UNIVERZA V MARIBORU

UNIVERZA V LJUBLJANI

DRAVSKE ELEKTRARNE MARIBOR

ENERGETSKA AGENCIJA ZA PODRAVJE



27. MEDNARODNO POSVETOVANJE

27TH INTERNATIONAL EXPERT MEETING

KOMUNALNA ENERGETIKA

POWER ENGINEERING

8. do 10. maj 2018 Maribor, Slovenija

May 8TH to 10TH 2018 Maribor, Slovenia

ZBORNIK

Univerza v Mariboru

Univerza v Ljubljani

Skupina hse dem dravske elektrarne maribor

energap energetska agencija za Podravje

Posvetovanje: "**KOMUNALNA ENERGETIKA**", Maribor, 8. do 10. maj 2018

Organizacija: Univerza v Mariboru,
Univerza v Ljubljani
Dravske elektrarne Maribor
Energetska agencija za Podravje

Odgovorni urednik: prof. dr. Jože PIHLER, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor

Članke posvetovanja so strokovno recenzirali:

Adnan GLOTIĆ,	Holding slovenske elektrarne
Bogomil JELENC,	Elektro Maribor
Aleš KIRBIŠ,	Dravske elektrarne Maribor
Sašo KRESLIN,	Dravske elektrarne Maribor
Filip KOKALJ,	Energetika Maribor, Maribor
Tatjana KONJIĆ,	Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla
Anita KOVAČ KRALJ,	Fakulteta za kemijo in kemijsko tehnologijo, Maribor
Tine MARČIČ,	Agencija za energijo
Dejan MATVOZ,	Elektroinštitut Milan Vidmar
Rafael MIHALIČ,	Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana
Gregor OMAHEN,	ELES
Boštjan POLAJŽER,	Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor
Miran ROŠER ml.,	Elektro Celje
Urban RUDEŽ,	Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana
Nermin SARAJLIĆ,	Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla
Andrej SENEGAČNIK,	Fakulteta za strojništvo, Ljubljana
Stane VIŽINTIN,	Elektroinštitut Milan Vidmar
Jože VORŠIČ,	Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor
Vojislav VUJANOVIĆ,	Dravske elektrarne Maribor

Prevajanje: Jurček VOH, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor

Tehnična ureditev: Jurček VOH, Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor

Založnik: Fakulteta za strojništvo, Univerza v Ljubljani
Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru

ZBORNIK POSVETOVANJA KOMUNALNA ENERGETIKA 2018	POWER ENGINEERING 2018 CONFERENCE PROCEEDING
Program	***Programme***
REKA DRAVA – 100 LET ZELENE ENERGIJE	***RIVER DRAVA -100 YEARS OF GREEN ENERGY***
HIDROENERGIJA V SLOVENIJI IN SVETU	***HYDROENERGY IN SLOVENIA AND IN THE WORLD***
UČINKOVITA RABA ENERGIJE	***ENERGY EFFICIENCY***
ŠTUDENTSKA SEKCIJA »REKA DRAVA – 100 LET ZELENE ENERGIJE«	***STUDENT COMPLEX "RIVER DRAVA -100 YEARS OF GREEN ENERGY"***
ENERGETSKE NAPRAVE IN OKOLJE	***POWER APPLIANCES AND ENVIRONMENT***
ELEKTROENERGETSKA OMREŽJA	***ELECTRICITY NETWORKS***

Celotni članki in predstavitve so na voljo na:
http://ke.powerlab.um.si/arhiv/clanki.aspx?id=11

Kataložni zapis o publikaciji (CIP) pripravili v Narodni in univerzitetni knjižnici v Ljubljani
COBISS.SI-ID=296197120
ISBN 978-961-6980-47-0 (pdf, Fakulteta za strojništvo)

Organized by

- University of Maribor,
- University of Ljubljana,
- Dravske elektrarne Maribor
- Energy agency of Podravje,

Scope

The main topic of this year's 27TH International Expert Meeting Power Engineering 2018 will be River Drava -100 years of Green Energy.

The focus of this year's conference will be on hydro energy. In 2018, it is 100 years since the start of operation of the Fala hydro power plant.

Among the thematic complexes, we would like to highlight Hydroenergy in Slovenia and in the World and student section, where the best contributions of electrical engineering students from University of Maribor and University of Ljubljana on the topic River Drava -100 years of Green Energy will be presented.

Papers at the Expert Meeting will be presented in five thematic complexes, namely: Hydroenergy in Slovenia and in the World, Energy Efficiency, Student Complex “RIVER DRAVA -100 YEARS OF GREEN ENERGY”, Power Appliances and Environment and Electricity Networks

Organizacija

- Univerza v Mariboru,
- Univerza v Ljubljani,
- Dravske elektrarne Maribor
- Energetska agencija za Podravje,

Namen

Osnovna tema 27. mednarodnega posvetovanja Komunalna energetika—oskrba z energijo / Power engineering 2018 bo Reka Drava -100 let zelene energije.

Poudarek letošnjega posvetovanja bo na hidroenergiji. V letu 2018 mineva 100 let od pričetka obratovanja hidroelektrarne Fala.

Med tematskimi sklopi bi posebej izpostavili sklop Hidroenergija v Sloveniji in svetu in študentsko sekcijo, kjer bodo predstavljeni najboljši referati študentov elektrotehnike Univerze v Mariboru in Univerze v Ljubljani na temo Reka Drava - 100 let zelene energije v Sloveniji.

Referati posvetovanja so predstavljeni v petih tematskih sklopih in sicer: Hidroenergija v Sloveniji in svetu, Učinkovita raba energije, Študentska sekcija »Reka Drava – 100 let zelene energije«, Energetske naprave in okolje in Elektroenergetska omrežja.

Topics of the conference:

RIVER DRAVA -100 YEARS OF GREEN ENERGY

Discussion and Leading Lectures

RIVER DRAVA -100 YEARS OF GREEN ENERGY

Thematic Complexes

Hydroenergy in Slovenia and in the World

- Small Hydro Power Plants
- Large Hydro Power Plants
-

Efficient Energy Use

- Planning, maintaining, operation
- Energy supply
- …

Student Section

River Drava -100 years of Green Energy

- Section for students of electrical engineering from University of Maribor and University of Ljubljana
- Best three contributions will be rewarded
- …

Power Appliances and Environment

- Planning
- Testing
- Operating Experience
- Maintenance
- Environment
- …

Electricity Networks

- Electricity Networks
- …

Tema posvetovanja:

REKA DRAVA - 100 LET ZELENE ENERGIJE

Okrogla miza in uvodna predavanja

REKA DRAVA - 100 LET ZELENE ENERGIJE

Tematski sklopi

Hidroenergija v Sloveniji in svetu

- male hidroelektrarne
- velike hidroelektrarne
- ...

Učinkovita raba energije

- raba energije
- upravljanje z energijo
- ...

Študentska sekcija

Reka Drava—100 let zelene energije

- Sekcija namenjena študentom elektrotehnike Univerze v Mariboru in Univerze v Ljubljani
- Najboljši trije prispevki bodo nagrajeni
- ...

Energetske naprave in okolje

- načrtovanje
- preskušanje
- obratovanje
- vzdrževanje
- okolje
- ...

Elektroenergetska omrežja

- elektroenergetska omrežja
- ...

ORGANISING COMMITTEE

Chairman:

Jože PIHLER *Faculty of Electrical Eng. and Computer Science, Maribor*

Secretary:

Jurček VOH *Faculty of Electrical Eng. and Computer Science, Maribor*

***Members*:**

Lidija K. KORITNIK *ICEM – TC, Maribor*

Vlasta KRMELJ *Energy Agency of Podravje, Maribor*

Tine MARČIČ *Agencija za energijo, Maribor*

Gorazd ŠTUMBERGER *Faculty of Electrical Eng. and Computer Science, Maribor*

Jože VORŠIČ *Faculty of Electrical Eng. and Computer Science, Maribor*

PROGRAM COMMITTEE

Chairman:

Gorazd ŠTUMBERGER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru*

Members:

Klemen DEŽELAK, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru*

Adnan GLOTIĆ, *Holding slovenske elektrarne*

Bogomil JELENC, *Elektro Maribor*

Aleš KIRBIŠ, *Dravske elektrarne Maribor*

Sašo KRESLIN, *Dravske elektrarne Maribor*

Filip KOKALJ, *Energetika Maribor, Maribor*

Tatjana KONJIĆ, *Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla*

Anita KOVAČ KRALJ, *Fakulteta za kemijo in kemijsko tehnologijo, Maribor*

Tine MARČIČ, *Agencija za energijo*

Dejan MATVOZ, *Elektroinštitut Milan* Vidmar

Rafael MIHALIČ, *Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana*

Gregor OMAHEN, *ELES*

Boštjan POLAJŽER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Miran ROŠER ml., *Elektro Celje*

Urban RUDEŽ, *Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana*

Nermin SARAJLIĆ, *Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla*

Andrej SENEGAČNIK, *Fakulteta za strojništvo, Ljubljana*

Stane VIŽINTIN, *Elektroinštitut Milan Vidmar*

Jože VORŠIČ, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Vojislav VUJANOVIĆ, *Dravske elektrarne Maribor*

ORGANIZACIJSKI ODBOR

Predsednik:

Jože PIHLER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Tajnik:

Jurček VOH , *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Člani:

Lidija K. KORITNIK, *ICEM – TC, Maribor o,*

Vlasta KRMELJ *Energetska agencija za Podravje, Maribor*

Tine MARČIČ *Agencija za energijo, Maribor*

Gorazd ŠTUMBERGER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko*

Jože VORŠIČ, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko*

PROGRAMSKI ODBOR

Predsednik:

Gorazd ŠTUMBERGER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru*

Člani:

Klemen DEŽELAK, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru*

Adnan GLOTIĆ, *Holding slovenske elektrarne*

Bogomil JELENC, *Elektro Maribor*

Aleš KIRBIŠ, *Dravske elektrarne Maribor*

Sašo KRESLIN, *Dravske elektrarne Maribor*

Filip KOKALJ, *Energetika Maribor, Maribor*

Tatjana KONJIĆ, *Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla*

Anita KOVAČ KRALJ, *Fakulteta za kemijo in kemijsko tehnologijo, Maribor*

Tine MARČIČ, *Agencija za energijo*

Dejan MATVOZ, *Elektroinštitut Milan* Vidmar

Rafael MIHALIČ, *Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana*

Gregor OMAHEN, *ELES*

Boštjan POLAJŽER, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Miran ROŠER ml., *Elektro Celje*

Urban RUDEŽ, *Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana*

Nermin SARAJLIĆ, *Fakultet elektrotehnike u Tuzli, Tuzla*

Andrej SENEGAČNIK, *Fakulteta za strojništvo, Ljubljana*

Stane VIŽINTIN, *Elektroinštitut Milan Vidmar*

Jože VORŠIČ, *Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Maribor*

Vojislav VUJANOVIĆ, *Dravske elektrarne Maribor*

Vsebina

Hidroenergija v Sloveniji in svetu .....

Krešimir BAKIČ
GLOBALNA HIDROENERGIJA IN PROF. ŠLEBINGER *(povzetek)* 1

Drago PAPLER
DEJAVNIKI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRIMERIH IZBRANIH HIDROELEKTRARNAH NA SLOVENSKIH REKAH DRAVA, SAVA IN SOČA 2

Rok STROPNIK, Mihael SEKAVČNIK, Mitja MORI
ANALIZA OKOLJSKIH VPLIVOV ELEKTRIČNE ENERGIJE SLOVENSKIH PONUDNIKOV IN PRIMERJAVA S PROIZVODNJO IZ HIDROELEKTRARN
LCA OF ELECTRICITY OF SLOVENIAN ELECTRICITY DISTRIBUTERS COMPARED WITH SLOVENIAN HYDROELECTRICITY MIX.....3

Dalibor KRANJČIČ
THE APPLICATION OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS MODELS IN CONDITION MONITORING OF HYDROPOWER PLANTS
(UPORABA UMETNIH NEVRONSKIH MREŽ ZA IZVAJANJE ANALIZ OBRATOVANJA HIDROELEKTRARN)
.....4

Jalen ŠTREMFELJ, Rok LESKOVEC, Anže ZALETEL
REGULACIJA NAPETOSTI PRI PARALELNEM OBRATOVANJU VEČ AGREGATOV V MALI HIDROELEKTRARNI
VOLTAGE REGULATION BASED ON PARALLEL OPERATION OF MULTIPLE AGGREGATES IN SMALL POWERPLANT 5

Klemen DEŽELAK, Jože PIHLER
ANALIZA VZDOLŽNIH IN PREČNIH PROFILOV STRUGE REKE DRAVE OD MELJA DO PTUJA 6

Učinkovita raba energije .....

Vlasta KRMELJ
MODELIRANJE MIKRO-OMREŽIJ *(povzetek)*.....7

Christian HESCHL
SOFC – SISTEMSKO VKLJUČEVANJE ENERGETSKO UČINKOVITIH STAVB *(povzetek)* 8

Oto TEŽAK, Patricija SIMONIČ, Gorazd ŠTUMBERGER
INFORMACIJSKA PODPORA SISTEMA ZA UPRAVLJANJE Z ENERGIJO 9

Boštjan HORVAT, Mitja PREŠERN
VLOGA AKTIVNEGA ODJEMALCA V SLOVENSKO JAPONSKEM PROJEKTU PREMAKNI PORABO 10

Nataša ŠTUMBERGER TRANČAR, Gorazd ŠTUMBERGER
FLEKSIBILNOST PRI PORABI ENERGIJE Z GLEDIŠČA KONČNEGA UPORABNIKA *(povzetek)*.....11

Študentska sekcija – REKA DRAVA – 100 let zelene energije .....

Gorazd LEDINEK
ZELENA ENERGIJA KOT VZROK IN GONILO RAZVOJA PODROČJA UPRAVLJANJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO.....11

Martin MALARIĆ
PROJEKTI HIDROELEKTRARN NA SPODNJI DRAVI.....12

Jernej FRANGEŽ
HIDROELEKTRARNE NA DRAVI 13

Filip KUĆA
VPLIV HE FALA NA RAZVOJ HIDROENERGETIKE IN VSAKDANJEGA ŽIVLJENJA OB REKI DRAVI NA HRVAŠKEM.....14

Energetske naprave in okolje .....

Mirza SARAJLIĆ, Marko POCAJT, Peter KITAK, Nermin SARAJLIĆ, Jože PIHLER
IDENTIFIKACIJA TEMPERATURNIH KOEFICIENTOV GOLEGA VODNIKA 15

Mislav TRBUŠIĆ, Jože PIHLER, Anton HAMLER
ANALIZA IZGUB V VISOKONAPETOSNEM TRANSFORMATORJU Z ODPRTIM TIPOM JEDRA 16

Dunja SRPAK, Damir MAĐERIĆ, Zlatko BOTAK
APPLICATION OF HEAT PUMP IN UNIN3 BUILDING OF THE UNIVERSITY NORTH IN VARAŽDIN
(UPORABA TOPLOTNE ČRPALKE V ZGRADBI 3 UNIVERZE V VARAŽDINU).....17

Andrej ORGULAN
VPLIVI RAZSVETLJAVE NA OKOLJE.....18

Dean ČERNEC
FOSFOR V ODPADNIH TOKOVIH IN PONOVNA UPORABA 19

Elektroenergetska omrežja.....

Teodora DIMITROVSKA, Rafael MIHALIČ
A FRAMEWORK OF INDIRECT CONTINGENCY SCREENING AND RANKING
(OKVIR METODE ZA SELEKCIJO MOTENJ NA PODLAGI METODE ZA RAZPOZNAVANJE VZORCEV) 20

Miran ROŠER, Gorazd ŠTUMBERGER
INTERAKCIJA BREMEN V DISTRIBUCIJSKEM OMREŽJU 21

Marcel TOPLER, Boštjan POLAJŽER, Miran ROŠER, Gorazd ŠTUMBERGER
IZBIRA USTREZNE REŠITVE ZA NAPAJANJE ODDALJENIH ODJEMALCEV.....22

Tadej ŠKRJANC, Urban RUDEŽ
IMPACT OF SHORT-CIRCUIT POWER AND VOLTAGE LEVEL ON CRITICAL CLEARING TIME
(VPLIV KRATKOSTIČNE MOČI IN NAPETOSTNEGA NIVOJA NA KRITIČNI ČAS ODPRAVE MOTENJ).....23

Ana KERBLER, Uroš KERIN, Jožef RITONJA
ANALIZA VPLIVA VELIKOSTI IN POSTAVITVE STATIČNEGA VAR KOMPENZATORJA NA DELOVANJE ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA SLOVENIJE 24

GLOBALNA HIDROENERGIJA IN PROF. ŠLEBINGER

Krešimir BAKIČ

POVZETEK

Električna energija pridobljena v hidroelektrarnah predstavlja največji delež obnovljivih virov energije. V letu 2017 je bil ta delež 16,4 % vse proizvedene električne energije na svetu. V prvem delu predavanja bo predstavljano obstoječe stanje hidro-energetike v svetu in potenciali za prihodnost. V tem kontekstu bo predstavljen profesor Vladimir Šlebinger (1906-1984), kot eden od največjih svetovnih strokovnjakov za hidrologijo in kakovostno izkoriščanje voda za dobrobit človeštva. Na kratko bo predstavljen njegov projekt izgradnje največje HE na svetu na reki Kongo (HE Inga), ki bi bila 2-3 krat večja od danes največje HE Three Gorges (32x700+2x50=22.500 MW) na Kitajskem. In prav ta afriška hidroelektrarna naj bi se v kratkem začela graditi v mednarodnem konzorciju investitorjev in bank. Prispevala pa naj bi gospodarskem obratu Afrike in začetku masovne elektrifikacije celine, ki ima več kot polovico prebivalstva brez dostopa do električne energije. Profesor Šlebinger je poleg originalnih idej o gradnji te elektrarne v 70'-ih letih prejšnjega stoletja predlagal prenos viškov hidroenergije iz Afrike v južno Evropo po ceni, ki bi bila konkurenčna kasneje zgrajenim termoelektrarnam. Njegovi takratni prispevki za čisto energijo, okolje in visoko učinkovitost energetskih konverzij so bili približno trideset let pred sedanjo energetsko politiko Evrope.

GLOBAL HIDROENERGY AND PROF. ŠLEBINGER

ABSTRACT

Electricity generated in hydroelectric power plants represents the largest share of renewable energy sources. In 2017, this share was 16.4 % of all electricity produced in the world. The first part of the lecture will present the existing state of hydro-energy in the world and the potential for the future. In this context, Professor Vladimir Šlebinger (1906-1984) will be presented as one of the world's largest experts in hydrology and quality water use for the benefit of humanity. His project of constructing the largest HPP in the world on the Congo river (HE Inga), which would be 2-3 times larger than today's largest HPP Three Gorges (32x700 + 2x50 = 22,500 MW) in China, will be briefly presented. And this African hydroelectric plant is expected to be built by the international consortium of investors and banks shortly. It was intended to contribute to the economic turn of Africa and the beginning of mass electrification of the continent, which has more than half of the population without access to electricity. In addition to the original ideas on the construction of this power plant, Professor Šlebinger proposed the transfer of hydropower electricity surplus from Africa to southern

Europe in the 1970s at a price that would compete with the later built thermal power plants. His contributions to clean energy, the environment and the high efficiency of energy conversions were about thirty years before Europe's current energy policy.

DEJAVNIKI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRIMERIH IZBRANIH HIDROELEKTRARN NA SLOVENSKIH REKAH DRAVA, SAVA IN SOČA

Drago PAPLER

POVZETEK

Proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah je odvisna od hidrologije, ki se spreminja v posameznih opazovanih časovnih obdobjih. Na primerih izbranih hidroelektrarn na treh slovenskih rekah Dravi, Savi in Soči smo z opisno statistiko analizirali proizvodnjo električne energije med posameznimi leti z izločitvijo ekstremnih odstopanj in ugotavljali značilno sezonskost med letom.

Z metodami multivariatne statistične analize smo na podlagi dejanskih podatkov analizirali naravne in tehnične dejavnike proizvodnje električne energije. S korelacijsko analizo smo ugotavljali povezanost proizvodnje električne energije s pretokom vode. Z regresijsko analizo proizvodnje električne energije smo ocenili produkcijsko funkcijo glede na pretok vode, padavine in instalirano moč generatorjev. V nekaterih primerih smo pojasnili pomemben vpliv tehnološkega razvoja in človeškega kapitala z upoštevanjem instalirane moči modernizirane hidroelektrarne na zaposlenega. Na izbranem primeru, ki posplošuje učinke hidroproizvodnje električne energije v velikih hidroelektrarnah smo s prihodkovno funkcijo ob tehnoloških in naravnih dejavnikih ocenili pomemben vpliv prodajne cene.

Ključne besede: *hidroelektrarna, proizvodnja, električna energija, statistična analiza, korelacijska analiza, regresijska analiza*

FACTORS OF ELECTRICITY PRODUCTION ON SAMPLES OF SELECTED HYDRO POWER PLANTS ON SLOVENIAN RIVERS DRAVA, SAVA AND SOČA

Drago PAPLER

ABSTRACT

The production of electricity in hydro power plants depends on hydrology, which changes in individual observed periods of time. On samples of selected hydro power plants on three Slovenian rivers Drava, Sava and Soča, by the descriptive statistics the production of electricity during individual years was analysed by eliminating extreme deviations and identifying the typical seasonality during the year.

Applying the methods of multivariate statistical analysis, the natural and technical factors of the electricity production were analysed on the basis of actual data. The electricity production interaction with the flow of water was determined by the correlation analysis. By the regression analysis of electricity production the production function was assessed as to the water flow, precipitation and installed power of generators. In some cases, the important influence of technological development and human capital has been explained, taking into account the installed power of the modernized hydro power plant per employee. In a selected case, which generalizes the effects of hydro power generation in large hydro power plants, with a revenue function and with technological and natural factors, the significant influence of the selling price was assessed.

Keywords: *hydro power plant, production, electricity, statistical analysis, correlation analysis, regression analysis*

1. UVOD

Obnovljivi viri energije (OVE) imajo pomembno mesto v celoviti evropski energetski politiki pri doseganju vseh treh glavnih postavljenih ciljev kot je izboljšati varnost pri oskrbi z energijo, zmanjševati izpuste toplogrednih plinov in spodbujati konkurenčnost. Direktiva o spodbujanju rabe OVE, sprejeta 23. aprila 2009 je za vsako državo na podlagi njenih potencialov in zmogljivosti, opredelila pravno zavezujoči cilj. Slovenija je bila v letu 2016 z 21,3 % deležem OVE za 3,7 odsotne točke pod ciljnim deležem OVE za leto 2020, ki znaša 25 % [19]. V strukturi proizvodnih virov električne energije predstavljajo hidroelektrarne tretjinski delež z 19 velikimi hidroelektrarnami nazivne moči nad 10 MW, termoelektrarne tretjinski delež in jedrska elektrarna tretjinski delež [16].

Vodna energija je ekološko čist obnovljivi vir energije, kjer se potencialna moč vode pretvarja v mehansko moč in naprej v električno energijo. Okolje onesnažuje minimalno, pozitivni učinki so v visokem deležu domače tehnologije in posledično delovnih mest, zanesljivost delovanja, dolga življenjska doba in nizki stroški obratovanja in vzdrževanja. V primerjavi z ostalimi energetskimi viri so hidroelektrarne (HE) učinkovite in okolju prijazne. Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se letno spreminja glede na hidrološke in druge razmere in tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov [18].

Proizvodnja električne energije v HE je v precejšnji meri odvisna od vremenskih pogojev. Na omenjeno proizvodnjo odločno vpliva količina padavin. Ta lahko zaniha tudi za več kot +/- 25 % glede na dolgoletno povprečje. Pri prodaji proizvedene električne energije smo izpostavljeni nihanjem tržne cene električne energije. Ta močno korelira z gospodarskimi gibanji, nanjo vpliva sprememba smernic politike proizvodnje električne energije in cene na evropski borzi z električno energijo EEX (European Energy Exchange) in madžarski borzi HUPX [1]. Izkoriščanje vodnega potenciala za proizvodnjo električne energije na Slovenskem ima stoletno tradicijo. Prvi veliki hidroelektrarni sta bili HE Završnica (1914) na vodotoku Završnica in HE Fala (1918) na reki Dravi. Na reki Soči je bila prva zgrajena HE Doblar (1939), na Savi pa HE Moste (1952).

2. METODOLOGIJA IN PODATKI

2.1 Dosedanje raziskave

Proučevali smo značilno sezonskost proizvodnje na primerih malih in srednjih hidroelektrarn. Hidrologija je v zimskih mesecih najnižja in se povečuje spomladi s taljenjem snega v sredogorju in največjo proizvodnjo doseže v maju in juniju. Proizvodnja je tudi preko poletnih mesecev zanesljiva in se nekoliko dvigne z jesenskim deževjem [2, 3]. Proučevanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov smo ugotavljali s pomočjo tehničnih in naravnih dejavnikov [9]. Regresijska analiza je potrdila, da je letna proizvodnja v zelenih hidroelektrarnah (v *MW*-ih) s strani gorenjskih proizvajalcev električne energije pomembno povezana z vgrajeno močjo generatorjev (*kW*) v teh gorenjskih elektrarnah, pa tudi s količinami padavin (*mm*), povprečno močjo vodotoka v različnih delih reke Save (m^3/s), kjer se nahajajo hidroelektrarne in s tem povezane temperature zraka. Izračunane regresije so ocenjene v naravnih logaritmih. Parametri ocenjenih regresijskih koeficientov so istočasno koeficienti elastičnosti, ki obvladujejo relativni odziv proizvodnje električne energije na spremembe v vsaki od pojasnjevalnih spremenljivk [10]. Z uporabo multivariatnih statističnih metod so bile opravljene raziskave na področju proizvodnje in distribucije električne energije [8, 12, 13, 15].

2.2 Ocenjevanje z multivariatnimi statističnimi analizami

Za obdelavo pridobljenih podatkov o proizvodnji električne energije v velikih hidroelektrarnah smo uporabili kvantitativne raziskovalne metode, za obdelavo z multivariatnih statističnih analiz [4] smo uporabili statistični računalniški paket SPSS [5, 7].

Opisne statistike so uporabljene za prikaz aritmetičnih sredin spremenljivk (povprečje).

Za dokazovanje postavljenih domnev je bil uporabljen statistični test za določitev odvisnosti oziroma neodvisnosti določenih spremenljivk, kadar želimo ugotoviti, ali ugotovljene frekvence statistično značilno odstopajo od pričakovanih, kritičnih vrednosti. Vse vrednosti P-testa, ki so manjše od 0,05, pomenijo statistično značilno verjetnost razlik na določenem dejavniku. Kot metodo ocenjevanja produkcijske in prihodkovne funkcije smo uporabili regresijsko analizo in ocenili parametre predpostavljene matematične specifikacije funkcije, ki pojasnjuje odnos med odvisno spremenljivko in vsemi v model vključenimi pojasnjevalnimi spremenljivkami.

V analizi je uporabljena splošna Cobb-Douglasova specifikacija splošne funkcije:

$$y = \beta_0 \cdot x_1^{\beta_1} \cdot x_2^{\beta_2} \cdot x_3^{\beta_3} + u_t \tag{1}$$

kjer je: y – odvisna spremenljivka,
β_0 – konstanten člen,
x_1 – pojasnjevalna spremenljivka 1,
β_1 – koeficient elastičnosti pojasnjevalne spremenljivke 1,
x_2 – pojasnjevalna spremenljivka 2,

β_2 – koeficient elastičnosti pojasnjevalne spremenljivke 2,
x_3 – pojasnjevalna spremenljivka 3,
β_3 – koeficient elastičnosti pojasnjevalne spremenljivke 3,
u_t – slučajno odstopanje.

Splošno potenčno funkcijo lineariziramo s preračunom podatkov z naravnimi logaritmi $\ln(x)$ vseh spremenljivk:

$$\ln(y) = \ln(\beta_0) + \beta_1 \ln(x_1) + \beta_2 \ln(x_2) + \beta_3 \ln(x_3) + u_t \quad (2)$$

Namen regresijske analize je določiti matematično specifikacijo med odvisno in eno ali več neodvisnimi spremenljivkami. Izhodišče regresijske analize je korelacijska analiza, s katero proučujemo (pojasnjujemo) stopnjo parcialne linearne povezanosti med odvisno spremenljivko in posameznimi pojasnjevalnimi spremenljivkami.

2.3 Produkcijska funkcija

Na primerih izbranih hidroelektrarn na slovenskih rekah Drava, Sava in Soča smo na podlagi razpoložljivih podatkov testirali dejavnike proizvodnje električne energije. Proučevanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije ugotavljamo s pomočjo tehničnih in naravnih dejavnikov. Rezultat uporabe faktorjev pri proizvodnji električne energije smo opisali s produkcijsko funkcijo, kjer je odvisna spremenljivka proizvodnja električne energije v hidroelektrarni – *Proiz* (*MWh*), pojasnjevalne spremenljivke pa so instalirana moč – *Pi* (*MW*), dotok vode – *Q* (m^3/s) ter podatki pretoka vode Agencije RS za okolje Ministrstva za okolje in prostor (ARSO) na merilnih postajah (m^3/s) in padavin – *Padav* (*mm*). V modelu smo uporabili letne podatke proizvodnje električne energije HE in meteorološke podatke postaj ARSO. V nadaljevanju smo na primeru HE Moste v produkcijski funkciji uporabili pojasnjevalno spremenljivko instalirana moč na zaposlenega – *Pi/zap* (*MW/zap*).

2.4 Prihodkovna funkcija

Dodatno možnost regresijske analize predstavlja prihodkovna funkcija, ki jo ob tehnoloških in naravnih dejavnikih lahko uporabimo, če imamo znane podatke o prodajni ceni – *pc (EUR/MWh),* obratovalni podpori – *OP (EUR/MWh)* in prihodkih – *Prih (EUR).* Zaradi omejitev pri pridobitvi finančnih podatkov ni bila ocenjena prihodkovna funkcija.

2.5 Podatki in omejitve

Uporabljeni so bili mesečni in letni podatki Dravskih elektrarn Maribor za HE Fala v obdobju 2001-2017 [21], podatki Soških elektrarn Nova Gorica za HE Doblar 1 in HE Solkan v obdobju 2005-2017 [23], podatki Savskih elektrarn Ljubljana za HE Završnica v obdobju 1945-2005 in HE Moste v obdobju 1952-2017 [22] ter podatki ARSO [20].

Omejitve so glede na obseg pridobljenih podatkov o proizvodnji električne energije in turbinskih pretokih vode za posamezne HE pred letom 2000 ter zaradi manjkajočih zaposlitvenih in finančnih podatkov.

3. OPISNE STATISTIKE

3.1 Izbrane HE na Dravi, Savi in Soči

HE Fala

HE Fala je najstarejša elektrarna na slovenskem delu reke Drave. S petimi agregati je začela obratovati leta 1918. Zaradi naraščajoče porabe električne energije je bil leta 1925 dograjen šesti in leta 1932 sedmi agregat. Po zaključku gradnje elektrarn na Dravi je postala pretočna zmogljivost turbin na Fali premajhna glede na preostale elektrarne v dravski verigi, zato je nastala potreba po izenačitvi pretokov s preostalimi elektrarnami. Zaradi potreb po povečanju turbinskega pretoka, je bil v HE Fala leta 1977 vgrajen še dodatni osmi agregat z vertikalno Kaplanovo turbino moči 17 MW s prepustno letno sposobnostjo jezu 4.800 m^3/s. Vse zaporne table pretočnih polj so bile v letih 1991-1994 zamenjane z novimi. Leta 1995 je bila turbina osmega agregata zamenjana z novo, boljših tehničnih karakteristik in z večjim nazivnim pretokom.

Akumulacijsko jezero HE Fala dolžine 8,6 km sega do zgoraj ležeče HE Ožbalt. Vsebuje 4,2 milijona m^3 vode, od katerih se lahko 0,9 milijona m^3 vode izkoristi za proizvodnjo električne energije. Od temeljite prenove ob koncu 90-ih let 20. stoletja je nova HE Fala dimenzionirana za instaliran pretok 550 m^3/s in padec 14,6 m. Vgrajene ima tri novejše agregate, ki jih sestavljajo horizontalne dvojne Francisove turbine in na isti osi v podaljšku generatorji z močjo 58 MW z letno proizvodnjo 260 GWh [24].

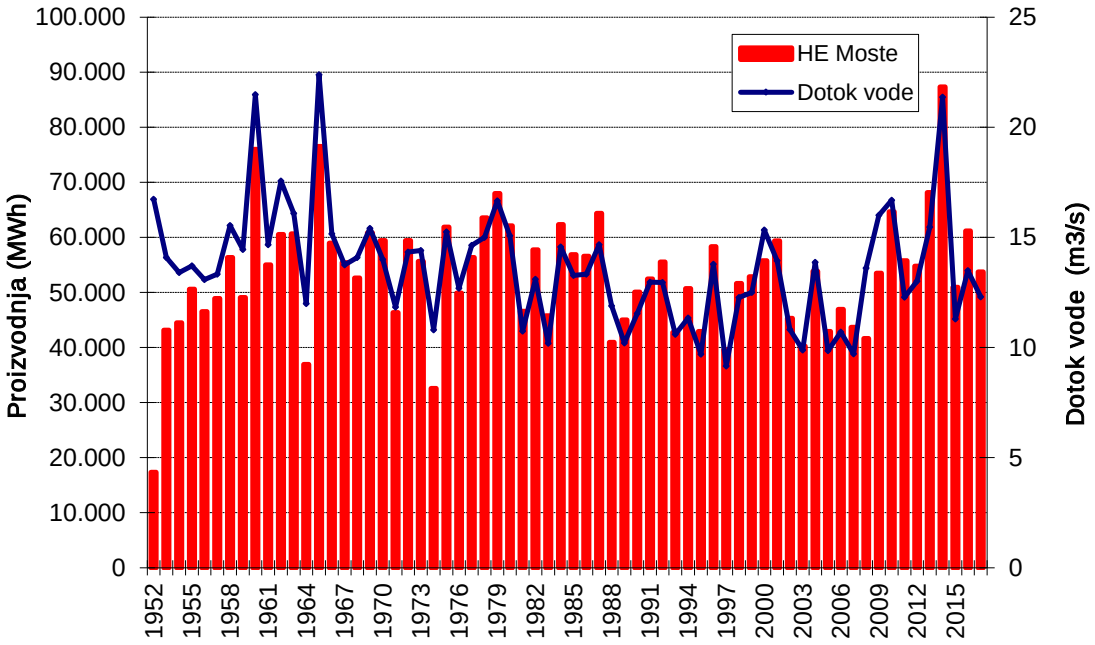
Po končani prenovi oziroma dograditvi novih postrojev v HE Fala je prenehalo z obratovanjem vseh sedem starih postrojev s horizontalno dvojno Francisovo turbino in pripadajočim zračno hlajenim generatorjem v stari strojnici [6]. V njej je od leta 1998 muzej tehniške dediščine z informativno in izobraževalno predstavitvijo delovanja elektrarne.

HE Moste

HE Moste obratuje, kot prva velika elektrarna na reki Savi od leta 1952. HE Moste je načrtovana kot akumulacijska elektrarna za proizvodnjo vršne energije. Povodje Save obsega 325 km^2, volumen bazena je 5,46 milijonov m^3 vode, razpoložljiv volumen (denivelacija) je 2,94 milijona m^3. Akumulacijski bazen omogoča tedensko izravnavo pretokov. Pregrada je betonska in leži v najožjem delu savskega kanjona, v soteski Kavčke, pod Žirovnico ter je s 60 m višine tudi najvišja pregrada v Sloveniji. Je ločno oblikovana s pretokom preko krone. Na pregradi so štiri polja s prevodnostjo 570 m^3/s. Od vtočnega objekta v pregradi je speljan 840 m dolg dovodni rov do strojnice v kateri je nameščena vsa hidromehanska, strojna in elektro oprema [25].

HE Moste sestavlja skupaj s starejšo HE Završnica (1914) na potoku Završnica, enotni energetski sistem. V strojnici HE Moste so bili prvotno vgrajeni trije agregati, ki so jih sestavljale spiralne Francisove turbine s skupno požiralnostjo 28,5 m^3/s in generatorji. Sistem je bil dograjen leta 1977 z vgradnjo četrtega agregata v strojnici HE Moste, s požiralnostjo 6 m^3/s, ki je imel turbinsko in črpalno sposobnost. Sistem je bil načrtovan tako, da bi omogočal prečrpavanje savske vode v višje ležeči bazen Završnica. Ker je bil turbinsko-črpalni postroj prototipne izvedbe, so do leta 1980 trajala testiranja in prilagoditev opreme. Vendar je kot črpalni stroj obratoval le do leta 1982, ker zaradi različnih tehničnih in ekoloških razlogov črpalno obratovanje ni bilo primerno [6].

Zaradi nezanesljive opreme testnega agregata s slabim izkoristkom so agregat 4 v letu 1999 rekonstruirali. Zamenjali so gonilnik, vodilne lopate z novo hidravlično obliko, turbinski regulator ter vso pomožno tehnološko opremo. Nova je tudi vsa periferna elektro oprema. Tako so zamenjali kompletno tehnološko lastno rabo agregata, vgradili nov vzbujalni sistem s statičnim vzbujalnim sistemom z digitalno regulacijo in mikroprocesorskim krmiljenjem, vgradili novo zaščito agregata z numerično in multimikroprocesorsko strukturo ter distribuiran mikroprocesorski sistem za lokalno in daljinsko vodenje agregata iz oddaljenega centra vodenja SEL [16].



Sl.1: Proizvodnja električne energije HE Moste v obdobju 1952-2017
Vir: SEL [22], obdelava in izris dr. Drago Papler

HE Moste je z obnovo iz triagregatne elektrarne prešla na dvoagregatno elektrarno z namenom, da so pridobili prazno mesto za namestitev skupnih naprav ter prostor za statično ojačanje konstrukcije strojnice z železobetonom. Rekonstrukcija je potekala v letih 2008-2011. HE Moste izkorišča akumulacijski bazen Save z dvema agregatoma in s priključitvijo dovodnega cevovoda iz akumulacijskega bazena HE Završnica z enim agregatom. Celotni sistem daje v konicah proizvodnje 21 MW moči, srednja letna proizvodnja je 65 GWh

električne energije. Doseženo proizvodnjo električne energije v obdobju 1952-2017 prikazuje sl.1.

Po 90. letih obratovanja je prva kranjska deželna HE Završnica septembra 2005 dobila novo vlogo kot tehniški spomenik, vključena je bila v Pot kulturne dediščine Žirovnica [11], v letih 2014-2015 je bila s konzervatorskim načrtom urejena stalna zbirka razstavnih eksponatov po programu obeleževanja 100-letnice HE Završnica in leta 2015 izdana knjiga [14].

HE Doblar 1

HE Doblar 1 je akumulacijska-derivacijska elektrarna, ki je začela obratovati leta 1939 in je do leta 1947 proizvajala energijo za takratno italijansko energetsko omrežje. Padavinsko območje obsega 1.150 km^2, koristna prostornina bazena je 150.000 m^3, dopustno nihanje bazena je 2 m. Akumulacijo in strojnico povezuje 3.567 m dolg dovodni tunel premera 5,6 m. HE Doblar I ima instaliran pretok 96 m^3/s, povprečni letni pretok 82,3 m^3/s in bruto padec pri pretoku 60 m^3/s 45,4 m. V strojnici so vgrajene tri Francisove vertikalne turbine in trije trifazni sinhronski generatorji z inštalirano močjo 30 MW. Predvidena letna proizvodnja HE Doblar I je 150 GWh. Leta 1979, po 40. letih obratovanja, je bila iztrošena oprema zamenjana s sodobnejšo opremo ter izvedena preureditev za popolno lokalno avtomatizacijo in daljinsko vodenje iz takratnega območnega centra vodenja. Na osnovi izsledkov o bolj učinkovitem izkoriščanju razpoložljivega vodnega potenciala, ki so narekovali poenotenje instaliranega pretoka na 180 m^3/s v celotni verigi hidroelektrarn na Soči je nastala HE Doblar II leta 2002 z inštalirano močjo 40 MW.

Po doinstalacij HE na Soči so se pričele priprave na temeljito obnovo HE Doblar I. Rekonstrukcija generatorja 3 je potekala od oktobra 2010 do januarja 2011, rekonstrukcija generatorja 2 je potekala od oktobra 2011 do oktobra 2012 in rekonstrukcija generatorja 1 je potekala od marca 2013 do decembra 2013 [26].

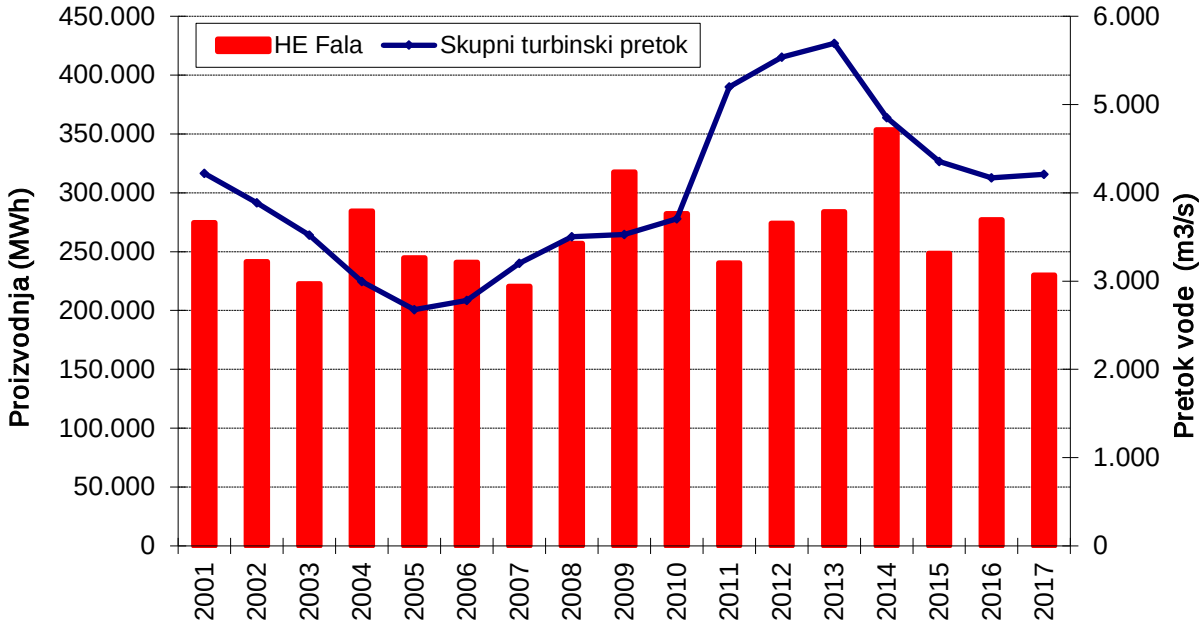
HE Solkan

Konec sedemdesetih let 20. stoletja je po raziskavah vseh možnih lokacij za izrabo vodne energije reke Soče in njenih pretokov padla odločitev za izgradnjo HE Solkan. Osnovni projekt je predvidel vgradnjo dveh proizvodnih postrojev s pretokom po 60 m^3/s, kasnejše raziskave pa so pokazale, da je zaradi potreb po vršni energiji potrebno HE visoko inštalirati. Zato je bil končni projekt izdelan za vgradnjo treh proizvodnih postrojev [6].

HE Solkan je tipična klasična pretočna hidroelektrarna začela obratovati leta 1984, padavinsko območje obsega 1632 km^2, koristna prostornina bazena je 1.000.000 m^3, dopustno nihanje bazena je 1,5 m, instaliran pretok je 180 m^3/s in bruto padec 20,55 m. V strojnici so vgrajeni trije agregati (Kaplanove turbine in sinhronski generatorji) s skupno instalirano močjo 32 MW ter predvideno letno proizvodnjo 105 GWh. Elektrarna je lokalno avtomatizirana in daljinsko vodena iz centra vodenja Soških elektrarn v Novi Gorici [26].

3.2 Proizvodnja električne energije

HE Fala je imela v obdobju 2001-2017 največjo proizvodnjo 353.525 MWh električne energije leta 2014 in najmanjšo proizvodnjo 220.606 MWh leta 2007 (sl.2). Povprečna proizvodnja je bila 264.344 MWh, odstopanja od povprečja so se gibala od +33,7 % do -16,5 %. HE Fala je pretočna hidroelektrarna na reki Dravi in je imela glede na instalirano moč 60 MW od 3.689 do 5.912 (povprečno 4.420 MWh/inst.MW) polnih obratovalnih ur (preglednica I).



Sl.2: Proizvodnja električne energije HE Fala v obdobju 2001-2017
Vir: DEM [21], obdelava in izris dr. Drago Papler

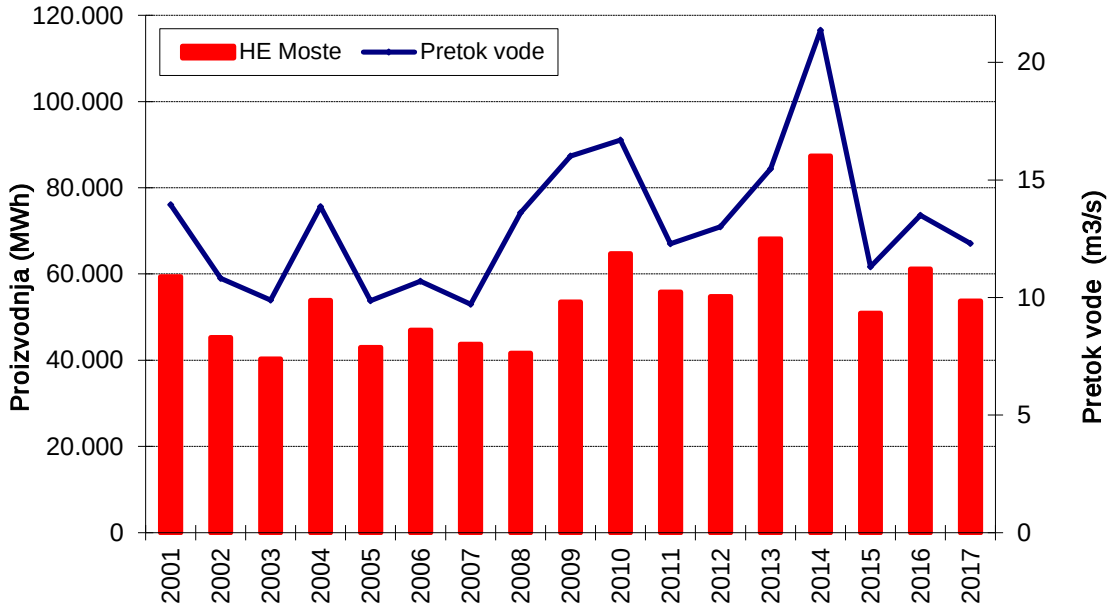
Preglednica I: Statistična analiza letne proizvodnje električne energije HE Fala, HE Moste, HE Doblar in HE Solkan

	Parameter	*HE Fala 2001-2017*	*HE Moste 2001-2017*	*HE Doblar 1 2005-2017*	*HE Solkan 2005-2017*
Proizvodnja (MWh)	*Max proizv.*	353.525	100.925	139.733	213.725
	Min proizv.	220.606	43.380	53.359	114.778
	Povprečje	264.344	60.087	91.793	153.514
+ Odstopanja od povpr. (%)		+33,7	+68,0	+52,2	+39,2
- Odstopanja od povpr. (%)		-16,5	-27,8	-41,9	-25,2
Polne obratov. ure (MWh/inst.MW)	*Max proizv.*	5.912	2.035	4.658	6.679
	Min proizv.	3.689	1.604	1.779	3.587
	Povprečje	4.420	1.850	3.060	4.797

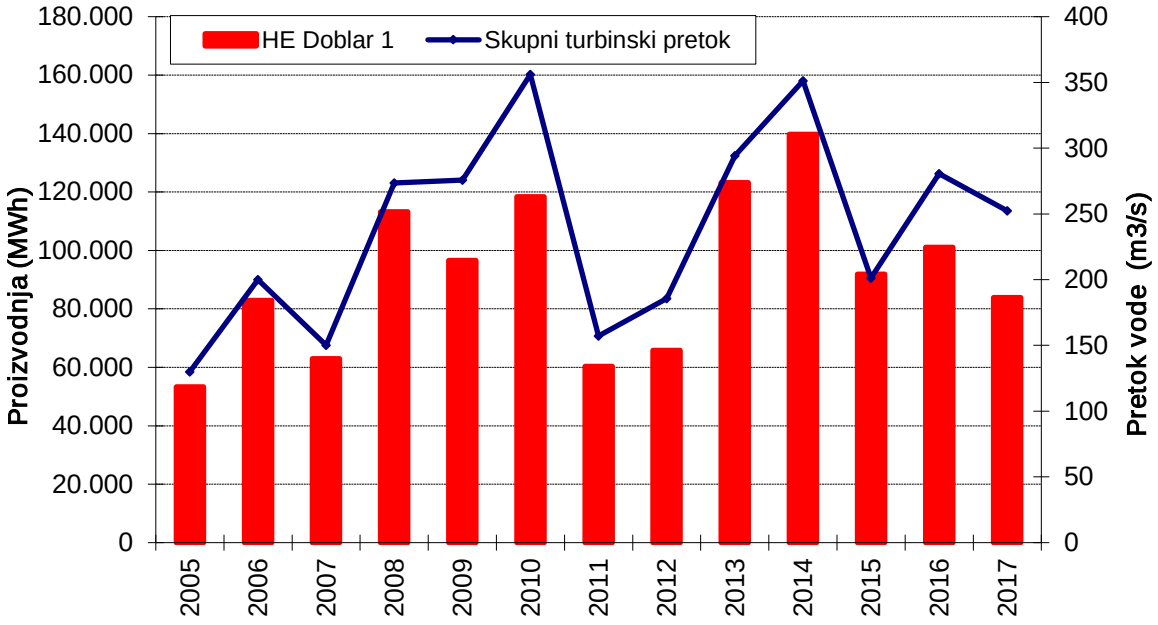
Vir: DEM [21], SEL [22], SENG [23], izračuni dr. Drago Papler

V HE Moste je bila po letu 2000 največja proizvodnja 87.343 MWh električne energije oz. 100.925 MWh z upoštevanim agregatom 4 HE Završnica leta 2014 in najmanjša proizvodnja

40.269 MWh v HE Moste leta 2003 oz. 43.380 MWh električne energije z upoštevanim agregatom 4 HE Završnica (sl.3). V obdobju 2001-2017 je bila povprečna proizvodnja 60.087 MWh električne energije, odstopanja od povprečja so se gibala od +68,0 % do -27,8 %. HE Moste je akumulacijska hidroelektrarna na reki Savi in je imela glede na instalirano moč 23 MW (2001-2005) oz. 21 MW (od 2006 dalje) povprečno 1.850 polnih obratovalnih ur (MWh/inst.MW), odstopanja so bila od +10,0 % do -13,3%.



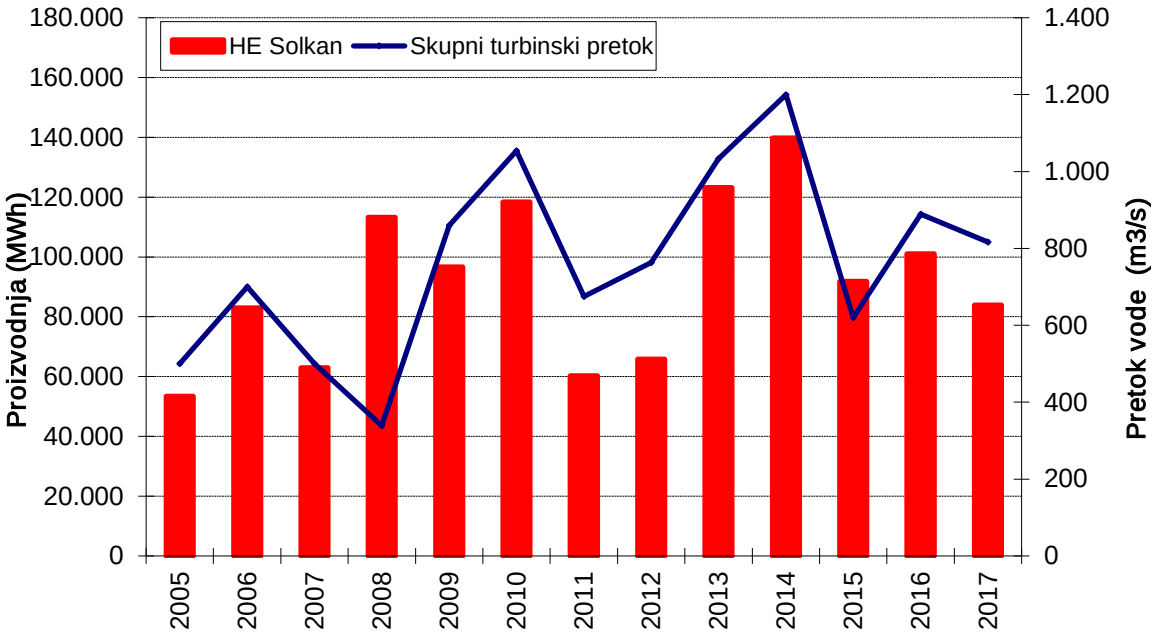
Sl.3: Proizvodnja električne energije HE Moste v obdobju 2001-2017
Vir: SEL [22], obdelava in izris dr. Drago Papler



Sl.4: Proizvodnja električne energije HE Doblar 1 v obdobju 2001-2017

Opomba: za skupni turbinski pretok vode so ocenjeni podatki za obdobje 2005-2008
Vir: SENG [23], obdelava in izris dr. Drago Papler

HE Doblar 1 je imela v obdobju 2005-2017 največjo proizvodnjo 139.733 MWh električne energije leta 2014 in najmanjšo proizvodnjo 53.359 MWh leta 2005 (sl.4). Povprečna proizvodnja je bila 91.793 MWh, odstopanja od povprečja so se gibala od +52,2 % do -41,9 %. HE Doblar je pretočna hidroelektrarna na reki Soči in je imela glede na instalirano moč 30 MW od 1.779 do 4.658 (povprečno 3.060 MWh/inst.MW) polnih obratovalnih ur.



Sl.5: Proizvodnja električne energije HE Solkan v obdobju 2001-2017
Opomba: za skupni turbinski pretok vode so ocenjeni podatki za obdobje 2005-2008
Vir: SENG [23], obdelava in izris dr. Drago Papler

HE Solkan je imela v obdobju 2005-2017 največjo proizvodnjo 213.725 MWh električne energije leta 2014 in najmanjšo proizvodnjo 114.778 MWh leta 2005 (sl.5). Povprečna proizvodnja je bila 153.514 MWh, odstopanja od povprečja so se gibala od +39,2 % do -25,29 %. HE Solkan je pretočna hidroelektrarna na reki Soči in je imela glede na instalirano moč 32 MW od 3.587 do 5.679 (povprečno 4.797 MWh/inst.MW) polnih obratovalnih ur.

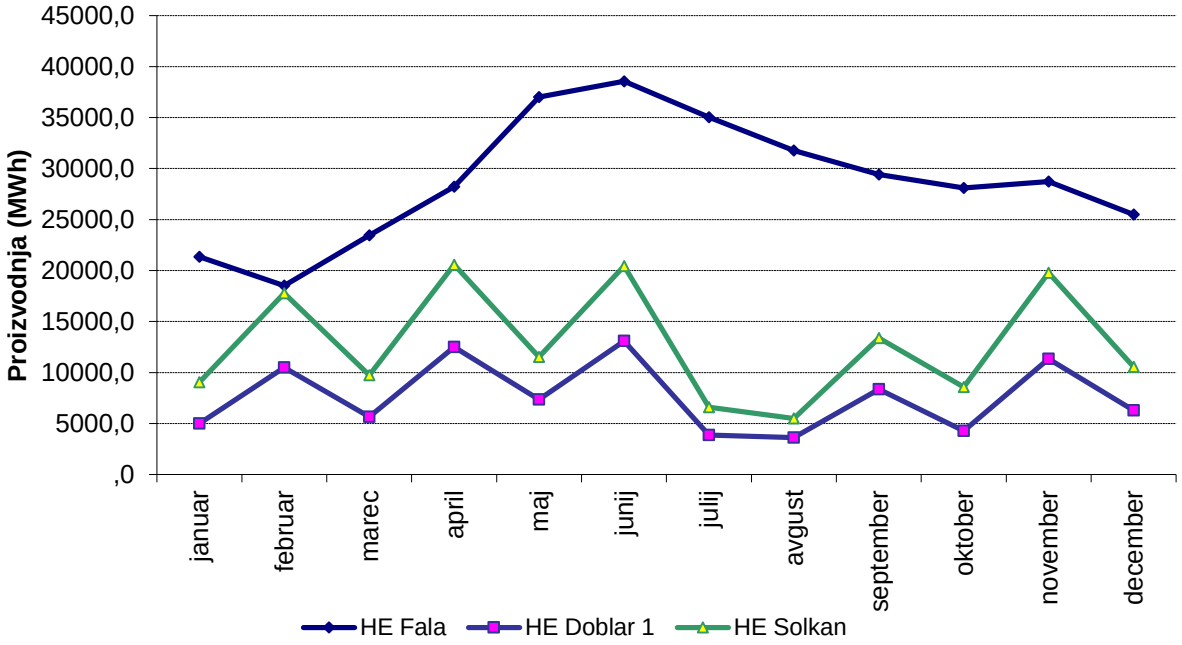
3.3 Sezonskost proizvodnje hidroelektrarn

Za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah je značilna sezonskost proizvodnje med letom, nihanja pa so tudi med posameznimi leti. Hidroproizvodnja v porečju Save Dolinke na Zgornjem Gorenjskem, kjer je HE Moste, je odvisna od snežnih padavin na območju Julijskih Alp in Karavank ter hidroloških razmer. Podnebne spremembe so vidne na krčenju

Triglavskega ledenika. Zaradi zniževanja cen električne energije, kar vpliva na prihodke, je potrebno optimiranje in izboljševanje ključnih parametrov delovanja [17].

Reka Drava z veliko pretočnostjo ima značilno sezonskost proizvodnje, ki narašča spomladi in doseže vrhunec konec maja in junija. Ob vremenskih pogojih in padavinah s postopnim zmanjševanjem preko poletja in jeseni zagotavlja stabilno proizvodnjo v HE Fala, razen v ekstremnih letih.

Značilnost alpske reke Soče je nihanje, ki doseže vrhunce februarja, aprila, julija in novembra, rahlo povečanje pa je tudi septembra. Izrazito sušno obdobje je julija in avgusta (sl.6). Hidropotencial reke Soče izrabljata za proizvodnjo električne energije HE Doblar 1 in HE Solkan.

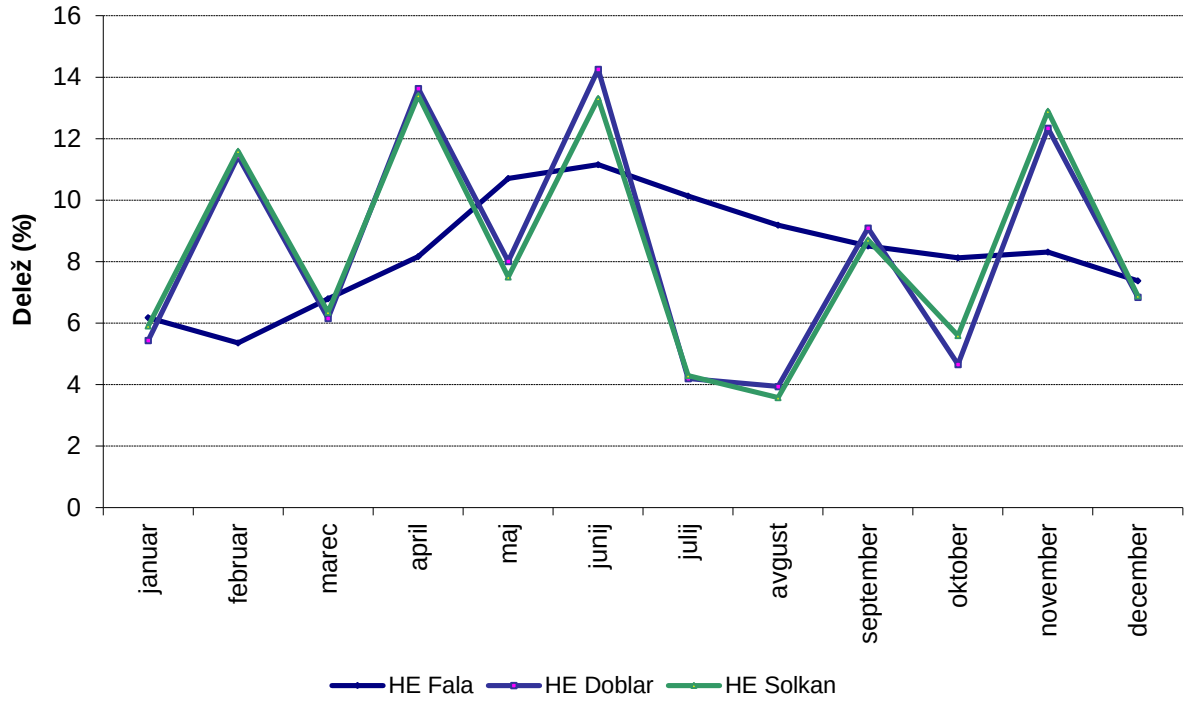


Sl.6: Povprečna mesečna proizvodnja električne energije v HE Fala, HE Doblar 1 in HE Solkan
Vir: DEM [21], SENG [23], obdelava in izris dr. Drago Papler

V mesečni strukturi povprečnih podatkov obdobja 2001-2017 je HE Fala, ki izkorišča hidropotencial reke Drave, proizvedla največ 11,2 % električne energije junija, maja 10,7 %, julija 10,1 % in avgusta 9,2 % letne proizvodnje. Najmanjša proizvodnja je bila februarja 5,4 %, januarja 6,2 % in marca 6,8 %.

HE Doblar 1, ki izkorišča hidropotencial reke Soče, je proizvedla največ 14,3 % električne energije junija, aprila 13,6 %, novembra 12,3 % in februarja 11,4 %. Najmanjša proizvodnja je bila avgusta 3,9 %, julija 4,2 % in oktobra 4,7 % letne proizvodnje.

HE Solkan, ki izkorišča hidropotencial reke Soče, je proizvedla največ 13,4 % električne energije aprila, junija 13,3 %, novembra 12,9 % in februarja 11,6 %. Najmanjša proizvodnja je bila avgusta 3,6 %, julija 4,3 % in oktobra 5,6 % letne proizvodnje (sl.7).



Sl.7: Delež povprečne mesečne proizvodnje električne energije v HE Fala, HE Doblar 1 in HE Solkan

Vir: DEM [21], SENG [23], obdelava in izris dr. Drago Papler

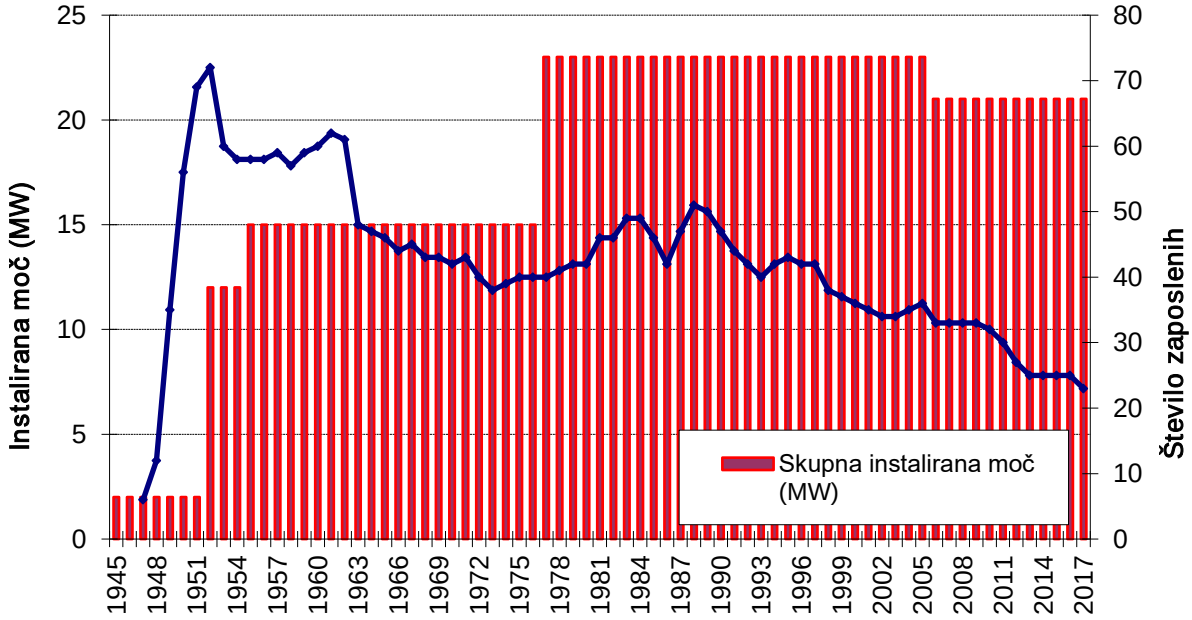
3.4 Povezanost dejavnikov tehnološkega razvoja in človeških virov

Skozi 70-letni razvoj proizvodnih virov na lokaciji v Mostah, kjer je bila ob HE Završnica zgrajena HE Moste, smo na sl.8 prikazali gibanje instalirane moči in števila zaposlenih.

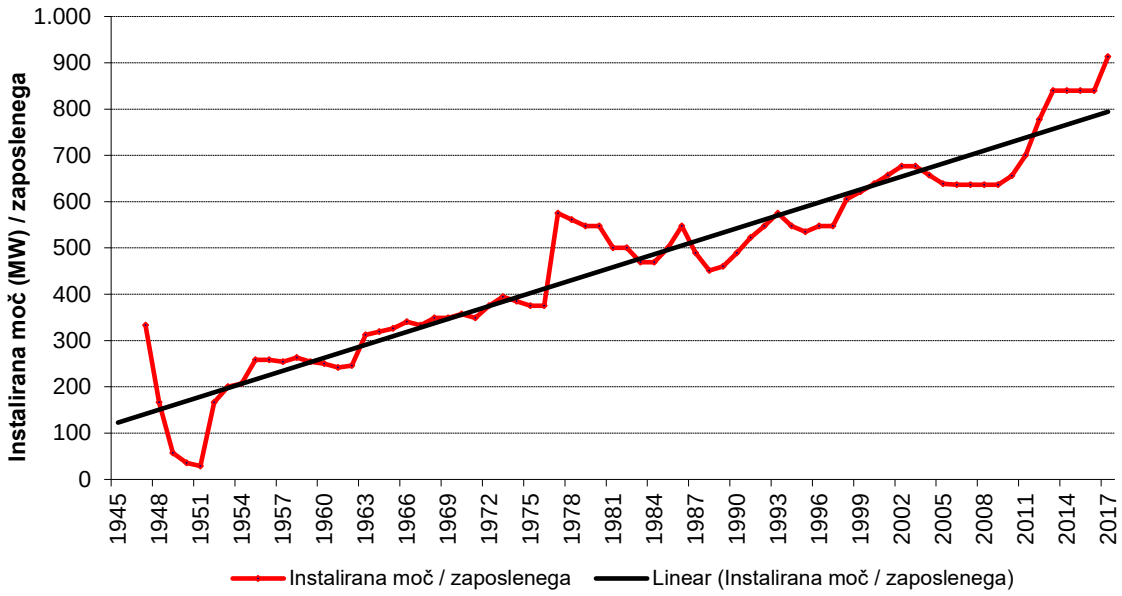
Skupna instalirana moč agregatov se je povečevala od 2 MW (HE Završnica 1945–1950) na 12 MW z izgradnjo HE Moste (1952–1954), na 15 MW (1955–1976), na 23 MW z vgradnjo črpalnega agregata 4 (1977–2005) in na 21 MW (2006–2017).

Leta 1952 je bilo zaposlenih 72 delavcev, leta 1953 60 zaposlenih, leta 1963 48 zaposlenih, leta 1973 38 zaposlenih, leta 1983 49 zaposlenih, leta 1993 40 zaposlenih, leta 2003 34 zaposlenih in od leta 2013 dalje 25 zaposlenih. S tehnološki razvojem se je število zaposlenih zmanjšalo za dve tretjini (za 60 %).

Instalirana moč se je povečala, ob modernizaciji naprav pa se je število zaposlenih zmanjševalo. Instalirana moč agregatov se je v obdobju 1952–2017 povečala za petkrat. Leta 1952 je bila instalirana moč agregatov 166,7 kW/zaposlenega, leta 2017 pa je bila instalirana moč agregatov 840 kW/zaposlenega (sl.9).

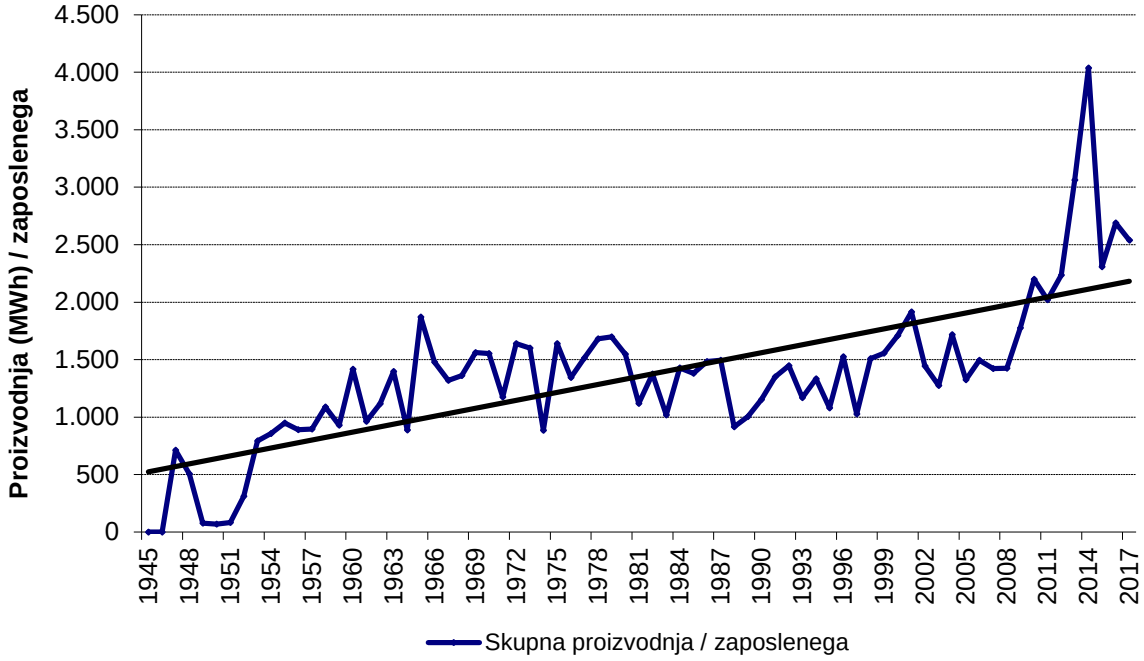


Sl.8: Instalirana moč agregatov in število zaposlenih v HE Moste v obdobju 1945-2017
Vir: [14], dodatno dr. Drago Papler



Sl.9: Instalirana moč agregatov na zaposlenega v HE Moste v obdobju 1945-2017
Vir: [14], dodatno dr. Drago Papler

Povečala se je tudi proizvodnja električne energije na zaposlenega iz 310 MWh leta 1952 na 720,8 MWh leta 2012. Leti 2013 in 2014 sta bili zaradi izjemne hidrologije ekstremni po proizvodnji električne energije in je bil presežena vrednost 1.000 MWh/zaposlenega. Na sl.10 je prikaz proizvedene električne energije na zaposlenega v obdobju 1945–2017 (MWh/zap.).



Sl.10: Proizvedena električna energija na zaposlenega v HE Moste v obdobju 1945-2017
Vir: [14], dodatno dr. Drago Papler

4. EMPIRIČNI REZULTATI REGRESIJSKE ANALIZE

4.1 Rezultati proizvodne funkcije instalirane moči in dotokov vode

HE Moste

Ocenjena produkcijska funkcija skupne proizvodnje sistema HE Moste kaže, da povečanje instalirane moči generatorjev za en odstotek, ob enakih ostalih dejavnikih, povečuje skupno proizvodnjo električne energije za 1,19 %. Povečanje dotoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije od 1,18 do 1,12 %. Ocenjena produkcijska funkcija HE Moste kaže, da povečanje instalirane moči generatorjev HE Moste za en odstotek, ob enakih ostalih dejavnikih, povečuje skupno proizvodnjo električne energije za 0,45 %. Povečanje dotoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije za od 0,68 do 0,87 % (preglednica II).

Preglednica II: Produkcijska funkcija proizvodnje HE Moste

	Funkcija	*Konstanta*	*Dotok vode Sava (m^3/s)*	*Instalirana moč (kW)*	*AdjR^2*	*F*
		ln (Const.)	*ln (Q_Sava)*	*ln (Pi)*		
1	ln sk. proizvod. sistem Moste	4,365 (11,075)	1,181 (8,598)	1,191 (30,956)	0,933	481,678
2	ln sk. proizvod. sistem Moste	7,630 (50,134)	1,123 (20,717)		0,861	429,188
3	ln proizvodnja HE Moste	7,261 (14,030)	0,874 (7,195)	0,451 (4,303)	0,460	27,390
4	ln proizvodnja HE Moste	9,096 (27,313)	0,678 (5,308)		0,305	28,18

* ln – naravni logaritem. V okroglem oklepaju je t-statistika.

Vir: [17]

HE Fala

Ocenjena produkcijska funkcija HE Fala (za obdobje 2001-2017) kaže, da povečanje pretoka vode Drave pri HE za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Fala za 0,17 %. Povečanje pretoka vode Drave pri turbini A2 za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije agregata A2 HE Fala za 0,24 %. Pretoki vode pri turbinah A1, A2 in A3 niso statistično značilni. Povečanje padavin (ARSO Starše) za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Fala za 0,63 % (preglednica III).

Preglednica III: Produkcijska funkcija proizvodnje HE Fala

	Funkcija	*Konstanta*	*Pretok vode (m^3/s)*	*Padavine (mm)*	*AdjR^2*	*F*
		ln (Const.)	*ln (Q_Fala)*	*ln (Padav)*		
1	ln proizvodnja HE (2001-17)	17,973 (15,910)	0,171 (1,250)		0,034	1,564
2	ln proizvodnja A2 (2001-17)	16,360 (11,717)	0,235 (1,391)		0,055	1,934
3	ln proizvodnja HE (2001-17)	15,091 (12,461)		0,626 (3,546)	0,420	12,574

* ln – naravni logaritem. V okroglem oklepaju je t-statistika.

Vir: DEM [21], izračuni dr. Drago Papler

HE Doblar

Ocenjena produkcijska funkcija HE Doblar 1 (za obdobje 2005-2017) kaže, da povečanje povprečnega pretoka vode Soče pri HE za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Doblar 1 za 0,84 %. Povečanje povprečnega turbinskega pretoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije

agregata A2 HE Doblar 1 za 1,95 %. Povečanje padavin (ARSO Bilje) za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Doblar 1 za 0,93 % (preglednica IV).

Preglednica IV: Produkcijska funkcija proizvodnje HE Doblar 1

	Funkcija	*Konstanta*	*Pov. pretok vode (m^3/s)*	*Padavine (mm)*	*AdjR^2*	*F*
		ln (Const.)	*ln (Q_Doblar)*	*ln (Padav)*		
1	ln proizvodnja HE (2005-17)	15,790 (38,114)	0,840 (6,286)		0,811	39,509
2	ln proizvodnja A2 (2005-17)	11,170 (4,305)	1,951 (2,312)		0,326	5,344
3	ln proizvodnja HE (2005-17)	11,592 (7,012)		0,929 (4,111)	0,639	16,898

* ln – naravni logaritem. V okroglem oklepaju je t-statistika.

Vir: SENG [23], izračuni dr. Drago Papler

HE Solkan

Ocenjena produkcijska funkcija HE Solkan (za obdobje 2005-2017) kaže, da povečanje povprečnega pretoka vode Soče pri HE za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Solkan za 1,03 %. Povečanje povprečnega turbinskega pretoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije agregata A1 HE Solkan za 0,80 %, agregata A2 HE Solkan za 0,83 % in agregata A3 HE Solkan za 0,63 %. Povečanje padavin (ARSO Bilje) za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije HE Solkan od 0,85 do 0,93 % (preglednica V).

Preglednica V: Produkcijska funkcija proizvodnje HE Solkan

	Funkcija	*Konstanta*	*Pov. pretok vode (m^3/s)*	*Padavine (mm)*	*AdjR^2*	*F*
		ln (Const.)	*ln (Q_Solkan)*	*ln (Padav)*		
1	ln proizvodnja HE (2005-17)	13,974 (11,128)	1,033 (3,515)		0,558	12,356
2	ln proizvodnja A1 (2005-17)	14,356 (19,873)	0,797 (4,714)		0,702)	22,217
3	ln proizvodnja A2 (2005-17)	14,230 (23,795)	0,833 (5,949)		0,793	35,396
4	ln proizvodnja A3 (2005-17)	15,156 (18,110)	0,628 (3,205)		0,507	10,271
5	ln proizvodnja HE (2005-17)	12,192 (7,863)		0,845 (3,938)	0,547	15,511
6	ln proizvodnja HE (2008-17)	11,592 (7,012)		0,929 (4,111)	0,639	16,898

l* ln – naravni logaritem. V okroglem oklepaju je t-statistika.

Vir: SENG [23], izračuni dr. Drago Papler

4.2 Rezultati proizvodne funkcije instalirane moči na zaposlenega

Ocenjena produkcijska funkcija za skupno proizvodnjo kaže, da povečanje instalirane moči generatorjev na zaposlenega za en odstotek, ob enakih ostalih dejavnikih, povečuje skupno proizvodnjo električne energije na zaposlenega od 0,98 do 1,10 %. Povečanje dotoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije na zaposlenega za 1,09 %. Ocenjena produkcijska funkcija za proizvodnjo HE Moste kaže, da povečanje instalirane moči generatorjev na zaposlenega v HE Moste za en odstotek, ob enakih ostalih dejavnikih, povečuje skupno proizvodnjo električne energije na zaposlenega od 0,65 do 0,79 %. Povečanje dotoka vode za en odstotek, ob enakih dejavnikih, povečuje proizvodnjo električne energije na zaposlenega za 0,99 % (preglednica VI).

Preglednica VI: Produkcijska funkcija proizvodnje HE Moste na zaposlenega

		Konstanta	*Dotok vode Sava (m^3/s)*	*Instalirana moč / zap. (kW/zap)*	*AdjR^2*	*F*
		ln (Const.)	*ln (Q_Sava)*	*ln (Pi/zap.)*		
1	ln proizvodnja sistema HE/zap.	-2,349 (-4,404)	1,093 (7,578)	1,097 (24,124)	0,896	291,144
2	ln proizvodnja sistema HE/zap.	1,193 (3,406)		0,981 (16,821)	0,808	282,954
3	ln proizvodnja HE Moste/zap.	-0,304 (-0,516)	0,991 (7,563)	0,793 (12,322)	0,730	84,785
4	ln proizvodnja HE Moste/zap.	3,122 (5,981)		0,653 (7,648)	0,481	58,491

* ln – naravni logaritem. V okroglem oklepaju je t-statistika.

Vir: [17]

5. ZAKLJUČEK

Proizvodnja električne energije je povezana tudi z vprašanjem vpliva na okolje. Stremimo za čim boljšo izrabo naravnih danosti in seveda za čim manjšo obremenitev okolja. Prispevek hidroelektrarn ma slovenskih rekah in vodotokih k okolju je merljiv in za zgled doprinosa k boju proti podnebnim spremembam. Takšen prispevek bo potrebno naprej negovati in razvijati. Zlasti zato, da država čim prej spozna pomen te energije za kar naj bi dala več spodbud in povzročala manj zapletov pri pridobivanju soglasij za tovrstne projekte. Hidroelektrarne ne onesnažujejo okolja, objekti imajo dolgo življenjsko dobo in nizke obratovalne stroške. Hidroenergija je v primerjavi z drugimi viri električne energije, tu mislimo na fosilna goriva in uranovo rudo, razmeroma poceni in čist energetski vir. Pri delovanju hidroelektrarn ni odpadkov in emisij ogljikovega dioksida ali drugih onesnaževalcev ozračja.

Poslovno okolje v katerem poslujejo hidro energetske proizvodne družbe je postalo zelo dinamično. V zadnjem obdobju se je situacija močno zaostrila tudi na področju poslovanja, ki

je povezano s proizvodnjo električne energije. Cene električne energije so se v omenjenem obdobju znižale za več kot 30 %. Podjetja se odzivajo in izboljšujejo vse ključne parametre poslovanja. Proizvodni objekti hidroelektrarn so prenovljeni, avtomatizirani in ustrezno vzdrževani. Vršna energija v akumulacijskih hidroelektrarnah je priložnost za doseganje višjih cen ob vključevanju v sistemske storitve ali storitve prilagajanja električne energije.

V oskrbi z električno energijo ima pomemben delež hidroproizvodnja na katero imajo vpliv tehnološki, naravni in finančni dejavniki.

6. VIRI, LITERATURA

[1] Ažman A. Vpliv tržnih cen in hidrologije na poslovanje Gorenjskih elektrarn. Elgo, št. 3, 30. september 2014, str. 30.

[2] Bojnec Š., Papler D. Green hydro electricity supply management in Slovenia. V: *Intercultural dialogue and management : 9th international conference*, 9th International Conference organised by the University of Primorska, Faculty of Management Koper, Slovenia, University Centre for Euro-Mediterranean Studies, Slovenia, and European Institute of the Mediterranean, Spain, 26-29 November 2008, Barcelona, Spain. Koper: Faculty of Management, str. 1603-1610.

[3] Bojnec Š., Papler D. Renewable sources of energy: hydro-electricity in Slovenia. *Tehnički vjesnik*, ISSN 1330-3651, vol. 19, no. 4, 2012, str. 795-800. http://hrcak.srce.hr/index.php?show=clanak&id_clanak_jezik=137685.]

[4] Easterby-Smith, M., Thorpe, R. in Lowe, A. *Raziskovanje v managementu.* Koper: Fakulteta za management, 2005.

[5] Kachigan S.K. *Multivariate Statistical Analysis: A Conceptual Introduction*. New York: Radius Press, 1991.

[6] Močnik Zdravko. 3. Poglavje Hidroelektrarne. *Zgodovina slovenskega elektrogospodarstva*. Ljubljana: Elektrotehniška zveza Slovenije, 2007.

[7] Norušis M.J. *SPSS 11.0 guide to data analysis*. Upper Saddle River (N.J.): Prentice Hall, 2002.

[8] Papler Drago in Bojnec Štefan. Pomen managementa na dereguliranem maloprodajnem trgu električne energije v Sloveniji. *Management* 2, št. 2 (2006): 115–129.

[9] Papler Drago and Bojnec Štefan. Determinants of electricity consumption in Slovenia. V: *An enterprise odyssey: from crisis to prosperity - challenges for government and business: proceedings*. Zagreb: Faculty of Economics & Business, University of Zagreb, 2010, str. 226-234.

[10] Papler Drago in Bojnec Štefan. *Naložbe v trajnostni razvoj energetike.* (Znanstvene monografije Fakultete za management). Koper: Fakulteta za management, 2012.

[11] Papler D. HE Završnica po devetdesetih letih postala kulturni in tehniški spomenik. Ljubljana: *ER, elektrotehniška revija*, št. 1, 2006, str. 11-14.

[12] Papler D. Hidroenergija, največji potencial učinkovite rabe iz obnovljivih virov energije : predstavitev. *Alpenenergy Bled, 25.-26. marec 2009*. Bled, 2009.

[13] Papler D. Razpršena proizvodnja malih hidroelektrarn in EU zaveze doseganja deleža obnovljivih virov energije. V: *Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo*. 9. *konferenca slovenskih elektroenergetikov – Kranjska gora, 25.-27. maj 2009.* Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 6 str.

[14] Papler D. *Sto let Deželne elektrarne* Završnica. Medvode, Moste: Savske elektrarne Ljubljana, 2015.

[15] Papler D. 2015b. Zaposleni so ustvarjalci razvoja in celovitega prestrukturiranja podjetja. *24. letna konferenca Slovenskega združenja za kakovost in odličnost, 12. in 13. november 2015*. Portorož: SZKO, 8 str.

[16] Papler D. Hidroproizvodnja električne energije med naravnim, tehnološkim in poslovnim okoljem. *EGES – energetika, gospodarstvo in ekologija skupaj*, leto XXI, št. 3, julij/avgust 2017, str. 46-54.

[17] Papler D. Cenovni trendi kot vpliv na prestrukturiranje klasičnega srednjega proizvodnega podjetja električne energije. *13. konferenca slovenskih elektroenergetikov – Maribor, 22.-24. maj 2017*, CIGRÉ ŠK C5-07, Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2017, 13 str.

[18] Papler D. Gospodarski izzivi in ekološka varnost pri izgradnji hidroelektrarn. Economic challenges and ecological safety by building hydroelectric power plants. *7. mednarodna znanstvena konferenca – 7th Knowledge and business challenges of globalisation in 2017*. Fakulteta za komercialne in poslovne vede, Celje, 17. november 2017.

[19] Papler D. 2018. Približevanje zavezujočim nacionalnim ciljem deleža OVE. *EGES – energetika, gospodarstvo in ekologija skupaj*, leto XXII, št. 2, april/maj 2018, str. 27-29.

[20] ARSO, Agencija Republike Slovenije za okolje. 2018. *Vremenski portal*. Dostopno na naslovu: http://meteo.arso.gov.si/ (05.05.2018)

[21] DEM. *Podatki o proizvodnji HE Fala v obdobju 2001-2017*. Maribor: Dravske elektrarne Maribor, 2018.

[22] SEL. *Podatki o proizvodnji HE Završnica v obdobju 1945-2005 in HE Moste v obdobju 1952-2017*. Medvode, Moste: Savske elektrarne Ljubljana, 2015, 2018.

[23] SENG. *Podatki o proizvodnji HE Doblar 1 in HE Solkan v obdobju 2005-2017*. Nova Gorica: Soške elektrarne Nova Gorica, 2018.

[24] http:///www.dem.si (05.05.2018)

[25] http://www.sel.si (05.05.2018)

[26] http://www.seng.si (05.05.2018)

NASLOV AVTORJA

Doc. dr. Drago Papler

Fakulteta za komercialne in poslovne vede
Lava 7, 3000 Celje, Slovenija

Tel: + 386 4 2049 240 ali + 386 31 325 138
Elektronska pošta: drago.papler@guest.arnes.si in drago.papler@gmail.com

ANALIZA OKOLJSKIH VPLIVOV ELEKTRIČNE ENERGIJE SLOVENSKIH PONUDNIKOV IN PRIMERJAVA S PROIZVODNJO IZ HIDROELEKTRARN

Rok STROPNIK, Mihael SEKAVČNIK, Mitja MORI

POVZETEK

Trajnostni razvoj v energetskem sektorju, ki se osredotoča na proizvodnjo električne energije, se lahko doseže z uporabo obnovljivih virov energije (OVE) za proizvodnjo električne energije, za zmanjšanje vplivov na okolje. Za analizo vplivov proizvodnje električne energije na okolje v celotnem življenjskem ciklu je bila uporabljena metoda analize življenjskega cikla (ang. LCA). V tem prispevku je bila izdelana LCA analiza 1kWh proizvedene električne energije za različne ponudnike električne energije na slovenskem trgu. Obseg študije je od zibelke do vrat (električna energija pri potrošniku), in sicer *od pridobivanja surovin do uporabe električne energije. Ponudniki električne energije imajo različne deleže primarnih virov iz OVE, fosilnih goriv in jedrske energije, kar pa pomeni različne okoljske vplive ponudnika na 1 kWh proizvedene električne energije. Metodologija LCA je bila uporabljena za postavitev numeričnih modelov v programski opremi GaBi thinkstep. V analizi okoljskih vplivov življenjskega cikla (LCIA) je bila uporabljena metodologija CML 2001 za globalne, regionalne in lokalne okoljske kazalce. Ta študija in rezultati kažejo, da imajo primarni viri energije pomembno vlogo pri vplivu proizvodnje električne energije na okolje.*

1. UVOD

Energija predstavlja življenjsko gonilno silo gospodarstva, industrije in ljudi. Dobava mora biti varna, zanesljiva, cenovno ugodna in okolju prijazna. Pretvorba primarnih virov energije v koristno energijsko obliko (električna energija, toplota) v Evropi predstavlja 80% vseh emisij toplogrednih plinov. Da bi dosegli zmanjšanje škodljivih emisij v okolje in izboljšali kakovost življenja mora naša družba strmeti k trajnostnemu energetskem razvoju. Trajnostni razvoj v energetskem sektorju, predvsem pri proizvodnji električne energije, bomo dosegli tako, da dosežemo zadostno trenutno povpraševanje po električni energiji, ne da bi ogrozili prihodnje generacije pri izpolnjevanju njihovih potreb za proizvodnjo in porabo električne energije, [1].

Trajnostni razvoj energetskega sektorja je mogoče doseči z uporabo novih tehnologij za proizvodnjo električne energije iz različnih primarnih virov energije, kot so obnovljivi viri energije (OVE). Kljub temu, da bi s OVE lahko zmanjšali odvisnost od fosilnih goriv, ima uporaba le teh tudi nekatere pomanjkljivosti, kot so zanesljivost, razpoložljivost in ekonomska rentabilnost. Toda glavna prednost OVE v primerjavi s proizvodnjo električne energije na osnovi fosilnih goriv je, da imajo v povprečju znatno nižje okoljske vplive, [2], [3].

V tem študiji smo nalizirali okoljske vplive 1 kWh proizvedene električne energije za različne energijske mešanice treh slovenskih dobaviteljev električne energije z metodo analize življenjskega cikla (LCA) in jih primerjali z električno energijo proizvedeno iz 100% hidroelektrarn.V energijskih mešanicah so vključene tri skupine glavnih primarnih virov, ki so fosilna goriva, OVE in jedrska energija. V to študijo okoljskih vplivov so vključeni trije ponudniki električne energije na slovenskem trgu z različnimi deleži primarne energije in dodana je primerjava vplivov 100% proizvedene električne energije iz slovenske hidroelektrarne.

2. METODOLOGIJA

2.1 Analiza življenjskih ciklov (LCA) in LCIA

Metodologija analize življenjskih ciklov (LCA) je standardizirana po mednardonih standardih ISO 14040 in 14044, [4], [5]. Za modeliranje sistema je bila uporabljena programska oprema Gabi Thinkstep, [6]. Okoljski vplivi so bili analizirani po metodi CML 2001, [7]. To je problemsko usmerjena metoda, ki se pogosto imenuje pristop "midpoint", ker obravnava okoljsko breme na vmesni točki (pridobivanje virov ali emisij v okolje) in končno škodo, ki jo povzroči ta poseg. Ta metoda je bila izbrana zaradi pogoste uporabe v drugih primerljivih študijah, [8]–[11].

Okoljski kazalci vključeni v to nalizo po metodologiji CML 2001 so:

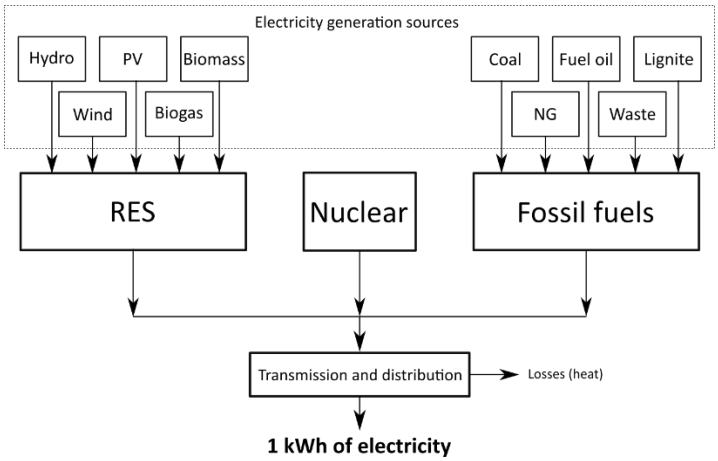
- Globalni kazalci:
    - Potencial globalnega segrevanja (GWP 100 years) [kg CO_2-Eq.]
    - Potencial izčrpavanja naravnih virov (ADP elements) [kg Sb-Eq.]
    - Potencial tanjšanja ozona (ODP, steady state) [kg R11-Eq.]
- Regionalni kazalci:
    - Potencial zakislevanja okolja (AP) [kg SO2-Eq.]
    - Škodljivi izpusti v vodne vire (FAETP inf.) [kg DCB-Eq.]
- Localni kazalci:
    - Evtrofikacijski potencial (EP) [kg PO_4-Eq.]
    - Potencial nastajanja fotokemičnih oksidantov (POCP) [kg C_2H_4-Eq.]
    - Škodljivost človeškemu organizmu (HTP inf.) [kg DCB-Eq.]

Podrobnejša analiza izbranih okoljskih kazalcev je podana v rezultatih.

2.2 Cilji, obseg študije in opredelitev funkcionalne enote

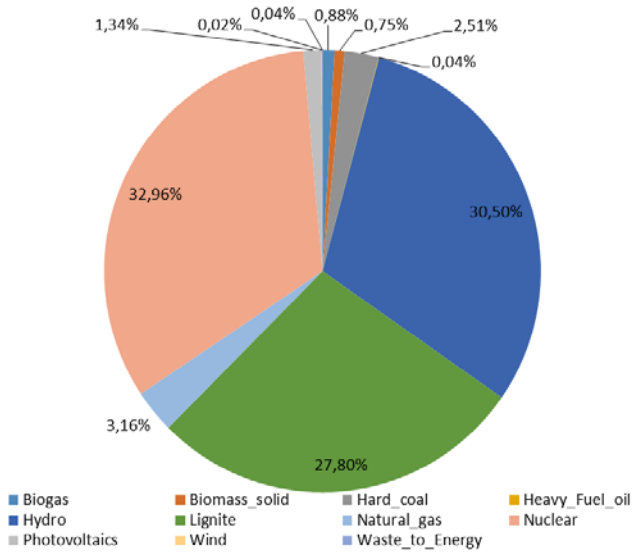
Cilj in obseg študije določata natančna vprašanja, ki jih bo analiza poskusila odgovoriti, ter določiti prostorske, časovne in tehnološke meje LCA analize. Funkcijo izdelka definira in kvantificira funkcijska enota - ki v primeru te študije znaša 1 kWh proizvedene električne energije. Cilj študije je določiti okoljske vplive proizvedene električne energije slovenskih ponudnikov v Sloveniji z različnimi energijskimi mešanicami in jih primerjati z proizvodnjo

električne energije iz slovenske hydroelektrarne. Kot je prikazano na sliki 1, obseg študije izhaja iz "zibelke do vrat (potrošnik)", pri čemer upoštevamo naslednje faze: pridobivanje in proizvodnjo nosilcev primarne energije - goriva, gradnja elektrarn, proizvodnja električne energije, prenos električne energije do potrošnika. Podatki, uporabljeni v študiji, so sekundarni podatki iz mednarodne strokovne baze podatkov Gabi Professional 2016, [12]. V numeričnem modelu je vključen prenos in distribucija električne energije do uporabe (potrošnika) z izgubo (distribucije) omrežja in lastno porabo.

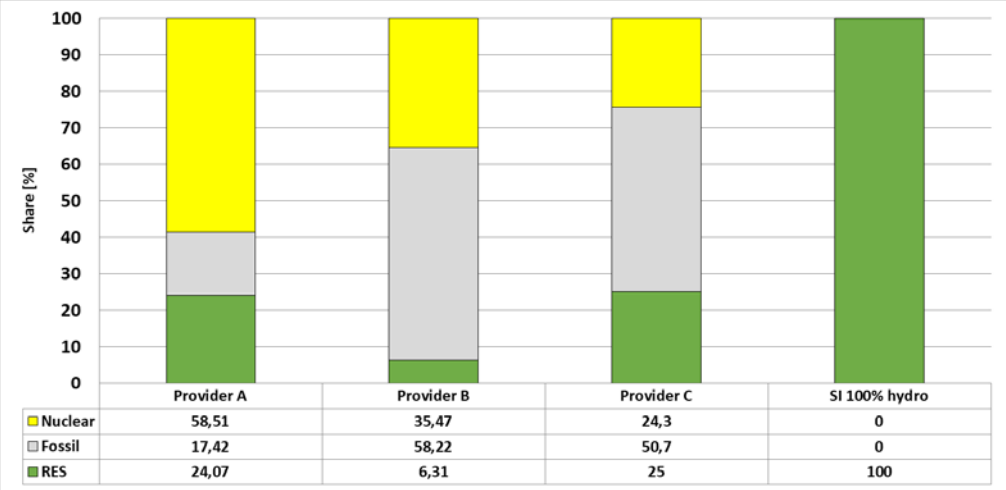


Slika 1: LCA model proizvodnje električne energije v Sloveniji

Za referenčen model sje uporabila Slovenska energijska mešanica 2016 iz sekundarne baze podatkov GaBi Professional (glej sliko 2). Z uporabo referenčnega modela SI-Mix so bili izračuni deleži primarne energije znotraj OVE in fosilnih goriv, saj so bili vhodni podatki za vsakega slovenskega ponudnika omejeni le na skupni delež fosilne, jedrske in OVE energije (glej sliko 3). Tako sobili izračunani deležei za potrebe vhodnih podatkov modela.



Slika 2: Delež primarnih virov energije za slovensko energijsko mešanico 2016, [13]



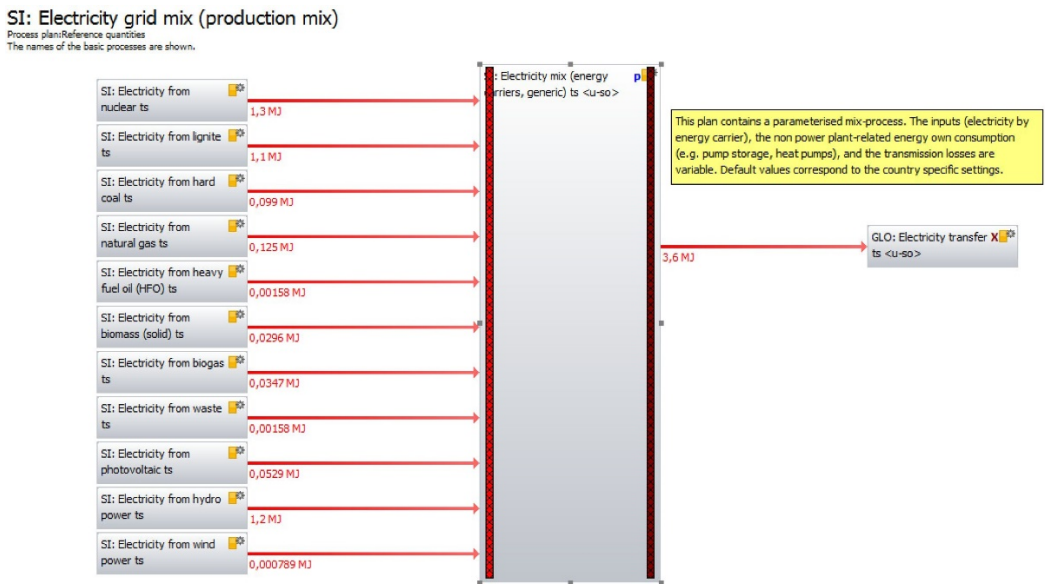
	Provider A	Provider B	Provider C	SI 100% hydro
Nuclear	58,51	35,47	24,3	0
Fossil	17,42	58,22	50,7	0
RES	24,07	6,31	25	100

Slika 3: Deleži primarne enrgije za slovenske ponudnike električne energije, [14]

2.3 Analiza inventarja (LCI)

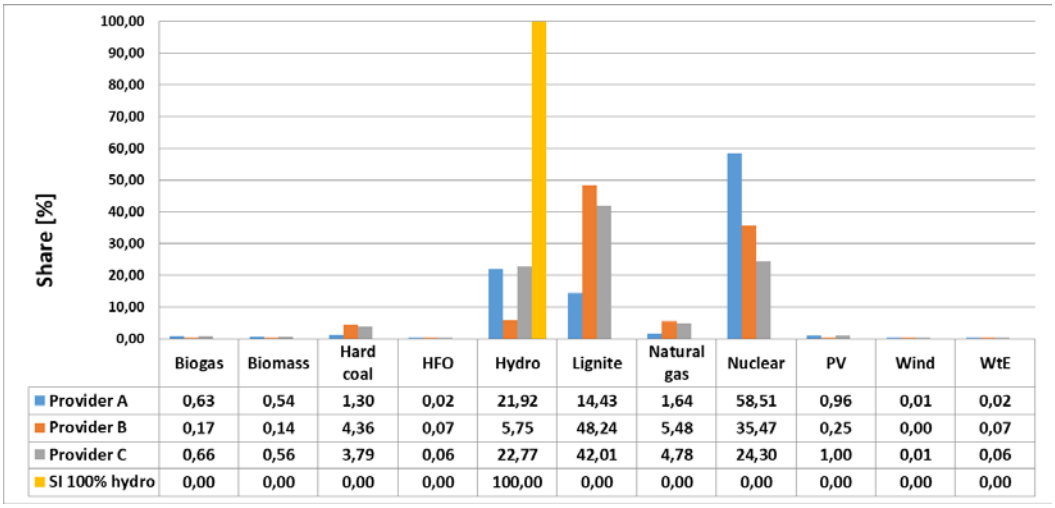
Analiza inventarja (LCI) popisuje vse ustrezne tokove, glavne vire in porabo energije v celotnem življenjskem ciklu. Podatki za LCI so bili pridobljeni od ponudnikov električne energije, generičnih podatkovnih baz [12], [13], in literature, [14]. Vhodni podatki za naš model LCA, ki so bili uporabljeni za vsakega ponudnika električne energije so predstavljeni na sliki 5.

Deleži proizvodnje električne energije iz OVE (Bioplin, Biomasa, Hidro, PV and Veter) in fosilnih goriv (premog- Coal, težko urilno olje- HFE, lignit, zemeljski plin and odpadki za električno energijo – WtE) so bili izračunani na podlagi referenčnega modela slovenske energijske mešanice SI-MIX 2016 (slika 4), [13].



Slika 4: Slovenska energijska mešanica SI-MIX 2016 iz baze GaBi Professional, [13]

Uporabljeni podatki, ki so bili na voljo za posamezne slovenske dobavitelje so bili skupni delež fosilnih goriv, jedrske nergije in OVE za Julij 2016, zato so bili v primeru fosilnih goriv in OVE deleži za pridobivanje električne energije vzeti iz referenčnega modela SI-Mix 2016 (Sliki 2 in 4). Rezultati izračuna so predstavljeni v obliki tabele in diagrama na sliki 5, ki služijo kot vhodni podatki za numerični model.

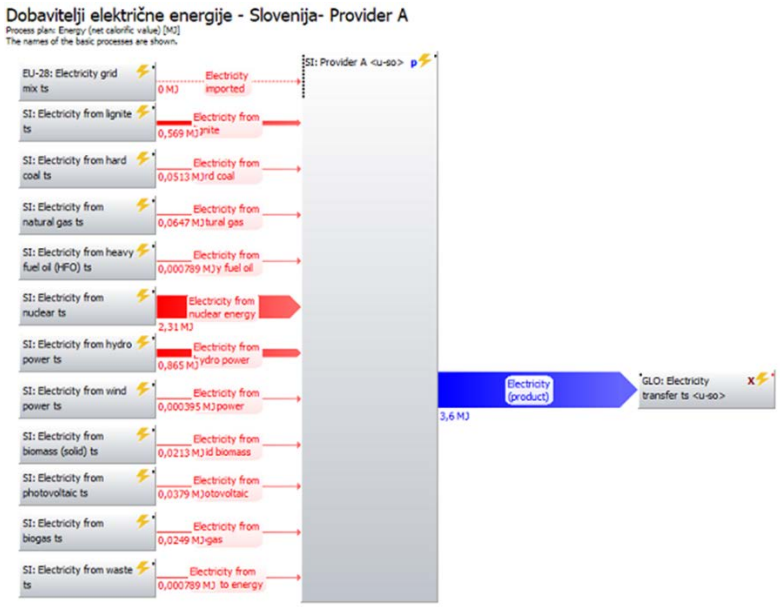


	Biogas	Biomass	Hard coal	HFO	Hydro	Lignite	Natural gas	Nuclear	PV	Wind	WtE
Provider A	0,63	0,54	1,30	0,02	21,92	14,43	1,64	58,51	0,96	0,01	0,02
Provider B	0,17	0,14	4,36	0,07	5,75	48,24	5,48	35,47	0,25	0,00	0,07
Provider C	0,66	0,56	3,79	0,06	22,77	42,01	4,78	24,30	1,00	0,01	0,06
SI 100% hydro	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Slika 5: Deleži primarne energije za proizvodnjo električne energije slovenskih ponudnikov

2.4 Numerični model

Vsi numerični modeli so bili postavljeni v programskem okolju Gabi Thinkstep, [12]. Na sliki 6 je prikazan primer numeričnega modela za ponudnika A.



Slika 6: Izdelan numerični model v programskem okolju Gabi ts

V prvem koraku je bil za vsakega ponudnika električne energije določen numerični model glede na delež v obnovljivih virih energije (OVE), jedrskih in fosilnih gorivih. Izračunani vhodni podatki, prikazanih na sliki 5, so bili uporabljeni in vstavljeni v numerični model za posamezne ponudnike električne energije. V zgornjem levem koncu numeričnega modela, prikazanega na sliki 6, je proces "proizvodnje električne energije iz EU28 - Mix", ki predstavlja uvoženo električno energijo. Nazadnje je bil ta postopek v vseh primerih nastavljen na 0 (glej sliko 6 > 0 MJ Importet electricity), ker ni razpoložljivih podatkov o uvoženi porabi električne energije. Prav tako osnovni podatki, ki smo jih zbrali od ponudnikov električne energije, ne vsebujejo informacij o uvoženi električni energiji. Po določitvi vseh numeričnih modelov za obravnavane ponudnike električne energije in slovenske hidroelektrarne, so bili izračunani okoljski vplivi posameznih energijskih mešanic po merodologiji prikazani v poglavju 2.1.

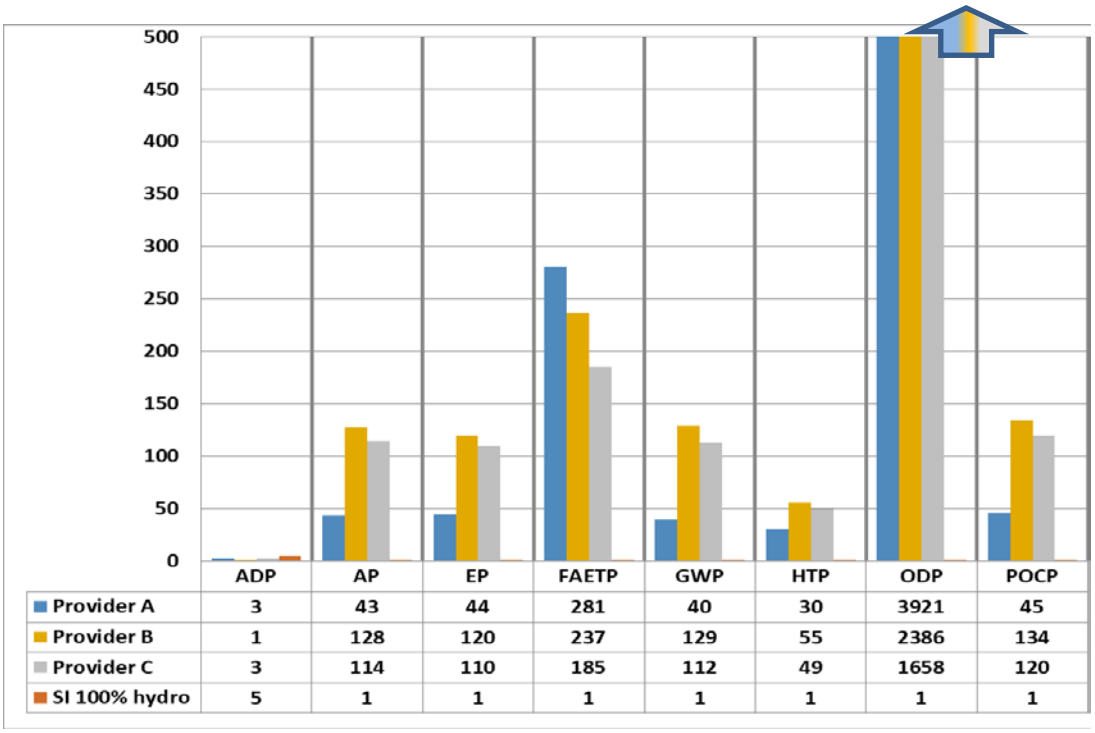
3. REZULTATI

Rezultati so predstavljeni v tem poglavju v skladu z LCIA metodologijo CML 2001 (CML 2001, Jan. 2016), [15]. Rezultati so predstavljeni v smislu normaliziranih vrednosti glede na najmanjše vrednosti v obravnavanem kazalniku vpliva na okolje in v absolutnih vrednosti (Tabeli 1). Normalizirane vrednosti za vsak okoljski kazalec so prikazane grafično na sliki 7.

Tabela 1: Absolutne in relativne vrednosti LCIA analize po metodologiji CML2001

Impact indicator (CML2001)	Provider A	Provider B	Provider C	SI 100% hydro
ADP [kg Sb-Eq.]	1,21E-07	4,40E-08	1,16E-07	2,27E-07
Normalized to minimal value	3	1	3	5
AP [kg SO2-Eq.]	5,14E-04	1,52E-03	0,00136	0,0000119
Normalized to minimal value	43	128	114	1
EP [kg PO4-Eq.]	6,41E-05	1,74E-04	0,000159	0,00000145
Normalized to minimal value	44	120	110	1
FAETP [kg DCB-Eq.]	0,00107	0,000903	0,000704	0,00000381
Normalized to minimal value	281	237	185	1
GWP [kg CO2-Eq.]	0,232	0,755	0,66	0,00587
Normalized to minimal value	40	129	112	1
HTP [kg DCB-Eq.]	0,0113	0,0207	0,0184	0,000373
Normalized to minimal value	30	55	49	1
ODP [kg R11-Eq.]	4,47E-12	2,72E-12	1,89E-12	1,14E-15
Normalized to minimal value	3921	2386	1658	1
POCP [kg Eth.-Eq.]	3,39E-05	1,00E-04	8,95E-05	7,46E-07
Normalized to minimal value	45	134	120	1

Vrednost 1 v tabeli (see Figure 7 and Table 1) za specifični okoljski indikator pomeni, da ima ponudnikova mešanica energetskih virov najmanjši vpliv na okolje na proizvedeno 1 kWh električne energije, v primerjavi z drugimi energijskimi mešanicami v tej študiji. Višja je normalizirana vrednost, večji vpliv na okolje ima 1 kWh proizvedene električne energije.



	ADP	AP	EP	FAETP	GWP	HTP	ODP	POCP
Provider A	3	43	44	281	40	30	3921	45
Provider B	1	128	120	237	129	55	2386	134
Provider C	3	114	110	185	112	49	1658	120
SI 100% hydro	5	1	1	1	1	1	1	1

Slika 7: Normalizirane vrednosti okoljskih kazalcev za proizvedeno 1kWh električne energije

Na prvi pogled se zdi, da ima ponudnik A najboljšo mešanico primarnih virov za proizvodnjo električne energije glede na večino okoljskih kazalnikov, saj ima najnižjo absolutno vrednost za šest od osmih okoljskih kazalnikov. Ponudnik A ima najvišji delež v proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov in jedrskih elektrarn ter razmeroma majhen delež proizvodnje električne energije iz fosilnih goriv. Na drugi strani imata ponudnik A in ponudnik C potencial izčrpavanja naravnih virov (ADP) zaradi zmanjšanja neživih (abiotskih) virov, na katere vpliva visok delež OVE v energijski mešanici. Prav tako je to razlog, zakaj ima električna energija proizvedena iz 100% hidroenergije največji ADP okoljski kazalec (100% OVE-Hidro). Ponudnik B ima najvišje kazalnike vpliva na okolje, ki so povezani s fosilnimi gorivi, kar je posledica visokega deleža fosilnih goriv v energijski mešanici primarnih virov, podobno lahko zaključimo za ponudnika C (glej sliko 3).

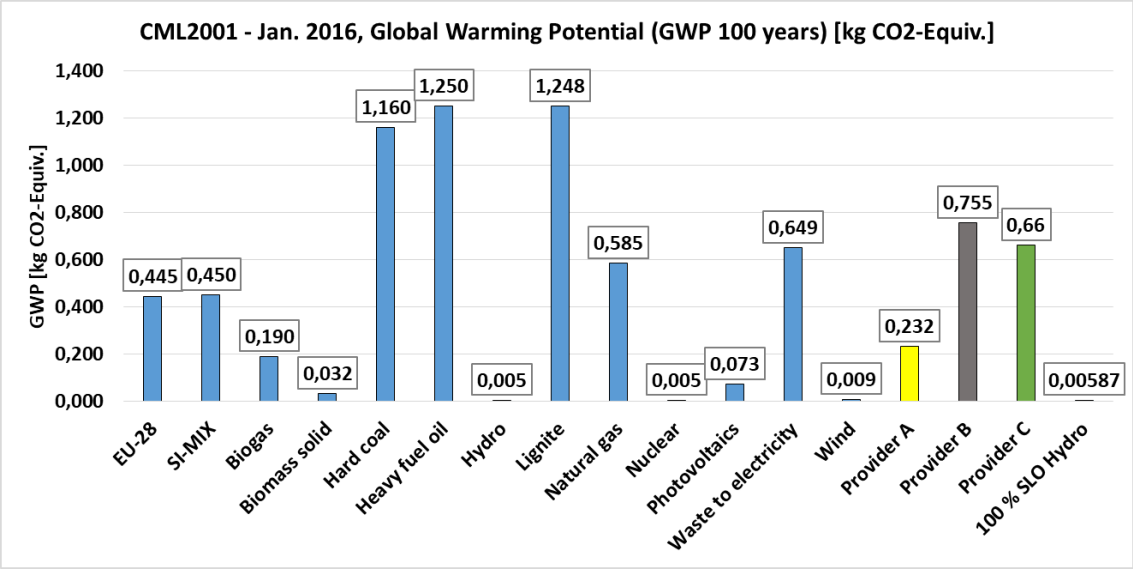
V naslednjih poglavjih je za vsak okoljski kazalnik podan kratek opis in primerjava okoljskega vpliva za vse tehnologije proizvodnje električne energije. To bo pomagalo primerjati rezultate energijskih mešanic primarnih virov in določiti, katere tehnologije za proizvodnjo električne energije najbolj prispevajo k okoljskemu kazalcu.

3.1 Globalni kazalci

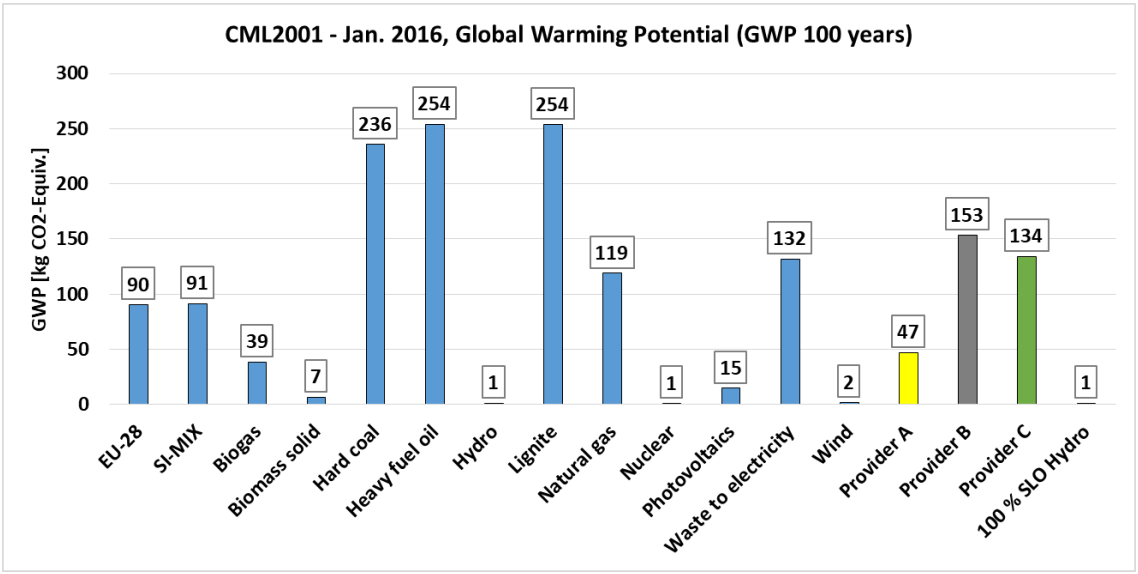
- **Potencial globalnega segrevanja: GWP, kg CO_2 eq.**

Ta indikator kaže na količino toplote zajete, z določeno maso toplogrednega plina, na količino toplote, zajeto s podobno maso CO_2. GWP se izračuna v določenem časovnem intervalu, v našem primeru 100 let.

Največji vpliv na GWP za 1 kWh proizvedene električne energije imajo fosilna goriva (lignit, trdi premog in težko kurilno olje), kar je približno 250-krat večj vpliv od hidro in nuklearne energije. Razlog je zgorevanje med fazo delovanja.



Slika 8: CO_2 emisije za 1kWh proizvedene električne energije iz različnih primarnih virov



Slika 9: Relativna primerjava GWP za proizvedeno1kWh električne energije

Iz slik 8 (absolutne vrednosti) in slike 9 (relativne vrednosti) lahko sklepamo, da ima 1kWh proizvedene električne energije ponudnika A najnižji vpliv na GWP kazalnik (0,232 kg CO_2-Eq.) in dobavitelja B in C imata višji GWP zaradi večjega deleža fosilnih goriv v njunih energijskih mešanicah. Dobavitelj B ima 0,755 kg CO_2-Eq. na 1 kWh proizvedene električne energije in ponudnik C ima malo nižjo vrednost emisij toplogrednih plinov, in sicer 0,66 CO_2 Eq.

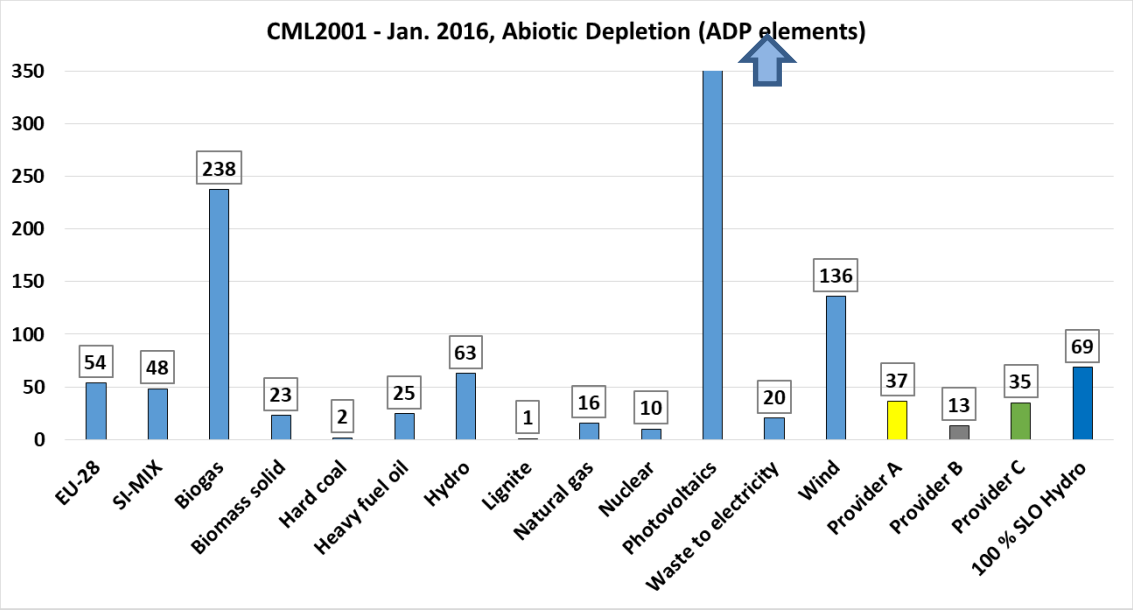
Glede na GWP kazalnik je proizvodnja električne energije iz hidroenergije najboljša možnost za nizek okoljski vpliv in količino izpustov toplogrednih plinov. V primeru 100% proizvedene električne energije s hidroenergijo se le 5,87 g CO_2-Eq. sprosti v okolje za 1 kWh proizvedene električne energije.

- **Potencial izčrpavanja naravnih virov: ADP, kg Sb-eq.**

Okoljski kazalnik ADP predstavlja znižanje neživih (abiotskih) virov kot so fosilna goriva, minerali, šota, glina itd.

Rezultati iz slike 10 kažejo, da ima fotovoltaika zelo velik vpliv na ADP (1222), kar je predvsem posledica izčrpavanje srebra in telurja potrebnih za proizvodnjo silicijeve celice. Vetrna energija in bioplin imajo prav tako opazen vpliv na ADP kazalec. Za visok ADP kazalec pri proizvodnji električne energije iz energije vetra je krivo izčrpavanje molibdena, ki se uporablja za proizvodnjo jekla v proizvodni fazi. V primeru bioplina, poglavitni učinek prihaja iz gojenja koruze in uporabe mehanizacije. Skoraj vsi vplivi proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn na ADP nastanejo v fazi izgradnje postrojenja (> 97%), [16].

Iz teh rezultatov bi lahko domnevali, da bodo imeli ponudniki električne energije z visokim deležem OVE (PV, vetrne elektrarne, bioplin ...) v energijski mešanici visoke vrednosti ADP kazalnika. Če povzamemo ima najvišjo vrednost ADP za 1kWh proizvedeno električno energijo ponudnik A, vendar je še vedno nižja od 100% električne energije iz hidroenergije. Najnižjo vrednost okoljskega kazalnika ADP ima dobavitelj B zaradi najmanjšega deleža OVE (PV, vetrne, hidro in bioplin - slika 5). V primeru te študije ima 100% električna energija iz hidroelektrarne 5-krat višji ADP kazalnik kot ponudnik C.

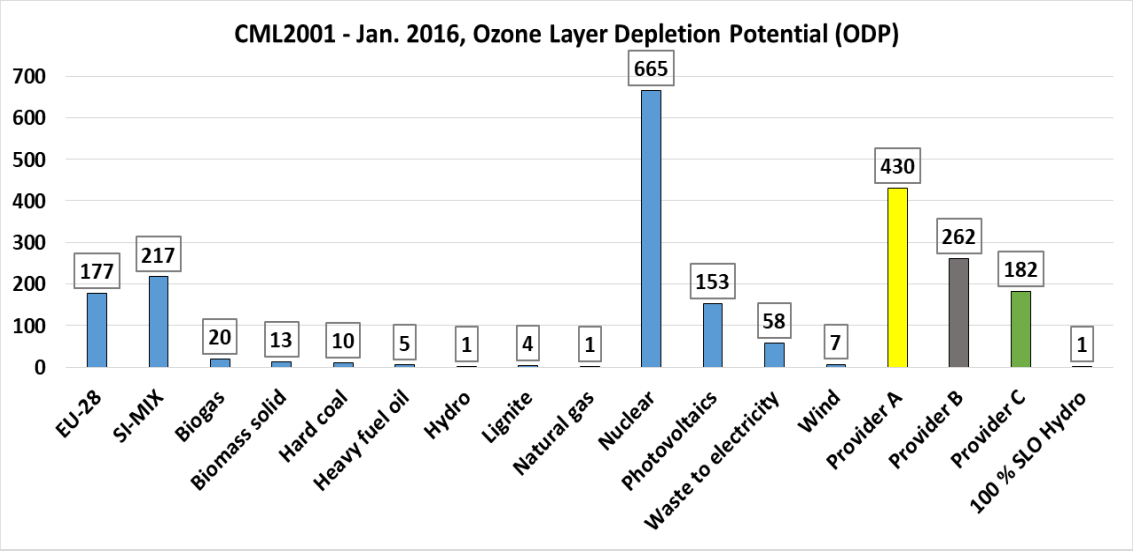


Slika 10: Relativna primerjava ADP za proizvedeno1kWh električne energije

- **Potencial tanjšanja ozona: ODP, kg R11-eq.**

Možni učinki visoke vrednosti ODP so spremembe v rasti ali zmanjšanje pridelkov, indikacije tumorjev (kožni rak in očesne bolezni) in zmanjšanje morskega planktona. Kljub prepovedi CFC-jev v okviru Montrealskega protokola se nekatere snovi, ki tanjšajo ozonski plašč, še vedno proizvajajo v različnih državah, ki niso podpisnice tega sporazuma, za uporabo v državah podpisnic. Kot tak je tanjšanje ozona še vedno pomembna težava.

Največji vpliv na ODP ima jedrska energija, kar večinoma pripisujejo rudarjenju uranove rude in mletju (tehnologiji obogatitve) urana, [17].



Slika 11: Relativna primerjava ODP za proizvedeno1kWh električne energije

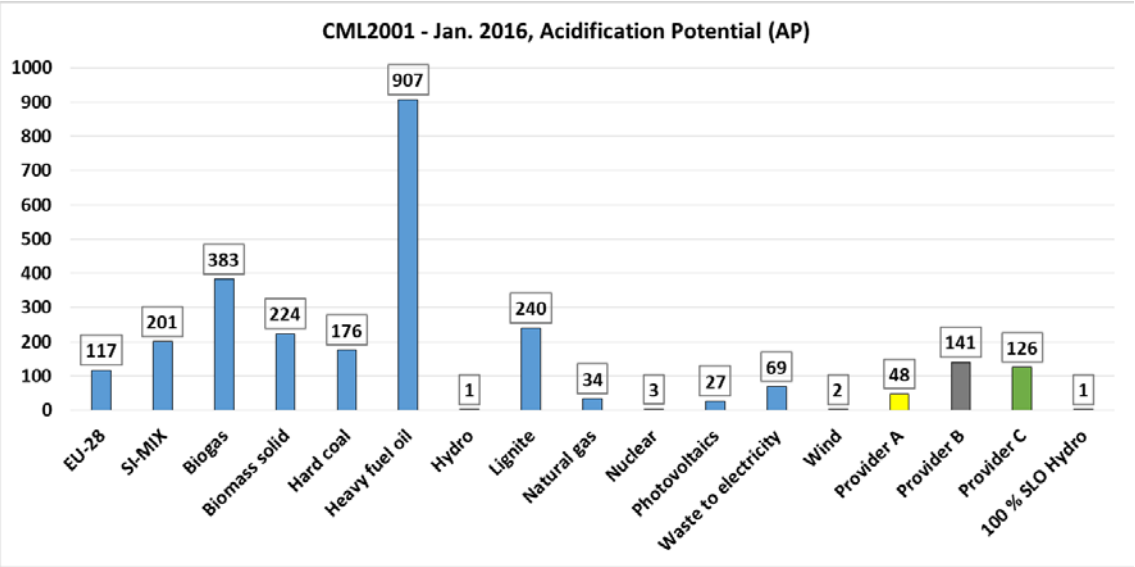
Presenetljivo visok vpliv na ODP ima proizvodnja električne enrgije iz PV, zaradi izdelave tetrafluoroetilena (teflona), polimera, ki se pogosto uporablja za enkapsulacijo sončnih celic, [16]. Glede na sliko 11 je ima najvišji ODP kazalnik dobavitelj A, saj ima najvišji delež jedrske energije (58,51%) in prav tako visok delež PV. Ponudniki B in C imajo nižjo vrednost kazalnika ODP v primerjavi s ponudnikom A, zaradi večjega deleža fosilnih goriv. Proizvodnaja električne energije iz 100% hidroenergije ima zanemarljiv učinek na ODP.

3.2 Regionalni kazalniki

- **Potencial zakislevanja okolja: AP, kg SO2-eq**.

To je posledica neposrednih emisij kislin ali emisij plinov, ki tvorijo kislino v stiku z vlažnostjo zraka, in se odlagajo v tla in vodo (SO_2, NOx, NH_3). Izpusti kislin negativno vplivajo na naravne ekosisteme in okolje, ki ga je ustvaril človek. Glavni viri emisij snovi, ki povzročajo zakisljevanje, so kmetijstvo in zgorevanje fosilnih goriv, ki se uporabljajo za proizvodnjo električne energije, ogrevanje in prevoz.

Na sliki 12 je prikazano, da ima visoko vrednot AP kazalnika energijska mešanica z visokim deležem fosilnih goriv. V tej analizi ima ponudnik B najvišji AP, saj ima 58,2% delež fosilnih goriv sledi ponudnik C (50,7%) in A (17,4 %).



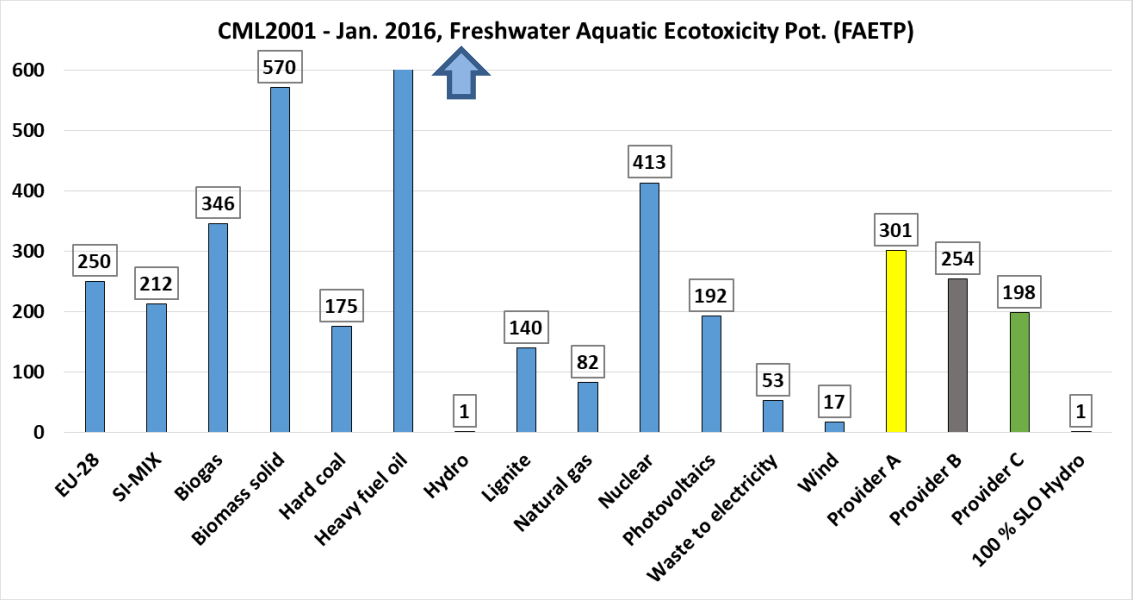
Slika 12: Relativna primerjava AP za proizvedeno1kWh električne energije iz različnih tehnologij

Ponudnik A ima skoraj 3-krat nižji vpliv na zakisljevanje okolja kot ponudnik B. Proizvodnja električne energije iz hidroelektrarnah v Sloveniji ima najnižji AP kazalnik med vsemi analiziranimi tehnologijami.

- **Škodljivi izpusti v vodne vire: FAETP, kg DCB-eq.**

Kazalnik te kategorije se nanaša na vpliv škodljivih izpustov v različne ekosisteme, ki so posledica emisij strupenih snovi v zrak, vodo in tla. Kazalec izpustov škodljivih snovi v vodne vire (FAETP)opisuje usodo izpostavljenosti in učinke strupenih snovi v vodnih virih.

Na ta kazalnik vpliva nastajanje pepela (črnega premoga, biomase, lignita), npr. v termoelektrarnah in delci pri pridobivanja premoga, razen vanadija, ki ima velik vpliv na FAETP kazalnik.



Slika 13: Relativna primerjava FAETP za proizvedeno1kWh električne energije

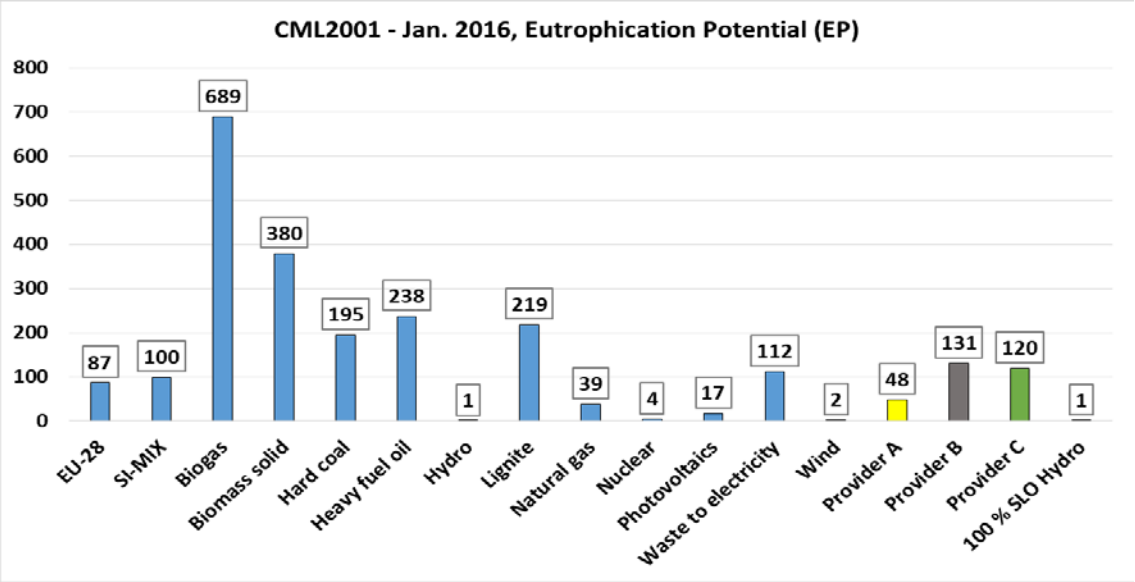
Na izpuste vanadija ima največji vpliv pridobivanje uranove rude in posledično ima jedrska energija velik vpliv na FAETP, [18]. Najvišji vpliv na kazalnik FAETP ima težko kurilno olje (5396), biomasa in jedrska energija. V mešanici energojskih virov analiziranih ponudnikov glavni vpliv na izpuste v vodne vire prihaja iz jedrskih in fosilnih goriv zaradi najvišjih deležev v njihovi energijski mešanici. V skladu s temi zaključki ima najslabši kazalnik FAETP ponudnik A zaradi visokega deleža jedrske energije, ki je odgovorna za vanadij, sledta ponudnik B in C.

3.3 Lokalni kazalci

- **Evtrofikacijki potencial: EP, kg PO_4 -eq.**

Eutrofikacija je obogatitev hranilnih snovi na določenem mestu. Če raven nitrifikacije presega količine dušika, potrebne za največjo letino, lahko povzroči obogatitev nitratov. Nitrati lahko na koncu končajo v pitni vodi.

Najvišji vpliv na ta okoljski kazalec ima tehnologija pridobivanja električne energije iz bioplina, ki ji sledijo biomasa in fosilna goriva (glej sliko 14). Najnižja vrednost EP ima ponudnik A zaradi nizkega deleža bioplina v svoji energijski mešanici.



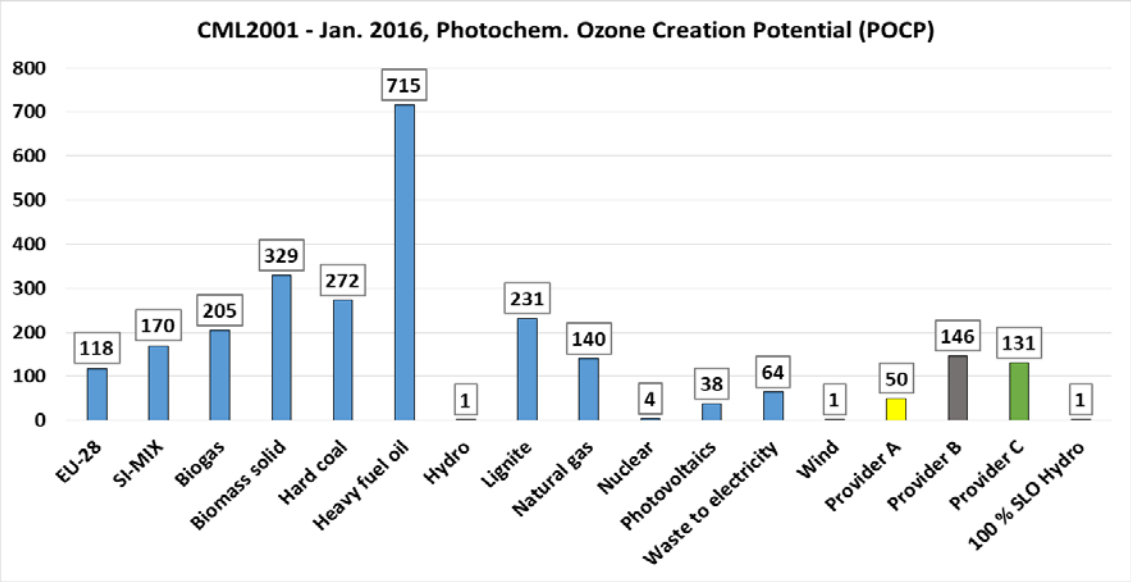
Slika 14: Relativna primerjava EP za proizvedeno1kWh električne energije

Biogas in biomasa imajo majhen delež pri vseh analiziranih ponudnikih, zato imajo fosilna goriva največji vpliv na ta kazalnik. Proizodnja električne energije iz hidroenergije ima zanemarljiv vpliv na indikator EP.

- **Potencial nastajanja fotokemičnih oksidantov: POCP, kg C_2H_4-Eq.**

Fotokemična oksidacija, zelo pogosto opredeljena kot poletni smog, je rezultat reakcij, ki potekajo med dušikovimi oksidi (NOx) in hlapnimi organskimi spojinami (VOC), izpostavljene UV-sevanju.

Glede na definicijo POCP okoljskega kazalnika imajo največji vpliv na ta kazalnik električna energija proizvedena iz fosilnih goriv (težko kurilno olje, premog, lignit) in OVE (bioplin, biomasa), ki so v manjših deležih zastopani v energetskih mešanicah analiziranih ponudnikov. Visoke vrednosti POCP imata ponudnika B in C, nekoliko manjše ima ponudnik A saj ima v svoji energijski mešanici manjše deleže fosilnih goriv, ki največ doprinesejo k povišanju POCP kazalnika.

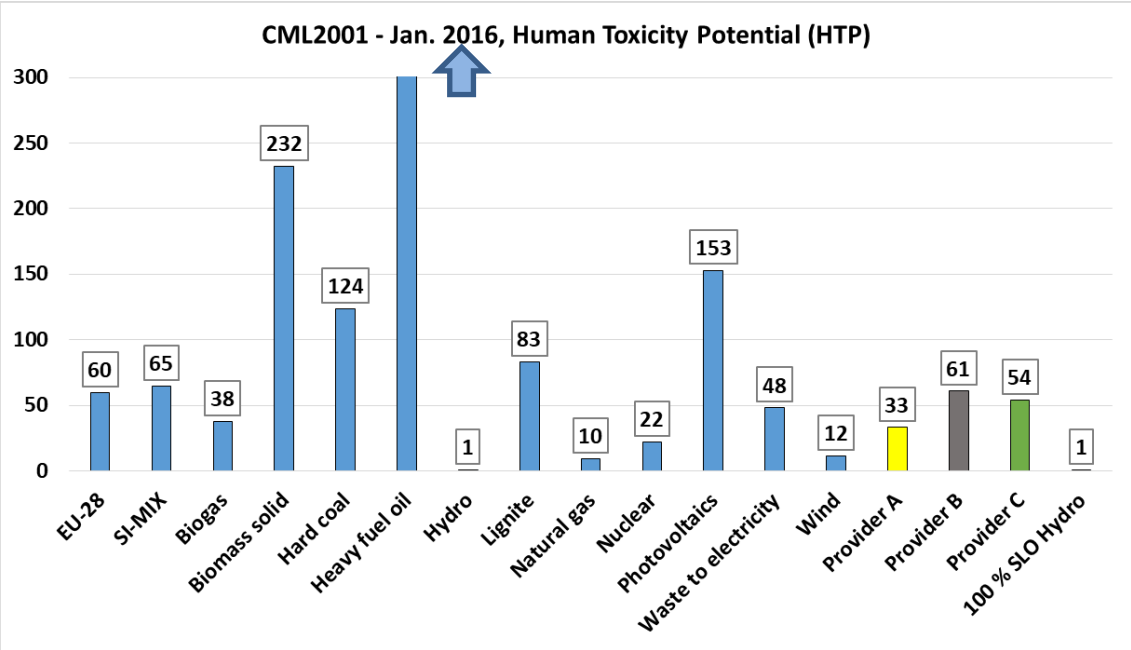


Slika 15: Relativna primerjava POCP za proizvedeno1kWh električne energije

- **Škodljivost človeškemu organizmu: HTP, kg DCB-Eq.**

Okoljski kazalnik HTP je namenjen oceni negativnega vpliva, na primer, procesa na ljudi, kot so težke kovine, halogenske organske spojine itd.

Na HTP okolski kazalnik v največji meri vplivajo fosilna goriva (težko kurilno olje, premog in lignit) pri uporabi v termoelektrarnah in pri pridobivanju premoga ter težkih kovin. Visok vpliv na HTP imata tudi biomasa in PV.



Slika 16: Relativna primerjava HTP za proizvedeno1kWh električne energije

Glavni razlog za vpliv PV na HTP je najverjetneje večji izpusti antimona v vodo, kar je upoštevano v LCI podatkih za sežig plastike iz elektronskih odpadkov. Te emisije je mogoče pojasniti s prisotnostjo antimona v elektroniki, ki se običajno uporablja kot zaviralec gorenja za zaščito, [18].

Najvišji kazalnik HTP ima proizvedene električna energija od ponudnika B in C zaradi visokega deleža fosilnih goriv in PV v njuni energijski mešanici. Jedrska energija ima majhen učinek na kazalnik HTP, zato ima ponudnik A najnižjo vrednost HTP med analiziranimi ponudniki električne energije.

Glede na vse obravnavane lokalne kazalnike vpliva na okolje (EP, POCP in HTP) ima električno energija od ponudnika A najmanjši vpliv na okolje za proizvedeno 1 kWh električne energije, vendar je najbolj čista proizvedena električna energija iz 100% hidroenergije.

4. ZAKLJUČEK

Okoljski vplivi proizvedene 1 kWh električne energije za tri različne ponudnike električne energije v Sloveniji, smo analizirali z metodo LCA in primerjali njihove energetske mešanice s 100-odstotnim deležem slovenske hidroenergije. Numerični modeli LCA za vse primere z vsemi vhodnimi in izhodnimi energijskimi in masnimi bilancami so bili postavljeni v programskem okolju Gabi. Rezultati so bili ovrednoteni z LCIA CML2001. Kazalniki vplivov na okolje so bili razvrščeni kot kazalniki okoljskega vpliva na lokalni, regionalni in globalni ravni. Na podlagi rezultatov iz prejšnjih poglavij lahko povzamemo:

- Najnižji vpliv na okolje proizvedene električne energije ima dobavitelj A med izbranimi ponudniki električne energije v tej študiji. Ponudnik A ima najnižjih šest od osmih okoljskih kazalnikov vpliva na okolje, ki so bili analizirani v tej študiji. Kljub temu ima ponudnik A zelo visoke vrednosti okoljskega kazalnika ADP in ODP, ki pa so posledica najvišjega deleža jedrske energije (ODP) in relativnega visokega deleža OVE (ADP) v njegovi energijski mešanici.
- Energijske mešanice za proizvodnjo električne energije imajo pomemben vpliv na večino okoljskih kazalnikov. Slovenski pondniki električne energije imajo velik delež fosilnih goriv, zaradi česar imajo vsi zelo podobne rezultate za okoljske kazalnike, na katere vpliva visok delež fosilnih goriv.
- Proizvodnja električne energije iz 100 % deleža hidroenergije ima še vedno nekaj okoljskih vplivov, vendar če te okoljske vplive primerjamo z drugimi primarnimi viri energije, ima proizvedena električna energije z uporabo hidroelektrarn najmanjše vplive na okolje in ima potencial za doseganje trajnostne energijske (električne) oskrbe.

5. LITERATURA

[1] "Evropska komisija: Energija Trajnostna, zanesljiva in cenovno dostopna energija za evropske prebivalce," 2014.
[2] T. J. Hammons, "Integrating renewable energy sources into European grids," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, pp. 462 – 475, 2008.
[3] D. Eltigani and S. Masri, "Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 770–780, 2015.
[4] "International Organisation for Standardisation (2006a) ISO 14040: Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework," 2006.
[5] "International Organisation for Standardisation (2006b) ISO 14044: Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines," 2006.
[6] O. Schuller, "Energy modelling in GaBi 2017 edition," 2017.
[7] PE International, "Handbook for Life Cycle Assessment (LCA) Using the GaBi Education Software Package," 2010.
[8] B. Atilgan and A. Azapagic, "Renewable electricity in Turkey: Life cycle environmental impacts," *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 649–657, 2016.
[9] R. Brizmohun, T. Ramjeawon, and A. Azapagic, "Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius," *J. Clean. Prod.*, vol. 106, pp. 565–575, Nov. 2015.
[10] D. García-Gusano, D. Garraín, and J. Dufour, "Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 21–34, 2017.
[11] B. Atilgan and A. Azapagic, "Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey," *J. Clean. Prod.*, vol. 106, pp. 555–564, Nov. 2015.
[12] M. Baitz, C. Makishi, T. Kupfer, J. F.- In, O. Schuller, M. Kokborg, A. Köhler, D. Thylmann, A. Stoffregen, S. Schöll, J. Görke, M. Rudolf, and A. Liedke, "GaBi thinkstep Database & Modelling Principles," *PE International*, no. November. pp. 1–178, 2017.
[13] "Gabi Professional Database; PE international." 2016.
[14] "Agencija Republike Slovenije za energijo: Seznam dobaviteljev električne energije." [Online]. Available: http://primerjalnik.agen-rs.si/index.php?/kalkulatorelektrika/kalkulator/action/dobavitelji/. [Accessed: 20-Jun-2017].
[15] CML - Department of Industrial Ecology, "CML-IA Characterisation Factors - Leiden University," 2016. [Online]. Available: https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors. [Accessed: 21-Apr-2017].
[16] L. Stamford and A. Azapagic, "Life cycle environmental impacts of UK shale gas," *Appl. Energy*, vol. 134, pp. 506–518, Dec. 2014.
[17] L. Stamford and A. Azapagic, "Sustainability indicators for the assessment of nuclear power," *Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 6037–6057, Oct. 2011.
[18] C. E. L. Latunussa, F. Ardente, G. A. Blengini, and L. Mancini, "Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 156, pp. 101–111, Nov. 2016.

NASLOV AVTORJEV

e-mail: mitja.mori@fs.uni-lj.si

LCA OF ELECTRICITY OF SLOVENIAN ELECTRICITY DISTRIBUTERS COMPARED WITH SLOVENIAN HYDROELECTRICITY MIX

Rok STROPNIK, Mihael SEKAVČNIK, Mitja MORI

ABSTRACT

Sustainable development in the energy sector, focusing on electricity generation can be achieved through the use renewable energy sources (RES) for electricity generation to reduce environmental impacts. To evaluate the electricity generation impacts on environment in entire life cycle, the life cycle assessment (LCA) method was used. In this paper LCA of 1kWh generated electricity for different electricity providers on Slovenian electricity market was made. The scope of the study was cradle to gate (electricity at the consumer), from extraction of raw materials to use of electric energy. Electricity providers have different shares of RES, fossil fuels and nuclear electricity generation that result in different environmental impacts per 1kWh of generated electricity. LCA methodology was used to set up numerical models in Gabi ts software. In life cycle impact assessment (LCIA) stage CML 2001 methodology was used for global, regional and local environmental indicators. This study and results shows that a primary energy sources plays an important role for electricity generation impacts on the environment.

1. INTRODUCTION

Energy represents life driving force of the economy, industry and people. Supply must be safe, reliable, affordable and environmentally friendly. Conversion of primary energy sources in to useful energy form (electricity, heat) in Europe represents 80 % of all greenhouse gas emissions. In order to achieve the reduction of harmful emissions into the environment and raise the quality of life, our society has to move toward to sustainable development in energy sector. Sustainable development in the energy sector, focusing on electricity, is that to achieve sufficient current electricity demand without compromising the future generations in meeting their needs for electricity generation, [1].

Sustainable development of energy sector can be achieved through the use of new technologies for the electricity generation from different primary energy sources, such as renewable energy sources (RES). Despite the fact that with RES we could reduce dependence on fossil fuels, the use of renewable energy sources (RES) has also some disadvantages such as reliability, availability and economic viability. But the main advantage of RES ,compared to fossil fuels based electricity generation, are that they have in average lower environmental impacts, [2], [3].

In this paper the environmental impact assessment of 1kWh generated electricity for different grid mix from Slovenian electricity providers were evaluated with life cycle assessment method (LCA) and compared with electricity produced from 100% hydro power plants. In grid mixes three Slovenian primary energy sources are included fossil fuels, RES and nuclear energy for 3 electricity providers in Slovenia which has significant different grid mix. In the study were included 3 electricity providers present in Slovenia electricity market compared with 100% electricity production from Slovenian hydro energy.

2. METHODOLOGY

2.1 LCA method and LCIA methodology

The life cycle assessment methodology applied in this study follows the ISO 14040 and 14044 standards, [4], [5]. The LCA software Gabi Thinkstep has been used to model the system, [6]. The impacts have been evaluated according to the CML 2001 method, [7]. This is a problem oriented method, often referred to as a 'midpoint' approach, because it considers environmental burdens at an intermediate point between the point of intervention (extraction of resources or emissions to the environment) and the ultimate damage caused by that intervention. This method has been chosen here as one of the most commonly used by other relevant studies, [8]–[11].

The mid-point impact indicators included in the CML 2001 considered in this study are:

- Global indicators:
    - Global Warming Potential (GWP 100 years) [kg CO2-Equiv.]
    - Abiotic Depletion (ADP elements) [kg Sb-Equiv.]
    - Ozone Layer Depletion Potential (ODP, steady state) [kg R11-Equiv.]
- Regional indicators:
    - Acidification Potential (AP) [kg SO2-Equiv.]
    - Freshwater Aquatic Ecotoxicity Pot. (FAETP inf.) [kg DCB-Equiv.]
- Local indicators:
    - Eutrophication Potential (EP) [kg Phosphate-Equiv.]
    - Photochemical Ozone Creation Potential (POCP) [kg Ethene-Equiv.]
    - Human Toxicity Potential (HTP inf.) [kg DCB-Equiv.]

More detailed analysis of chosen environmental indicators was made in results section.

2.2 Goal, scope and functional unit definition

The goal and scope define the exact questions that the analysis will try to answer, and set its spatial, temporal, and technological boundaries. The product's function is defined and quantified by the functional unit – which in the case of this study is 1 kWh of generated electricity. The goal of the study was to determine environmental impacts of electricity generation of electricity providers in Slovenia with different grid mixes. As illustrated in

Figure 1 the scope of the study is from 'cradle to the gate - consumer', considering the following stages: extraction and production of primary energy carriers - fuels, construction of power plant, electricity generation, electricity transfer to consumer. Data used in the study are secondary data from generic international Gabi professional data base 2016, [12]. In numerical model we included electricity transmission and distribution to the point of the use (consumer) with grid distribution losses and own consumption.

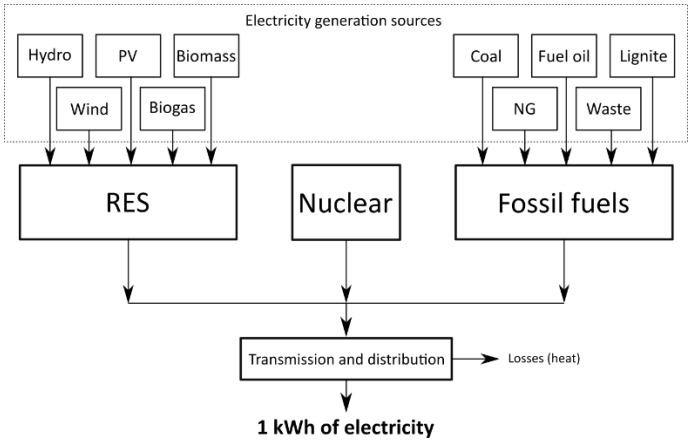


Figure 1: The LCA model of electricity generation for different electricity providers in Slovenia

For the reference Slovenian grid mix 2016 was used from Gabi professional database (see Figure 2). According to the SI-Mix the calculations were done for chosen shares of RES and fossil fuel electricity generation since input data for each Slovenian provider was limited just to fossil, nuclear and RES based electricity generation shares (see Figure 3) and not divided in all categories needed as input data in numerical model.

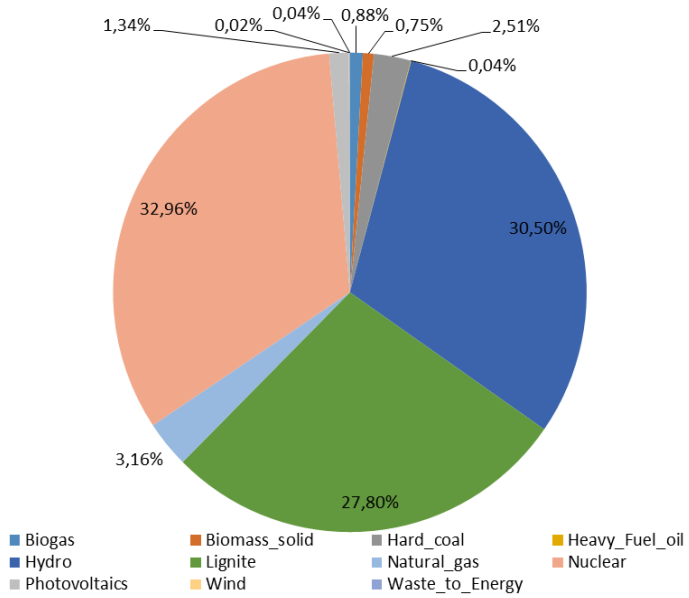
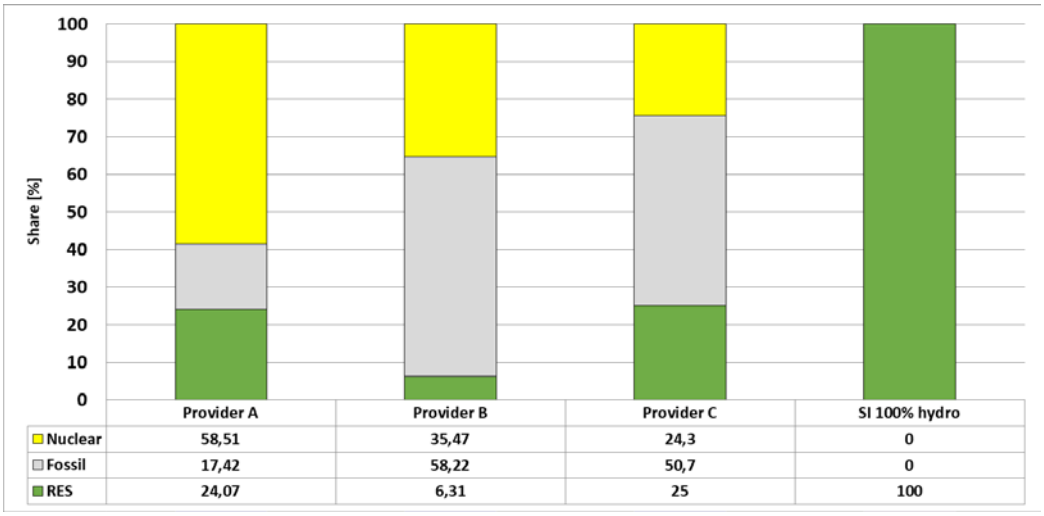


Figure 2: Slovenian grid mix shares of electricity generation for 2016, [13]



	Provider A	Provider B	Provider C	SI 100% hydro
Nuclear	58,51	35,47	24,3	0
Fossil	17,42	58,22	50,7	0
RES	24,07	6,31	25	100

Figure 3: SI providers shares of RES, Fossil and Nuclear based electricity generation, [14]

2.3 Life cycle inventory analysis (LCI)

In the inventory analysis (LCI) all relevant flows, major resources and energy consumption throughout the life cycle were considered. The data for the LCI was obtained from electricity providers, generic databases [12], [13], and literature, in that order of priority, [14]. Input data for our LCA model which were used for each electricity provider considered in the study are presented in Figure 5.

The shares of RES electricity generation (Biogas, Biomass, Hydro, PV and Wind) and fossil fuel based electricity generation (Coal, heavy fuel oil - HFO, Lignite, natural gas - NG and waste to electricity – WtE) were calculated for each electricity provider using the reference numerical model of SI-MIX for 2016, from secondary database Gabi professional, [13].

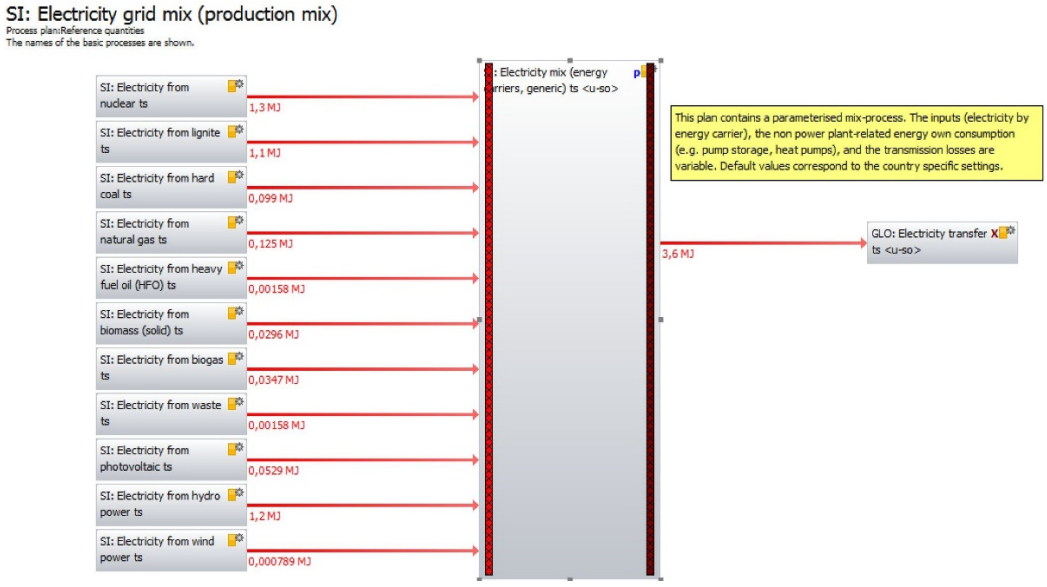
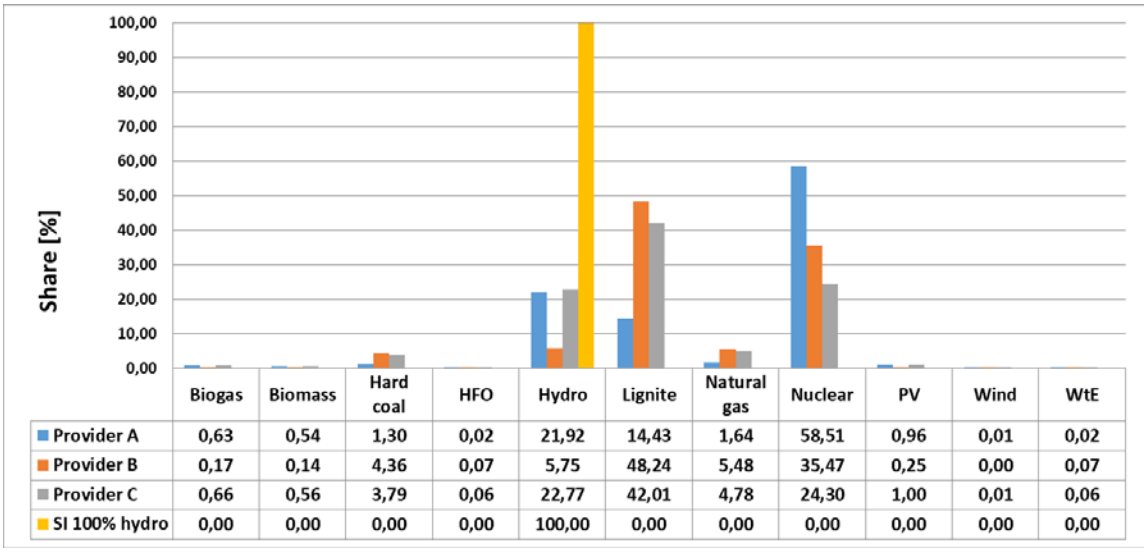


Figure 4: Slovenian electricity production mix numerical model in Gabi, [13]

For specific electricity provider available data were: fossil fuel, nuclear and RES electricity generation shares for July 2016, so in the case of fossil fuels and RES the electricity generation shares were taken from reference model of SI-Mix (Figure 2 and Figure 4). Results of calculation are presented in the form of table and diagram in Figure 5 that serves as an input data for numerical model.



	Biogas	Biomass	Hard coal	HFO	Hydro	Lignite	Natural gas	Nuclear	PV	Wind	WtE
Provider A	0,63	0,54	1,30	0,02	21,92	14,43	1,64	58,51	0,96	0,01	0,02
Provider B	0,17	0,14	4,36	0,07	5,75	48,24	5,48	35,47	0,25	0,00	0,07
Provider C	0,66	0,56	3,79	0,06	22,77	42,01	4,78	24,30	1,00	0,01	0,06
SI 100% hydro	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Figure 5: Share of electricity generation sources chosen electricity providers in Slovenia

Numerical model

All Numerical models were set up in Gabi thinkstep software, [12]. In Figure 6 the numerical model for Provider A is presented.

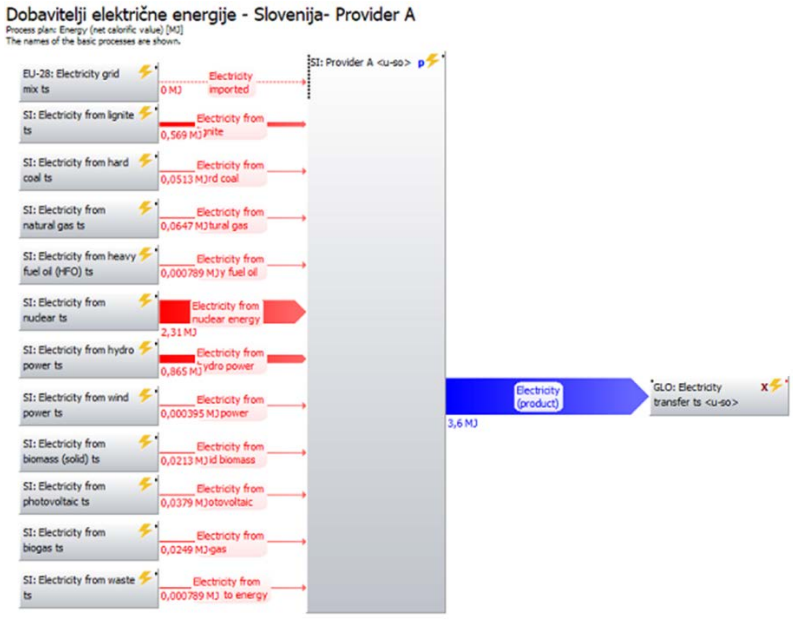


Figure 6: Numerical model in Gabi ts for electricity provider A

In the first step numerical model for each electricity provider was set up according to their share of RES, Nuclear and Fossil fuels. After an input data, presented in Figure 5, they were used for each electricity provider considered in the study. At the top end of the numerical model presented in Figure 6 is a process "electricity generation source EU28 – Mix" that represents imported electricity. Finally that process was set to 0 in all cases (see Figure 6 > 0 MJ), because there is no available data of imported electricity consumption. In addition basic data which we gathered from providers not contain information of imported electricity represented. After setting up all numerical models balances are calculated for all EP present in Slovenia and the calculation of all relevant impact indicators, presented in chapter 2.1, was done.

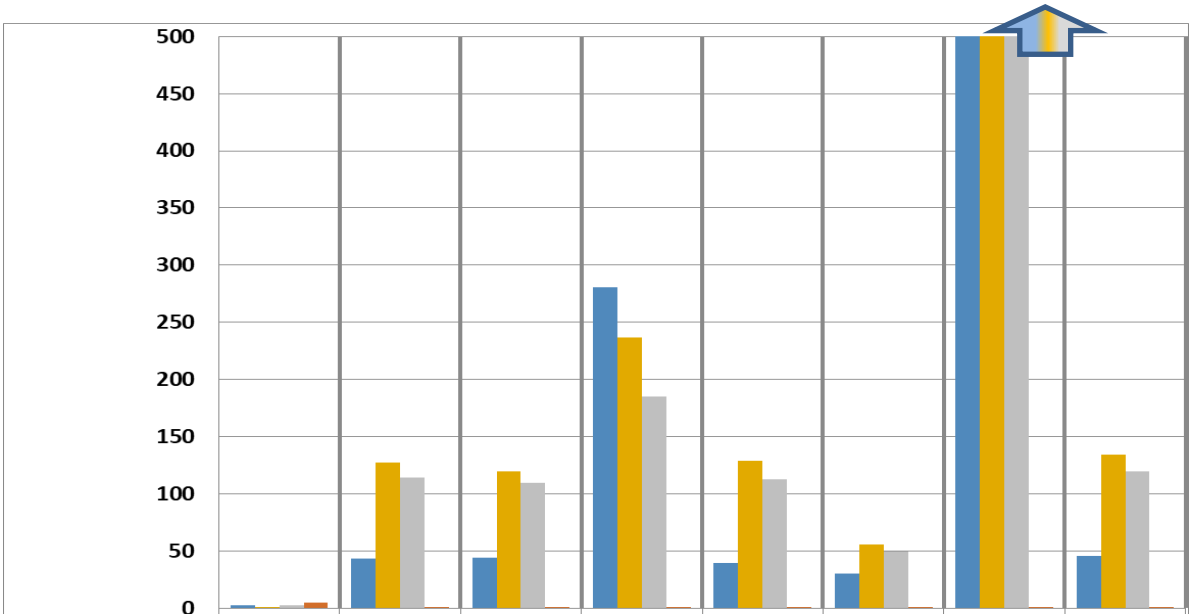
3. RESULTS AND DISCUSSION

Results are presented according to life cycle impact assessment (LCIA) methodology CML 2001 (CML 2001, Jan. 2016), [15]. Results are presented in terms of normalized to minimum value of considered mid-point environmental impact indicators and absolute values are presented in Table 1. All normalized values for each impact indicator are graphical presented in Figure 7.

Table 1: Absolute and relative results of CML2001 LCIA analysis

Impact indicator (CML2001)	Provider A	Provider B	Provider C	SI 100% hydro
ADP [kg Sb-Eq.]	1,21E-07	4,40E-08	1,16E-07	2,27E-07
Normalized to minimal value	3	1	3	5
AP [kg SO2-Eq.]	5,14E-04	1,52E-03	0,00136	0,0000119
Normalized to minimal value	43	128	114	1
EP [kg PO4-Eq.]	6,41E-05	1,74E-04	0,000159	0,00000145
Normalized to minimal value	44	120	110	1
FAETP [kg DCB-Eq.]	0,00107	0,000903	0,000704	0,00000381
Normalized to minimal value	281	237	185	1
GWP [kg CO2-Eq.]	0,232	0,755	0,66	0,00587
Normalized to minimal value	40	129	112	1
HTP [kg DCB-Eq.]	0,0113	0,0207	0,0184	0,000373
Normalized to minimal value	30	55	49	1
ODP [kg R11-Eq.]	4,47E-12	2,72E-12	1,89E-12	1,14E-15
Normalized to minimal value	3921	2386	1658	1
POCP [kg Eth.-Eq.]	3,39E-05	1,00E-04	8,95E-05	7,46E-07
Normalized to minimal value	45	134	120	1

Number 1 in the table (see Figure 7 and Table 1) for specific impact indicator means that the provider's energy mix has the lowest environmental impact per 1kWh of generated electricity according to other energy mixes analyses in this study. Higher the number is, the higher environmental impact has 1kWh of generated electricity with that energy mix.



	ADP	AP	EP	FAETP	GWP	HTP	ODP	POCP
Provider A	3	43	44	281	40	30	3921	45
Provider B	1	128	120	237	129	55	2386	134
Provider C	3	114	110	185	112	49	1658	120
SI 100% hydro	5	1	1	1	1	1	1	1

Figure 7: Normalized values for each indicator per 1kWh of generated electricity

On the first glance it seems that Provider A has the best electricity generation source mix according to most mid-point impact indicators, because it has the lowest absolute value for six out of eight environmental indicators. Provider A has the highest RES and nuclear electricity generation share and relatively low share of fossil fuels electricity generation. But on the other hand Provider A and also Provider C have high abiotic depletion potential (ADP) due to lowering of non-living (abiotic) resources, which are affected by high share of RES in grid mix. That is the reason why electricity produced with 100 % from hydro has the biggest ADP indicator. Provider B have the highest environmental impact indicators, which are connected with fossil fuels that is the consequence of high share of fossil fuels in source mix, similar it is for provider C (see Figure 3).

In next section for each environmental indicator, a brief description and comparison of all electricity production technologies are given. This will help compare the results of grid mixes and to determine which electricity production technology contributes the most to specific environmental indicator.

3.1 Global indicators

- **Global Warming Potential: GWP, kg CO2 eq.**

This indicator indicate amount of heat trapped by a certain mass of the gas in question to the amount of heat trapped by a similar mass of carbon dioxide. A GWP is calculated over a specific time interval, in our case 100 years.

The highest impact on GWP per 1kWh of produced electricity have Fossil fuels (Lignite, Hard coal and HFO), which is around 250 times higher than Hydro and Nuclear. The reason is combustion during operation phase.

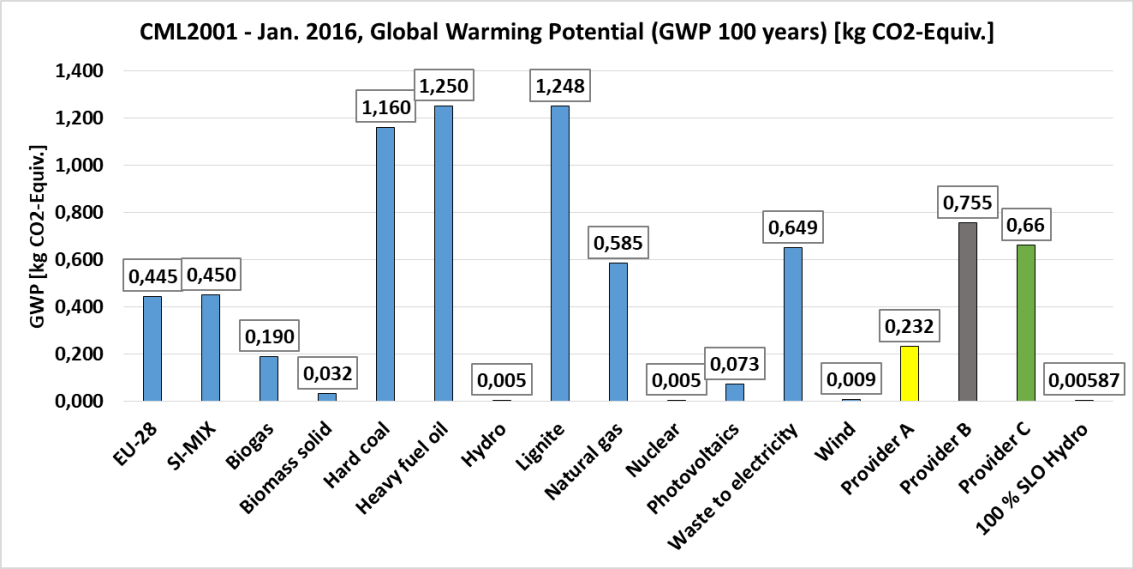


Figure 8: CO_2 emissions per 1kWh of produced electricity from various sources

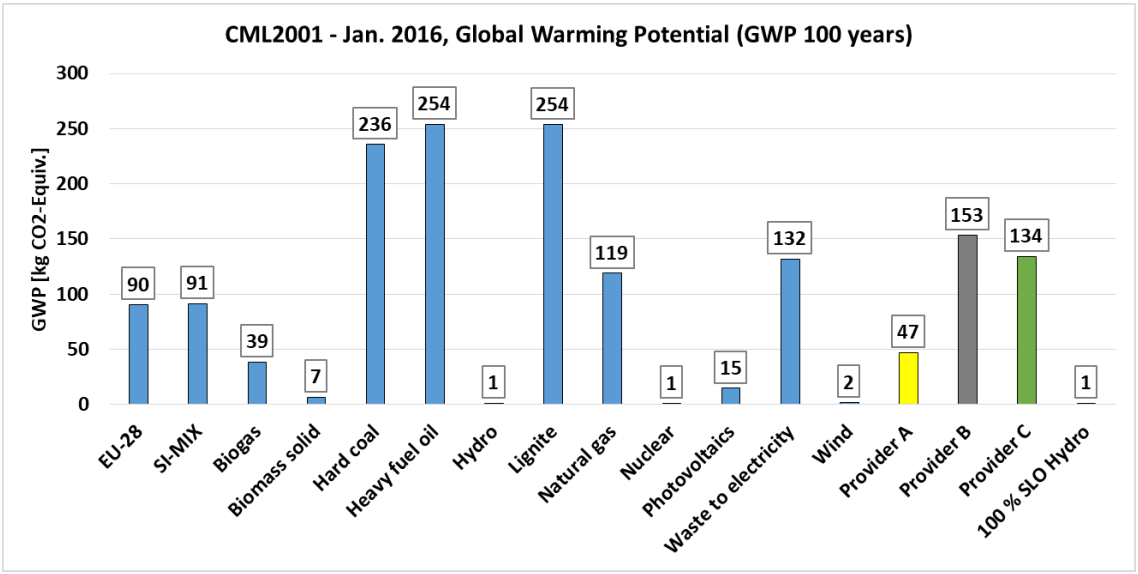


Figure 9: Relative comparison of GWP per 1kWh for electricity production

From Figure 8 (absolute values) and Figure 9 (relative values) we can conclude that 1kWh of generated electricity of provider A has the lowest impact on GWP indicator, 0,232 kg CO_2-Eq. and Provider B and C have higher GWP, due to higher share of fossil fuels their grid mix. Provider B has 0,755 kg CO_2- Eq. per 1kWh of generated electricity and Provider C has a bit lower value 0,66 CO_2- eq per 1kWh of produced electricity.

From the point of GWP electricity production from hydro energy is the best option for low GWP impact. In the case of 100% of produced electricity with hydro energy only 5,87 g of CO_2- eq is released into environment per 1kWh of generated electricity.

- **Abiotic Depletion Potential: ADP, kg Sb-eq.**

ADP impact indicator represents the lowering of non-living (abiotic) resources as fossil fuels, minerals, peat, clay, etc.

Results from Figure 10 show that photovoltaics has a very high impact on ADP (1222), this is mainly due to depletion of silver and tellurium during the metallisation pastes required for silicon cell production. Wind and Biogas have also a notable impact on ADP. High impact of wind electricity production are because of the manufacturing stage due to the depletion of molybdenum used for steel production in the case of biogas the effect comes from cultivation of maize and its lint with the materials used for agricultural machinery. Almost all of the impact on ADP from hydro power is incurred in the construction stage (>97%) for all three types of hydroelectricity, [16].

From these results it could be suspect that electricity providers with high share of RES (PV, Wind, Biogas…) in grid mix will have high values of ADP indicator. It can be concluded that the highest ADP per 1kWh generated electricity have Provider A but is still lower than 100 % electricity form hydro power. The lowest ADP indicator has Provider B due to lowest share of renewables (PV, Wind, Hydro and Biogas – Figure 5). In this case 100% electricity from hydro power plant has 5 times higher abiotic depletion potential than Provider C.

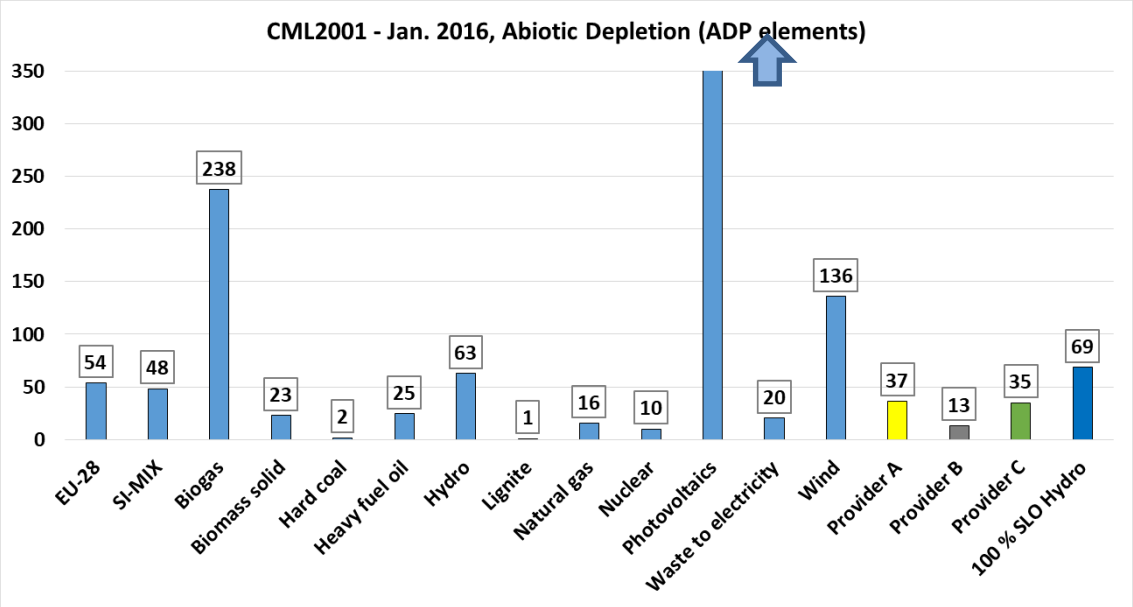


Figure 10: Relative comparison of ADP per 1kWh from different production technology

- **Ozone Layer Depletion Potential: ODP, kg R11-eq.**

Possible effects of high ODP are changes in growth or a decrease in harvest crops, indications of tumors (skin cancer and eye diseases) and a decrease of sea plankton.

Despite the ban of CFCs under the Montreal Protocol some ozone depleting substances are still manufactured in various non-signatory countries for use in signatory countries. As such, ozone depletion is still a relevant issue. The highest impact has Nuclear power, most of which is normally attributable to mining and milling (enrichment technology) of the uranium, [17].

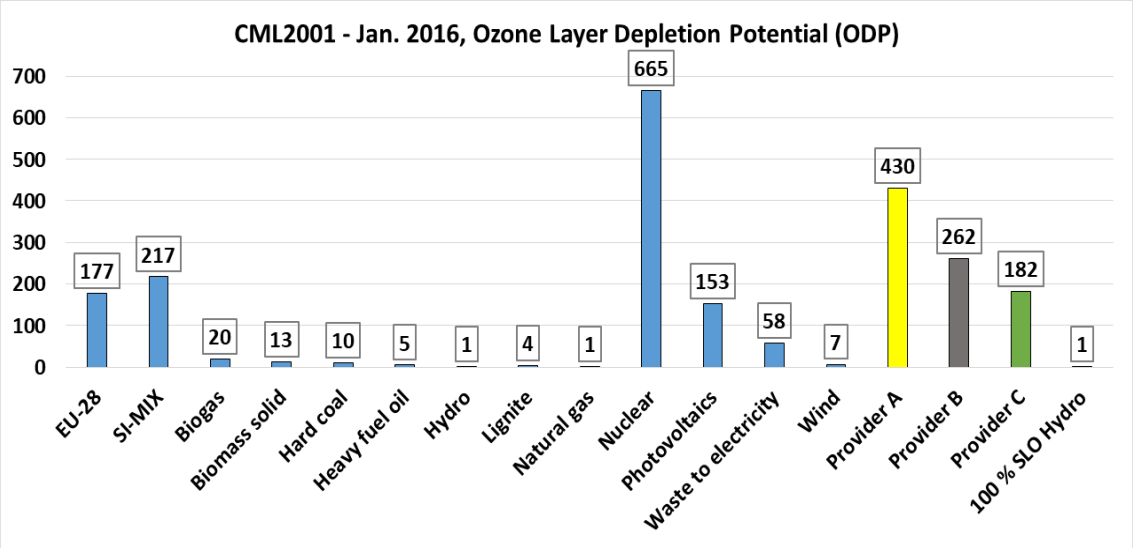


Figure 11: Relative comparison of ODP per 1kWh

Surprising high impact on ODP has electricity from PV, due to the manufacture of tetrafluoroetylene (Teflon), the polymer which is often used in solar cell encapsulation, [16]. According to Figure 11 the highest ODP indicator have provider A with the highest share of nuclear power (58,51 %) and also high share of PV. Provider B and C have lower ODP indicator value compared with provider A, due to higher share of fossil fuels. 100% Hydro energy mix has negligible ODP impact.

3.2 Regional indicators

- **Acidification Potential: AP, kg SO2-eq**.

It is caused by direct emissions of acids or emissions of gases that form acid in contact with air humidity, and are deposited to soil and water (SO_2, NO_x, NH_3). Acid depositions have negative impacts on natural ecosystems and the man-made environment. The main sources for emissions of acidifying substances are agriculture and fossil fuel combustion used for electricity production, heating and transport.

Figure 12 presents that the highest AP indicator has grid mix with high share of fossil fuels in this study Provider B has the highest AP, due to 58,2 % of fossil fuels followed by provider C (50,7 %) and A (17,4 %).

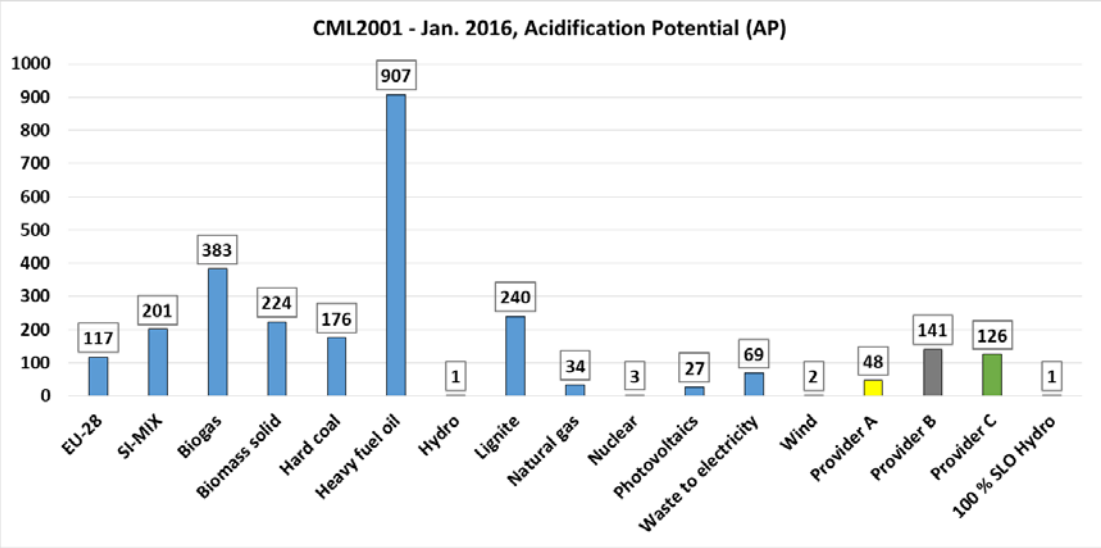


Figure 12: Relative comparison of AP per 1kWh from different production technology

Provider A has almost 3 times lower environmental impact on acidification as Provider B. Electricity generated with hydro power plants in Slovenia has the lowest AP indicator among all analysed technologies.

- **Freshwater Aquatic Eco-toxicity Potential: FAETP, kg DCB-eq.**

This category indicator refers to the impact on fresh water ecosystems, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil. Eco-toxicity Potential (FAETP) describing fate, exposure and effects of toxic substances.

This indicator is affected by result from ash (hard coal, biomass and lignite) disposal at thermal power plants and spoils from coal mining, with the exception of vanadium.

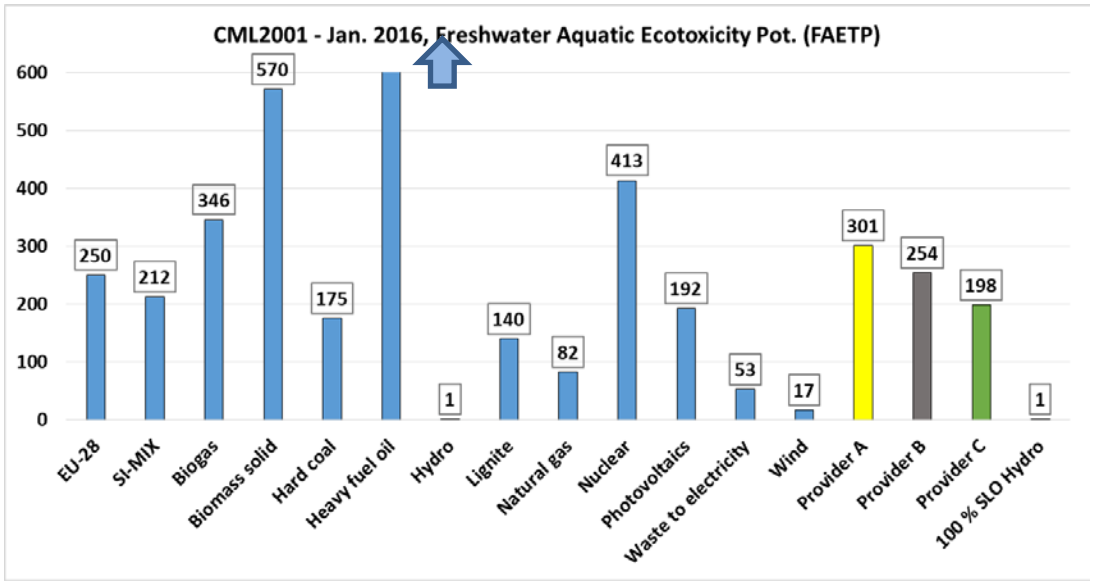


Figure 13: Relative comparison of FAETP per 1kWh of generated electricity

Uranium mining is the most responsible for vanadium in the FAET impact, [18]. The highest impact on FAETP indicator has HFO (5396) following, biomass and nuclear. In the energy source mix of analyzed providers the main impact comes from nuclear and fossil fuels, due to highest shares in grid mix. According to these conclusions the worst FAETP indicator has provider A, because of the high share of nuclear energy which is responsible for vanadium following provider B and C.

3.3 Local indicators

- **Eutrophication Potential: EP, kg PO_4 -eq.**

Eutrophication is the enrichment of nutrients in a certain place. If the nitrification level exceeds the amounts of nitrogen necessary for a maximum harvest, it can lead to an enrichment of nitrate. Nitrate also ends up in drinking water.

The highest impact has biogas electricity generation technology followed by biomass and fossil fuels (see Figure 14). The lowest value has provider A because of low share of biogas, which has otherwise small share in Slovenian grid mix, biomass and fossil fuels compared with other two providers.

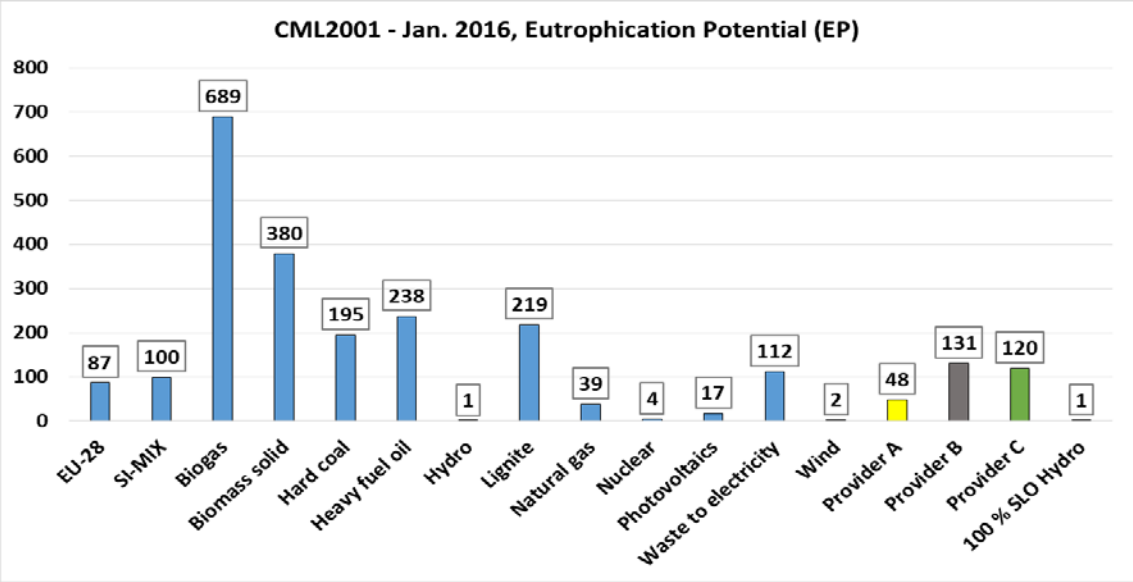


Figure 14: Relative comparison of EP per 1kWh of generated electricity

Biogas and biomass have small in all analysed providers that is the reason why fossil fuels have significant effect on this indicator. Hydro energy source has negligible impact on EP indicator.

- **Photochemical Ozone Creation Potential: POCP, kg Ethene-Eq.**

The photochemical oxidation, very often defined as summer smog, is the result of reactions that take place between nitrogen oxides (NOx) and volatile organic compounds (VOC) exposed to UV radiation.

According to the definition of POCP the highest impacts on this indicator have electricity generated by fossil fuels (HFO, Hard coal, Lignite) and RES (Biogas and Biomass) , which are represented in minor proportions in the energy mixes of analysed providers. The high POCP values have Provider B and C followed by provider A grid mix which has low share of key sources for POCP.

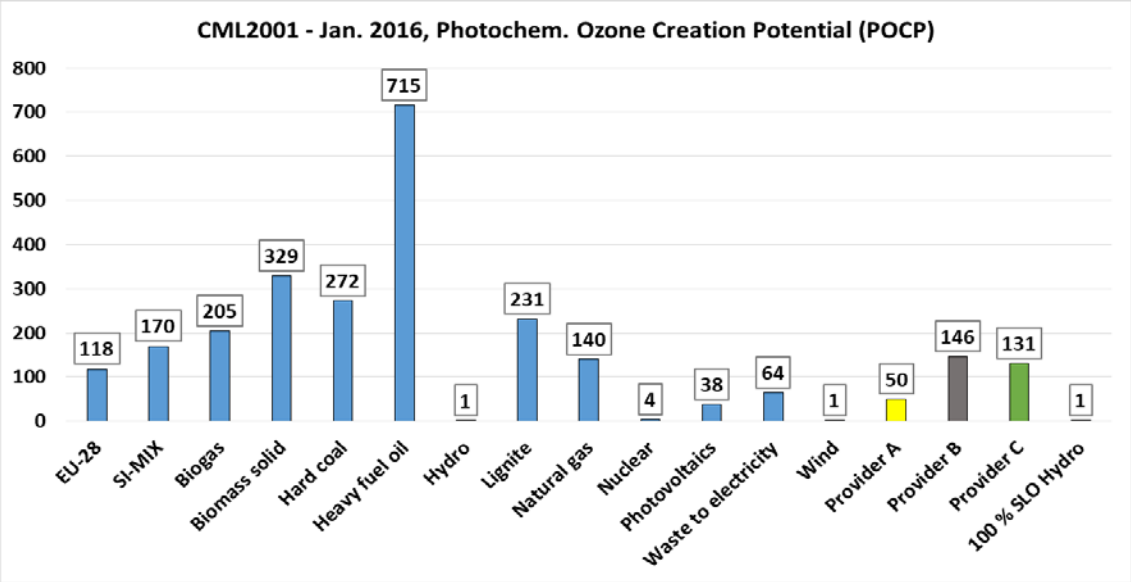


Figure 15: Relative comparison of POCP per 1kWh from different production technology

- **Human Toxicity Potential: HTP, kg DCB-Eq.**

The HTP assessment aims to estimate the negative impact of, for example, a process on humans, such as Heavy metals, halogen organic compounds, etc.

This indicator is also affected by fossil fuels (HFO, Hard coal and Lignite) disposal at thermal power plants and spoils from coal mining and heavy metals. High impact on HTP are seen also by biomass and PV.

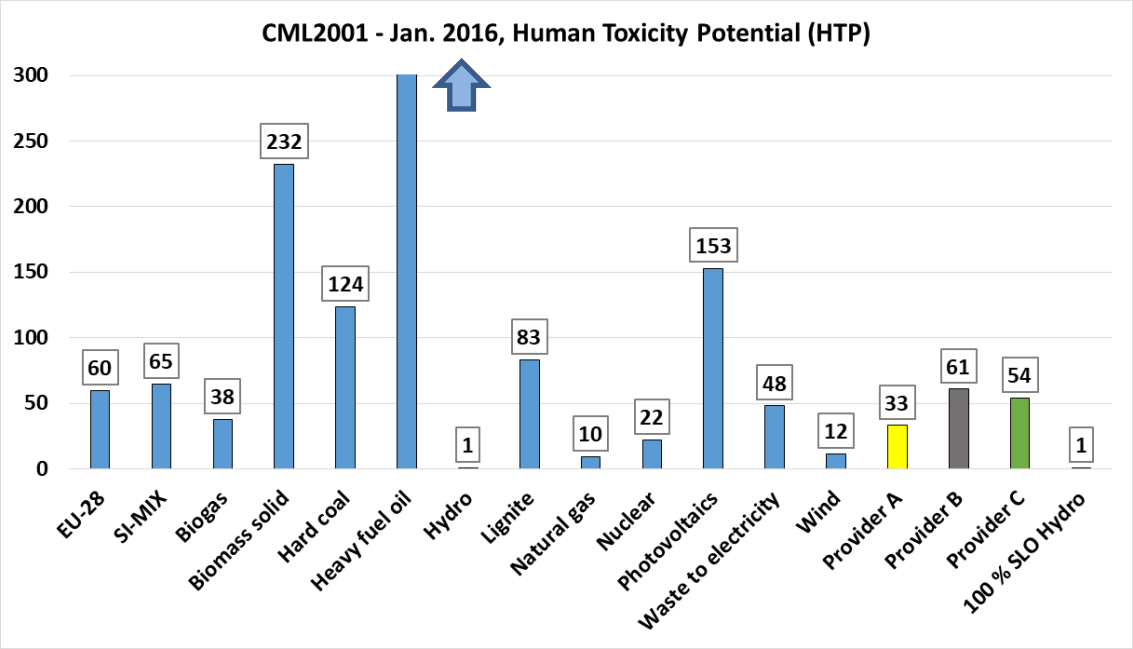


Figure 16: Relative comparison of POCP per 1kWh from different production technology

The main reason for PV impact on HTP are most likely larger emission of antimony in water, as accounted in the inventory data for the incineration of plastics from electronic waste. These emissions can be explained with the presence of antimony in electronics, generally used as flame retardant, [18].

The highest HTP indicator has electricity generated by from Provider B and C, because of the high share of fossil fuels and PV. Nuclear energy has small effect on HTP indicator that is why provider A has the lowest HTP indicator among the analysed electricity providers.
According to all local impact indicators (EP, POCP and HTP) the lowest environmental impact per 1kWh of electricity have provider A but the most clean generated electricity is form 100% hydro energy.

4. CONCLUSIONS AND DISCUSSION

Environmental impacts of 1kWh generated electricity for three different electricity providers in Slovenia were analysed with the LCA method and compared their energy mixes with 100% share of Slovenian hydro energy. LCA numerical models for all cases with all input and output energy and mass balances were set up. Results were evaluated with midpoint life cycle impact assessment method CML2001. Midpoint environmental impact indicators were classified as local, regional and global environmental impact indicators. On the basis of the results from previous sections it can be concluded:

- The lowest electricity generation environmental impact has Provider A out of selected electricity providers in Slovenian market. Provider A has six out of eight the lowest environmental impact indicators analysed in this study. Nevertheless provider A has

very high ADP and ODP environmental indicators, because of the highest share of nuclear energy (ODP) and relative high share of RES (ADP).

- Electricity generation mixes represent significant effect on majority environmental impact indicators. Slovenian electricity providers have a big share of fossil fuels, which is the reason why all have very similar results for impact indicators, which are affected by strong presence of fossil fuels.
- Electricity generation from 100% Slovenian hydro energy production has still some environmental impacts in its life cycle, but if we compared with other primary energy sources the best sustainable electricity production is from hydro energy.

5. REFERENCES

[1] "Evropska komisija: Energija Trajnostna, zanesljiva in cenovno dostopna energija za evropske prebivalce," 2014.
[2] T. J. Hammons, "Integrating renewable energy sources into European grids," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, pp. 462 – 475, 2008.
[3] D. Eltigani and S. Masri, "Challenges of integrating renewable energy sources to smart grids: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 770–780, 2015.
[4] "International Organisation for Standardisation (2006a) ISO 14040: Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework," 2006.
[5] "International Organisation for Standardisation (2006b) ISO 14044: Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines," 2006.
[6] O. Schuller, "Energy modelling in GaBi 2017 edition," 2017.
[7] PE International, "Handbook for Life Cycle Assessment (LCA) Using the GaBi Education Software Package," 2010.
[8] B. Atilgan and A. Azapagic, "Renewable electricity in Turkey: Life cycle environmental impacts," *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 649–657, 2016.
[9] R. Brizmohun, T. Ramjeawon, and A. Azapagic, "Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius," *J. Clean. Prod.*, vol. 106, pp. 565–575, Nov. 2015.
[10] D. García-Gusano, D. Garraín, and J. Dufour, "Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, pp. 21–34, 2017.
[11] B. Atilgan and A. Azapagic, "Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey," *J. Clean. Prod.*, vol. 106, pp. 555–564, Nov. 2015.
[12] M. Baitz, C. Makishi, T. Kupfer, J. F.- In, O. Schuller, M. Kokborg, A. Köhler, D. Thylmann, A. Stoffregen, S. Schöll, J. Görke, M. Rudolf, and A. Liedke, "GaBi thinkstep Database & Modelling Principles," *PE International*, no. November. pp. 1–178, 2017.
[13] "Gabi Professional Database; PE international." 2016.
[14] "Agencija Republike Slovenije za energijo: Seznam dobaviteljev električne energije." [Online]. Available: http://primerjalnik.agen-rs.si/index.php?/kalkulatorelektrika/kalkulator/action/dobavitelji/. [Accessed: 20-Jun-

2017].
[15] CML - Department of Industrial Ecology, “CML-IA Characterisation Factors - Leiden University,” 2016. [Online]. Available: https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors. [Accessed: 21-Apr-2017].
[16] L. Stamford and A. Azapagic, “Life cycle environmental impacts of UK shale gas,” *Appl. Energy*, vol. 134, pp. 506–518, Dec. 2014.
[17] L. Stamford and A. Azapagic, “Sustainability indicators for the assessment of nuclear power,” *Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 6037–6057, Oct. 2011.
[18] C. E. L. Latunussa, F. Ardente, G. A. Blengini, and L. Mancini, “Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 156, pp. 101–111, Nov. 2016.

AUTHORS ADDRESS

e-mail: mitja.mori@fs.uni-lj.si

THE APPLICATION OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS MODELS IN CONDITION MONITORING OF HYDROPOWER PLANTS

Dalibor KRANJČIČ

POVZETEK

V članku je prikazana praktična uporaba modelov, ki so zasnovani na umetnih nevronskih mrežah (UNM) na področju spremljanja stanja hidroelektrarn. Meritve za simulacijo modelov so pridobljene z uporabo sistema, zasnovanega na tehnologiji OPC (OLE for Process Control), ki zbira podatke iz osmih hidroelektrarn, ki so v lasti družbe Dravske elektrarne Maribor. Sistem je ustvarjen z namero, da poenostavi izvajanje poglobljenih analiz obratovanja, kar je doseženo z uvajanjem namenskih spletnih programskih rešitev za nadzor in vzdrževanje verige hidroelektrarn. Predstavljeni modeli so poskus nadgrajevanja sedanjih programskih rešitev na osnovi samo-učečih zmožnosti UNM.

ABSTRACT

The paper shows practical application of artificial neural networks (ANNs) based models in condition monitoring of hydropower plants. The measurement data for simulation of these models is provided through the OPC (OLE for Process Control) technology-based system that collects data from eight hydropower plants operated by the Slovenian Drava River Power Company (DEM). The system is developed intentionally to facilitate deep analysis of power plants operation by introducing custom web software solutions that are being developed specifically for monitoring and maintenance of cascade of hydropower plants. The presented models are an attempt to upgrade the present possibilities of the aforementioned software solutions based on the ANNs self-learning capabilities.

1. INTRODUCTION

The practical aspect of hydropower plant (HPP) modeling and identification requires specific preparation activities to be performed prior to the actual model simulation carried out in a mathematical simulation environment (e.g. MATLAB). Perhaps the most important step is to ensure that representative and quality data is collected and, subsequently, to import this data efficiently in the mathematical simulation environment. At first sight, this may seem a trivial task since the data from various HPP probes is being continuously collected and stored in the process system's database, but the majority of the today's modern process systems still lack the ability to efficiently export data. Even if that's not the case, the collected data has to be transferred in the mathematical simulation environment and then imported, usually by performing many time-consuming copy-paste operations on tables representing acquired data.

To overcome this issue, the DEM company introduced the OPC technology [1] based system in 2014 with intention to improve and simplify collection, archiving and representation of process data for purpose of deep analysis of the HPPs operation [2], [3] – see Fig. 1. This system is based on the Historian database (GE Intelligent Platforms) and different custom-made web software solutions intended to be used by maintenance personnel. Currently, around 10.000 measurements are saved in the Historian database, thus holding enormous potential for deep analysis of the HPPs operation.

The system was upgraded in 2016 by introducing the powerful MATLAB/SIMULINK mathematical environment. With the possibility to access live and historical OPC data (i.e. OPC DA and OPC HDA respectively [4], [5]), this widely used mathematical environment allows a wide range of options in terms of data analysis and eliminates the need for time-consuming data collection procedures. In addition, it is worth to mention that there is a growing trend towards the use of the MATLAB/SIMULINK in the condition based maintenance (CBM) of power plants, with the particular emphasis on the introduction of ANNs [6] – [9].

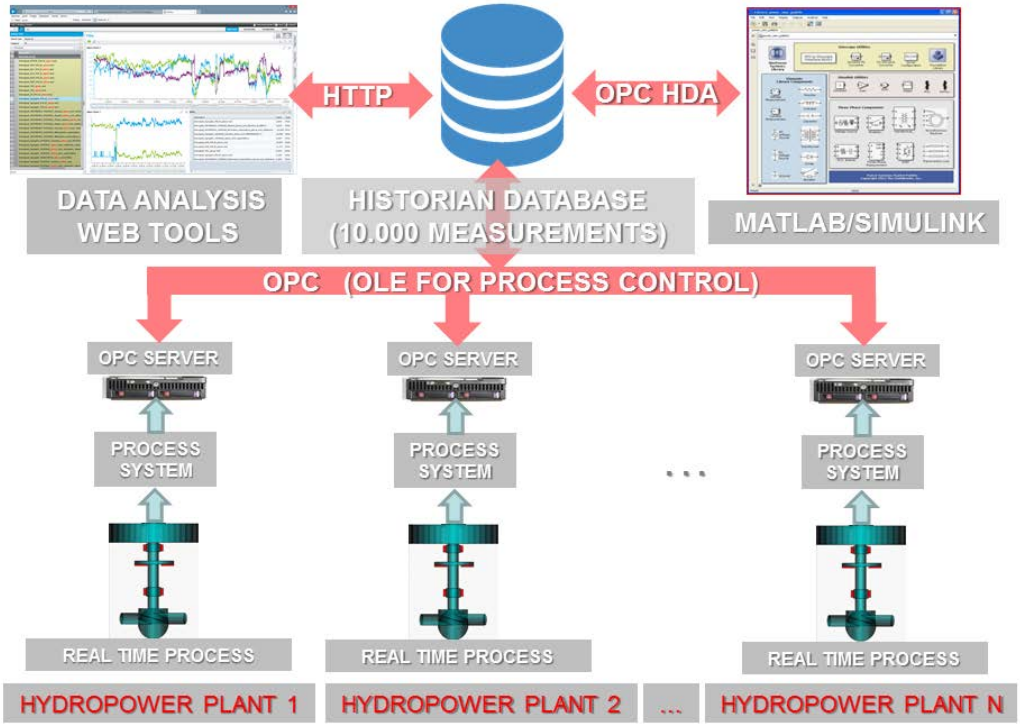


Fig. 1. System based on the OPC technology [1] – the Historian database, the data analysis web-based tools and the MATLAB/SIMULINK mathematical environment.

The potential of ANNs opens many new ideas on how to process the crucial HPPs process data more effectively. Some of these ideas are highlighted in the following sections, showing the preliminary results of the ongoing study on application of the ANNs-based models in condition monitoring of HPPs. The presented models are developed purposely for verification of the turbine start-up behavior.

2. PRACTICAL EXAMPLES OF ANN USE IN CONDITION MONITORING OF HPPS

2.1 ANN basics

The ANNs are an attempt at modeling the information processing capabilities of nervous systems [10]. These networks are typically organized in layers consisting of artificial neurons. The latter are basic building elements of ANN that can be described by the following simple equation [11]:

$$y_k = f\left(\sum_{j=1}^{m} w_{kj} x_j + b_k\right) \tag{2.1}$$

where $x_1, x_2, \ldots, x_m$ are the input signals, $w_{k1}, w_{k2}, \ldots, w_{km}$ are the weights of neuron k, b_k is the bias, f is the activation function and y_k is the output signal of the neuron. The most commonly used forms of transfer (activation) functions are linear and sigmoid ones [10]–[12].

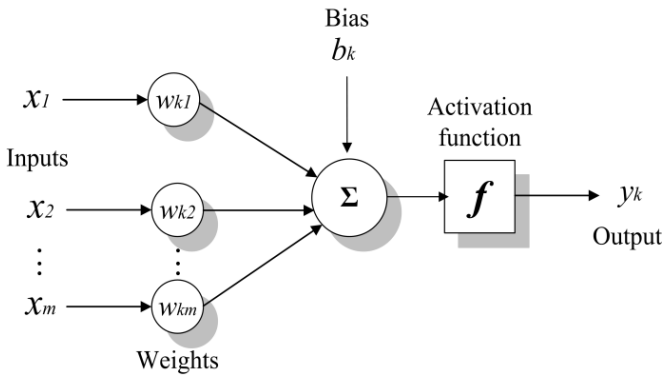


Fig. 2. The ANN model.

The ANN is capable to recognize the functional relationship between given input-output variables in the so called learning (i.e. training) process, performed by optimizing weights on the basis of measured time behaviors. Once the ANN is trained, the values of the output variables may be efficiently predicted based on the values of the input variables. However, it must be emphasized that the ANN is considered as a black box system, meaning that its internal structure doesn't give insight on the actual relationships between given variables.

2.2 ANN models for verification of turbine start-up behavior

In this subsection, two ANN-based models developed purposely for verification of the turbine start-up behavior during the annual HPP revision process are presented. There are many different factors influencing the turbine start-up procedure, e.g. the turbine mechanical equipment, the hydraulic turbine governor, the unit microcontroller, etc. Any possible malfunction of the aforementioned components/systems is reflected directly as a deviation from

the expected turbine power and speed, and thus it is extremely important to closely monitor the turbine start-up behavior.

Since the measurement data is being continuously collected in the Historian database, it was a logical step to develop a web-based application that would use the recorded data to automatically generate reports on site – i.e. automated measurement system (AMS). In the AMS, the data recording is started in the web user interface by a simple button press and a detailed report is automatically generated when the testing procedure is stopped. In this sense, the herein presented models are developed to serve as an additional tool for verification of the data used in the AMS. The concept is shown in Fig. 3.

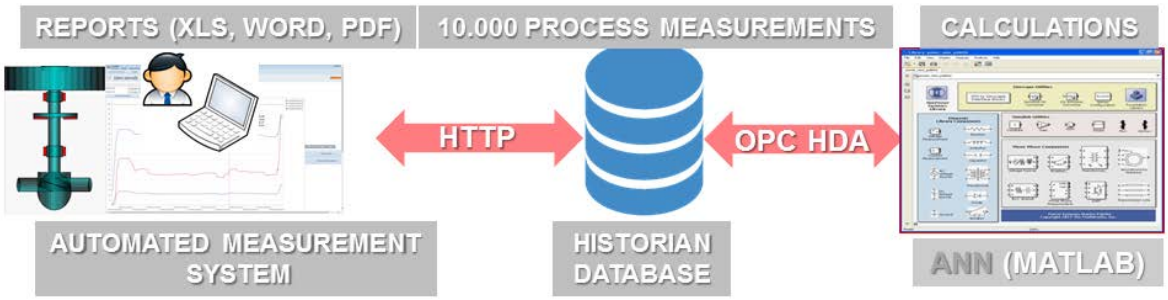


Fig. 3. The AMS, the Historian database and the MATLAB/SIMULINK environment.

The models are determined within MATLAB/SIMULINK by using so-called dynamic NARX (Nonlinear Autoregressive Network with Exogenous Input) ANN [13], used to predict output series $y(t)= f\,(x(t-1),\ldots, x(t-d), y(t-1),\ldots,y(t-d))$ given d past values of output series $y(t)$ and input series $x(t)$ [12], [13]. All the data used for training and validation of the ANN models is imported into the MATLAB/SIMULINK environment from the Historian database by using the OPC HDA protocol [4]. Fig. 4 shows the schematics of the proposed HPP models (above) and the corresponding ANN configurations (below).

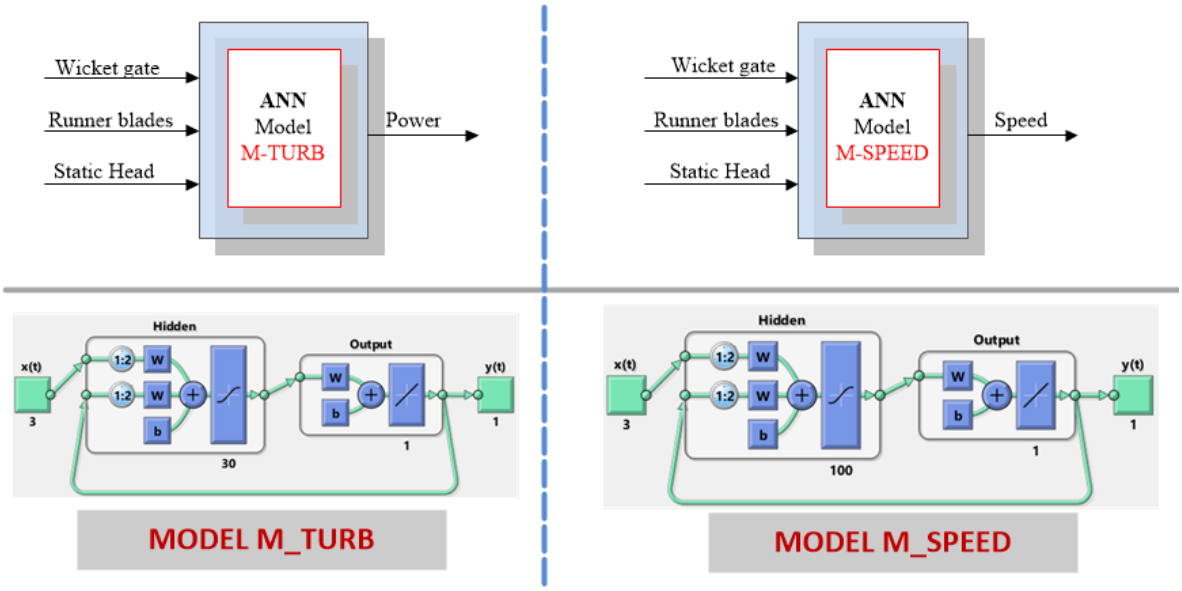


Fig. 4. HPP models and corresponding ANN configurations.

The parameters of the ANNs are additionally given in Table 1.

Table 1. ANN configuration parameters.

ANN model	ANN type	No. of layers	No. of neurons in hidden layer	Input delay	No. of neurons in output layer
Model M_TURB	NARX	2	30	2	1
Model M_SPEED	NARX	2	100	2	1

To train ANNs, measured time behaviors acquired during normal operating conditions are used in the time frame between 1th and 19th December of 2016. The selected measured time behaviors contain typical start-up/shut-down sequences of the unit 2 of the Mariborski otok HPP and are the following: the head, the turbine speed, the wicket gate opening, the runner blades angle, and the electrical power that may be considered as mechanical power generated by the hydraulic turbine. However, prior to the beginning of the ANNs training process, the selected training data has to be adequately preprocessed with the MATLAB programming language to ensure that the models are trained on the data representing the true normal operating conditions.

2.3 Simulation results

This subsection presents the time-domain simulation results for the models M_TURB and M_SPEED on the basis of the measured time behaviors acquired at HPP Mariborski otok under normal operating conditions. All identification and simulation procedures were performed within the MATLAB/SIMULINK mathematical environment. The basic turbine and generator technical data parameters are given in Table 2.

Table 2. Basic technical turbine/generator data – HPP Mariborski otok.

Data	Value	Description
S	26 MVA	Rated generator power
P_{nt}	20,23 MW	Rated turbine power
H_b	14,2 m	Rated static head
Q_n	183,3 m^3/s	Rated discharge
Q_b	198,55 m^3/s	Discharge at H_b

Figures 5 to 8 show excellent agreement between the measured power and corresponding response calculated by the model M_TURB, i.e. the double-regulated turbine (DRT) model based on ANN.

It can be found in the literature [14], [15] that DRT models can also be built as an extension of the nonlinear single-regulated turbine (SRT) model. The fundamental property of such DRT models is that the used SRT model is extended through a polynomial approximation function that defines the relationship between the wicket gate opening and runner blades angle.

There is a certain similarity in the DRT [15] model and ANN-based DRT model M_TURB. In fact, the training algorithm (**Levenberg-Marquardt**) optimizes weights of the ANN-based DRT model similarly as the coefficients of the surface polynomial in the aforementioned DRT

model [15] are being optimized. By taking this into account and ANNs' well-known ability to solve function approximation problems, the results in Figures 5 to 8 are as good as expected, i.e. similar to the results obtained with DRT models in [15].

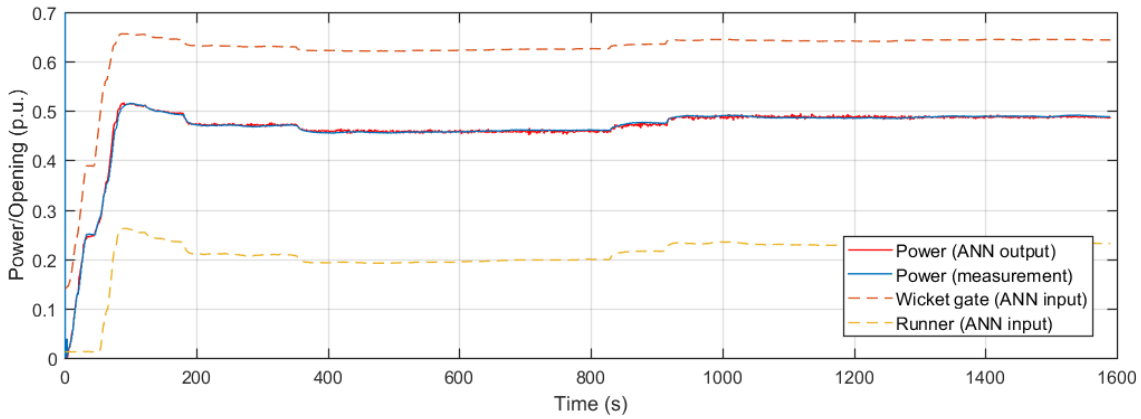


Fig. 5. Simulation results of the model M_TURB (HPP Mariborski otok, unit 2) – turbine start-up, October 1th, 2016.

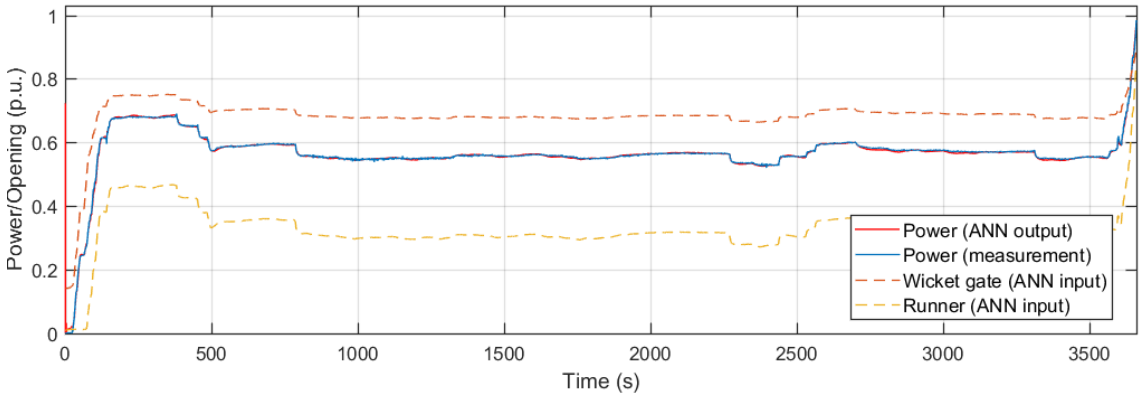


Fig. 6. Simulation results of the model M_TURB (HPP Mariborski otok, unit 2) – turbine start-up, October 23th, 2016.

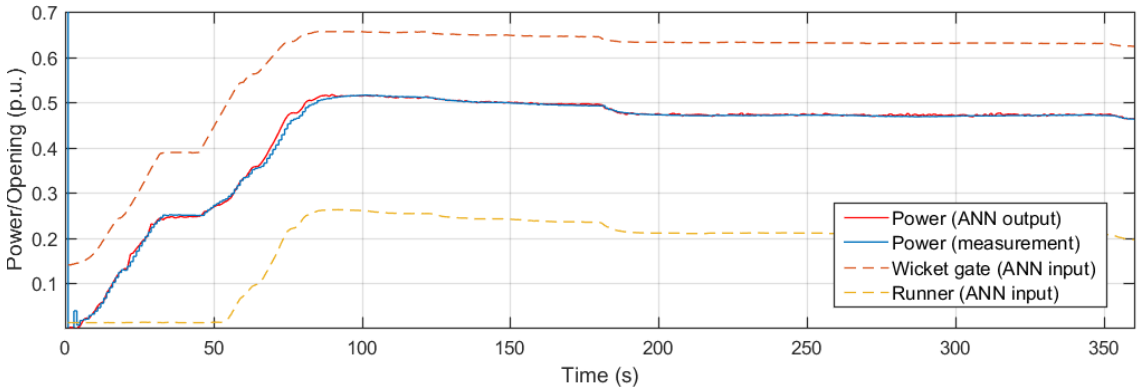


Fig. 7. Simulation results of the model M_TURB (HPP Mariborski otok, unit 2) – close up detail of turbine start-up, October 1th, 2016.

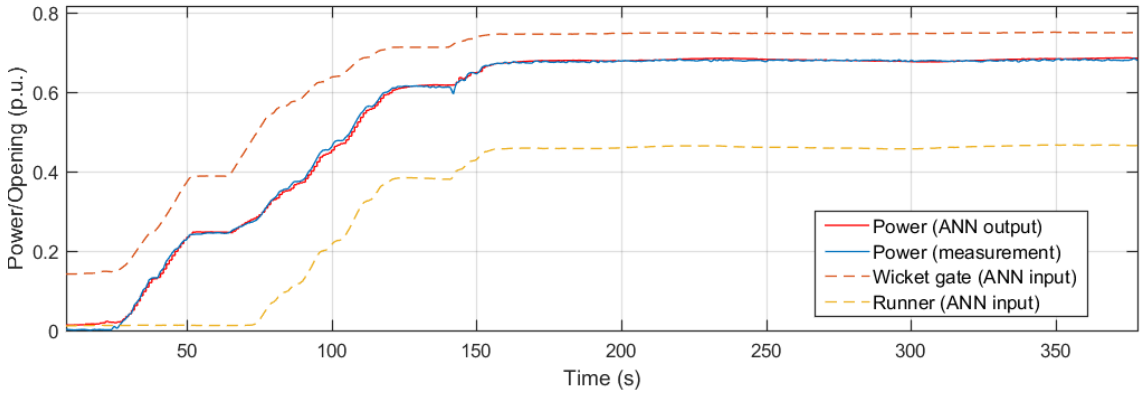


Fig. 8. Simulation results of the model M_TURB (HPP Mariborski otok, unit 2) – close up detail of turbine start-up, October 23th, 2016.

Figures 9 and 10 show the speed responses of the model M_SPEED. Similarly, an excellent agreement between the measured speed and corresponding response calculated by the ANN model is obtained.

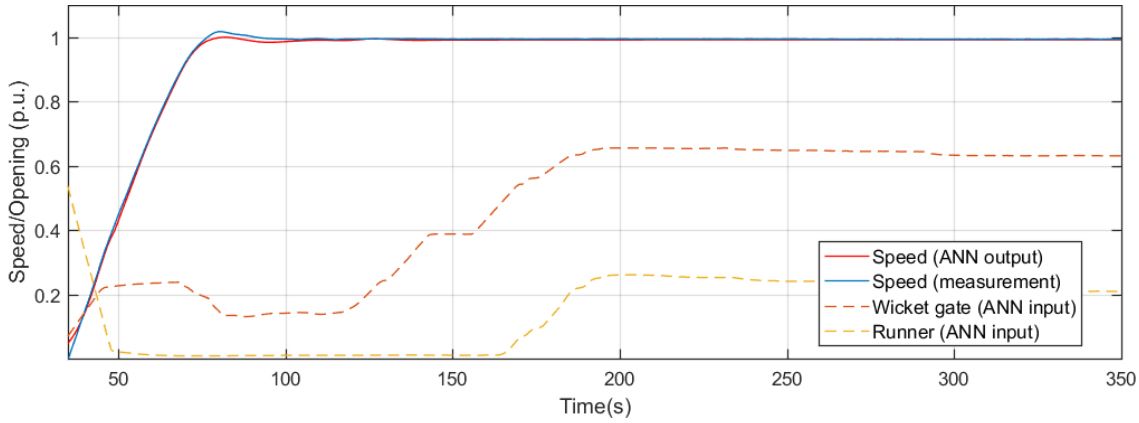


Fig. 9. Simulation results of the model M_SPEED (HPP Mariborski otok, unit 2) – turbine start-up, October 1th, 2016.

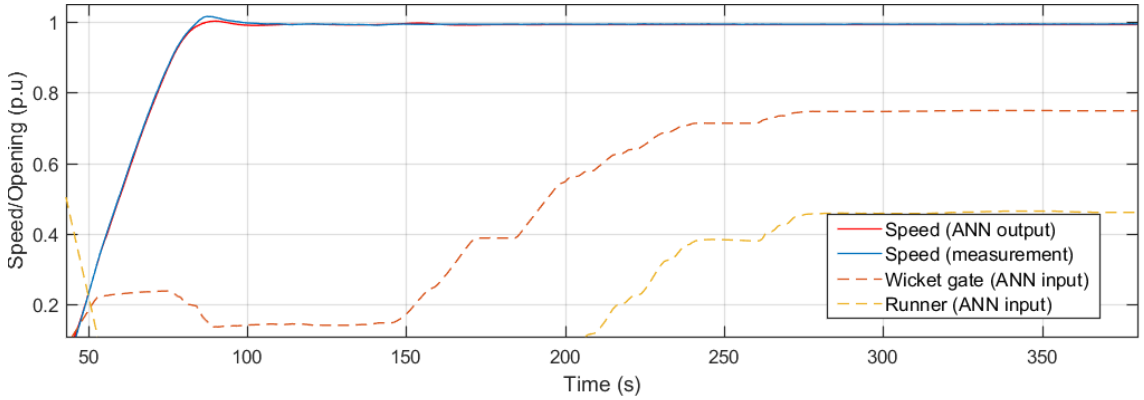


Fig. 10. Simulation results of the model M_SPEED (HPP Mariborski otok, unit 2) – turbine start-up, October 23th, 2016.

Fig. 11 shows the look of the AMS web user interface.



Fig. 11. AMS web user interface – turbine start-up, October 23th, 2016.

3. CONCLUSION

In this paper, the use of ANN-based models as an additional mechanism for verification of the turbine start-up behavior is described. Although the paper concentrates on the models' simulation results, the main idea is to emphasize other key factors contributing to the successful modeling and identification, and these are the following: the modern mathematical environment, flexible communication technology and the Historian database with corresponding custom-made web software solutions for deep data analysis.

Further development is still needed to automate the process of ANNs training in terms of data preprocessing and improving of the obtained results. This can be achieved with the MATLAB programming language; however, future development will not necessarily rely on the MATLAB/SIMULINK environment, since nowadays there are many similar solutions for ANNs implementation available in the scientific community.

By taking into consideration all the aforementioned key factors and experiences achieved with the presented models, the ultimate goal would be to build a highly automated self-learning system for condition based monitoring and maintenance of hydropower plants.

4. REFERENCES

[1] OPC Foundation, “The Industrial Interoperability Standard”, Available: https://opcfoundation.org/ .

[2] D. Kranjčič, “The potential of OPC technology for monitoring and maintenance of hydropower plants, **First South East European Regional**”, **CIGRE Conference,** Portorož, Slovenia, 7–8 June 2016.

[3] D. Kranjčič, “The use of modern mathematical tools and OPC technology for monitoring and maintenance of hydropower plants” V: *Shaping the future of hydropower*. Surrey (UK) Aqua-Media International Ltd., Seville, Spain, October 2017.

[4] Mathworks – OPC Toolbox, **“**Read and write data from OPC servers and data historians”, Available: http://www.mathworks.com/products/opc/ .

[5] D. Eastman**,** “System Identification and Control Using OPC Data”, Available: http://www.mathworks.com/videos/system-identification-and-control-using-opc-data-68792.html .

[6] C. Sankavaram, A. Kodali, K. Pattipati, S. Singh, Y. Zhang, M. Salman, “An Inference-based Prognostic Framework for Health Management of Automotive Systems”, International Journal of Prognostics and Health Management, Vol. 7, 2016.

[7] E. A. Simeón, and A. J. Alvares, “A Data-Driven Framework for Predicting the Remaining Useful Life of Hydroelectric Equipments”, ABCM Symposium Series in Mechatronics , Vol. 5, 2012.

[8] M. C. Garcia, M. A. Sanz-Bobi, J. del Pico, “SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance: Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox”, Computers in Industry, Volume 57, Issue 6, August 2006, Pages 552–568.

[9] R. F. Mesquita Brandao, J. A. Beleza Carvalho, F. P. Maciel Barbosa, “Neural Networks for Condition Monitoring of Wind Turbines”, Modern Electric Power Systems, 2010, Wroclaw, Poland.

[10] R. Rojas, “Neural Networks – A Systematic Introduction”, Springer-Verlag, Berlin, 1996.

[11] S. Haykin, “Neural Networks and Learning Machines”, Pearson Education, Inc., 2009.

[12] M. H. Beale, M. T. Hagan, H. B. Demuth, “Neural Network Toolbox – User’s Guide”, The MathWorks, Inc., 2017, Available: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/nnet/nnet_ug.pdf .

[13] Mathworks – Neural Network Time Series Prediction and Modeling, Available: https://www.mathworks.com/help/nnet/gs/neural-network-time-series-prediction-and-modeling.html .

[14] M. Brezovec, I. Kuzle, T. Tomiša, “Nonlinear digital simulation model of hydroelectric power unit with Kaplan turbine”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, 2006.

[15] D. Kranjcic, G. Štumberger, “Differential Evolution-Based Identification of the Nonlinear Kaplan Turbine Model”, IEEE transactions on energy conversion, Mar. 2014, vol. 29, Vol. 1, Pages 178-187.

AUTHORS ADDRESS

dr. Dalibor KRANJČIČ

Dravske elektrarne Maribor, Obrežna ulica 170, 2000 Maribor

REGULACIJA NAPETOSTI PRI PARALELNEM OBRATOVANJU VEČ AGREGATOV V MALI HIDROELEKTRARNI

Jalen ŠTREMFELJ, Rok LESKOVEC, Anže ZALETEL

POVZETEK

Ustrezna regulacija napetosti v prenosnem in distribucijskem omrežju je vselej pomembna za ohranjanje kakovostne električne energije. V članku je izpostavljen način regulacije napetosti v malih hidroelektrarnah z večjim številom generatorjev, ki so priključeni v omrežje preko skupnega energetskega transformatorja. Prikazan je praktični primer medsebojne komunikacije na osnovi ethernet povezave dveh razvitih vzbujalnih sistemov, ki sta bila v začetku leta 2018 vgrajena v malo hidroelektrarno Oplotnica.

ABSTRACT

Adequate voltage regulation in transmission and distribution networks is always important for high-quality electricity production. The article deals with the method of voltage regulation in small hydropower plants with a larger number of generators that are connected to the network through a common energy transformer. A practical example of mutual communication based on the ethernet connection of two developed excitation systems is presented. The two systems were installed in the Oplotnica hydro power plant at the beginning of 2018.

1. UVOD

Pri malih in mikro hidroelektrarnah običajno obratuje en sam generator, ki je priključen bodisi direktno na 0,4 kV omrežje ali pa preko transformatorja na 20 kV omrežje. Osredotočimo se izključno na elektrarne z vgrajenimi sinhronskimi generatorji, kjer za regulacijo napetosti skrbi digitalni oziroma analogni vzbujalni sistem. Znano je, da so v Sloveniji male hidroelektrarne pogosto postavljene v manj naseljenih predelih države, kjer so zaradi nižjih kratkostičnih moči omrežja napetostne razmere velikokrat slabše od tistih blizu večjih mest. Iz tega vidika lahko obratujoča mala hidroelektrarna s svojim prispevkom delovne in jalove moči kljub svoji majhnosti drastično vpliva na kvaliteto električne energije s katero napaja porabnike v svoji okolici. Slovenija bi z izgradnjo novih MHE (malih hidroelektrarn) in z nadgradnjo obstoječih lahko zelo pripomogla tako k proizvodnji energije iz obnovljivih virov, kot tudi k izboljšanju kvalitete električne energije.

Od leta 2013 je bilo izpeljanih že lepo število zamenjav zastarelih vzbujalnih sistemov v različnih elektrarnah na območju države. Omenjene elektrarne so bile moči reda velikosti 300 kVA - 2,4 MVA in se nahajajo večinoma na področju Posočja, Gorenjske in Štajerske.

Skupno vsem omenjenim projektom je, da imajo vgrajen ali en sam generator ali pa več generatorjev, ki obratujejo brez medsebojne komunikacije.

V letu 2017 se je pojavilo povpraševanje za razvoj vzbujalnega sistema za elektrarno z več generatorji, ki so povezani na omrežje preko skupnega transformatorja. Za regulacijo napetosti skladno z zahtevami SONDO (Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije) je pri takem objektu zelo pomembna vsota prispevkov jalovih moči posameznih generatorjev v elektrarni. Za izpolnjevanje omenjenih zahtev je bil razvit nov tip digitalnega vzbujalnega sistema, ki omogoča skupinsko regulacijo napetosti več generatorjev znotraj ene elektrarne. Razviti vzbujalni sistem omogoča paralelno obratovanje n-števila generatorjev, pri čemer posamezni generatorji med seboj komunicirajo direktno preko ehternet povezave in ne potrebujejo nadrejenega krmilnika.

2. REGULACIJA NAPETOSTI POSAMEZNEGA GENERATORJA

Kadar obratuje en sam generator v elektrarni je potrebno obratovati skladno z že znano enačbo (1) napetostnega regulatorja [1].

$$0 = \frac{U_{REF}-U_{GEN}}{U_N} + \frac{Q_{GEN}}{S_N} \cdot u_{Q-DROOP} + \frac{P_{GEN}}{S_N} \cdot u_{P-DROOP} \qquad (1)$$

kjer pomeni:
- U_{REF} - referenčna vrednost napetosti
- U_{GEN} - dejanska napetost generatorja
- U_N - nazivna napetost generatorja
- S_N - nazivna moč generatorja
- Q_{GEN} - dejanska jalova moč generatorja
- $u_{Q-DROOP}$ - statična karakteristika po jalovi moči
- P_{GEN} - dejanska delovna moč
- $u_{P-DROOP}$ - statična karakteristika po delovni moči (vpliva na jalovo moč)

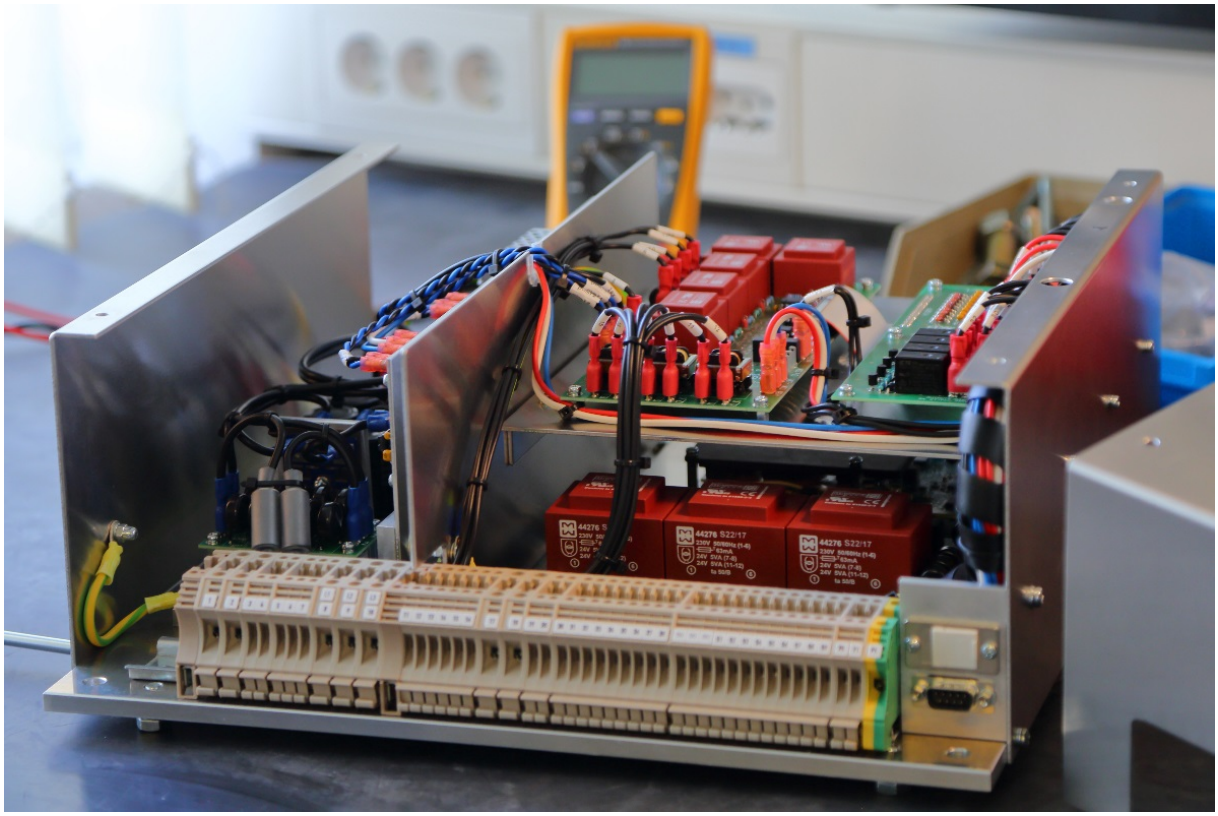
SONDO predpisuje sledečo enačbo [4]:

$$Q_{GEN-zahtevana} = 0{,}75 \cdot P_{NG} \cdot \left[\frac{P_{GEN}}{2 \cdot P_{NG}} + \frac{U_{CG}-U_{GEN}}{STAT \cdot U_N}\right] \qquad (2)$$

- P_{NG} - nazivna delovna moč generatorja
- P_{GEN} - dejanska vrednost delovne moči
- U_{CG} - dogovorjena (želena) napetost generatorja
- U_{GEN} - dejanska vrednost napetosti
- U_N - nazivna napetost generatorja
- $STAT$ - statična karakteristika (0,1 za NN priklop, 0,05 za SN priklop)
- $Q_{GEN-zahtevana}$ - nazivna jalova moč generatorja

S pomočjo pravilne izbire konstant $u_{Q-DROOP}$ in $u_{P-DROOP}$ ter vpisovanjem nove želene U_{CG} napetosti ob sinhronizaciji v omrežje je v temu režimu obratovanja mogoče doseči karakteristiko jalove moči, ki je predpisana v dokumentaciji SONDO.

Omenjeni vzbujalni sistem na sliki 1 omogoča obratovanje elektrarne skladno s predpisi SONDO, pri čemer avtomatsko prilagaja svoje delovanje glede na število trenutno obratujočih generatorjev.



Sl.1: Vzbujalni sistem namenjen vgradnji v male hidroelektrarne

3. REGULACIJA NAPETOSTI SKUPINE GENERATORJEV

V kolikor več generatorjev obratuje paralelno z omrežjem preko istega transformatorja, neobhodno prihaja do medsebojnih vplivov na obratovalno točko. Da se ti vplivi v največji možni meri odpravijo, vzbujalni sistemi med seboj izmenjujejo podatke preko ethernet komunikacije in dinamično prilagajajo lastno delovno točko, glede na parametre celotne elektrarne. Ob tem je upoštevana tudi kompenzacija porabe jalove moči na transformatorju.

V takšnem obratovalnem stanju vsak vzbujalni sistem sledi enačbi:

$$0 = \frac{U_{REF}-U_{GEN}}{U_{NG}} + \frac{Q_{GEN}}{S_{NG}} \cdot u_{QG} + \frac{Q_{EL-AVR}}{N \cdot S_{NG}} \cdot \left(u_{QEL} - u_{QG}\right) + \frac{P_{EL-AVR}}{N \cdot S_{NG}} \cdot u_{pEL} + \frac{Q_{EL}}{S_{NG}} \cdot x_{TR} \qquad (3)$$

kjer pomenijo:

U_{REF}	- želena vrednost napetosti
U_{GEN}	- dejanska napetost generatorja
U_{NG}	- nazivna napetost generatorja
S_{NG}	- nazivna moč generatorja
Q_{GEN}	- dejanska jalova moč generatorja
u_{QG}	- statična karakteristika generatorja po jalovi moči
Q_{EL-AVR}	- vsota jalovih moči generatorjev v AVR režimu obratovanja
P_{EL-AVR}	- vsota delovnih moči generatorjev
u_{QEL}	- statična karakteristika elektrarne po jalovi moči
u_{pEL}	- statična karakteristika elektrarne po delovni moči
x_{TR}	- impedanca transformatorja
N	- število generatorjev v AVR režimu obratovanja
Q_{EL}	- vsota jalovih moči vseh generatorjev in naprav ne glede na režim obratovanja

Način spreminjanja referenčnih vrednosti parametrov je ostal identičen, kot pri obratovanju enega samega agregata. To pomeni, da bo posamezni vzbujalni sistem odreagiral tako na spremembe stanj na vhodnih sponkah, kot tudi na MODBUS ukaze preko serijske ali ethernet komunikacije. Bodo pa posledično skladno z enačbo (3) pri porastu oziroma upadu jalove moči na enem generatorju, ostali vzbujalni sistemi ustrezno kompenzirali razliko, da se ohrani nastavljena vrednost jalove moči celotne elektrarne.

Posebnost sistema je v tem, da komunikacija med vzbujalnimi sistemi poteka direktno od krmilnika do krmilnika, zato elektrarna za regulacijo skupne jalove moči elektrarne ne potrebuje dodatne nadrejene krmilne enote. Pomembno je, da ima vsak od vgrajenih krmilnikov vzbujalnega sistema ustrezno nastavljen statični IP (ang. Internet Protocol) naslov. Komunikacija je osnovana na UDP (ang. user datagram protocol) protokolu in ni osnovana v smislu klasičnega nadrejeni-podrejeni (ang. master-slave) pristopa, pač pa vsak krmilnik svoje podatke pošilja vsem napravam v mreži.

Prednosti direktnega načina komunikacije so sledeče:

- Enostavnejša vgradnja sistemov in hitrejša realizacija projekta,
- manj sestavnih delov in posledično manjše možnosti okvar,
- enostavnejša in hitrejša identifikacija morebitnih napak na sistemih,
- hitrejša komunikacija med krmilniki in s tem odzivi regulatorjev,
- nižja cena izvedbe.

4. REGULACIJA JALOVE MOČI SKUPINE GENERATORJEV

V *Q*-režimu regulator skuša zagotavljati konstantno jalovo moč na pragu elektrarne z upoštevanjem porabe jalove moči na transformatorju. Pri tem sta zgornja in spodnja meja *Q*-regulatorja meji dopustne vrednosti generatorske napetosti. Ukaza za dvig in spust v tem režimu neposredno vplivata na želeno vrednost jalove moči.

$$Q_{REF} - (Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2) = 0 \qquad (4)$$

Pri čemer veljajo omejitve:

$$Q_{MIN} \leq Q_{REF} \leq Q_{MAX}$$

$$Q_{REF} - Q_{GEN} > 0 \rightarrow Dvig\ U_{REF}$$

$$Q_{REF} - Q_{GEN} < 0 \rightarrow Znižanje\ U_{REF}$$

U_{REF}	- vrednost napetosti
Q_{REF}	- želena vrednost jalove moči
Q_{GEN}	- dejanska vrednost jalove moči
Q_{MIN}	- minimalna jalova moč določena v nastavitvah regulatorja
Q_{MAX}	- maksimalna jalova moč določena v nastavitvah regulatorja
$X_{TR} \cdot I^2$	- člen, ki upošteva koliko jalove moči porabi transformator

5. tg(φ) REGULACIJA SKUPINE GENERATORJEV

V *TG*-režimu regulator skuša zagotavljati konstantno razmerje med delovno in jalovo močjo. Zgornja in spodnja meja *TG*-regulatorja sta podobno, kot v *Q*-režimu, meji dopuščene vrednosti napetosti generatorja. Ukaza za dvig in znižanje v tem režimu delujeta na želeno vrednost tangensa.

V tem režimu regulator deluje po enačbi:

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{(Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2)}{|P_{GEN}|} = 0 \qquad (5)$$

Kjer velja:

$$tg(\varphi) = \frac{(Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2)}{|P_{GEN}|}$$

Možno nastavljanje:

$$tg(\varphi)_{MIN} \leq tg(\rho)_{REF} \leq tg(\rho)_{MAX}$$

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{Q_{GEN}}{|P_{GEN}|} > 0 \rightarrow Dvig\ U_{REF}$$

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{Q_{GEN}}{|P_{GEN}|} < 0 \rightarrow Znižanje\ U_{REF}$$

U_{REF}	- želena vrednost napetosti
$tg(\varphi)_{REF}$	- želena vrednost tangensa
$tg(\varphi)$	- dejanska vrednost tangensa
Q_{GEN}	- dejanska vrednost jalove moči
P_{GEN}	- dejanska vrednost delovne moči
$tg(\varphi)_{MIN}$	- minimalni dopustni TG določen v nastavitvah regulatorja
$tg(\varphi)_{MAX}$	- maksimalni dopustni TG določen v nastavitvah regulatorja
$X_{TR} \cdot I^2$	- člen, ki upošteva porabo jalove moči transformatorja.

6. SKUPINSKO OBRATOVANJE DVEH GENERATORJEV V MHE OPLOTNICA

MHE Oplotnica

Elektrarna je bila zgrajena leta 1985 in ima danes instalirano moč 1050 kW. V strojnici obratujeta dva agregata z navidezno močjo 750 kVA, ki ju poganjata dve Peltonovi turbini. Oba agregata sta preko skupnega 20 kV/ 0,4 kV transformatorja povezana z distribucijskim omrežjem, zato mora elektrarna obratovati skladno s SONDO.



Sl.2: Pogled na 20 kV daljnovod in strojnico MHE Oplotnica

Elektrarna je bila obnovljena med letoma 2003 in 2007, v letu 2013 pa je bila izvedena sanacija škode na cevovodu zaradi poplav v novembru 2012. Obnova generatorjev in zamenjava vzbujalnih sistemov je bila izvedena v začetku leta 2018. Na sliki 3 je prikazana vgradnja obeh novih vzbujalnih sistemov v skupno omaro. Vgrajena sta vzbujalna sistema s tokovno zmogljivostjo do 20 A. Po vgradnji je bila izvedena še optimizacija regulatorjev in izveden test komunikacije med vzbujalnima sistemoma. Nad vsakim vgrajenim sistemom se nahaja pripadajoči vzbujalni transformator s prestavo 400 V/ 160 V in nazivno močjo 1,3 kVA.



Sl.3: Omara z vgrajenima vzbujalnima sistemoma v MHE Oplotnica

7. ZAKLJUČEK

Po zamenjavi vzbujalnih sistemov elektrarna obratuje skladno z zahtevami SONDO. Omogočeno je skupinsko paralelno obratovanje agregatov na osnovi izmenjave trenutnih generatorskih veličin preko ethernet komunikacije. V primeru obratovanja enega samega agregata, se slednji obnaša enako, kot če bi bil v elektrarni vgrajen en sam generator, brez možnosti paralelnega obratovanja. V trenutku zagona drugega agregata in vzpostavitve

delovanja, oba agregata avtomatsko preklopita v paralelno obratovanje. Pri tem ni potrebe po dodatnih posegih operaterja.

Enak odziv je pri morebitnem izpadu komunikacije med agregatoma, pri čemer ne pride do izpada agregatov in s tem elektrarne, pač pa posamezni agregat obratuje dalje brez skupinske regulacije napetosti. V trenutku ponovne vzpostavitve povezave agregati avtomatsko preidejo v skupinsko paralelno obratovanje.

8. VIRI, LITERATURA

[1] R. Leskovec, “Digitalni vzbujalni sistem NES-230-20-400-5,” Ljubljana 2017, EIMV

[2] Uradni list RS, št. 27/07, “Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije,” Maribor, 9.5.2011, SODO d. o. o.

[3] Uradni list RS, št. 27/07, priloga 5, “Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW,” Maribor, avgust 2010, SODO d. o. o.

[4] Jalen Štremfelj, Rok Leskovec, “Razvoj digitalnega vzbujalnega sistema na osnovi FPGA tehnologije,” CIGRE, Portorož 2015

NASLOVI AVTORJEV

Jalen Štremfelj, univ. dipl. inž. el.

Rok Leskovec, univ. dipl. inž. el.

Anže Zaletel, univ. dipl. inž. el.

Elektroinštitut Milan Vidmar

Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana, Slovenija

Tel: + 386 41 620984

Elektronska pošta: jalen.stremfelj@eimv.si, rok.leskovec@eimv.si, anze.zaletel@eimv.si

VOLTAGE REGULATION BASED ON PARALLEL OPERATION OF MULTIPLE AGGREGATES IN SMALL POWERPLANT

Jalen ŠTREMFELJ, Rok LESKOVEC, Anže ZALETEL

ABSTRACT

Adequate voltage regulation in the transmission and distribution network is always important for the preservation of high-quality electricity. The article deals with the method of voltage regulation in small hydropower plants with a larger number of generators that are connected to the network through a common energy transformer. A practical example of mutual communication based on the ethernet connection of two developed excitation systems, which was installed in the early hydro power plant Oplotnica at the beginning of 2018, is presented.

1. INTRODUCTION

In small and micro powerplants there is usually only one generator in operation which is most commonly either connected directly to 0,4 kV grid or via an energetic transformer to a 20 kV network. The article focuses exclusively on power stations with built-in synchronous generators, where voltage regulation is driven by digital or analogue excitation systems. It is known that in Slovenia small hydropower plants are often located in less populated parts of the country, where, due to lower short-circuit power of the network, voltage quality is usually worse than near major cities. From this perspective, the operating small hydroelectric power plant, despite its small size, can drastically affect the quality of the electricity it supplies to consumers in its surroundings. By building new SHPs (small hydropower plants) and upgrading the existing ones, Slovenia could greatly contribute both to the production of energy from renewable sources and to improving the quality of electricity.

Since 2013, there have already been several replacements of obsolete excitation systems in various power plants around the country. These power plants were of the order of magnitude between 300 kVA - 2.4 MVA and are located mostly in the area of Posočje, Gorenjska and Štajerska. All these projects have in common that they have either a single generator or several generators that operate without intercommunication.

In 2017, there was a demand for the development of an excitation system for a power plant with several generators that are connected to the network via a common transformer. In order to regulate the voltage according to the SONDO (distribution system operator) requirements, the sum of the contributions of the reactive power of the individual generators in the power plant is very important in such an object. In order to meet these requirements, a new type of digital excitation system was developed that allows group voltage regulation in parallel operation of several generators within one power plant connected to the network via a common

transformer. The developed excitation system allows the parallel operation of several generators, whereby the individual generators communicate directly with one another via an ethernet connection and do not need a superior controller.

2. VOLTAGE REGULATION OF INDIVIDUAL GENERATORS

When a single generator operates in a power plant it should work according to the well-know equation (1) which presents voltage regulation requirements [1].

$$0 = \frac{U_{REF}-U_{GEN}}{U_N} + \frac{Q_{GEN}}{S_N} \cdot u_{Q-DROOP} + \frac{P_{GEN}}{S_N} \cdot u_{P-DROOP} \quad (1)$$

Where :

U_{REF}	- reference voltage
U_{GEN}	- generator voltage
U_N	- nominal generator voltage
S_N	- apparent power
Q_{GEN}	- reactive power
$u_{Q-DROOP}$	- reactive power droop
P_{GEN}	- real power
$u_{P-DROOP}$	- real power droop

Using a correct selection of constants $u_{Q-DROOP}$ and $u_{P-DROOP}$ combined with setting a new value of U_{CG} voltage after synchronization into the network, the reactive power required by SONDO can be achieved in this operating mode.

SONDO prescribes the following equation [4]:

$$Q_{GEN-zahtevana} = 0{,}75 \cdot P_{NG} \cdot \left[\frac{P_{GEN}}{2 \cdot P_{NG}} + \frac{U_{CG}-U_D}{STAT \cdot U_N}\right] \quad (2)$$

P_{NG}	- nominal real power
P_{GEN}	- real power
U_{CG}	- agreed (desired) generator voltage
U_{GEN}	- generator voltage
U_N	- nominal generator voltage
$STAT$	- droop

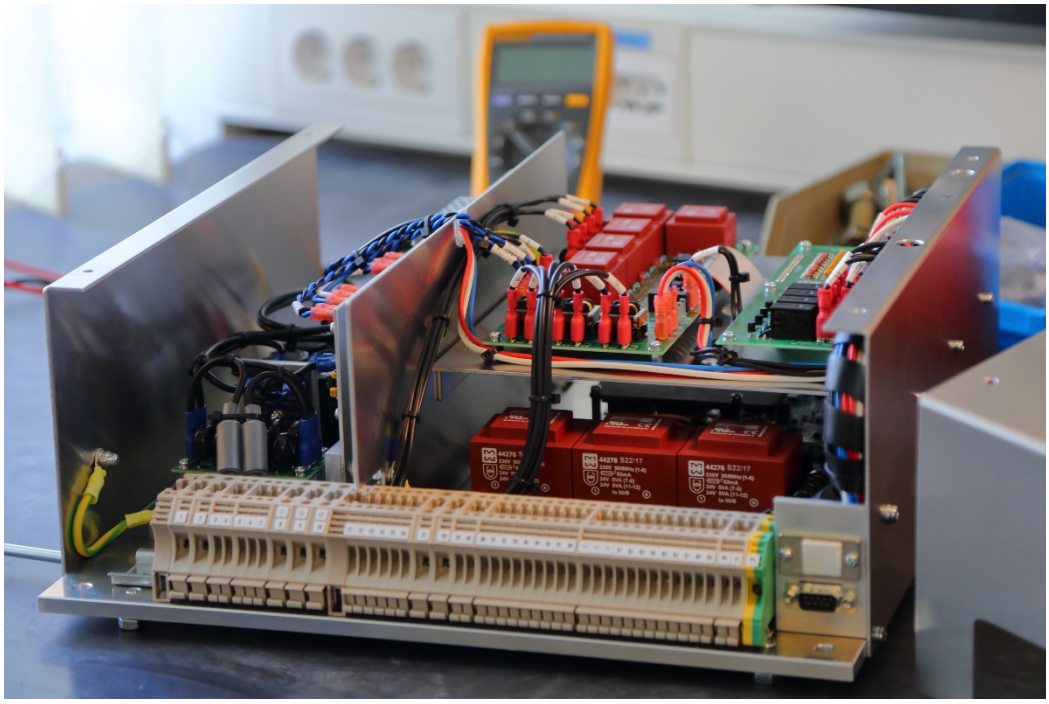


Fig.1: Small power plant digital excitation system

3. VOLTAGE REGULATION OF A GROUP OF GENERATORS

When a group of generators operate in parallel and are connected to the network through the same transformer, there will be some interactions between them. The desired reactive power set point will most probably not be achievable. In order to eliminate these effects as much as possible, the excitation systems exchange data between them via ethernet communication and dynamically adjust their own operating point according to the parameters of the entire power plant. This also takes into account the compensation of the reactive power consumed by the transformer.

In such operating state, each excitation system follows the equation:

$$0 = \frac{U_{REF}-U_{GEN}}{U_{NG}} + \frac{Q_{GEN}}{S_{NG}} \cdot u_{QG} + \frac{Q_{EL-AVR}}{N \cdot S_{NG}} \cdot \left(u_{QEL} - u_{QG}\right) + \frac{P_{EL-AVR}}{N \cdot S_{NG}} \cdot u_{pEL} + \frac{Q_{EL}}{S_{NG}} \cdot x_{TR} \qquad (3)$$

where:

U_{REF}	- reference voltage
U_{GEN}	- generator voltage
U_{NG}	- nominal voltage
S_{NG}	- apparent power
Q_{GEN}	- reactive power
u_{QG}	- reactive power droop (generator)
Q_{EL-AVR}	- powerplants reactive power
P_{EL-AVR}	- powerplants real power

u_{QEL} - reactive power droop (powerplant)
u_{pEL} - real power droop (powerplant)
x_{TR} - transformer impedance
N - number of operating generators
Q_{EL} - the sum of all reactive power in the powerplant

The method of changing the reference values of the parameters remained identical, as in the operation of a single aggregate. This means that an individual excitation system will react to both changes in the status of input terminals as well as MODBUS commands via serial or ethernet communication. Consequently, in accordance with equation (3) in case of a command for reactive power increase or decrease on a single generator, the other excitation systems will adequately compensate the difference in order to maintain the set value of the reactive power for the entire power plant.

The particularity of the system lies in the fact that communication between the excitation systems runs directly from one controller another, so the power plant does not need an additional superior control unit to regulate its reactive power. It is important, however, that each of the built-in excitation system controllers has a properly configured static IP address. Communication is based on UDP (user datagram protocol) protocol and is not based on the typical master-slave approach, but each controller sends its data to all devices in the network (broadcasting).

The advantages of direct communication are as follows:

- Simpler system installation and commissioning,
- less components and, consequently, minor defects possibilities,
- simpler and faster identification of possible errors on systems,
- faster communication between controllers and thus the responses of regulators,
- lower cost of performance.

4. REACTIVE POWER REGULATION OF A GROUP OF GENERATORS

In the Q-mode, the regulator seeks to provide constant reactive power at the plant's threshold, considering the reactive power consumption of the transformer. In this case, the upper and lower limits of the Q controller are the limits of permissible voltage value of the generator. The RISE and LOWER instructions in this mode affect the desired reactive power value.

$$Q_{REF} - (Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2) = 0 \tag{4}$$

With adjustable settings:

$$Q_{MIN} \leq Q_{REF} \leq Q_{MAX}$$

$$Q_{REF} - Q_{GEN} > 0 \rightarrow Dvig\ U_{REF}$$

$$Q_{REF} - Q_{GEN} < 0 \rightarrow Znižanje\ U_{REF}$$

U_{REF}	- voltage reference
Q_{REF}	- reactive power reference
Q_{GEN}	- reactive power
Q_{MIN}	- minimal reactive power setpoint
Q_{MAX}	- maximal reactive power setpoint
$X_{TR} \cdot I^2$	- reactive power consumed by the transformer

5. tg(φ) REGULATION OF A GROUP OF GENERATORS

In the TG mode, the regulator is trying to provide a constant ratio between real and reactive power. The upper and lower limits of the TG controller are similar to those in the Q-mode, which limits the tolerated voltage level. The raising and lowering instructions in this mode act on the desired tangens value. If during on-grid operation, a switch off-grid signal is received, the controller sets "TRIP" status but does not turn off. In this mode, the regulator operates according to the equation:

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{(Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2)}{|P_{GEN}|} = 0 \tag{5}$$

Where:

$$tg(\varphi) = \frac{(Q_{GEN} - X_{TR} \cdot I^2)}{|P_{GEN}|}$$

Can be set between $tg(\varphi)_{MIN} \leq tg(\rho)_{REF} \leq tg(\rho)_{MAX}$

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{Q_{GEN}}{|P_{GEN}|} > 0 \rightarrow Dviguj\ U_{REF}$$

$$tg(\varphi)_{REF} - \frac{Q_{GEN}}{|P_{GEN}|} < 0 \rightarrow Znižuj\ U_{REF}$$

U_{REF}	- voltage reference
$tg(\varphi)_{REF}$	- tangens reference
$tg(\varphi)$	- actual tangens value
Q_{GEN}	- reactive power
P_{GEN}	- real power
$tg(\varphi)_{MIN}$	- minimal set value of tangens
$tg(\varphi)_{MAX}$	- maximal set value of tangens
$X_{TR} \cdot I^2$	- reactive power consumed by the transformer

6. GROUP PARALLEL OPERATION OF TWO GENERATORS IN THE MHE OPLOTNICA

MHE Oplotnica

The power plant was built in 1985 and now has an installed capacity of 1050 kW. In the engine room there are two aggregates with 750 kVA apparent power. The two generators are powered by two similar Pelton turbines. Both aggregates are connected to the distribution network via a common 20 kV / 0.4 kV transformer.

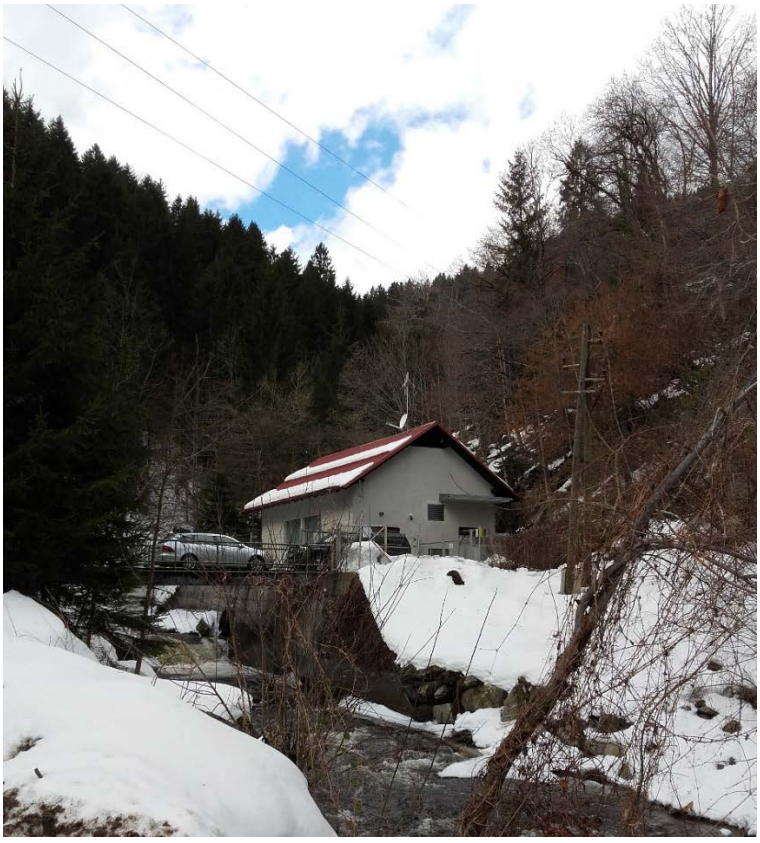


Fig.2: View of the 20 kV transmission line and the MHE Oplotnica engine room

The power plant was refurbished between 2003 and 2007, and in 2013, the damaged pipelines repair, due to floods in November 2012, was carried out. The overhaul of generators and the replacement of excitation systems was carried out in early 2018. Figure 3 shows the installation of both new excitation systems at the time of optimizing the excitation parameters. The installed excitation systems are capable of driving currents up to 20 A. Above the systems are located the corresponding 400 V / 160 V voltage excitation transformers with nominal power of 1.3 kVA.

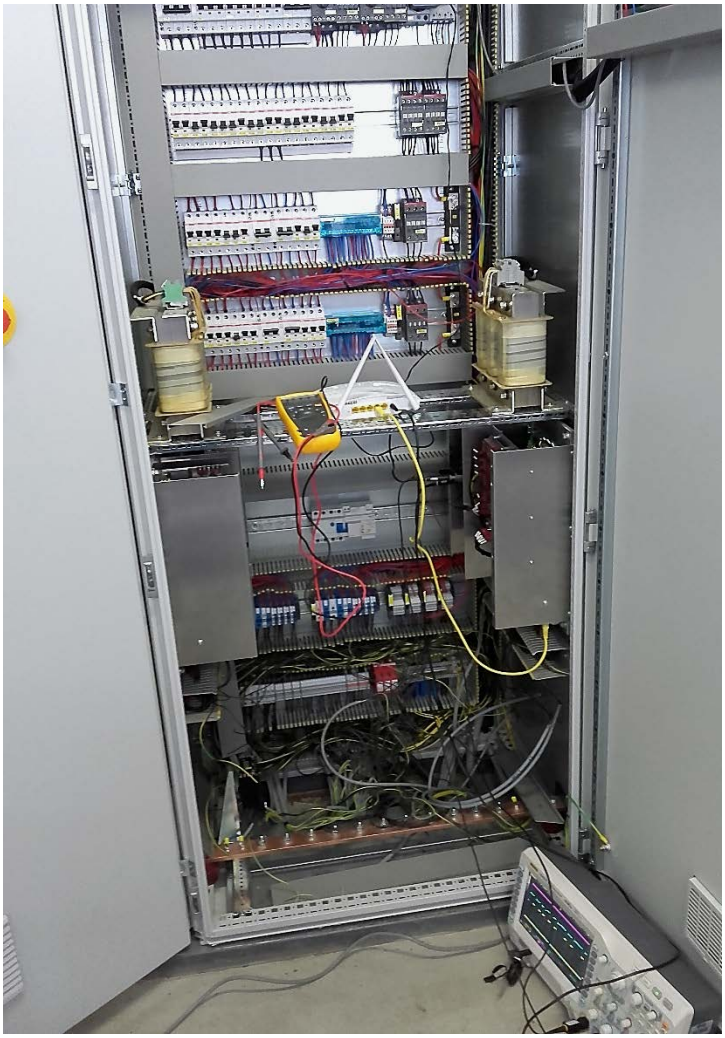


Fig.3: Preparation of two parallel-operated excitation systems in the Oplotnica MHE

7. CONCLUSION

After the replacement of the excitation systems, the plant operates in accordance with the requirements of SONDO. Group parallel operation is enabled and is based on the data exchange between generators via ethernet communication. In case of single aggregate operation, it behaves in the same way as if a single generator was installed in the plant without the possibility of parallel operation. When the second generator starts, both units are automatically switched to parallel operation without the need of additional operator intervention.

The same response would be due to possible failure of communication between the aggregates. If a communication failure occurs, the aggregates will stop regulate the whole power plants reactive power and will operate individually. At the moment of re-establishing the connection, the aggregates automatically switch to group-parallel operation.

8. SOURCES, LITERATURE

[1] R. Leskovec, "Digitalni vzbujalni sistem NES-230-20-400-5," Ljubljana 2017, EIMV

[2] Uradni list RS, št. 27/07, "Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije," Maribor, 9.5.2011, SODO d.o.o.

[3] Uradni list RS, št. 27/07, priloga 5, "Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW," Maribor, avgust 2010, SODO d.o.o.

[4] Jalen Štremfelj, Rok Leskovec, "Razvoj digitalnega vzbujalnega sistema na osnovi FPGA tehnologije," CIGRE, Portorož 2015

AUTHORS ADDRESS

Jalen Štremfelj, univ. dipl. inž. el.

Rok Leskovec, univ. dipl. inž. el.

Anže Zaletel, univ. dipl. inž. el.

Elektroinštitut Milan Vidmar

Hajdrihova 2, 1000 Ljubljana, Slovenija

Tel: + 386 41 620984

e-mail: jalen.stremfelj@eimv.si, rok.leskovec@eimv.si, anze.zaletel@eimv.si

ANALIZA VZDOLŽNIH IN PREČNIH PROFILOV STRUGE REKE DRAVE OD MELJA DO PTUJA

Klemen DEŽELAK, Jože PIHLER

POVZETEK

Reka Drava ima v Sloveniji značilnosti nižinske reke, ki del poti teče po ozki rečni dolini, kjer je šest elektrarn grajenih kot rečne stopnje z akumulacijskimi bazeni. Zadnji dve (tudi HE Zlatoličje) sta derivacijski z dolgim dovodnim in odvodnim kanalom ter relativno visokim padcem. Struga reke Drave med Mariborom in Ptujem ima od leta 1969, ko je pričela z obratovanjem HE Zlatoličje, v veliki meri spremenjen režim pretakanja vode. Večji del leta teče po strugi predpisan ekološko sprejemljivi pretok, medtem ko preostali pretok teče po kanalu ter skozi turbine elektrarne. Možnost energetskega izkoriščenja omenjenega preostalega pretoka zahteva analizo vzdolžnih in prečnih profilov struge reke Drave od Melja do Ptuja, s čimer se ukvarjamo v tem delu.

ANALYSIS OF THE LONGITUDINAL AND TRANSVERSE PROFILES OF THE DRAVA RIVER RIVERBED FROM MELJE TO PTUJ

In Slovenia, the Drava river has the characteristics of a lowland river, running through a narrow river valley, where six hydro power stations have been built, functioning as water levels with storage reservoirs. The last two derivative hydro power stations (as well Zlatoličje HPP) have got long inlet and outlet derivative conduit and relatively high head. Since 1969, when the operation of the Zlatoličje HPP started, the Drava river between Maribor and Ptuj has significantly changed the water flow regime. For most of the year, ecologically acceptable flow is prescribed along the riverbed, while the remaining flow is flowing through the channel and through the turbines of the HPP. The possibility of energy exploitation, of aforementioned ecologically acceptable flow, requires an analysis of the longitudinal and transverse profiles of the Drava River riverbed from Melje to Ptuj, which we are dealing within this paper.

1. UVOD

Reka Drava ima zaradi svojega ledeniškega povirja značilnosti nivalnega vodotoka z večjo vodnatostjo v pozno pomladanskem in poletnem času, in sicer kot posledica sočasnega taljenja snega in močnih nalivov [1] - [3]. Maksimalni pretok nastopa običajno v juniju, minimalni pa v februarju. Naravne hidrološke razmere so delno pod vplivom obratovanja hidroelektrarn (HE) na Dravi, pri čemer je bistveno spremenjen naravni hidrološki režim pri derivacijskih hidroelektrarnah HE Zlatoličje in HE Formin. Pri pretoku Drave, ki je manjši ali enak

instaliranemu pretoku posamezne HE, teče po strugi Drave le ekološko sprejemljiv pretok, ki znaša pri HE Zlatoličje – stara struga reke Drave Q_{ES} = 10 m^3/s pozimi in Q_{ES} = 20 m^3/s poleti.

Pri pretokih Drave, večjih od instaliranega pretoka, odtekajo po strugi Drave viški pretokov (nad instaliranim pretokom), po derivacijskih kanalih pa teče instalirani pretok. Bolj zapleten je ob visokih vodah način obratovanja HE Zlatoličje. Zaradi preprečevanja prevelikega zajeznega vpliva jezu v Melju se mora gladina na jezu znižati, kar ima za posledic nižjo gladino na vtoku v dovodni kanal HE Zlatoličje in posledično manjši pretok po kanalu.

Jez Melje predstavlja vstopno pregrado za kanalsko HE Zlatoličje. HE Zlatoličje je bila kot prva kanalska elektrarna na reki Dravi zasnovana v šestdesetih letih. Teren reke Drave med HE Mariborski otok in Ptujem je glede na konfiguracijo pretežno ravninskega tipa, deloma obrobljenega s starimi naplavinskimi terasami reke Drave. HE Zlatoličje ima strojnico v kraju Zlatoličje, zajezitev pa v vzhodnem obrobju mesta Maribora -v Melju. Od tod vodi 17 km dolg kanal, ki je delno vkopan, delno pa naslonjen na prodnato teraso. Na desnem bregu jezu je izveden vtok v kanal, ki je bil dimenzioniran za pretok 450 m^3/s. Ob levem boku kanala je v dolžini okoli 500 m izvedena bočna prelivna stena, ki na koti 253,20 m.n.v. in omogoča zanesljivo prelivanje v dravsko strugo ob pretokih blizu instaliranih pretokov kanala. Omogoča tudi prelivanje eventualno nastalega povratnega vala ob nenadni zaustavitvi HE Zlatoličje.

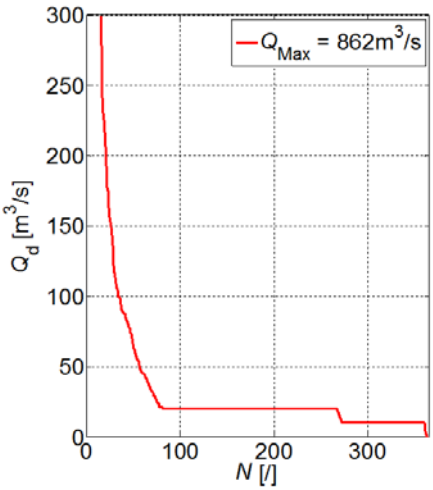
S pričetkom obratovanja HE Zlatoličje leta 1969 se je zelo spremenila podoba struge reke Drave med jezom Melje ter sotočjem obstoječe struge in odvodnim kanalom HE Zlatoličje. Če je bil na tem delu v preteklosti povprečni pretok okrog 300 m^3/s, je s vključitvijo HE Zlatoličje le biološki minimum, ki je potreben za obstoj rastlinstva in živalstva na tem področju. Pogoji vodnogospodarskih soglasij za izgradnjo objekta HE Zlatoličje so sprva določali naslednje minimalne pretoke ki jih je bilo potrebno zagotavljati dolvodno jezovne zgradbe v Melju:

- Q_{min1} = 5 m^3/s …… v obdobju od 15.10 do 15.03
- Q_{min2} = 10 m^3/s …… v obdobju od 16.03 do 14.10

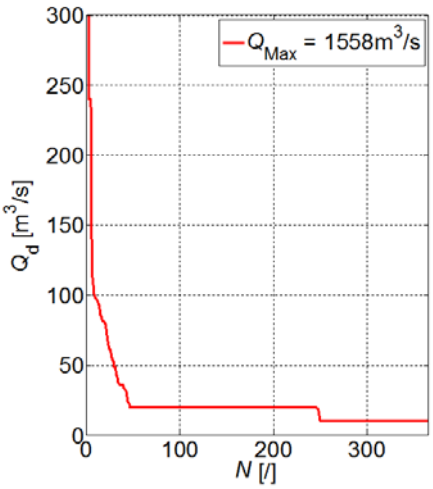
Z dopolnitvijo dovoljenja (št. 355-07-07/93), pa so bile določene naslednje minimalne vodne količine dolvodno jezu v Melju:

- Q_{min1} = 10 m^3/s …… v obdobju od 15.10 do 15.03
- Q_{min2} = 20 m^3/s ……..…… v obdobju od 16.03 do 14.10

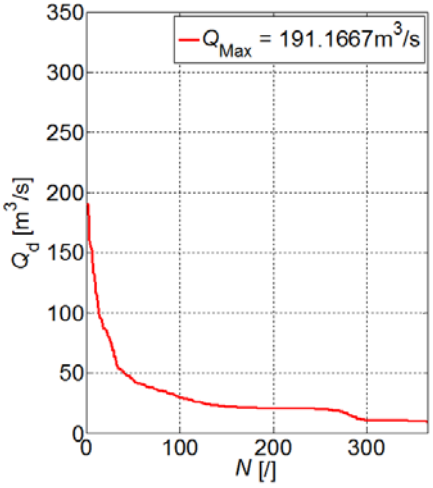
V primerih večjih voda kot je inštalirani pretok HE Zlatoličje, pa so v strugi reke Drave pretoki večji od navedenega biološkega minimuma. V nadaljevanju tako podajamo pretoke v strugi za leti 1996, 2007 in povprečne pretoke od leta 1996 do 2007 v obliki urejenih letnih diagramov pretokov (slike 1 - 3).



Slika 1: Urejeni diagram pretokov v letu 1996.



Slika 2: Urejeni diagram pretokov v letu 2007.



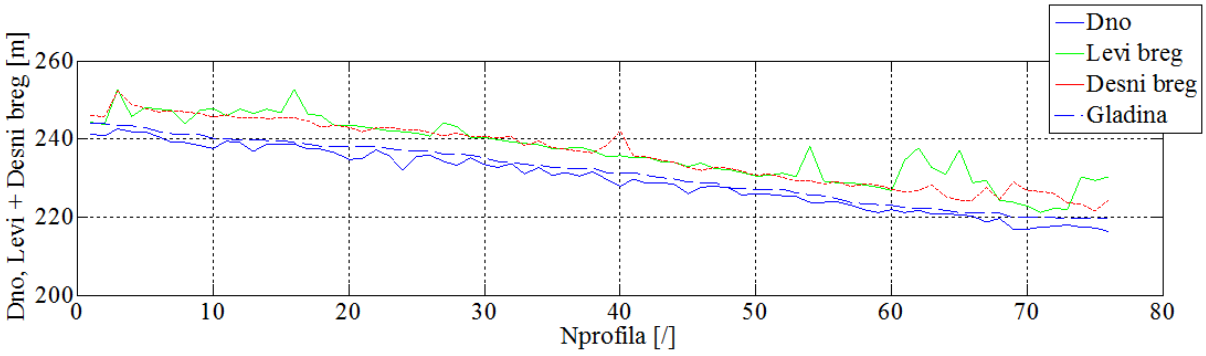
Slika 3: Urejeni diagram povprečnih pretokov v letih 1996-2007.

Iz urejenih diagramov je razviden čas trajanja določenih vrednosti pretokov, pri čemer so za morebitno proizvodnjo električne energije ključne vrednosti trajanja pretokov 10 m^3/s in 20 m^3/s. Za izbiro mesta morebitne elektrarne pa so izrednega pomena največje vrednosti pretokov, pri čemer je iz slik 1 - 3 razviden relativno kratek čas trajanja takšnih pretokov, ter vzdolžni in prečni profili struge Drave, s čimer se podrobneje ukvarjamo v naslednjih poglavjih.

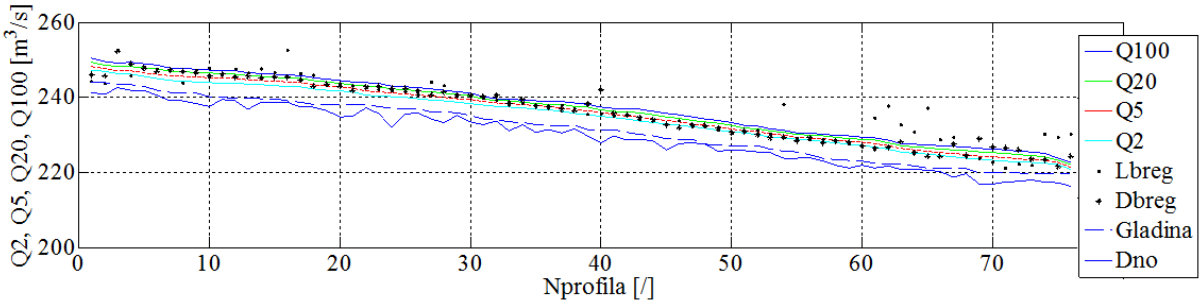
2. VZDOLŽNI IN PREČNI PROFILI STRUGE DRAVE OD MELJA DO PTUJA

Vzdolžni profil struge pokaže predele največjih padcev, ki so za delovanje elektrarne ključnega pomena (zgornja in spodnja kota za pretok vode). Za vsakršno spreminjanje toka in struge pa je bistvenega pomena, kaj se dogaja z zgornjo in s spodnjo vodo [4], [5]. Preučiti je potrebno, kam se lahko razlijejo velike vode, da ne bi povečali poplavnega območja in s tem ogrozili bližnje okolice. Na podlagi vzdolžnega profila obstoječega stanja in analize visoko vodnih razmer od Melja do Ptuja iz leta 1999 in 2004, je natanko izmerjenih 76 prečnih profilov. Prečni profili struge, podrobneje prikazujejo obliko in velikost dna v strugi reke. Zajemajo pa tudi podatke o levem in desnem bregu in izlivanju vode iz rečnega korita. Z ustrezno analizo je tako mogoče izbrati najugodnejšo lokacijo za izgradnjo infrastrukturnega objekta.

Obravnavan je vzdolžni profil za celotno dolžino struge Drave, in sicer na vzdolžni razdalji približno 25 km. Takšen vzdolžni profil struge reke Drave je zasnovan na osnovi izbranih prečnih profilov pri čemer je povprečna razdalja med profili približno enaka 330 m. Celotno število prečnih profilov struge reke Drave je tako enako 76. Na sliki 4 so prikazane kote dna struge, višine gladine vode pri pretoku 10 – 20 m^3/s ter kote levega in desnega brega reke na vseh 76 izbranih prečnih profilih. Podobno slika 5 prikazuje, poleg kote dna, gladine levega in desnega brega, višine gladin vode v primeru pojava 2, 5, 20 in 100 letne vode. Opazimo, da lahko na določenih mestih že 2 letna voda prestopi bregove, medtem ko pri 100 letni vodi Drava prestopi bregove na večini izbranih profilov.

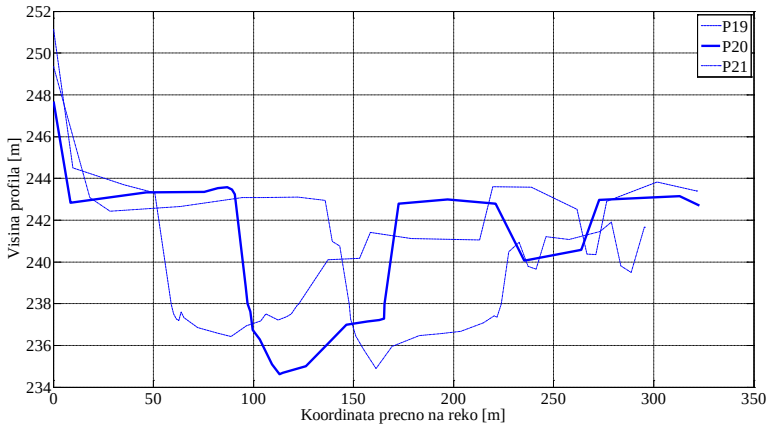


Slika 4: Vzdolžni profil struge reke Drave (kote dna struge, gladina vode, desni in levi breg).

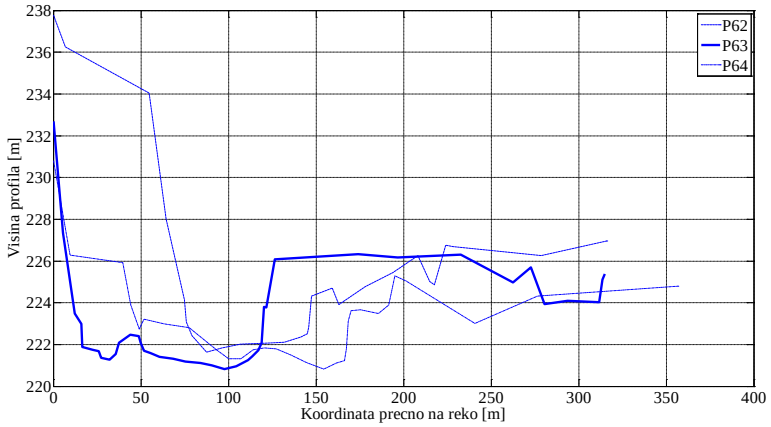


Slika 5: Vzdolžni profil struge reke Drave (kote dna struge, gladina vode, desni in levi breg, 2, 5, 20 in 100 letna voda).

Na slikah 6 in 7 so prikazani prečni profili struge reke Drave od Melja do Ptuja na dveh zanimivejših lokacijah, predvsem v smislu tehnične izvedljivosti izgradnje male hidroelektrarne. Ta profila sta oštevilčena z 20 in 63. Pri tem je poleg zadostne globine in širine, zaradi dviga gladine vode pri morebitni zajezitvi struge, potrebno preučiti tudi določeno število predhodnih profilov struge.



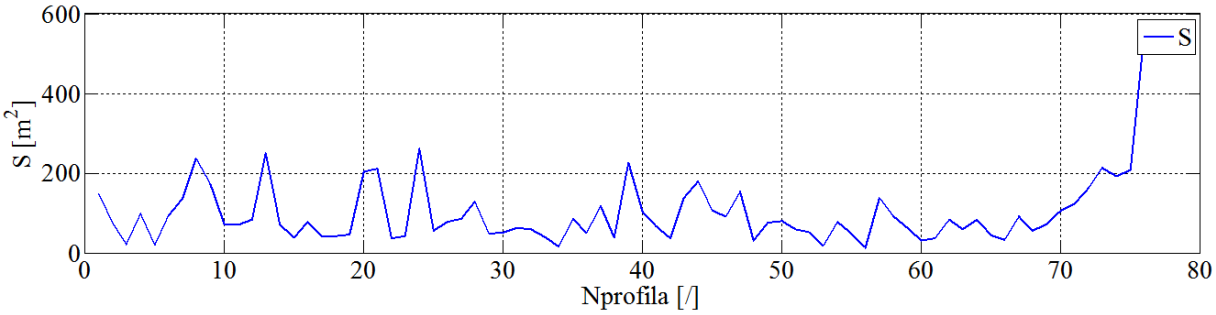
Slika 6: Prečni profil P20.



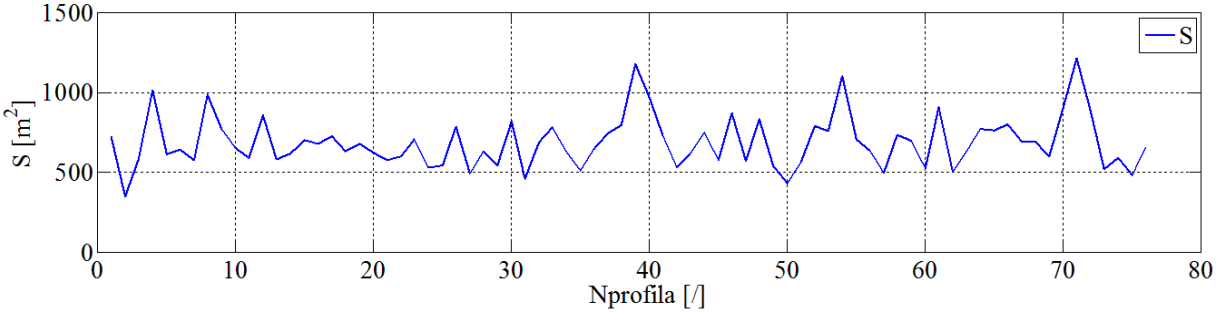
Slika 7: Prečni profil P63.

3. IZBIRA MOŽNIH LOKACIJ HIDROELEKTRARN

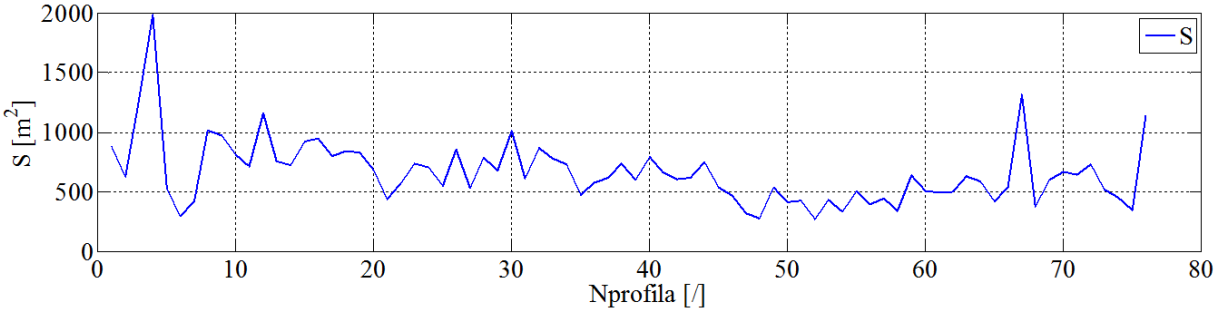
Sliki 8 in 9 prikazujeta vrednosti presekov, izračunanih na osnovi prečnih profilov, vzdolž struge reke Drave za primer normalnega in izrednega pretoka (primer 5 letnih voda). Pri tem je presek prikazan v odvisnosti od številk profilov. Kakor vidimo iz slike 5, v primeru pojava 5 letne vode, le-ta v nekaterih primerih prestopi bregove struge reke Drave. Zaradi tega smo na sliki 10 prikazali še presek dosežen v primerih prestopa desnega ali levega brega struge. Nižja kot je vrednost preseka (na sliki 10) prej pride do poplav okoliških območij.



Slika 8: Vrednosti presekov vzdolž struge reke Drave (višina vode v primeru normalnih vrednosti pretokov).

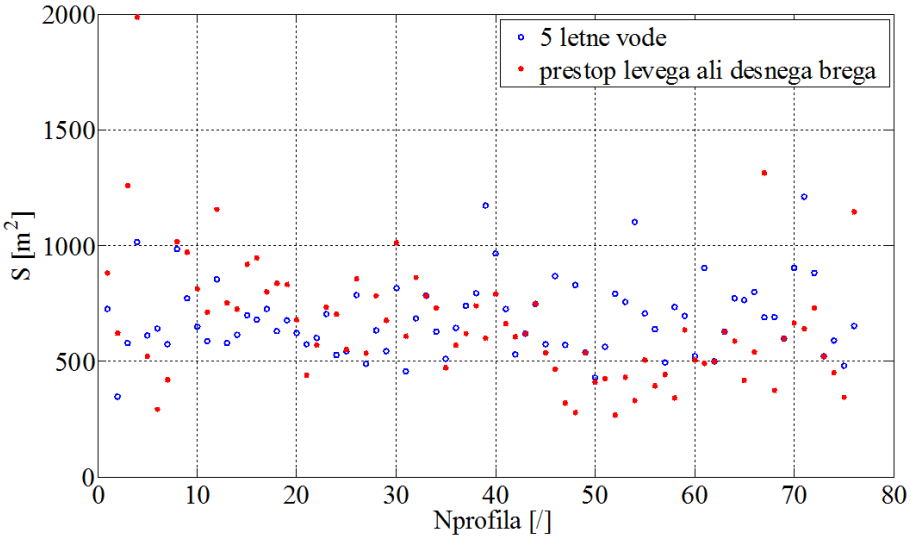


Slika 9: Vrednosti presekov profilov vzdolž struge reke Drave (višina vode v primeru 5 letnih voda).



Slika 10: Vrednosti presekov vzdolž struge reke Drave (za primer prestopa desnega ali levega brega struge).

Rezultate s slik 9 in 10 lahko prikažemo tudi v obliki prikazani na sliki 11. V kolikor vrednost preseka prestopa levega ali desnega brega presega vrednost preseka pri 5 letni vodi je mogoče pripadajoč prečni profil okarakterizirati kot nekoliko primernejši s stališča zajezitve reke, še posebej če za nekaj predhodnih profilov velja podobna ugotovitev. S slike 11 je razvidno, da je po navedenih kriterijih najprimernejša lokacija zajezitve na mestu profila 19 – 20. Na tem mestu in na predhodnih prečnih profilih (8 - 19) je namreč presek za primer 5 letnih voda manjši kakor presek pri prestopu levega ali desnega brega.



Slika 11: Vrednosti presekov vzdolž struge reke Drave (za primer prestopa desnega ali levega brega struge ter v primeru 5 letnih voda).

4. SKLEP

Prihodnost družbene naravnanosti na področju proizvodnje električne energije s hidroelektrarnami se zrcali v razvojni smeri, ki zajema nadaljevanje obnove obstoječih zmogljivosti, iskanje novih razvojnih možnosti in tržnih priložnosti, seveda v sozvočju ohranitve naravnega in življenjskega prostora. V takšen segment lahko uvrstimo tudi gradnjo novih proizvodnih zmogljivosti na nekaterih porečjih. Enega takšnih, in sicer struga reke Drave od Melja do Ptuja, smo predstavili v tem delu. Seveda so pri tehničnem vrednotenju z namenom izbire primerne lokacije za izgradnjo male hidroelektrarne na strugi reke Drave od Melja do Ptuja pomembni tudi nekateri drugi parametri profilov reke, kakor sta širina in globina struge. Splošno lahko rečemo, da iščemo prečni profil z zadostno globino in nekoliko manjšo širino, seveda pa je vse skupaj nekoliko pogojeno še z izbranim tipom hidroelektrarne.

5. LITERATURA

[1] R. Kuzmič: "Drava med Mariborom in Ptujem – vzdrževalna dela na sipinah", Mišičev vodarski dan, 2010
[2] Drava River Vision, "Is the Drava River Basin management sustainable and well on the way? ", International Symposium Drava River Vision, Final Report, Austrian Federal Ministry for Agriculture, Forestry, Environment and Water Management, 2008, Maribor
[3] T. Hojnik, S. Juvan: "Analiza visokovodnih razmer Drave od Maribora do Ptuja", 10. Mišičev vodarski dan, 1999, Maribor
[4] E. C. Childs: "An Introduction to the Physical Basis of Soil Water Phenomena", John Wiley & Sons
[5] Geodetski biro, "Profili stare struge reke Drave Melje - Ptuj"

NASLOV AVTORJA

doc. dr. Klemen Deželak, univ. dipl. inž. el.
red. prof. dr. Jože Pihler, univ. dipl. inž. el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenija

Tel: + 386 2 220 71 80 Fax: + 386 2 252 54 81 ali + 386 2 220 72 72
Elektronska pošta: klemen.dezelak@um.si

MODELIRANJE MIKRO-OMREŽIJ

Vlasta KRMELJ

POVZETEK

Samooskrba z električno energijo in lokalna omrežja postajajo vedno pomembnejši dejavnik pri načrtovanju rabe električne energije. Pri vzpostavitvi lokalnih oziroma tako imenovanih mikro omrežij je potrebno upoštevati številne dejavnike, tako na strani proizvodnje kot pri uporabnikih. V okviru projekta PEGASUS, sofinanciranega v okviru programa Interreg Mediteran, izvajamo simulacije delovanja mikro-omrežij, jih preučujemo in iščemo optimalne rešitve, ki bodo omogočale nov pristop k načrtovanju in delovanju električnih omrežij in elektroenergetskega sistema. Načrtovanje in delovanje mikro omrežja eksperimentalno izvajamo na pilotnem projektu v Občini Ruše. Namestili smo merilno opremo in nadzorni sistem, ki nam omogoča natančno zbiranje podatkov o rabi in proizvodnji električne energije v izbranih stavbah. Poleg tehničnih analiz bomo pripravili tudi ekonomske in pravno formalne analize možnosti vzpostavitve sistema. Na podlagi rezultatov bodo lokalne skupnosti lažje vzpostavile operativne ukrepe za uvedbo mikro - omrežij, katerih cilj je optimizacija proizvodnje in porabe energije. Preizkušeni poslovni model bi naj pokazal prednosti pametnih omrežij in administrativno olajšal njihovo širšo uporabo.

MODELING MICRO-GRIDS

ABSTRACT

Self-supply with electric energy and local networks are becoming an increasingly important factor in the design of electric energy use. When establishing local or so-called micro networks, a number of factors must be considered, both on the production side and on the consumption side. Within the framework of the PEGASUS project, co-financed under the Interreg Mediteran program, we perform simulations of the operation of micro-networks, study them and look for optimal solutions that will allow a new approach to the design and operation of electricity networks and the electricity system. The design and operation of the micro network is experimentally carried out on a pilot project in the Municipality of Ruše. We installed measuring equipment and control system, which enables us to accurately collect data of consuption and production of electricity in selected buildings. In addition to technical analyzes, we will also prepare economic and legal formal analyzes of the possibility of setting up the system. On the basis of the results, local communities will be able to more easily establish operational measures for the introduction of micro-networks aimed at optimizing the

production and consumption of energy. A proven business model should show the benefits of smart grids and administratively facilitate their wider use.

SOFC – SISTEMSKO VKLJUČEVANJE ENERGETSKO UČINKOVITIH STAVB

Christian HESCHL

POVZETEK

Zaradi visoke delovne temperature trdnih oksidnih gorivnih celic (SOFC) se lahko uporabljajo različna goriva (zemeljski plin, bioplin, vodik, metanol, SNG, BtL itd.). Vendar pa je življenjska doba gorivnih celic odvisna od njihove posamezne stopnje segrevanja v zagonskem in izklopnem ciklu. Visoke stopnje segrevanja povzročijo visoke toplotne obremenitve v skladih, kar vodi do visokih stopenj degradacije. To je vzrok za počasno odzivnost sistemov SOFC in ne morejo zadovoljiti hitrih sprememb v povpraševanju po energiji. Za učinkovito in decentralno integracijo SOFC sistemov je zato potrebna optimizirana splošna konfiguracija sistema z enotami za kratkotrajno shranjevanje, s katerimi se lahko izognemo hitrim spremembam obremenitve in povečamo fleksibilnost na strani povpraševanja.

Za izvedbo takšne optimirane sistemske rešitve smo analizirali profile potrebne toplotne in električne energije za več večdružinskih hiš s simulacijskimi orodji synPRO in Matlab. Ob tem je bil uporabljen model CFD-sklada za določitev vpliva kinetike kemijske reakcije in elektrokemičnih izgub pri porazdelitvi temperature v svežnju. Rezultati so bili uporabljeni za razvoj numerično učinkovitega modela »bele škatle«. Na podlagi tega modela »bele škatle« so bili opredeljeni različni koncepti SOFC-sistema in analizirani izkoristki odpadne toplote na različnih temperaturnih nivojih.

Rezultati kažejo, da lahko SOFC-sistemi z enotami za kratkotrajno shranjevanje pokrijejo zelo dobro potrebe po elektriktrični energiji in toploti. Uporaba elektroenergetskega omrežja na lokalni ravni omogoča uresničitev uravnoteženja obremenitve in decentralizirano izkoriščanje odpadne toplote. Posledično se lahko izgube razdeljevanja toplote znatno zmanjšajo in s tem izboljša celoten izkoristek sistema.

SOFC-SYSTEM INTEGRATION FOR ENERGY EFFICIENT BUILDINGS

ABSTRACT

Due to the high operating temperature of Solid Oxide Fuel Cells (SOFC) various fuels (natural gas, biogas, hydrogen, methanol, SNG, BtL etc.) can be used. However, the lifetime of fuel cells depends on their respective heating rate in the start-up and shut-down cycle. High heating rates cause high thermal stresses in the stacks, which lead to high degradation rates. Therefore, SOFC-systems react slowly and cannot meet fast changes in power demand. Hence, an efficient, decentral integration of SOFC-systems requires an optimized overall system

configuration with short time storage units which can avoid fast load changes and enhance the demand side flexibility.

To derive such optimized system solution, the thermal and electrical energy demand profiles were analyzed for several multi-family houses with the simulation tools synPRO and matlab. In addition, a CFD-stack model was used to identify the influence of the chemical reaction kinetics and the electrochemical losses on the temperature distribution in the stack. The results were used to develop a numerically efficient white-box-model. Based on this white-box-model, different SOFC-system concepts were characterized and the waste heat utilizations on different temperature levels were analyzed.

The results show that SOFC-systems with short time storages can be cover the electricity and heat demands very well. The use of the electricity grid on district level allows the realization of the load balance potentials and a decentralized waste heat exploitation. Hence, the heat distribution losses can be substantial reduced and thereby the overall system efficiency improved.

INFORMACIJSKA PODPORA SISTEMA ZA UPRAVLJANJE Z ENERGIJO

Oto TEŽAK, Patricija SIMONIČ, Gorazd ŠTUMBERGER

POVZETEK

V prispevku bomo predstavili del informacijske podpore sistema za upravljanje z energijo, ki deluje v otočnem režimu. Pri zasnovi sistemov za upravljanje z energijo se srečamo s heterogenimi vhodi v sistem, kakor tudi heterogenimi izhodi iz sistema. Zato je uspešno obvladovanje vhodov in izhodov ključnega pomena za učinkovito delovanje sistema za upravljanje z energijo. Predstavili bomo osnovni koncept programskih vhodnih in izhodnih modulov sistema. Kljub mikro nivoju delovanja si želimo, da bi bilo delovanje sistema kar se da neodvisno od aktualne strojne opreme. Predlagamo uporabo datotek, ki so blizu formatu .xls, iz več razlogov: do njih lahko dostopamo in jih modificiramo z različno višje nivojsko programsko opremo, omogočen je neposreden dostop do podatkov, brez da bi posegali v jedro sistema za upravljanje z energijo, razen tega pa časovne omejitve sistema dovoljujejo tovrstni pristop. Predstavili bomo rezultate implementacije na laboratorijskem eksperimentalnem modelu sistema za upravljanje z energijo.

ABSTRACT

The paper presents a part of the information support for the energy management system operating in the off-grid regime. When designing energy management systems, we encounter heterogeneous inputs into the system as well as heterogeneous outputs from the system. Therefore, effective management of inputs and outputs is crucial for the efficient operation of the energy management system. The paper presents the basic concept of program input and output modules of the system. In spite of the micro level of operation, the operation of the system should be as independent as possible from the actual hardware. The use of files that are close to the .xls format is suggested due to the following reasons: data can be access and modified with different higher level software; direct access to data is enabled, without interfering with the core of the energy management system; the system's time limits allow this type of approach. The paper presents the results of the implementation in the laboratory experimental model of the energy management system.

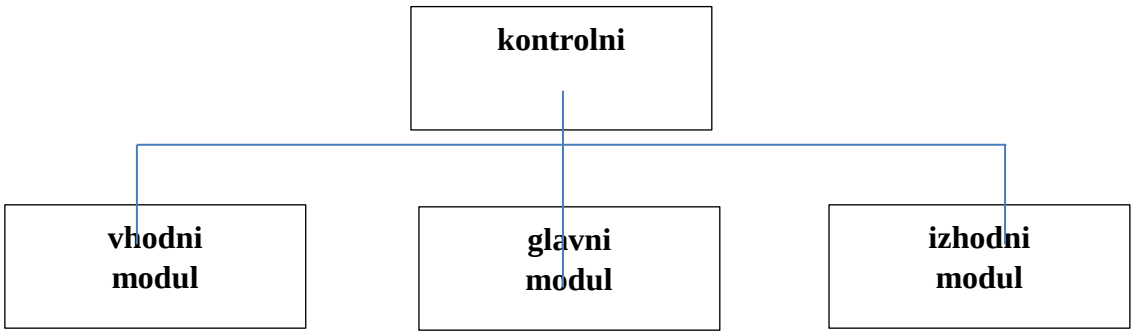
1. UVOD

Razviti želimo splošen sistem za upravljanje z energijo. Njegovo delovanje bomo verificirali na laboratorijskem eksperimentalnem modelu, v režimu otočnega obratovanja. V prispevku se bomo omejili na vhodno-izhodne programske module in jih podrobneje opisali in razložili. Osnovne podatke o porabi in proizvodnji energije dobimo s pomočjo SQL strežnika,

podatke o stanju hranilnika energije pa zbiramo preko Modbus strežnika. Te podatke ustrezno transformiramo s pomočjo vhodnega modula in končni rezultat prilagoditve in obdelave podatkov bomo predstavili v poglavju rezultati.

2. METODE DELA

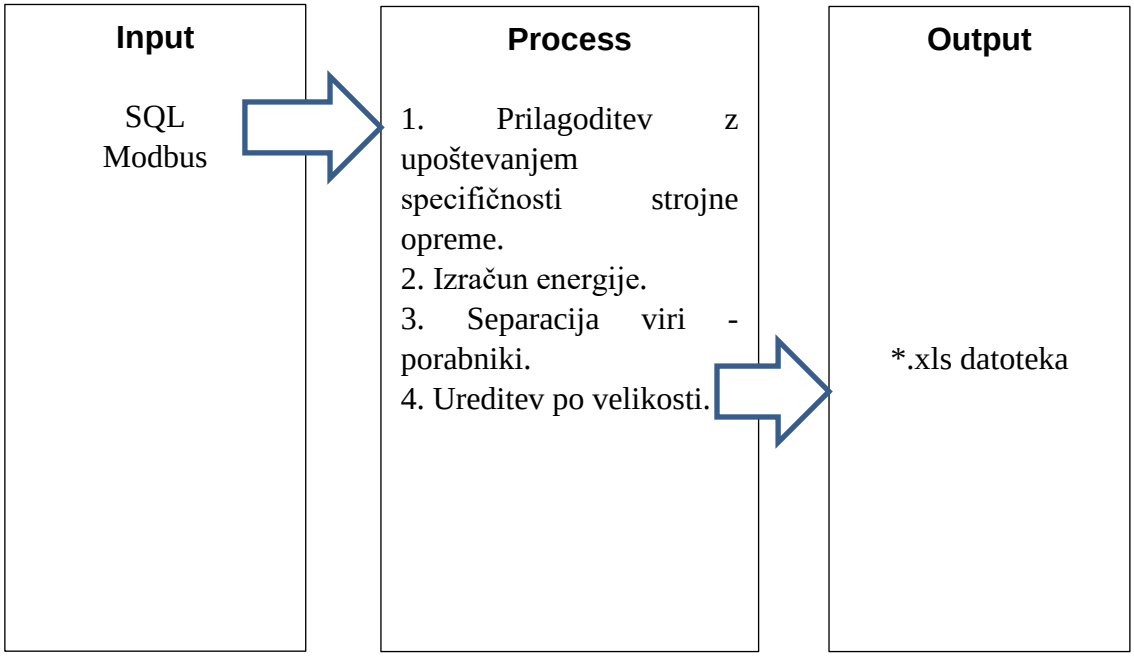
Programsko opremo sistema za upravljanje energije (odslej: EMS, Energy Management System), ki deluje v otočnem načinu, smo načrtovali modularno. Programska oprema je namenjena delovanju EMS v realnem, sicer laboratorijskem, okolju. S HIPO tehniko (Hierarchy plus Input-Proces-Output) [1,2] lažje in pregledneje načrtujemo in/ali dokumentiramo programsko opremo. Odločili smo se za modularizacijo glavnega toka. S HIPO tehniko lahko zasnovo obravnavanega EMS predstavimo tako kot kaže slika 1.



Sl. 1: Zasnova programske opreme EMS.

Glavni modul sledi teoretičnim dognanjem, ki so predstavljena v [3]. Mi se bomo v našem prispevku osredotočili na vhodni modul in izhodni modul, saj sta to modula, ki zagotavljata stik s strojno opremo in sta od nje odvisna, tako, da sta vitalnega pomena za otočno delovanje EMS.

Slika 2 kaže principielno shemo vhodnega modula. Vidimo, da algoritem modula vhodne signale pretvori v obliko, ki je prilagojena glavnemu modulu. Izhod je datoteka tipa .xls. Za ta format smo se odločili, saj do podatkov lahko dostopamo in jih modificiramo z različno višje nivojsko programsko opremo kot sta npr. Microsoft Excel ali LibreOffice Calc [4]. Tako je omogočen neposreden dostop do podatkov, brez da bi posegali v jedro EMS, v kolikor se pojavi potreba med razvojem ali vzdrževanjem programske opreme, ali ob uvedbi morebitnih razširitev – predvsem glede spremljanja časovnega poteka. Naši odločitvi v prid govorijo tudi časovne omejitve delovanja sistema, ki dovoljujejo tovrstni pristop. Izpostaviti želimo še en pomemben vidik. To je uporaba programske nadzorne opreme drugih proizvajalcev (npr.: Energy Manager PRO, proizvajalca Siemens), ki jo enostavno povežemo preko .xls datotek z EMS.



Sl. 2: Principielna IPO (Input Process Output) shema vhodnega modula.

Za delovanje programske opreme EMS je potrebno zagotoviti podatke o trenutni porabi in proizvodnji. To vsebino je potrebno v vhodnem modulu transformirati v urejeno obliko. Vhodni podatki, naj si bo glede virov kot tudi porabnikov, lahko vsebujejo zgolj vrednosti proizvedene ali porabljene energije pred trenutkom t. Za naslednji trenutek t+1 bomo lahko izmerili ali izračunali porabljeno energijo šele v trenutku t+1. Mi želimo, da se od t do t+1 izvaja režim proizvodnje in porabe, ki ustreza izbranim tehničnim in ekonomskim kriterijem. V teh kriterijih nastopa kot veličina energija. Zato, v primeru našega laboratorijskega eksperimentalnega sistema, na podlagi trenutnih moči v trenutku t izračunamo energije, ki pripadajo trenutno aktivnim ponudnikom in porabnikom ob predpostavki, da bo njihova moč konstantna do trenutka t+1! Tako tvorimo potrebne vhodne podatke za razviti EMS sistem. Napaka, ki jo tvegamo, se zmanjšuje z zmanjševanjem časovnega koraka. Seveda bi lahko do vhodnih podatkov prišli tudi z uporabo modelov za napovedovanje proizvodnje in porabe (npr. sistema za napovedovanje prehoda oblakov preko foto napetostne elektrarne, statističnih modelov porabe energije in podobno).

Za izhodni modul veljajo vhodnemu modulu analogne IPO sheme in algoritmi. Vhod je definiran z *.xls datoteko in izhod je povezava na strojno opremo. Proces sestavlja le »Prilagoditev z upoštevanjem specifičnosti strojne opreme«.

3. REZULTATI

Primer uporabe vhodnega modula vidimo na sliki 3. Vidimo, da so združeni podatki o proizvodnji in podatki o porabi energije. Po dogovoru podatke o proizvodnji označimo s predznakom minus. V stolpcu identifikacija najdemo enoznačne identifikatorje naprav. Energija v aktualnem časovnem intervalu je navedena v stolpcu Q. Med vhodnimi podatki

najdemo tudi aktualno ceno energije. Uporabljena predpona fizikalne enote je izbrana tako, da lahko podatek neposredno služi analizi ali razumljivemu prikazu stanja v sistemu.

A	B	C	D
identifikacija	**PPU(€/MWh)**	**Q (kWh)**	**komentar**
2	15.25	-0.01	urejeni viri
7	19.06	-0.02	
9	22.46	-0.02	
1	26.01	-0.01	
15	29.64	-0.02	
12	43.61	-0.03	
6	144.04	0.021	urejeni porabniki
8	118.51	0.053	
14	116.2	0.056	
5	108.03	0.034	
13	107.1	0.047	
4	95.68	0.027	
11	74.88	0.05	
10	71.2	0.019	
3	69.03	0.0245	

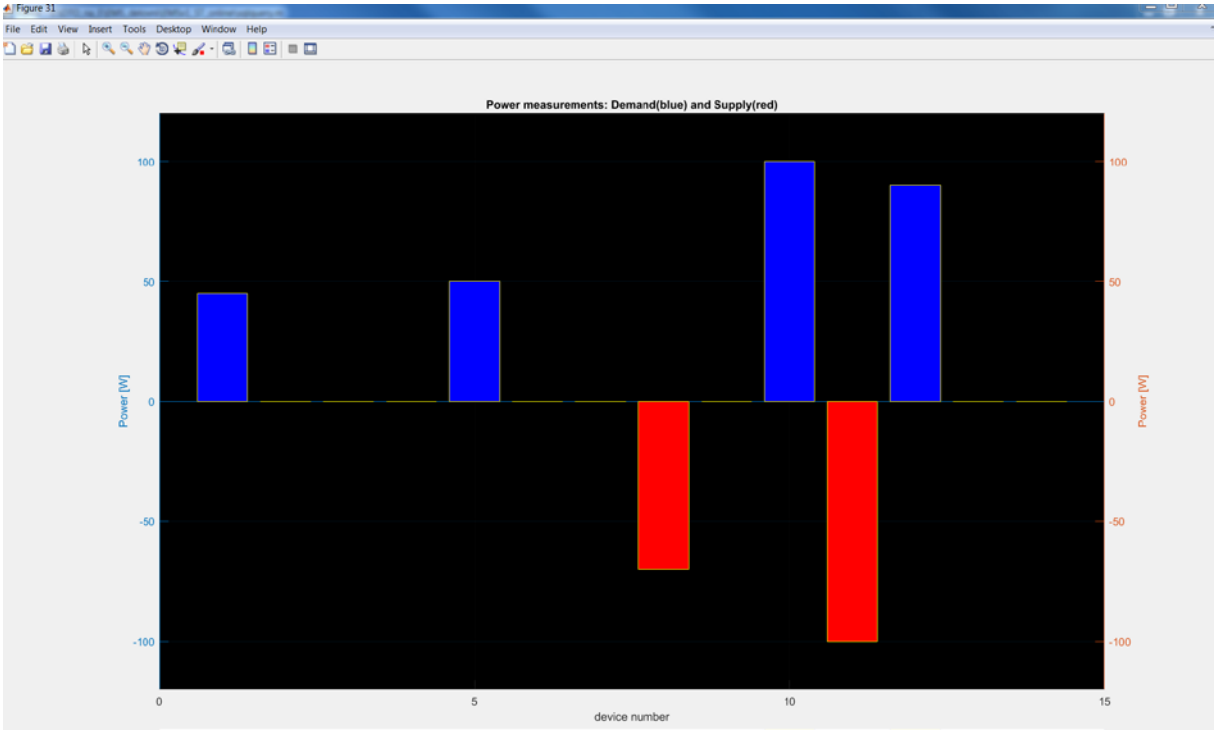
read_me | SD_initial_data | Supply_data | Demand_data

Sl.3: Urejeni podatki vhodnih veličin.

Zaradi testiranj eksperimentalnega EMS, ki ga bodo pomagali validirati tudi ne-razvijalci, in zaradi možnosti, ki jih omogoča vhodni vmesnik, smo prilagodili grafični prikaz EMS. Primer vidimo na sliki 4.

4. SKLEP

Predlagan pristop vhodnih in izhodnih modulov se je izkazal kot primeren za potrebe EMS v smislu [5]. Ohranja se možnost predpriprave vrednosti v SQL bazi na osnovi poljubnih algoritmov, ki so potrebni zaradi specifične narave strojne opreme – na primer hranilnika energije. Le-te lahko izvedejo povsem ločeni programi ali programski moduli znotraj EMS. Poleg tega se ohranja neodvisnost delovanja EMS in hkrati je omogočeno spremljanje vhodnih in izhodnih parametrov na enostaven pregleden in učinkovit način.



Sl. 4: Prikaz izmerjenih trenutnih moči porabnikov in virov energije.

5. VIRI, LITERATURA

[1] IBM Corporation, HIPO—A Design Aid and Documentation Technique, Publication Number GC20-1851, IBM Corporation, White Plains, NY, 1974.

[2] W. S. Davis and D. C. Yen, The Information System Consultant's Handbook: Systems Analysis and Design, 1998.

[3] N. G. Mankiw, Principles of Economics, 7e., Printed in the USA, Cengage Learning, 2015.

[4] LibreOffice je na voljo pod pogoji licence Mozilla Public License, v. 2.0. Kopija dovoljenja je na naslovu http:// mozilla.org/MPL/2.0/.

[5] M. Shafie-khah et. all, A Comprehensive Model to Integrate Emerging Resources from Supply and Demand Sides, IEEE Transactions on Smart Grid, IEEE 2017.

VLOGA AKTIVNEGA ODJEMALCA V SLOVENSKO JAPONSKEM PROJEKTU PREMAKNI PORABO

Boštjan HORVAT, Mitja PREŠERN

POVZETEK

Pametni števci, vključeni v napredni merilni sistem omogočajo sistemskemu operaterju ali dobavitelju izvajanje naprednih storitev. Z ustreznimi spodbudami je mogoče doseči, da se odjemalci aktivno vključijo v proces zmanjšanja odjema ter tako prispevajo k znižanju investicijskih stroškov v širitev elektroenergetskega omrežja. Elektroenergetsko omrežje je dimenzionirano glede na konično obremenitev. Na njeno rast vplivajo v največji meri klimatski dejavniki ter gospodarska aktivnost. Z vlaganjem v sistem naprednega merjenja želimo pri uporabnikih sistema in tudi pri drugih ključnih akterjih na trgu električne energije vzpodbuditi aktivnejše prilagajanje razmeram v sistemu in na trgu.

Programi prilagajanja odjema spodbujajo odjemalce k večji prožnosti pri porabi električne energije. V tem primeru govorimo o t.i. aktivnemu odjemalcu. Za učinkovito servisiranje vseh deležnikov na trgu ter za učinkovito upravljanje distribucijskega omrežja pa so zraven pametnih števcev potrebni tudi napredni sistemi obračunavanja ter napredni komunikacijski kanali.

ABSTRACT

Smart meters included in the Advanced Metering Infrastructure allow the system operator or supplier to perform advanced services. With appropriate incentives, it can be achieved, that customers actively participate in the process of reducing the consumption, thus contributing to the reduction of investment costs in the expansion of the electricity grid. The electricity grid is dimensioned according to the peak load. Its growth is mostly influenced by climate factors and economic activity. By investing in the Advanced Metering Infrastructure, we want to encourage more active adaptation to the situation in the system and on the market with system users and other key players in the electricity market.

Demand response programs are designed to stimulate customers to more flexibility in the use of electricity. In this case, we are talking about the active consumer. In order to efficiently service all stakeholders in the market and to efficiently manage the distribution network, smart meters also require advanced billing systems and advanced communication channels.

1. UVOD

V distribucijskih podjetjih smo v zvezi z aktivnim odjemalcem in naprednimi sistemi obračunavanja sprejeli naslednje usmeritve [1]:

- Od tega, kako močno, odporno in napredno je elektrodistribucijsko omrežje, je odvisno, kako in koliko električnih vozil, toplotnih črpalk, klimatskih in drugih naprav, malih elektrarn in hranilnikov bo moč mrežno integrirati.

- Porast deleža električnih avtomobilov, mrežna integracija toplotnih črpalk, klimatskih in drugih naprav, bo zahtevala predvsem:
  - močna, robustna in napredna elektrodistribucijska omrežja,
  - razpoložljivost moči in energije,
  - ustrezne tarifne sisteme.

- Napredni sistemi obračunavanja omrežnine morajo:
  - odražati dejanske stroške, ki nastajajo na omrežju,
  - preprečiti popolno socializacijo stroškov in uporabnikom na pragu energetske revščine nuditi osnovno oskrbo z električno energijo po razumni ceni, na drugi strani pa uporabnikom ki obremenjujejo omrežje pa smiselno dvigniti postavko za uporabo omrežja,
  - biti nediskriminatorni, transparentni in uporabnikom razumljivi.

2. PROJEKT PREMAKNI PORABO

2.1 Splošno o projektu

Sistem naprednega merjenja je osnovni gradnik pametnih omrežij. V družbi Elektro Maribor sistem naprednega merjenja že več let gradimo v okviru AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure) projekta.

Uvedba naprednega merjenja prinaša mnogo koristi, med njimi so: kvalitetnejši podatki zaradi daljinskega odčitavanja, možnost merjenja več tarif ter izvajanje ukrepov prilagajanja odjema in upravljanja s porabo, možnost daljinskega odklopa in omejevanja moči (v primeru izklopa zaradi prekoračitve naročene moči si odjemalec lahko sam zagotovi ponovno napajanje z vklopom odklopnika), hitrejše odkrivanje napak in s tem zmanjšanje izgub v omrežju, možnost povezave z merjenjem porabe ostalih energentov. Za odjemalca je pomembno tudi to, da prejema račune po dejanski porabi, od prvega do zadnjega dne v mesecu.

V skladu z Uredbo o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije bodo v sistem naprednega merjenja najkasneje do konca leta 2025 vključena vsa merilna mesta. Na območju Elektro Maribor je trenutno v sistem naprednega merjenja vključenih že 146 tisoč merilnih mest, kar predstavlja 67 % vseh merilnih mest.

Projekt PREMAKNI PORABO se izvaja na območju RTP Breg in poteka v sodelovanju Elesa, kot sistemskega operaterja slovenskega prenosnega omrežja, in japonske agencije za napredne energetske in industrijske tehnologije NEDO. Za uvajanje najnovejših tehnoloških rešitev sta poskrbela japonsko podjetje Hitachi in slovensko podjetje Solvera Lynx ter druga slovenska podjetja, ponudniki tehnoloških rešitev in raziskovalne organizacije, kot je Elektroinštitut Milan Vidmar.

PREMAKNI PORABO je del širšega, 3-letnega slovensko–japonskega projekta pametnih omrežij in pametnih skupnosti (Projekt NEDO), v katerem so osnovni partnerji NEDO in njegov pooblaščeni izvajalec Hitachi ter družba ELES. Ključno vlogo kot partner pri izvajanju projekta ima Elektro Maribor, kot izvajalec nalog sistemskega operaterja distribucijskega omrežja. V lokalnem okolju sodelujeta tehnološko podjetje TECES in LEA Spodnje Podravje.

Projekt je bil s strani Agencije za energijo RS uvrščen v shemo spodbud za pilotne projekte. Potrditev projekta s strani Agencije za energijo je podlaga za uporabo pilotne dinamične tarife, ki je omejena izključno na odjemalce električne energije, ki prostovoljno pristopijo v program prilagajanja odjema v okviru projekta. Vključitev v projekt za odjemalca pomeni, da bo ob primernem ravnanju lahko imel učinkovit lasten nadzor nad odjemom električne energije, ob enakem ugodju in nižjih stroških.

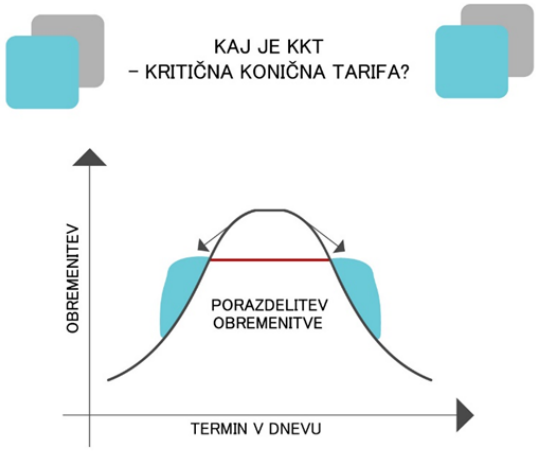
Cilji projekta so:

- izdelava in izvedba infrastrukture za potrebe zbiranja, shranjevanja in analize podatkov uporabnikov sistema,
- aktivna vključitev odjemalcev v programe prilagajanja odjema in napredne sisteme obračunavanja (tehnološki, regulatorni, ekonomski in sociološki vidik),
- ugotoviti obnašanje odjemalcev v zvezi z različnimi ukrepi izravnave konic / prilagajanja odjema,
- raziskati različne možnosti prilagajanja odjema in njihov potencial ter zagotavljati informacije z odzivom lastniku elektrodistribucijskega omrežja,
- pridobljene podatke vključiti v rešitev za napovedovanje in nadzor prilagajanja odjema,
- testiranje aktivnosti prilagajanja odjema ter posredovanje ugotovitev in priporočil Agenciji za energijo RS za namen razvoja naprednih omrežnih tarif.

Sistemski (pametni) števci, vključeni v sistem naprednega merjenja omogočajo sistemskemu operaterju izvajanje naprednih storitev. Z ustreznimi spodbudami je mogoče doseči, da se odjemalci aktivno vključijo v programe prilagajanja odjema ter tako prispevajo k znižanju investicijskih stroškov v širitev elektroenergetskega omrežja.

Kritična konična tarifa (KKT) je dinamična omrežninska tarifa, ki velja v času trajanja konične obremenitve. Cilj proaktivnega upravljanja električne energije v obdobju KKT je, da se poraba električne energije časovno premakne iz KKT v drugo časovno obdobje ter s tem

omogoči učinkovitejšo rabo električne energije in razbremenitev distribucijskega omrežja ob tem pa odjemalec zmanjša svoje stroške elektrike.



Slika 1: Kaj je KKT – kritična konična tarifa?

2.2 Opis izhodiščnega stanja pred pričetkom projekta

Območje RTP Breg je bilo izbrano zato, ker je na njem nadpovprečno število mrežno integriranih obnovljivih virov in v daljinski sistem merjenja vključenih odjemalcev.

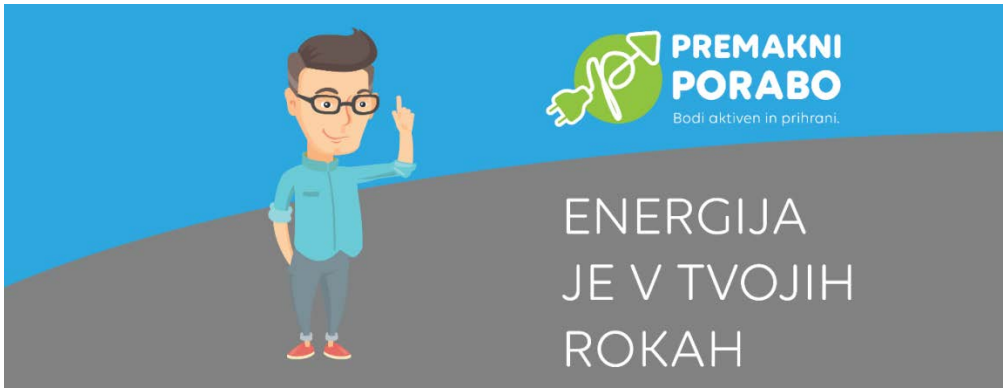
Na območju RTP Breg je inštaliranih 16,61 MW razpršenih virov, ki prispevajo 21 % potrebne energije (v Sloveniji znaša sicer ta delež 11 %). Na tem območju je tudi že več kot 70 % merilnih mest vključenih v sistem naprednega merjenja (v Sloveniji znaša ta delež 52 %), hkrati pa ima na tem območju dve tretjini odjemalcev še vedno enotarifno merjenje.

Kljub temu, da je območje RTP Breg nadpovprečno opremljeno s sistemom naprednega merjenja, pa smo ugotovili, da ima kar 2/3 uporabnikov še zmeraj enotarifni obračun, kar se je pri pridobivanju uporabnikov izkazalo kot omejitev. Druga večja omejitev so bila merilna mesta z malo porabo (vikendi in podobno) ter druga merilna mesta, kjer prilagajanje odjema za uporabnike ni zanimivo.

Možnost sodelovanja je omogočena vsem gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem, ki so priklopljeni na razdelilno transformatorsko postajo Breg (RTP Breg) in so že v sistemu naprednega merjenja (področje 10 občin). Projekt se izvaja od 1.12.2017 do 30.11.2018. Tekom analize je bilo ugotovljeno, da je za projekt primernih 7.061 merilnih mest. Gre za merilna mesta, ki ustrezajo tehničnim in zakonskim zahtevam projekta.

2.3 Aktivnosti pridobivanja uporabnikov

V skladu s sprejeto Strategijo pristopa do uporabnikov smo izvajali aktivnosti pridobivanja uporabnikov.



Slika 2: Grafična promocija projekta »PREMAKNI PORABO«

V namene promocije so bili pripravljeni plakati, pingvini, zloženke in ostali promocijski material. Dne 09.10.2017 smo izvedli predstavitev projekta za županje / župane, odziv je bil zelo pozitiven, zato smo tudi v nadaljevanju aktivnosti posebno pozornost posvetili lokalnim skupnostim. Dne 12.10.2017 smo uradno pričeli s pridobivanjem uporabnikov v projekt, zato je ta dan na Ptuju bila skupaj z družbo ELES organizirana novinarska konferenca.

Vzpostavljena je bila spletna stran www.premakni-porabo.si, kontakt z uporabniki pa se vzdržuje tudi preko družabnega omrežja Facebook Premakni porabo, e-pošte in SMS sporočil.

Spletna stran vsebuje vse, kar mora uporabnik vedeti o projektu, kakšne so koristi za uporabnika, elektroenergetsko omrežje ter tudi širše družbeno okolje. Posebno pozornost smo posvetili novicam in poglavju »Vprašanja in odgovori«, katero sproti po potrebi tudi dopolnjujemo (https://premakni-porabo.si/faq/). V novicah smo med drugim objavljali tudi lokacije in termine predstavitev projekta po posameznih občinah ter razne koristne nasvete za naše uporabnike.

Za namene promocije projekta so bili objavljeni članki v lokalnih glasilih, promocija pa je potekala tudi preko društev v lokalnih skupnostih in radijskih postaj, kjer smo bili prisotni z oglasi in z prispevki v oddajah.

V tednu od 09.10. do 13.10. je bilo na 7.061 naslovov poslan najprej letak »PREMAKNI PORABO« nato pa še povabilo v pristop k projektu, ki je vsebovalo, zloženko z opisom, splošne pogoje sodelovanja v projektu in ostale pomembne informacije, aktivacijsko kodo za prijavo preko spleta ter izjavo za sodelovanje v projektu v papirni obliki. Za namene vprašanj uporabnikov je bila aktivirana telefonska številka 05 99 78 002 ter predal info@premakni-porabo.si od ponedeljka do petka med 7.30 in 16.00. Vse potrebne informacije o projektu pa lahko uporabniki dobijo tudi na vseh enotah družbe Elektro Maribor d.d. oz. na LEA Spodnje Podravje. V popoldanskih oz. večernih urah smo izvajali predstavitve projekta po lokalnih skupnostih; skupaj smo v lokalnih skupnostih izvedli 15 predstavitev.

V projekt je prijavljenih 830 uporabnikov, kar predstavlja 12 % merilnih mest, ki ustrezajo tehničnim in zakonskim zahtevam. Kar 455 uporabnikov smo pred vstopom v projekt pretarifirali iz enotarifnega merjenja na dvotarifno.

2.4 Izvajanje projekta

Projekt traja od 01.12.2017 do 30.11.2018. V projektu se pilotno testira kritična konična tarifa (Elektro Maribor d.d.) ter izravnava sistema (ELES d.o.o.).

Z vključitvijo v projekt »PREMAKNI PORABO« so uporabniki deležni znižane cene omrežnine za obračun v času VT (večja tarifa) in znižane cene v času MT (manjša tarifa), v primerjavi z veljavnimi cenami . Hkrati pa največ 50 ur na leto velja dražja KKT (kritična konična tarifa), ki se lahko aktivira bodisi v času VT ali v času MT. Vse kar mora uporabnik storiti je, da v času 50 ur letno, ko nastopi konična tarifa v čim večjem obsegu zmanjša porabo elektrike. S premikom porabe v čas ugodnejših tarif, lahko uporabniki dosežejo prihranek ter hkrati aktivno sodelujejo pri izravnavanju elektrodistribucijskega sistema in s tem prispevajo k dodatni zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Mesečni obračun električne energije je dopolnjen z obračunom KKT, sodelovanje v projektu pa je neodvisno od tega, s katerim dobaviteljem ima uporabnik sklenjeno pogodbo o dobavi električne energije.

Vse kar mora uporabnik storiti je, da v času 50 ur letno, ko nastopi konična tarifa v čim večjem obsegu zmanjšajo porabo elektrike. To pomeni da v tem času ne uporabljajo pralnega stroja, sušilnega stroja, pomivalnega stroja, električne pečice, električnih kuhalnikov, izklopijo grelnike vode, ne uporabljajo električnih radiatorjev ali ostalih grelnih teles na elektriko...

S premikom porabe v čas ugodnejših tarif uporabnik doseže prihranek ter hkrati aktivno sodeluje pri izravnavanju elektrodistribucijskega sistema in s tem prispeva k dodatni zanesljivosti oskrbe z električno energijo.

Električne energije ni mogoče ekonomsko smotrno shranjevati v večjih količinah, zato mora biti v vsakem elektroenergetskem sistemu skupna proizvodnja ves čas enaka skupni porabi. To imenujemo izravnavanje sistema, zanj pa je zadolžen Sistemski operater prenosnega omrežja ELES. Tradicionalno so storitev izravnave sistema zagotavljale elektrarne, nove tehnologije pa omogočajo, da se v izravnavo aktivno vključijo tudi odjemalci. Namesto povečevanja proizvodnje lahko tako ELES zaprosi odjemalce, da zmanjšajo svoj odjem. S tem se lahko nadomesti gradnjo dragih elektrarn, hkrati pa je ukrep zmanjšanja odjema bistveno bolj prijazen okolju.

Ure KKT lahko nastopijo tako v času VT kot v času MT, vendar je njihovo število tekom trajanja projekta (eno leto) omejeno na 50 ur.

Ker je eden izmed ciljev raziskati različne možnosti prilagajanja odjema, so sodelujoči razdeljeni v tri skupine.

Uporabniki A – 730, v času napovedane intenzivne porabe na podlagi SMS sporočila, e-pošte ali mobilne aplikacije ukrepajo tako, da za krajši čas izklopijo porabnike električne energije oziroma v tem času ne vklapljajo večjih porabnikov.

Uporabniki B – 50, nameščena je brezžična naprava za izklop posameznega porabnika, kot je grelnik vode, klimatska naprava, toplotna črpalka ali drug večji porabnik.

Uporabniki C – 50, nameščen osnovni sistem za upravljanje z energijo (HEMS - Home Energy Management sistem), ki omogoča osnovno opremo za avtomatizacijo upravljanja z energijo.

Oprema, ki je sicer v lasti sistemskega operaterja ELES, bo po zaključku projekta ostala sodelujočim za brezplačno uporabo. Po želji jo bodo lahko nadgradili v avtomatiziran sistem pametnega doma.

Vsi uporabniki (A, B, C), ki so pristopili k projektu »PREMAKNI PORABO« so o pričetku nastopa izvajanja storitve obveščeni po naslednjem urniku:

- o nastopu KKT so odjemalci obveščeni najmanj 24 ur pred nastopom le tega preko SMS sporočila. Prav tako so o aktivaciji obveščeni ponovno 15 minut pred nastopom KKT;
- o nastopu potrebe po izravnavi sistema so odjemalci obveščeni 15 minut pred nastopom potrebe po zmanjšanju porabe.

Uporabniki imajo na voljo tudi spletno in novo mobilno aplikacijo eStoritve (Android in iOS). Preko mobilne in spletne aplikacije je uporabnikom med drugim na voljo pregled porabe za pretekli dan ter arhiv napovedi aktivacij. Vsak mesec je na voljo tudi pregled prihrankov v €. Te funkcionalnosti so omogočene samo uporabnikom, ki so prijavljeni v projekt. Ostale funkcionalnosti (obveščanje o izklopih, podatki o merilnem mestu, pregled obračunske porabe…) so na voljo vsem uporabnikom. Mobilna aplikacija je na voljo preko Google Play in App Store.



Slika 3: Mobilna aplikacija eStoritve

2.5 Prve ugotovitve in rezultati

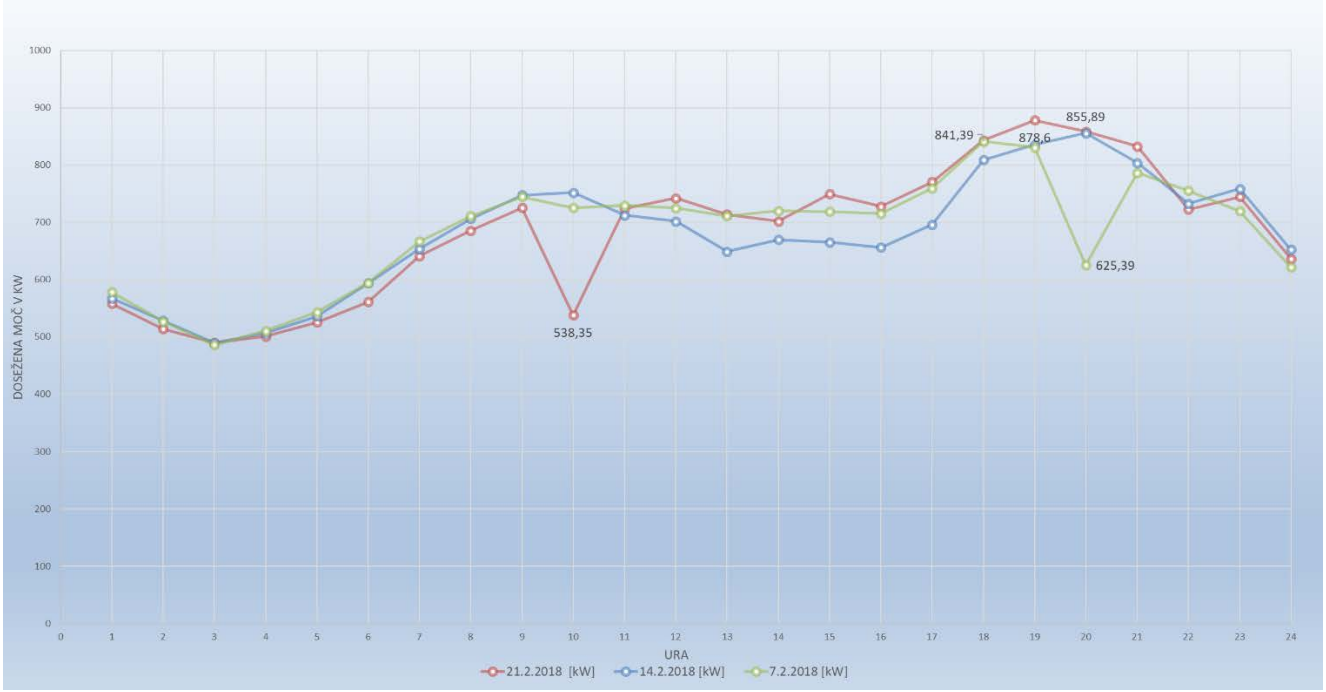
2.5.1 Splošne ugotovitve

Uporabnike se o nastopu aktivacije obvešča 24 ur pred nastopom aktivacije ter 15 min. pred nastopom aktivacije. Obveščanje poteka preko SMS sporočil ter elektronske pošte. Iz odziva in analize obveščanja se ugotavlja, da je obveščanje preko SMS sporočil v navedenih obdobjih zelo učinkovit način, medtem ko obveščanje preko elektronske pošte ne dosega takšnega odziva. Iz prvih odzivov uporabnikov je razvidno, da si le ti želijo avtomatizacije celotnega procesa tako da se porabniki krmilijo avtomatsko z možnostjo izklopa krmiljenja. V prvih treh mesecih izvajanja projekta so uporabniki dosegli skupne prihranke v višini 3.726 EUR, oz. 4,5 EUR na uporabnika.

2.5.2 Odziv vseh uporabnikov vključenih v projekt

Iz analize diagramov porabe uporabnikov vključenih v projekt je razvidno, da se skupna obremenitev uporabnikov vključenih v projekt v času aktivacije KKT zniža za 30 % in več. Pomembno je predvsem, da z aktivacijo KKT v sistemu ne povzročimo nastanka nove konice v času pred ali po nastopu KKT. Slika 4 prikazuje potek dnevne obremenitve na dan aktivacij (07.02.2018 in 21.02.2018) v primerjavi s kontrolnim dnem (14.02.2018) brez aktivacije. Gre za agregirane podatke vseh uporabnikov, vključenih v projekt.

Pred pričetkom projekta smo ocenili, da bi lahko dosegli 5 % znižanje konične obremenitve, če bi bili v projekt vključeni vsi odjemalci (preneseno – povprečno pričakujemo 5 % znižanje obremenitve pri odjemalcih, ki bodo vključeni v projekt).



Slika 4: Potek dnevne obremenitve

2.5.3 Odziv na področju ene transformatorske postaje

Iz področja transformatorske postaje T-392 ŽETALE 3 CENTER je vključenih 20 uporabnikov od skupno priključenih 88 (22,73%). Povprečno ti uporabniki predstavljajo 18% vse porabe na TP-ju. Poraba vključenih uporabnikov ob aktivaciji (24.1.2018) se je znižala za cca. 5kW. Skupni prevzem ob aktivaciji za celotni TP je znašal 80kW. Zmanjšanje konice zaradi aktivacije tako znaša 5,88%. Na sliki 5 je prikazan diagram sumarnih meritev v TP-ju ter diagram uporabnikov iz tega TP vključenih v projekt.



Slika 5:Skupni odjem vseh odjemalcev na področju TP Žetale in odjemalcev vključenih v projekt

2.5.4 Odziv na področju RTP

Izvajanje projekta je omejeno na področje RTP Breg. Na podlagi rezultatov na tem področju lahko le te apliciramo na celotno področje. V času aktivacije je bila na področju RTP Breg dosežena moč 16.187kW. V tej periodi smo z aktivacijo ugotovili zmanjšanje odjema za cca 230kW kar predstavlja zmanjšanje na nivoju RTP-ja za 1,4%.

3. ZAKLJUČEK

V bodoče pričakujemo kombinacijo nadgrajenih statičnih tarif, kot tudi uvajanje dinamičnih omrežninskih tarif, za kar na posameznih distribucijskih območjih že potekajo pilotni projekti. Izkušnje kažejo, da je vpliv statičnih tarif močan in uporabnike usmeri k smotrnejši porabi električne energije v za uporabnika primernejšem času. Vpeljava dinamičnih tarif pa trenutno

večinsko vpliva na aktivnejše uporabnike in lahko uspešno pomaga pri hipnih spremembah stanja dela omrežja.

S pilotnimi projekti bomo nadaljevali tudi v prihodnje, saj pričakujemo, da bodo rezultati teh projektov pripomogli k odgovorom na ključna razvojna vprašanja povezana z uvajanjem novih tehnologij in storitev na področju pametnih omrežij.

4. VIRI, LITERATURA

[1] K. Koželj, B. Tišler, T. Šinkovec, M. Prešern in B. Kavčič, »Prihodnost na trgu z električno energijo in vloga aktivnega odjemalca«, Zbornik 4. strateške konference elektrodistribucije Slovenije, 2018.

NASLOV AVTORJEV

Boštjan Horvat, univ. dipl. inž. el.
Mitja Prešern, univ. dipl. ekon.
Elektro Maribor d.d., Vetrinjska ulica 2, 2000 Maribor, Slovenija
Tel: +386 2 22 00 146, +386 2 22 00 160
Elektronska pošta: bostjan.horvat@elektro-maribor.si, mitja.presern@elektro-maribor.si

FLEKSIBILNOST PRI PORABI ENERGIJE Z GLEDIŠČA KONČNEGA UPORABNIKA

Nataša ŠTUMBERGER TRANČAR, Gorazd ŠTUMBERGER

POVZETEK

Prilagodljivost porabe električne energije lahko opazujemo s stališča upravljavca distribucijskega omrežja, operaterja prenosnega sistema, akterjev na trgu energije in končnih uporabnikov. Prve tri stališča, ki jih je mogoče objektivno ovrednotiti z doseženimi gospodarskimi koristmi, ustrezno obravnavajo številne publikacije. Vendar pa je vrednotenje pri opazovanju koristi prilagajanja porabe električne energije za stališče končnega uporabnika zelo subjektivno in ga ni mogoče ovrednotiti izključno z doseženimi gospodarskimi koristmi, temveč tudi z vplivom prilagajanja na obnašanje končnega uporabnika, vključno s kakovostjo in udobjem življenja. Članek subjektivno, in s stališča končnega uporabnika, ocenjuje njegovo vključenost v tekoči projekt "Premakni porabo".

THE FLEXIBILITY IN ENERGY CONSUMPTION FROM THE VIEWPOINT OF AN END USER

ABSTRACT

The flexibility in energy consumption can be observed from the perspectives of distribution system operator, transmission system operator, energy market actors and end users. The first three perspectives, that can be objectively evaluated through the achieved economic benefits, are properly treated in many publications. However, when observing the benefits of flexibility energy consumption for the viewpoint of an end user, the evaluation is extremely subjective and cannot be evaluated exclusively through the achieved economic benefits, but also through its impact on the behavior of the end user including its quality and comfort of living. The paper subjectively and form the viewpoint of an end user evaluates its involvement in the ongoing project “Premakni porabo” (shift the consumption).

ZELENA ENERGIJA KOT VZROK IN GONILO RAZVOJA PODROČJA UPRAVLJANJA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Gorazd LEDINEK

POVZETEK

Politične odločitve in direktive Evropske Unije zastavljajo pot in dinamiko prehajanja k vse večji uporabi in proizvodnji t.i. zelene energije in s tem vse večje nadomeščanje konvencionalnih virov energije z električno energijo. Začrtane prakse tega prehodnega procesa, narava virov, tehnologija in politika implementacije proizvodnje, pa spodbujajo rast t.i. razpršenih virov. Rast števila razpršenih virov skupaj z zastrašujočimi napovedmi bodočih potreb po električni energiji, ki jih v veliki meri napovedujejo spremembe v transportni industriji, narekuje nujne spremembe na področju upravljanja z električno energijo.

Članek zastavlja širok teoretični okvir za nadaljnjo poglobljeno študijo pametnih sistemov za upravljanje z energijo. Skozi analizo znanstvenih raziskav in strokovne literature predstavi s strani politike izbrane vire zelene energije kot vzroke za razvoj področja, kritično opredeli smiselnost in relevantnost izbranih virov in politik njihove implementacije, argumentira pomen razvoja sistemov za upravljanje z energijo, predstavi dobre prakse njihove implementacije in analizira koristi.

ABSTRACT

Global and Europan Union policies dictate the direction and dynamics of transition from non-sustainable to "green" renewable energy sources. Implementation practice and specific technological characteristics of renewable sources cause the increase of non-centralized production and introduces problems to the opreation of power grids. Non-centralized production together with predicted increase in future demand, mainly driven by the transition to electrical transport, requires changes in technological infrasturcture and management.

Article sets a wide theoretical framework for future in-depth study of energy management systems. By analyzing scientific literature and relevant studies, article critically asseses selected "green" energy sources and their implementation techniques, argues that they are the main cause for the development of new energy management techniques and presents good practices and their benefits.

Ključne besede: zelena energija, razpršeni viri, elektroenergetski sistem, sistemi za upravljanje z energijo, pametna omrežja

1. UVOD

Družbeni konsenz o odgovornem ravnanju z okoljem in ohranjanjem le tega za bodoče rodove, je skozi politične odločitve in direktive, v drugi polovici dvajsetega stoletja sprožil plaz raziskovalnih in implementacijskih aktivnosti s katerimi kot družba poskušamo zmanjšati lasten vpliv na okolje. Te aktivnosti v veliki meri zajemajo opuščanje uporabe virov energije, ki smo jih identificirali kot ne obnovljive in njihovo uporabo kot dolgoročno nevzdržno.

Ravno izbira nadomestnih virov, ki smo jih klasificirali kot obnovljive, tudi »zelene« in njihove implementacijske tehnike, popolnoma določajo dinamiko in uspešnost v doseganju zadanih ciljev.

Tehnologija proizvodnje, prenosa in uporabe zelenih virov nadalje prinaša raznolike vplive na obstoječo tehnološko in življenjsko infrastrukturo, s tem pa izzive v znanosti in tehniki, ki nato delujejo kot gonilo razvoja novitet na tehnološkem in upravljalnem področju.

Članek se osredotoča na električno energijo, kot energijo ki bo predvidoma odigrala največjo vlogo pri prehodu na obnovljive vire energije. Pod drobnogled vzame vire, ki elektro energetski sistem zaradi narave tehnologije in implementacijskih politik silijo k drastičnim spremembam načrtovanja, gradnje in upravljanja. Še podrobneje se članek osredotoča na spremembe v upravljanju z energijo, ki se v zadnjem obdobju uteleša v t.i. pametnih omrežjih in pametnih sistemih za upravljanje z energijo.

Preden se lahko lotimo osrednjega problema pa moramo definirati in kritično analizirati vire t.i. zelene energije, ugotoviti smisel, relavanco in upravičenost njihove izbire ter politik njihove implementacije.

2. ZELENA ENERGIJA

2.1 Definicije

Zelena oz. obnovljiva energija je tista z naše strani izkoriščena energija, ki v zaključenem lokalnem okolju zaključuje krog svoje pretvorbe brez negativnih vplivov. Kot obnovljive vire energije smatramo tehnologije, ki izkoriščajo sončno obsevanje, veter, geotermalno energijo in energijo biomase.

Ne obnovljiva energija, pa je energija, ki jo pridobimo iz statičnih energetskih rezerv, ki bi brez človekovega posredovanja ostale shranjene pod zemljo in vplivajo na okolje v katerem se pretvarjajo kot vsiljen tujek. Glavni in od industrijske revolucije naprej najbolj masovno uporabljeni viri so fosilna in nuklearna goriva [1].

2.2 Vplivi na okolje

Vplivi masovnega izkoriščanja ne obnovljivih virov energije na okolje, že več kot polovico stoletja predstavljajo osreden predmet znanstvene in politične debate.

Tako je bilo v zadnjih 50 letih v svetu vloženega veliko truda v zaznavanje, merjenje in raziskovanje teh vplivov na okolje. Najbolj izpostavljeni vplivi v politiki in znanosti so globalno segrevanje, redukcija plasti ozona in delež ogljikovega dioksida (v nadaljevanju CO_2) v naši atmosferi[2].

Rezultati longitudinalnih raziskav kažejo, da se je segrevanje spodnjih plasti atmosfere zaradi direktnih vplivov človekovega izkoriščanja fosilnih goriv v zadnjih 150 letih povečalo za 2 W m^{-2}, delež CO_2 v ozračju dvignil za 25%, kar je povišalo povprečno temperaturo zraka za približno 1-2°C in dvignilo gladino morja za približno 0,5m [3].

Projekcijski modeli ob trenutnih trendih porabe fosilnih goriv napovedujejo porast povprečnih temperatur za 2° do 6°C in dvig gladine morja za od 0.5 do 1.5m v naslednjih 100 letih.

Na osnovi predvidenih posledic, ki jih prinašajo omenjene napovedi, se je v politiki na globalni ravni ustalil konsenz, da moramo kot družba zmanjšati, omejiti in celo izničiti omenjene vplive. Kot primarno akcijo za dosego teh ciljev pa se je izbralo opuščanje rabe neobnovljivih in uvajanje uporabe obnovljivih virov energije [3].

2.3 Implementacijske politike

Zaradi dejstva, da je električna energija edina oblika energije, ki smo jo s tehnološkega stališča zmožni učinkovito in čisto proizvajati, pretvarjati in prenašati na velike razdalje, predstavlja enega glavnih adutov v procesu nadomeščanja fosilnih goriv[4].

Tako je politika leta 2001 v Evropski uniji (v nadaljevanju EU) sprejela direktivo za prehajanje na obnovljive vire energije, s ciljem doseči 21% generacije vse električne energije iz obnovljivih virov do leta 2010. Dalje je leta 2010 sprejela cilj za dosego 20% generacije vse energije iz obnovljivih virov do leta 2020[4].

Zadnja velika uredba politike EU pa zastavlja cilj doseganja vsaj 50% vse generacije električne energije iz obnovljivih virov do leta 2030 in z ukinjanjem transportnih sredstev na fosilna goriva in uvajanje električnih avtomobilov, prehod na nizko ogljično družbo do leta 2050[5].

Pri tem regulator za doseganje tega cilja najbolj stavi na tehniko finančnih spodbud privatnemu sektorju in tako neizogibno spodbuja večanje t.i. razpršenih, ne centraliziranih virov električne energije, ki močno vplivajo na obstoječo infrastrukturo in zahtevajo spremembe na tehnološkem in upravljalnem področju.

Za oceno magnitude omenjenih vplivov in obravnavo predvidenih ukrepov za reševanje nastalih problemov, pa moramo najprej pogledati, kakšno količino vgradnje razpršenih virov lahko na globalni ravni pričakujemo in kakšna bo dinamika njihove implementacije.

2.4 Svetovne energetske potrebe

Svetovna potreba po vsej energiji je leta 2017 znašala 13903Mtoe/leto ali 161.691,9 TWh/leto. Od tega zadovoljujemo 32% iz naftnih derivatov, 27% iz premog, 21% iz plina, 11%

iz biomase in 9% z elektriko [6]. 24% te celotne energije proizvedemo iz obnovljivih virov. Za prehod na nizko ogljično družbo moramo tako nadomestiti še 122.885 TWh/leto energije [7].

Prvo vprašanje na katerega moramo odgovoriti je torej: ali je izbranih virov s katerimi bomo to energijo nadomeščali sploh dovolj? Hkrati pa v oceno vzeti trend večanja svetovnih energetskih potreb.

3. ENERGETSKI POTENCIAL OBNOVLJIVIH VIROV

3.1 Potencial energije sonca

Raziskave se v največji meri osredotočajo na ugotavljanje tehničnega potenciala sončne energije preko analize fotovoltaične tehnologije. Tako pri trenutnih tehnoloških karakteristikah fotovoltaike ocenjujejo tehnično izkoristljiv potencial sončne energije na 613.000 TWh/leto [10]. S tega vidika lahko hitro upravičimo tendence politik, da v prehodu na obnovljive vire v veliki meri stavi ravno na fotovoltaično tehnologijo.

3.2 Potencial vetra

Tehnični potencial vetra študije obravnavajo s stališča trenutno najbolj uporabljanih radialnih vetrnih turbin postavljenih na kopnem in v veliki meri izpuščajo potencial, ki bi ga lahko dosegali z izkoriščanjem vetra na morju. Raziskave tako zaključujejo, da je tehnološko izkoristljivega potenciala v tem trenutku cca. 96.000 TWh/leto [11].

3.3 Potencial hidro energije

Celotni tehnično dosegljiv potencial za izkoriščanje vodnih virov v svetu je ocenjen na 14.320 TWh/leto [9]. Takoj vidimo, da bomo iz tega naslova lahko zadovoljevali le majhen odstotek svetovnih energetskih potreb.

3.4 Potencial geotermalne energije

Študije na podlagi poznanih in odkritih virov termalne energije na svetu zaključujejo, da je tehnološko izkoristljivih virov 8.760-17.520 TWh/leto za proizvodnjo elektrike in 192.720-385.440 TWh/leto za direktno izkoriščanje toplotne energije. Skupaj torej med 262.800 in 525.600 TWh/leto [12].

3.5 Potencial biomase

Raziskave svetovnega energetskega potenciala biomase podajajo zelo različne rezultate. Podajajo ugotovitve, da lahko do leta 2050 razvijemo tehnološko dosegljiv ter ekonomsko in okolje-varstveno vzdržen proizvodni potencial biomase za pridobivanje od 33 do 1135 EJ(Exajoul)/leto energije. To po najbolj optimističnih napovedih pomeni, da bomo l. 2050

sposobni pridelati 315.277 TWh/leto energije, kar je več kot trenutna svetovna potreba po energiji [8].

Po obravnavi energetske upravičenosti izbranih »zelenih« virov, nujno sledi kritična obravnava ključnega argumenta zaradi katerega se sploh poslužujemo omenjenih aktivnosti prehoda na te vire energije. To je ekološka upravičenost izbranih virov.

4. EKOLOŠKA UPRAVIČENOST IZBRANIH VIROV

Ekološko upravičenost virov energije znanost obravnava s stališča kriterijev ogljičnega odtisa in njegove časovno povračilne kalkulacije, ter energetske povračilne kalkulacije. Oba kriterija se nanašata na celoten življenjski cikel proizvodnje, transporta, instalacije, vzdrževanja in na koncu reciklaže fizične tehnološke rešitve za izkoriščanje dotičnega energetskega vira.

4.1 Fotovoltaične elektrarne

Ogljični odtis fotovoltaične tehnologije raziskave ocenjujejo na 20–81 g CO2-eq/kWh. Kar je v primerjavi z energijo pridobljeno iz premoga 1079, lignita 1231, nafte 885 in zemeljskega plina 642 g CO2-eq/kWh izredno malo [13].

Natančneje raziskave kažejo 37.3, 31.8 in 28.5 g CO2-eq./kWh za mono, poly in filmsko siliciejevo tehnologijo proizvedeno v EU in 72.2, 69.2 in 54.3 g CO2-eq./kWh za mono, poly in filmsko silicijevo tehnologijo proizvedeno na Kitajskem [14].

Energetska povračilna kalkulacija fotovoltaičnega modula kot kažejo raziskave je 1.9 leta za mono kristalne silicijeve module, 1.6 za polikristalne in 1.4 leta za filmske silicijeve tehnologije. Predvidena življenjska doba panela je 35 let [13].

4.2 Vetrne turbine

Ogljični odtis 20 letnega življenjskega cikla vetrne turbine raziskave ocenjujejo na med 7 do 23g CO2eq/kWh. Tipično vgrajene vetrne turbine povrnejo energijo svojega življenjskega cikla po 6 mesecih do 2 letih svojega delovanja, medtem ko zahtevne aplikacije lahko ta čas podaljšajo tudi na 5 let [15].

4.3 Hidro elektrarne

Odstopanje v količini ogljičnega odtisa hidro elektrarn je izredno veliko. Raziskave tako poročajo vse od 0.2 do 152 g CO2-eq./kWh. Do takih razlik privedejo različne izvedbe in pristopi k izvedbi hidro elektrarn [17]. Elektrarne brez akumulacije, ali tiste kjer ni bilo potopljene veliko biomase, ki nato sprošča velike količine CO2 tako skoraj nimajo ogljičnega odtisa, medtem kot lahko slabe izvedbe, ki jih predstavlja elektrarna treh dolin na Kitajskem celo presežejo odtis lignitnih termo elektrarn.

Energijska povračilna kalkulacija tehnološko upravičeno izvedene hidro elektrarne kaže na povrnitev energije življenjskega cikla v 2 do 3 letih. Predvidena življenjska doba takšne elektrarne je 100 let [16].

4.4 Geotermalna elektrarne

Povprečne emisije tipičnih geotermalni elektrarn so ocenjene na 122 g CO2-eq./kWh [19].

Energijska povračilna kalkulacija pa je ocenjena na povprečno 5.7 let [20].

4.5 Termoelektrarne na biomaso

Raziskave kažejo velike razlike v emisijah CO2 pri termoelektrarnah na biomaso glede na samo konstrukcijo in izkoristek elektrarne. Raziskave tako poročajo količino emisij med 25 in 237 g CO2-eq. na kWh proizvedene energije. Pri tem najslabše rezultate dosegajo elektrarne z direktnim izgorevanjem odpadne biomase, najboljše pa tiste, ki uporabljajo uplinjevalni proces lesnih sekancev [29]. Energijske povračilne kalkulacije prav tako kažejo veliko odstopanje pri 3-5 letih povračilne dobe pri uplinjevalnih pa vse do 27 let pri elektrarnah na odpadno biomaso, pri projektirani 100 letni življenjski elektrarne [30].

4.6 Baterije

Največji problem električne energije je, da je razen v zelo omejenih količinah kot take ne moremo shraniti. Zato jo najbolj množično shranjujemo v obliki kemijske energije v baterije. Baterije tako predstavljajo ključni dejavnik v nadomeščanju tradicionalnih virov energije z električno energije. Kakor koli je obstoječa baterijska tehnologija relativno zelo slaba, energetsko neučinkovita in okoljsko obremenjujoča [18].

Vendar nove tehnologije, kot so LTO (Litij-titan-oksid) z izredno dolgo življenjsko dobo do 15.000 ciklov polnjenja in praznjenja kažejo, da je tudi s tega stališča zanje upanje [28].

Slika 1 spodaj prikazuje emisije CO2 proizvodnje različnih baterijskih tehnologij.

Table 3. CO_2 footprint of battery production (CF-prod.) as calculated based on corresponding LCI source.

Technology	CF-prod.[a] $kg_{CO_2}\ kg^{-1}$	Energy density $Wh\ kg^{-1}$	CF-prod.[a] $kg_{CO_2}\ kWh^{-1}$	Ref.
LFP	16.11	109	147.41	[49–51]
	13.98	83	168.56	
LTO	14.19	52	270.99	[49, 52]
LMO	13.80	116	118.90	[49, 53]
NCM	14.12	130	108.30	[49, 50, 54]
	16.13	139	115.98	
NCA	15.40	133	115.74	[49, 52]
VRLA	2.33	45	51.60	[55]
NaNiCl	13.01	112	116	[56–58]
VRFB	3.20	17	183	[45, 59]

[a] Carbon footprint of battery production.

Slika 1: Ogljični odtis proizvodnje baterij posamezne tehnologije [18].

Kot lahko iz Slike 1 zgoraj razberemo so emisije CO2 proizvodnje LTO baterij sicer najvišje: 270.99 kg CO2-eq./kWh. Dalje raziskave kažejo na emisije povezane z delovanjem baterij na dodatnih 0.48 kg CO2-eq./kWh, ki pa se z razvojem drastično nižajo in bodo pričakovano do leta 2050 padle na 0.14 kg CO2-eq./kWh [18].

Ker raziskave ne obravnavajo celotnega življenjskega cikla baterij in ne poročajo karbonske in povračilne kalkulacije bomo na podlagi obstoječih podatkov res na grobo ocenili le te.

Iz podatkov analize emisij avtomobilskih motorjev razberemo, da tipični dizelski motor z notranjim izgorevanjem proizvede cca 165gCO2 –eq./km [24] , kar pri povprečni porabi 5 litrov na 100km pomeni proizvodnjo 3,3 kgCO2/l porabljenega goriva. Ta podatek lahko vzamemo kot povprečno proizvodnjo CO2 dizelskega motorja z notranjim izgorevanjem za približek emisijske in energetske povračilne kalkulacije baterije LTO.

Emisija CO2 za izdelavo baterije znaša 271kgCO2-eq./kWh[18] kar pri upoštevanju 3,3 kgCO2/l porabljenega goriva dizelskega motorja z notranjim izgorevanjem predstavlja ekvivalent 82 litrom pokurjenega dizelskega goriva našega vzročnega motorja. Na cikel baterija proizvede cca 0,48 kgCO2/kWh, kar pomeni 2,82 kgCO2/kWh manj kot avtomobil. Proizvodne emisije tako v primerjavi z emisijami našega dieselskega motorja izniči po 29,07 ciklih.

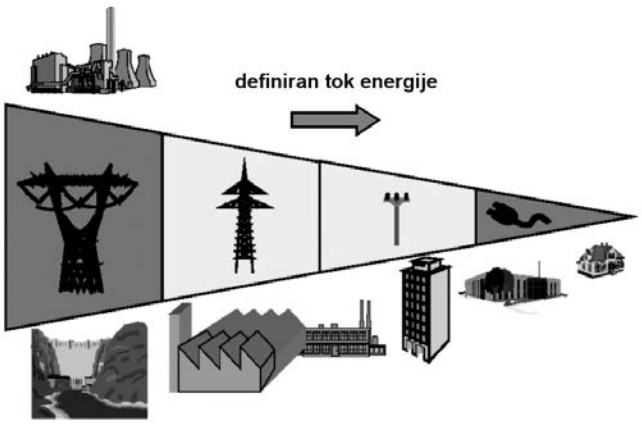
Še enkrat poudarimo, da gre za res grobo oceno, ki ne zajema energije in emisij transporta, vgradnje in reciklaže, saj študije takšnih scenarijev ni bilo mogoče najti. Po grobih ocenah izpuščene energije bi lahko uporabili vsaj 5 kratnik dobljenega rezultata.

Raziskave pa poročajo energijsko povračilno kalkulacijo relativno na izbrano tehnologijo in porabo energije med transportom, vgradnjo in načinom reciklaže med 0.72 in 10 leti. Pri čemer raziskave poročajo najkrajšo energijsko povračilno kalkulacijo baterije Li-ion(Litij ionske) baterije in najnižjo za NiMH(kovinski nikelj hidrat) baterije[27].

Energijske povračilne kalkulacije za LTO baterije še žal ne poroča nobena najdena raziskava. Tako, da se spet zatečemo k grobi oceni z istimi vhodnimi podatki kot smo to naredili predhodno za emisijsko povračilno kalkulacijo. Energetsko gledano tako, v primerjavi z našim dizelskim motorjem z notranjim izgorevanje proizvodnja baterije pomeni 820kWh energije. Kar pri povprečnem izkoristku baterije 80% na cikel pomeni energijsko povračilno kalkulacijo pri okoli 984 ciklih. To pri dnevnem cikli polnjenja in praznjenja pomeni energetsko povračilno dobo cca. 2,7 leta.

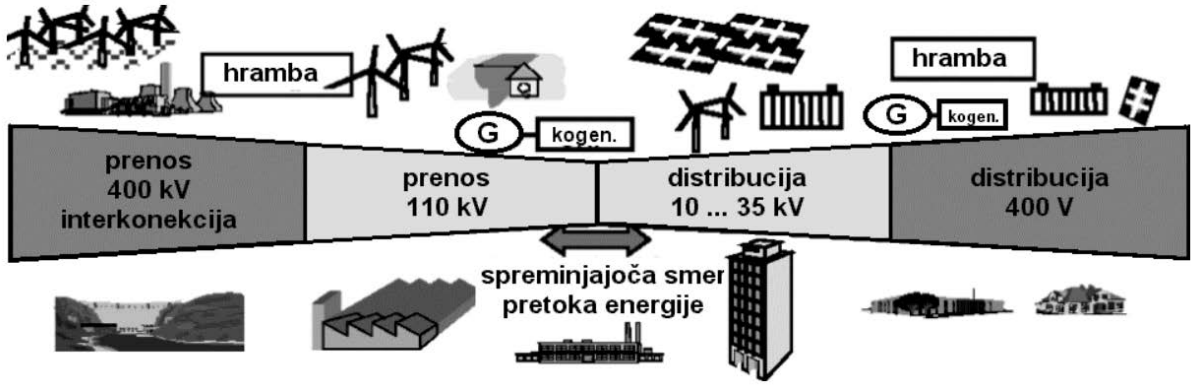
5. RAZPRŠENI VIRI

Med razpršene vire štejemo vse tiste vire električne energije, ki niso centralno načrtovani in vodeni. Za enkrat je njihov delež v sistemu majhen in imamo še vedno opravka s t.i. tradicionalnim modelom električnih omrežij, ki ga prikazuje spodnja Slika 2.



Slika 2: Obstoječ model elektro energetskega omrežja [26].

Ta model temelji na pretoku električne energije samo v eno smer, od velikih proizvajalcev na visoko napetostnem nivoju do odjemalcev na nizko in srednje napetostnem nivoju.
Če želimo imeti v omrežju visok delež reguliranih razpršenih virov, je potrebno omrežje najprej na to pripraviti. Novo omrežje mora vsebovati proizvodnjo in hrambo električne energije na vseh napetostnih nivojih, ter regulirane pretoke energije med prenosnim in distribucijskim omrežjem v obe smeri (Slika 2).



Slika 3: Nov model omrežja z veliko količino razpršenih virov [25].

5.1 Vpliv razpršenih virov na elektro-energetski sistem

Razpršeni viri pomembno vplivajo na pretoke moči v omrežju ter na obremenitve elementov omrežja. Ker se na količino proizvedene električne energije iz razpršenih virov načeloma da zelo malo ali pa sploh nič vplivati, le-ti povzročijo težave pri voznih redih ostalih, praviloma večjih proizvodnih enot, ki so centralno vodene.

Razpršeni viri prav tako vplivajo na kakovost napetosti v omrežju, saj povzročajo upade in poraste napetosti in harmonike.

Ogrožena je tudi selektivnost zaščite omrežja, saj lahko v primeru stihijskega vključevanja teh virov pride do nenadzorovanega in nepričakovanega pretoka moči iz distribucijskega nazaj

v prenosno omrežje. Težave se začnejo takrat, ko je njihova moč velika, odjem v omrežju pa majhen in razpršen ter električno oddaljen od mesta vključitve [25].

Glede na nepredvidljivost nekaterih razpršenih virov je v sistemu načeloma za vsak inštaliran kW električne energije, ki je pridobljen z viri, ki izkoriščajo energijo na primer vetra ali sonca, treba imeti dodaten kW rezerve moči, ki vskoči na pomoč ob ne primernem vetru, ali ko se spremeni jakost sončnega sevanja.

Trenutno razpršeni viri prispevajo k povečanju zanesljivosti omrežja le v tistih šibkih omrežjih, ki sama niso sposobna pokriti konične obremenitve.

Razpršeni viri bodo v električno omrežje vključeni na vseh napetostnih nivojih. Obenem bo njihova inštalirana moč in proizvedena energija predstavljala vedno večji odstotek vse energije v omrežju. Zaradi tega bo nujno potrebno obvladovati količino proizvedene energije iz razpršenih virov, kakor tudi njeno časovno porazdelitev.

Potrebno bo združevanje manjših enot v imaginarne večje enote, kar bo omogočalo hrambo energije in med sabo kontrolirano izmenjevanje električne energije. To pa bo mogoče le s celovitim sistemom vodenja omrežja, ki bo omogočal regulacijo manjših proizvodnih enot in pretokov moči v omrežju [25].

6. NAPOVEDI IMPLEMENTIRANE PROIZVODNJE V PRIHODNOSTI

Če želimo še nadalje analizirati relevantnost uvedbe omenjenih sprememb in oceniti s kakšno hitrostjo jih moramo implementirati, moramo pogledati v kakšni količini in kako hitro se nam obetajo fizične spremembe.

6.1.1 Biomasa

Napovedi kažejo, da bomo do leta 2025 iz biomase proizvajali 696TWh/leto električne energije in do 2035 že 1,487 TWh/leto [21].

6.1.2 Hidro energija

Iz hidro energije so napovedi proizvodnje 4513TWh/leto do leta 2025 in 5,677 TWh/leto do leta 2035 [21].

6.1.3 Geotermalna energija

Iz geotermalnih virov 131TWh/leto do leta 2025 in 315 TWh/leto do leta 2035 [21].

6.1.4 Veter

Z izkoriščanjem vetra je pričakovana letna proizvodnja do leta 2025 kar 16.400 TWh/leto[11].

6.1.5 Fotovoltaika

Fotovoltaični sistemi pa bi naj po napovedih dosegli med 2,4 in 9 TWp vgrajene moči, kar po najbolj optimističnem scenariju v proizvodnji energije pomeni cca. 9900TWh/leto [22].

Glede na povedano lahko grobo ocenimo, da bo do leta 2035 v obliki obnovljivih virov in najverjetneje, glede na politike implementacije v veliki meri v obliki razpršenih virov v omrežju kapacitet za proizvodnjo energije za okoli 33.779 TWh/leto. To pomeni da bomo po napovedih do leta 2035 nadomestili 27% vse energije, ki jo trenutno proizvedemo s konvencionalnimi viri z električno energijo pridobljeno iz obnovljivih virov. Kot smo ugotovili danes z elektriko zadovoljujemo zgolj 9% vseh energetskih potreb. Napoveduje se torej 18% porast obremenitve svetovnega elektro energetskega sistema, kar je ogromno in jasno kaže na nujnost prilagoditve trenutne infrastrukture in sistema upravljanja.

Za celotno sliko pa je potrebno raziskati tudi spremembe v porabi, ki se trenutno napovedujejo predvsem s prehajanjem na uporabo elektrike v avtomobilski industriji.

7. VPLIVI ELEKTRIČNIH VOZIL

Za transport trenutno porabimo 31.358 TWh energije pridobljene iz naftnih derivatov na leto. Napovedi kažejo, da bomo leta 2040 porabili 45.132 TWh/leto [23]. Od tega večino prispevajo osebni avtomobili in tovorna vozila. Če premislimo je izražen cilj politike tudi s tega stališča, nadomestiti 26% celotne svetovne energije, z električno energijo do leta 2040.

7.1 Vpliv avtomobilov na okolje

Emisije CO2 avtomobilov so zelo dobro raziskano področje. Bilo je narejenih tudi veliko primerjalnih raziskav in analiz med klasičnimi, hibridnimi in električnimi avtomobili. Spodnja Slika 4 prikazuje emisije CO2 avtomobilov, ki porabljajo različno gorivo.

WTT, tank-to-wheel (TTW) and total WTW emissions from reference drivetrains in gram CO_{2eq} km^{-1}.

Vehicle configuration	Fuel	WTT emissions (g km^{-1})	TTW emissions (g km^{-1})	Total emissions (g km^{-1})
Regular diesel	Diesel	25 ± 5	131	156 ± 5
Regular petrol	Petrol	22 ± 6	140	163 ± 6
Parallel hybrid	Petrol	18 ± 4	112	129 ± 4
SHEV central motor	Petrol	15 ± 4	93 ± 18	108 ± 21
SHEV wheel motor	Petrol	13 ± 4	81 ± 17	93 ± 20
PHEV CM 2010	Electricity/petrol[a]	3–116	29 ± 6	25–151
PHEVWM future	Electricity/petrol[a]	2–99	24 ± 5	22–129
BPEVCM 2010	Electricity	0–166	0	0–166
BPEVCM 2015	Electricity	0–163	0	0–163
BPEVWM 2015	Electricity	0–139	0	0–139
BPEVWM future	Electricity	0–136	0	0–136

[a] PHEV emissions use 70% electricity and 30% petrol.

Slika 4: Primerjava emisij CO2 osebnih avtomobilov pri uporabi različnih goriv [24]

Vidimo lahko, da so emisije električnih avtomobilov zelo odvisne od vira s katerim pridobimo električno energijo. Iz tabele lahko tako razberemo, da električni avtomobili na elektriko pridobljeno iz popolnoma obnovljivih virov praktično nimajo vpliva na količino CO2

v ozračju, medtem ko tisti s pridobljeno električno energijo v lignitnih termo elektrarnah tudi po 7 krat presegajo emisije CO2 avtomobila z dizelskim motorjem [24].

7.2 Vpliv električnih vozil na elektro energetski sistem

Simulacije raziskav so pokazale, da lahko nekoordinirana in nepravilno vodena bodoča infrastruktura za polnjenje električnih avtomobilov, pri 30% prehodu vseh transportnih sredstev na elektriko, poveča konico vršne energije javne infrastrukture do 7% in konico vršne energije stanovanjskih hiš za 54%. To lahko privede do prekoračitve tako proizvodnih kot tehnoloških kapacitet distribucijskega omrežja.

Vodeno in regulirano polnjenje električnih vozil izven standardnih konic vršne porabe električne energije pa bi rezultiralo v 20% višji in bolj stabilni pasovni porabi in dvignilo konico vršne energije stanovanjskih hiš le za 7%. Raziskave tako zaključujejo, da s tako vodenim sistemom polnjenja, tudi pri 100% prehodu vseh transportnih vozil na uporabo električne energije, dodatne proizvodne kapacitete sploh ne bi bile potrebne [24].

Tako lahko tudi s tega stališča argumentiramo in še enkrat poudarimo kako zelo pomembne so spremembe v upravljanju z električno energijo in kako pomemben je čim hitrejši razvoj in implementacija sistemov za upravljanje z energijo.Za učinkovito upravljanje pa je potrebna posodobljena infrastruktura, ki se v zadnjem času implementira z uporabo IKT, njene manifestacije pa smo poimenovali pametna omrežja.

8. PAMETNA OMREŽJA

Kot smo že pokazali največjo težavo v omrežju povzroča množična integracija razpršenih virov. Probleme v obratovanju omrežij z razpršenimi viri bolj kot visoke obremenitve, ki so zaradi kompenziranja odjema in razpršene proizvodnje praviloma celo nižje, povzročajo visoki napetostni profili in nihanja napetosti, ki jih klasični načrtovalski postopki obvladujejo zgolj z dodatnim ojačitvami omrežja, kar predstavlja precejšne investicijske izdatke ob relativni nizki izkoriščenosti celotne kapacitete omrežja. Smotrno je torej klasične načrtovalske postopke postopoma nadgraditi z razvojem novih naprednih načrtovalskih konceptov, ki bodo optimalno upoštevali trenutno stanje tehnike in dolgoročen razvoj tehnologij pametnih omrežij [26].

Definicija: Pametno omrežje je elektroenergetsko omrežje, ki lahko stroškovno učinkovito vključuje vse proizvodne vire, odjemalce in tiste,ki so oboje, s ciljem ekonomsko učinkovitega, trajnostnega sistema z nizkimi izgubami ter visokim nivojem zanesljivosti, kakovosti in varnosti dobave električne energije [26].

Za načrtovanje razvoja omrežja je ključnega pomena obdelava vhodnih podatkov v razvojni analizi. Ključnega pomena za koncept so torej informacijske in komunikacijske tehnologije, ki povezujejo vse elemente v sistemu v funkcionalno celoto.

Tako se spodbuja razvoj novih IKT tehnologij, integracij sistemov in obsežnih podatkovno-informacijskih skladišč s širokim naborom podatkov. Večja observabilnost vzdolž celotnega omrežja omogoča naprednejšo, natančnejšo in zato bolj konsistentno obdelavo vhodnih

podatkov, ki skupaj z razvojem novih elementov za podporo obratovanju dajejo možnost razvoja in nadgradnje obstoječih konceptov obratovanja in načrtovanja omrežij [26].

V konceptu pametnih omrežij je potrebno vzpostaviti informacijske povezave tudi s končnimi uporabniki omrežja (odjemalci, proizvajalci oziroma njihovimi razpršenimi viri) in drugimi elementi sistema, kot na primer s hranilniki električne energije in z infrastrukturo za električne avtomobile.

Pametna omrežja potrebujemo odjemalci, ker bo s pametnimi omrežji povečanje cene električne energije manjše kot brez njih. Pametna omrežja potrebuje slovenska industrija, da bo lahko ostala konkurenčna na globalnih trgih. In pametna omrežja potrebuje predvsem Republika Slovenija, ki je sprejela evropske okoljske zaveze in ki potrebuje gospodarsko rast.

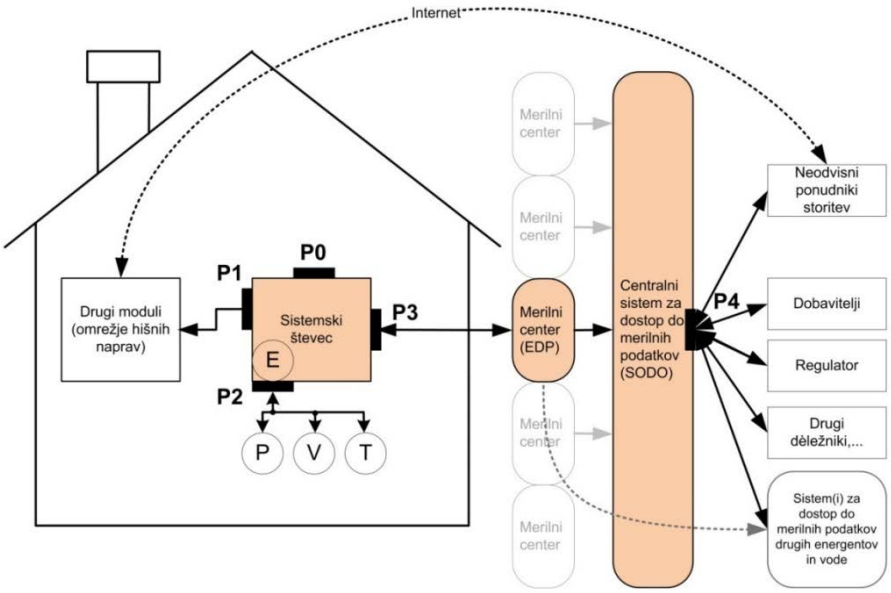
Kot kažejo izkušnje evropskih držav, nastopijo ob večanju deleža razpršenih virov najprej lokalne težave. Največkrat so to problemi z vzdrževanjem napetostnega profila, zlasti v primeru visoke proizvodnje in nizke porabe.

Pametna omrežja ne pomenijo, da vlaganja v primarno infrastrukturo ne bodo več potrebna. Nove tehnologije bodo le omogočile, da se bo, kjer bo to mogoče, bolje izkoristila obstoječa infrastruktura. Predvideno konstantno naraščanje porabe električne energije pa bo še vedno zahtevalo nove naložbe v primarno opremo [26].

Veliko tehnologij pametnih omrežij že obstaja, vendar njihova implementacija v velikem obsegu v praksi še ni izvedena in predstavlja nove izzive. Pomemben delež obstoječih projektov raziskuje aktivno vlogo odjemalcev. Vključitev tako proizvajalcev kot tudi porabnikov električne energije v vodenje omrežja ter njihov nastop na trgu električne energije in storitev odpira številne možnosti nadaljnjega razvoja [26].

8.1 Napredna merilna infrastruktura

Od napredne merilne infrastrukture pričakujemo predvsem posodobitev obstoječega sistema merjenja za namen obračunskih meritev v smislu informatizacije vseh procesov – od avtomatskega odčitavanja do priprave podatkov za obračun po dejanski mesečni porabi, podporo naprednim tarifnim sistemom in drugim funkcijam, ki bodo omogočala izvajanje ukrepov aktivnega vključevanja odjema, možnost izrabe infrastrukture za odčitavanje porabe drugih energentov in vode, podporo tehničnim procesom, kot so načrtovanje in obratovanje (spremljanje pretokov, merjenje izgub), ter spremljanje nekaterih parametrov kakovosti (Slika 5). Predvidevajo pa tudi možno vključevanja porabnikov kot aktivnih/odzivnih deležnikov [26].



Slika 5: predlagan sistem napredne merilne infrastrukture in toka podatkov [26].

8.2 Vplivi pametnih omrežij

Distribucijska podjetja bi z ustrezno regulacijo razpršenih virov zmanjšala izgube na omrežjih in zmanjšale stroške pri obratovanju in obnavljanju omrežij.

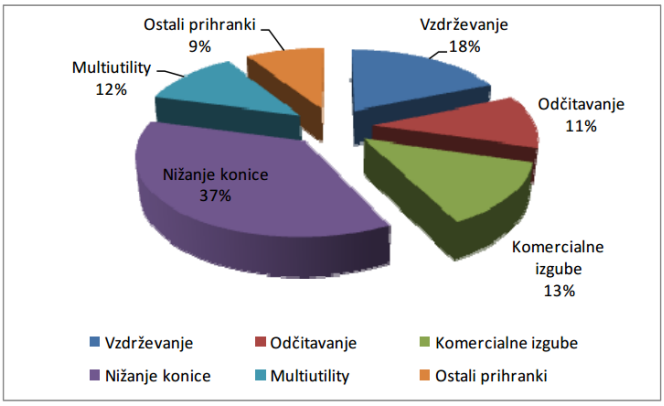
Odjemalci pa bi med drugim pridobili natančne račune o mesečni porabi, večjo izbiro paketov oskrbe in možnost prilagajanja svoje porabe, hitrejši in učinkovitejši postopek menjave dobavitelja, posledično pa tudi možnost nižjega stroška električne energije ali celo maksimizacije dobička v primeru nameščenih proizvodnih enot.

Z obveščanjem odjemalcev o njihovi dejanski porabi se tudi veča njihovo zavedanje o porabi električne energije in s tem ekološka ozaveščenost [26].

8.3 Ekonomika sistemov naprednega merjenja

Rezultati ekonomskih analiz kažejo, da je sistem naprednega merjenja že v sedanjem stanju upravičen. Z družbenega vidika je notranja stopnja donosa 15,3 %, naložba pa se povrne v 12 letih ob predvidenih 20 letih življenjske dobe. Naložba je ekonomsko upravičena tudi zgolj z vidika Sistemskega operaterja prenosnega omrežja, kjer je stopnja donosa 10,4 %, naložba pa se povrne v 15 letih. Skupne koristi sistema v njegovi življenjski dobi znašajo skoraj 500 milijonov €. Največji delež pri tem odpade na koristi zaradi manjših vlaganj v omrežje (posledica ukrepov vključevanja aktivnega odjema), čemur sledijo prihranki vzdrževanja in odčitavanja podatkov obstoječega sistema merjenja, nižje komercialne izgube ter možnost odčitavanja plina, vode in daljinske toplote [26].

Spodnja Slika 6 prikazuje odstotek prihrankov po omenjenih sektorjih.



Slika 6: Deleži skupnih prihrankov sistema naprednega merjenja za sistemskega operaterja

8.4 Aktivni in odzivni odjemalci

Programe spodbujanja odzivnosti odjema delimo na:

- programe neposrednega krmiljenja bremen in
- programe kritične konične tarife.

S programi neposrednega krmiljenja bremen, odjemalec sistemskemu operaterju (ali izvajalcu v imenu sistemskega operaterja) dovoli direktno nadziranje delovanja posameznih naprav.

Najprimernejše naprave so klimatske naprave, grelci vode, hladilniki in zamrzovalniki in električne ogrevalne naprave. Pri vseh se udobje odjemalcev praktično ne zmanjša, če se njihovo delovanje prekine za krajši čas. Odjemalec je za vstop v program finančno stimuliran. Izvajalec programa daljinsko upravlja z delovanjem omenjenih naprav, tako da jih ciklično izklaplja za krajši čas. Predhodno se z odjemalci dogovori, kolikokrat v določenem obdobju se lahko naprave izklaplja, koliko časa lahko traja ciklično izklapljanje in kolikšen je minimalni čas med dvema izklopoma [26].

Bistvena prednost programa je, da imajo izvajalci nadzor nad delovanjem in visoko zanesljivost odziva. Nadzorovana bremena so lahko združena v skupine in vsaka je lahko nadzorovana neodvisno od drugih.

Na spodnji Sliki 7 je prikazano število naprav v slovenskih gospodinjstvih, ki so primerne za daljinsko krmiljenje, po dostopnih podatkih in ocenah.

Naprava	Število v Sloveniji	Sočasnost v %	Potencialni prihranek v MW
Hladilniki	~ 900.000	30	~ 30
Grelci vode	~ 400.000	2 – 15	2 – 29
Klimatske naprave	~ 140.000	5 - 15	10 – 29
Toplotne črpalke	~ 18.000	12,5 - 25	9 - 18
Skupaj	-		**51 - 106**

Slika 7: Število naprav pri slovenskih industrijskih odjemalcih in potencialni prihranek moči [26].

Slika 8 spodaj pa prikazuje konične energetske prihranke in potencialne prihranke v odstotkih pri slovenskih industrijskih odjemalcih.

Industrijska panoga	Število sistemov	Povprečni prihranek konice v kW	Povprečni prihranek konice v %
Metalna	13	410	12,4
Lesna	5	330	10,0
Tekstilna	6	257	11,9
Steklarska	1	750	11,5
Papirna	3	2.300	17,1
Gumarska	2	980	11,0
Livarska	5	1.130	21,3
Strojna	2	650	10,5
Železarska	1	5.000	13,2
Oblačila	2	140	10,5
Prehrambena	1	150	11,5
Drugo	6	303	12,5

Slika 8: Rezultati zniževanja konice iz pilotnih projektov v slovenski industriji [26].

8.4.1 Ekonomika odzivnosti odjema

Podrobnejši izračuni kažejo, da je neposredno krmiljenje bremen smiselno zgolj za uporabo sistemskega operaterja za potrebe omrežja. Program kritične konične tarife razen uvedbe sistema naprednega merjenja ne potrebuje večjih dodatnih vlaganj, zato njegova ekonomika ni

vprašljiva. Letni prihranek je ocenjen na 10 milijonov € z vidika distribucijskega omrežja in na 20 milijonov € z vidika celotnega EES [26].

Spodnja Slika 9 prikazuje letne koristi različnih načinov uporabe odzivnosti odjema.

Način izrabe	Korist v primeru 20 ur uporabe	Korist v primeru 50 ur uporabe
Optimiranje nakupa	5 €/kW	10 €/kW
Prodaja na trgu	4 €/kW	7,5 €/kW
Izravnavanje odstopanj	2 €/kW	5 €/kW
Terciarna rezerva	10 €/kW	20 €/kW
Nižanje konice	200 €/kW	

Slika 9: Letne koristi različnih načinov uporabe [26].

9. SKLEP

Na podlagi ugotovitev analiziranih raziskav vpliva človekovega izkoriščanja ne obnovljivih virov energije lahko sklenemo, da je splošni družbeni in politični konsenz o ekološki nevzdržnosti obstoječih praks popolnoma upravičen. Izmerjeni dvig količine CO2 v ozračju ter zaznano in simulirano globalno segrevanje jasno nakazujeta, da so ukrepi za njuno izničenje več kot potrebni.

V znanosti je sicer moč zaznati veliko mero skepticizma glede uporabljenih metodologij v raziskavah, velikosti vzorcev itd. ter s tem glede korelacije med vzroki in posledicami. Vendar so vsi ostali argumenti proti rabi v večini fosilnih in s tem omejenih virov, ki so v drugih aplikacijah (kot je npr. izdelava plastike), kljub temu dovolj močni da lahko potrdimo upravičenost naporov v prehodu na obnovljive vire energije.

Kritična analiza virov in narave njihove tehnologije s katerimi smo se odločili nadomeščati do sedaj uporabljene tradicionalne vire je pokazala, da so prav vsi, pri pravilni uporabi prav to za kar jih imamo: obnovljivi in njihova uporaba trajnostno vzdržna. Največja problematika se je na tem področju pokazala pri potrebi po shranjevanju energije, ki jo sedaj rešujemo s pomočjo baterij. Tukaj lahko zaključimo, da so baterije čeprav s stališča emisij CO2 in povračilne energetske kalkulacije upravičujejo svojo uporabo še vedno v tem smislu najšibkejši člen celotne zgodbe uporabe zelene energije in da bo na področju razvoja shranjevanja električne energije potrebnega še veliko dela.

Implementacijske politike zelenih virov, pa so se s stališča zagotavljanja stabilne in kvalitetne dobave električne energije pokazale za problematične. Tehniko spodbud privatnega sektorja za dosego javnih ciljev lahko razumemo kot prelaganje odgovornosti, ki kot taka v sistem vsiljuje razpršenost virov in z njimi vse navedene negativne učinke. Tukaj lahko zaključimo, da bi bila z energetskega stališča veliko bolj učinkovita centralizirano orientirana politika implementacije novih virov. Vendar če privzamemo, da je to v tem trenutku družbeno, ekonomsko in politično edini sprejemljiv način prehoda na zeleno energijo, lahko ocenimo da

so aktivnosti identifikacije problemov in rešitev v obliki spremembe vodenja in upravljanja z električno energijo ne le dobra in prava ampak tudi nujna rešitev.

Moč vodenja in upravljanja se je najbolj jasno pokazala na primeru osebnih vozil, kjer je v primeru pravilnega upravljanja z energijo mogoč instantni 100% prehod na električno energijo, ki pomeni instantni nadomestek cca 24% celotne svetovne energije z električno, brez potrebe po dodatnih kapacitetah in dodatnih vlaganjih v prenosno in distribucijsko omrežje.

Tudi glede na zaključke analize energetske in finančne upravičenost uvajanja sprememb v upravljanju z energijo, ki se manifestirajo v obliki t.i. pametnih omrežjih lahko zaključimo, da je to pravi in nujen ukrep, ki bo ne glede na količino razpršenih virov v omrežju z minimalnimi vlaganji v infrastrukturo zagotovil dolgotrajno zanesljivo proizvodnjo, prenos, distribucijo in razdeljevanje zelene električne in na sploh celotne energije končnim porabnikom.

10. VIRI, LITERATURA

[1] John Twidell, »Renewable energy resources,« 2015 3rd edition. Dostopno prek: https://books.google.si/books?id=LYMcBgAAQBAJ&lpg=PP1&ots=FxRfV25YI1&dq=John%20Twidell%2C.%20Renewable%20energy%20resources&lr&hl=sl&pg=PP1#v=onepage&q&f=false (10.3.2018)

[2] Stephen H. Schneider, »The Greenhouse Effect: Science and Policy«. Dostopno prek: http://science.sciencemag.org/content/243/4892/771(10.3.2018)

[3] John F. B. Mitchel, »The “Greenhouse” effect and climate change«. Dostopno prek: http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/RG027i001p00115/full (10.3.2018)

[4] Reinhard Haas, »A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energysources in EU countries«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110003849 (10.3.2018)

[5] L. Hanc and B.M. Winters, »The EU Winter Package Briefing Paper 2017«. Dostopno prek: http://www. fsr.eui.eu/wp-content/uploads/The-EU-Winter-Package.pdf (10.3.2018)

[6] »Global energy statistical Yearbook – World consumption«. Dostopno prek: https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html (10.3.2018)

[7] «Global energy statistical Yearbook – renewables«. Dostopno prek: https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html (10.3.2018)

[8] Svetlana Ladanai and Johan Vinterbäck, »Global Potential of Sustainable Biomass for Energy«. Dostopno prek: http://www. pub.epsilon.slu.se/id/document/2883 (10.3.2018)

[9] Jože Pihler, »Proizvodnja električne energije in gospodarjenje 2017«. Študijsko gradivo 2017.

[10] Athina Korfiati et all, »Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data«. Dostopno prek: https://journals.aau.dk/index.php/sepm/article/view/1218/1159 (10.3.2018)

[11] MoniqueHoogwijk, »Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988304000246 (10.3.2018)

[12] Valgardur Stefansson, »World Geothermal Assessment«. Dostopno prek: https://orkustofnun.is/gogn/Greinargerdir/Jardhitavettvangur/World-geothermal-assessment-VS.pdf (10.3.2018)
[13] Ronny Glöckner et all., »Energy payback time and carbon imprint of commercial photovoltaic systems«. Dostopno prek: http://www.smartgreenscans.nl/publications/Glockner-and-deWildScholten-2012-Energy-payback-time-and-carbon-footprint-of-Elkem-Solar-Silicon.pdf(10.3.2018)
[14] Dajun Yue, »Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14001935 (10.3.2018)
[15] R Camilla Thomson in Gareth P Harrison, »Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Onshore Wind Power«, University of Edinburgh June 2015. Dostopno prek: https://www.climatexchange.org.uk/media/1463/main_report__life_cycle_costs_and_carbon_emissions_of_onshore_wind_power.pdf (10.3.2018)
[16] D.Weißbach et all., »Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213000492 (10.3.2018)
[17] Hanne LercheRaadal, »Life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from the generation of wind and hydro power«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111001924 (10.3.2018)
[18] M. Baumann, »CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications M. BaumannCO Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications«. Dostopno prek: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ente.201600622 (10.3.2018)
[19] »World Energy Resources Geothermal | 2016«. Dostopno prek: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Geothermal_2016.pdf]
[20] KewenLi et all., »Comparison of geothermal with solar and wind power generation systems«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008740(10.3.2018)
[21] OmarEllabban et all., »Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114005656 (10.3.2018)
[22] MarcoRaugei in Paolo Frankl, »Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209000061(10.3.2018)
[23] »Global Transportation Energy Consumption: Examination of Scenarios to 2040 using ITEDD 2017«. Dostopno prek: https://www.eia.gov/analysis/studies/transportation/scenarios/pdf/globaltransportation.pdf (10.3.2018)
[24] Oscar van Vliet, »Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877531001726X (10.3.2018)

[25] Dejan Matvoz, »Razpršeni viri električne energije in naprave FACTS v elektroenergetskih omrežjih«. Dostopno prek: http://www.cigre-cired.si/Images/files/documents/7_konferenca_Velenje_2005/2005-CIRED4-1.pdf (10.3.2018)

[26] YoramKrozer, »Cost and benefit of renewable energy in the European UnioN«. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112003643 (10.3.2018)

[27] Carl JohanRydh in drugi, »Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part II: Energy return factors and overall battery efficiencies«. Dostopno prek: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890404002419 (10.3.2018)

[28] »Toshiba SciB batteries«. Dostopno prek: http://www.scib.jp/en/product/cell.htm(10.3.2018)

[29] Stephanie Baldwin, »Carbon footprint of electricity generation«. Dostopno prek: http://www.geni.org/globalenergy/library/technical-articles/carbon-capture/parliamentary-office-of-science-and-technology/carbon-footprint-of-electricity-generation/file_9270.pdf(10.3.2018)

[30] Luc Gagnon, »Electricity Generation Options: Energy Payback Ratio. Hydro-Quebeck«. Dostopno prek: http://tc4.iec.ch/FactSheetPayback.pdf(10.3.2018)

NASLOV AVTORJA

Gorazd LEDINEK

Fakulteta za elektrotehniko računalništvo in informatiko

Univerza v Mariboru

gorazd.ledinek@student.um.si

PROJEKTI HIDROELEKTRARN NA SPODNJI DRAVI

Martin MALARIĆ

POVZETEK

V članku je predstavljena zgodovina elektroenergetskega izkoriščanja reke Drave na Hrvaškem s poudarkom na načrtovane projekte. Podani so tehnični podatki že zgrajenih objektov in novo načrtovanih hidroelektrarn Molve 1 in 2 ter večnamenskega hidrotehničnega sistema Osijek. Predstavljene so koristi ter težave, ki se pojavljajo pri načrtovanju novih projektov.

ABSTRACT

This article describes the history of using the river Drava as a source of power in Croatia with focus on the planned projects. Here are presented the technical information of builded objects, planned hydropower plants Molve 1 and 2 and multifunctional hydrotechnical system Osijek. Benefits and problems, appearing in planning new projects are also described.

1. UVOD

Reka Drava je živa reka. Dokaz temu je mesto Legrad, ki ga je Drava po poplavi in perforaciji velikega meandra leta 1710 preselila iz Međimurja v Podravino. Je tudi navdih velikim umetnikom naive, ki so delovali in še delujejo v majhni podravski vasi Hlebine, kot so Ivan Generalić, Krsto Hegedušić in Mijo Kovačić.

Na Hrvaškem je dolžina Drave 323 km, povprečni pretok na vhodu v državo je 315 m^3/s, po izlivu reke Mure ima 530 m^3/s, pri izlivu v Donavo pa ima povprečni pretok 530 m^3/s. Ima zelo ugoden razpored pretokov čez leto zaradi velikih akumulacij vode v snegu, z velikimi vodnimi količinami na koncu po in na začetku poletja kar je zelo pomembno za hrvaški elektroenergetski sistem. Takšen režim je prednost za obstoječe in prihodnje hidroelektrarne ker so inverzne jadranskimi in na ta način zmanjšujejo obseg angažiranja termoelektrarn.

Do danes so na hrvaškem delu Drave zgrajene tri hidroelektrarne: HE Varaždin (1975), HE Čakovec (1983) in HE Dubrava (1990). Skupni energetski potencial reke Drave ki še ga je možno izkoristiti je 2,58 TWh/leto. Načrtovane so bile še štiri vodne stopnice, ki bi se gradile v sodelovanju z Madžarsko (HE Đurđevac, HE Barcs, HE Moslavina in HE Osijek) oz. pet (HE Botovo, HE Novo Virje, HE Barcs, HE Donji Miholjac in HE Osijek), če bi se še zgradila veriga hidroelektrarn na reki Muri. Nič od načrtovanega ni realizirano zaradi vojnih dogodkov, in odpoved Madžarske in Slovenije zaradi ekoloških rizikov. Tudi sprejeta Natura 2000, ki ščiti

obale reke Drave, je dodatna težava za pripravo gradnje verige dravskih hidroelektrarn na Hrvaškem.

2. ZGRAJENE DRAVSKE HIDROELEKTRARNE NA HRVAŠKEM

Vsaka hidroelektrarna se imenuje po mestu blizu katerega je zgrajena. Sočasno imajo več pomenov: ščititi zemljišča in naselja Varaždinske in Međimurske županije pred poplavami in erozivnim delovanjem, izsušiti prekomerno vlažno zemljišče ali ga gravitacijsko namakati in izkoriščati v športne in turistične namene. Akumulacija HE Varaždin tudi oskrbljuje vodo tovarni sladkorja v Ormožu.

Tabela 1. Tehnični podatki hidroelektrarn Varaždin, Čakovec in Dubrava [1]

	HE Varaždin	HE Čakovec	HE Dubrava
Povprečni letni pretok [m^3/s]	315	325	335
Površina akumulacije [km^3]	3,0	10,5	16,6
Volumen akumulacije [hm^3]	8	51	93,5
Dolžina dovodnega/odvodnega kanala [km]	7,4 / 7,2	2,0 / 6,5	2,0 / 4,8
Višina dovodnega kanala [m]	14	13,5	13,5
Nazivni pretok turbine [m^3/s]	225	250	250
Inštalirani pretok [m^3/s]	450	500	500
Konstrukcijski padec [m]	21,9	17,5	17,5
Število vrtljajev [rpm]	125	125	125
Moči turbin [MW]	2x45	2x40,3	2x40,3
Moči generatorjev [MW]	86	75,9	75
Letna proizvodnja električne energije [GWh]	476	400	358

V zgornji tabeli so prikazani nekateri tehnični podatki treh zgrajenih hrvaških hidroelektrarn na reki Dravi. HE Varaždin ima 2 kaplanovi turbini, HE Čakovec in Dubrava pa imata cevne izvedbe turbine katere imajo velike prednosti pred proizvodnimi enotami z vertikalno osjo. Manjši so gradbenišni stroški strojnice, ne potrebujejo posebnega regulatorja pretoka, imajo

možnost odvoda poplavnih vod ko elektrarna ni v pogonu ter večjo varnost in zanesljivost obratovanja.

3. PLANIRANE HIDROELEKTRARNE

3.1 Hidroelektrarni Molve 1 in 2

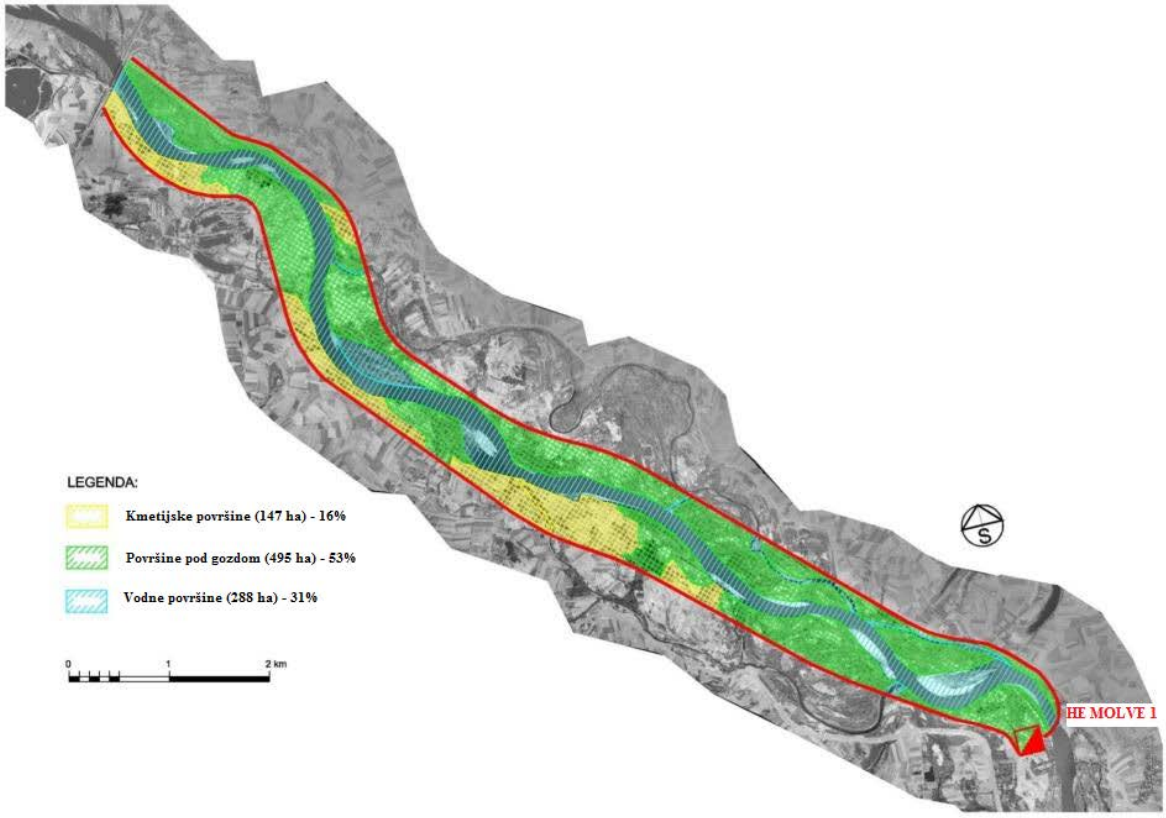
Leta 1998 je narejena študija vplivov na okolje za gradnjo hidroelektrarne Novo Virje in se je spet začelo razmišljati o izkoriščanju reke Drave. Projekt moči 138 MW je leta 2007 Ministrstvo za zaščito okolja ocenilo kot nesprejemljivo. Nato je projekt bil razdeljen na dve hidroelektrarni manjše moči Molve 1 in Molve 2, kar je ekološko sprejemljivejše. Leta 2017 sta bili hidroelektrarni vstavljeni v prostorski načrt Koprivničko – Križevačke županije.

Hidroelektrarni se nahajata v Koprivničko – križevački županiji, na področju občin Drnje, Peteranec, Gola, Hlebine, Molve in Novo Virje. Na tem področju reka Drava ne teče po meji med Republiko Hrvaško in Republiko Madžarsko. HE Molve 1 in 2 sta pretočni hidroelektrarni, načrtovani kot večnamenska hidrotehnična sistema (VHS) z namenom za vodenjem reke Drave in izkoriščenjem dravskega energetskega potenciala. Skupna inštalirana moč elektrarn je 98 MW, povprečna letna proizvodnja električne energije pa 483 GWh.

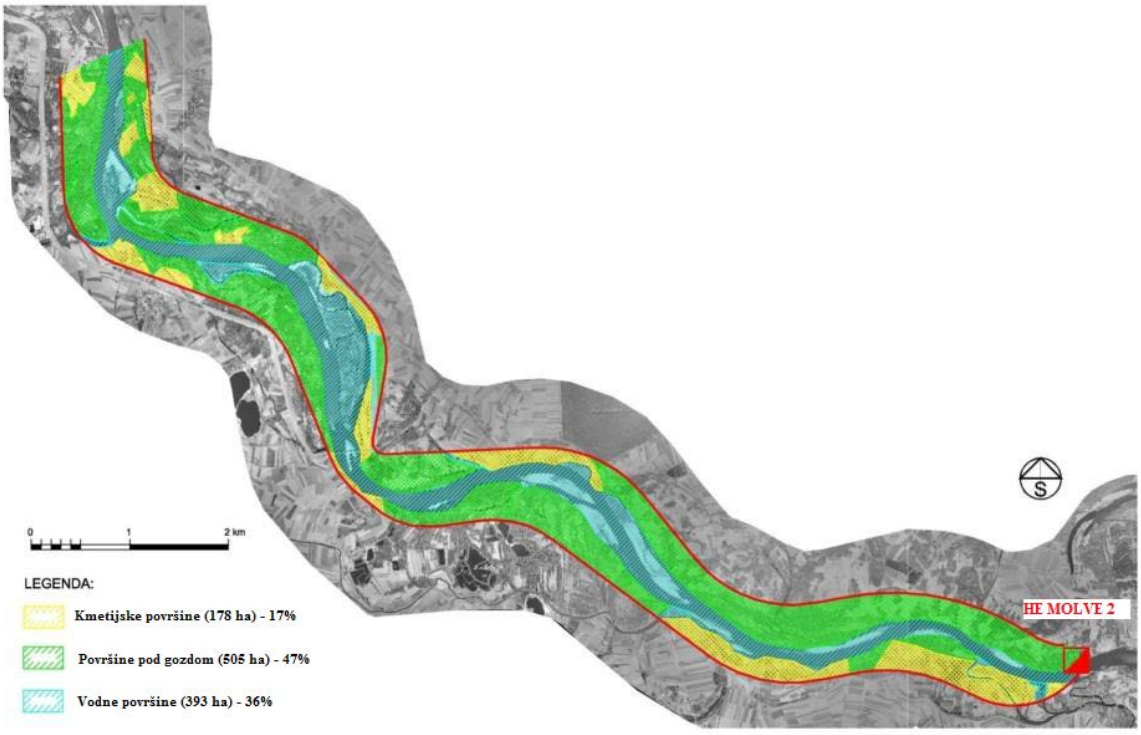
Projekt je predviden v Strategiji energetskega razvoja Republike Hrvaške iz leta 2012 in je del plana zmanjševanja emisij toplogrednih plinov, ter obveze izpolnjevanja deleža obnovljivih virov energije v celotnem elektroenergetskem sistemu Republike Hrvaške.

Tabela 2. Tehnični podatki planiranih hidroelektrarn [2], [3], [4]

	HE Molve 1	HE Molve 2
Instalirani pretok [m^3/s]	900	900
Število turbin	3	3
Instalirani pretok turbine [m^3/s]	300	300
Projektirani padec [m]	5,85	6,3
Instalirana moč elektrarne [MW]	47	51
Povprečna letna proizvodnja električne energije [GWh]	235	248
Dolžina akumulacije [km]	12,6	14,24
Površina akumulacije [km^2]	8,7	10,1
Maksimalna višina nasipa [m]	7,1	5,25



Slika 1. Predvideno področje za akumulacijo in hidroelektrarno Molve 1 [4]



Slika 2. Predvideno področje za akumulacijo in hidroelektrarno Molve 2 [4]

Cilji planiranih novozgrajenih HE Molve 1 in 2 so naslednji:

- Vodogospodarski: zaščita pred poplavami, stabilizacija in preprečevanje poglobitve struge reke Drave, vodoobskrba.
- Energetski: zagotavljanje deleža proizvodnje in porabe električne energije iz obnovljivih virov energije.
- Okoljevarstveni: ohranitev kakovosti površinske in podzemne vode ter stoječih vod v okolici struge reke.
- Urbanistični: ureditev in izkoriščanje zemljišč ob reki Dravi, gradnja športno-rekreativnih centrov.
- Prometni: gradnja mostov in cestne mreže, integracija načrtovanih rešitev z obstoječimi pogoji v prostoru.
- Gospodarski: povečanje zaposlenosti, razvoj elektrostrojne, hidromehanske in gradbeniške industrije.
- Ostali cilji: šport, rekreacija, turizem, kmetijstvo in zvišanje izkoristka kmetijskih površin, akvakultura.

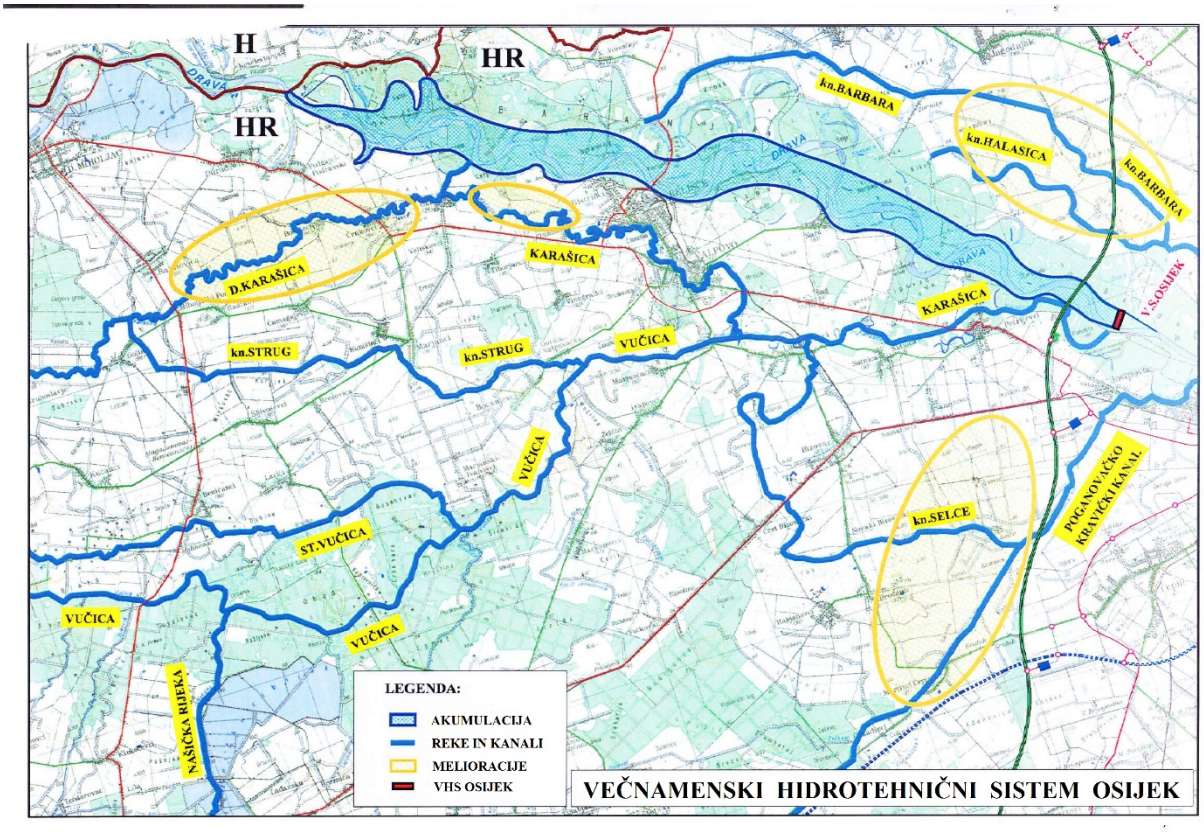
Kot je razvidno na sliki 1 oz. 2, bi hidroelektrarni zavzela 930 ha oz. 1076 ha površine, pri čemer bi se potopilo 1000 ha gozda in 352 ha kmetijskih površin. Obstaja pa možnost namakanja 2330 ha oz. 970 ha kmetijskih površin.

3.2 VHS Osijek

Leta 2006 je podpisan sporazum o sofinanciranju Osječko – baranjske županije, HEP-a, Hrvatske vode z Ministrstvom kmetijstva projekta VHS Osijek. Dve leti potem je narejena študija upravičenosti in izvedljivosti. Projektna in spremljajoča dokumentacija je trenutno v izdelavi. V spodnji tabeli so podani načrtovani tehnični podatki projekta.

*T*abela 3. Tehnični podatki planiranega VHS Osijek [3], [4], [5]

	VHS Osijek
Instalirani pretok [m^3/s]	1000
Število turbin	4
Instalirani pretok turbine [m^3/s]	250
Projektirani padec [m]	7,4
Instalirana moč elektrarne [MW]	64,5
Povprečna letna proizvodnja električne energije [GWh]	237,4
Dolžina akumulacije [km]	cca. 30
Volumen akumulacije [hm^3]	cca. 190



Slika 3. Večnamenski hidrotehnični sistem Osijek [5]

Slika 3 kaže položaj pretočne hidroelektrarne, področje akumulacije, ter reke in kanale ki naj bi tudi bile regulirane v cilju namakanja 39 000 ha kmetijskih površin. Hidroelektrarna se nahaja v Osječko – baranjski županiji, in tudi na tem delu Drava ni mejno področje med Hrvaško in Madžarsko, kar je pomembno v cilju minimiziranja vpliva na okolje in naravo sosednje Republike Madžarske. Z izgradnjo VHS Osijek bi se zgradila tudi zapornica katera bi izboljšala rečni ladijski promet. Ostali cilji projekta (vodogospodarski, okoljevarstveni, urbanistični, prometni, gospodarski, športno-rekreacijski ter turistični) so enaki kot pri HE Molve 1 in 2.

4. ZAKLJUČEK

Za VHS Osijek se še mora narediti študija vpliva na okolje ter revizija študije izvedljivosti in je potrebno pridobiti d lokacijsko dovoljenje. Za HE Molve 1 in 2 je študija vpliva na okolje v reviziji.

Aktivno se deluje tudi na pridobivanju pozitivnega stališča javnosti in sosednje Republike Madžarske za oba projekta. Republika Madžarska od 1989 kontinuirano nasprotuje vsakemu hidroenergetskemu projektu na reki Dravi katerega bi samostojno zgradila Republika Hrvaška. Projektom tudi nasprotujejo okoljevarstvena združenja, ki ščitijo mrežo Natura 2000, regionalni Park Mura – Drava in UNESCO čezmejni rezervat biosfere Mura – Drava – Donava, ter se tudi

bojijo negativnega vpliva na Naravni park Kopački rit ki se nahaja na Dravi in Donavi, v bližini VHS Osijek.

Predvideno je, da bi vrednost investicije HE Molve 1 in 2 bila 400 mil €, za VHS Osijek pa bi bila 350 mil €, zaradi gradnje zapornice. Težavo za navedene projekte predstavljajo tudi konstantne spremembe koncepta večnamenskega izkoriščenja reke Drave, ki zmanjšujejo vrednost hidroenergetskega dela projekta in s tem dobičkonosnost oz. zvišujejo potrebo za sofinanciranjem investicije v velikem delu drugih uporabnikov razen energetike (delež energetike v VHS Osijek je 60%). Za financiranje in amortizacijo investicije samo iz energetskega dela, je potrebna prodajna cena bazne energije večja od 100 €/MWh.

Izdeluje se nova Strategija energetskega razvoja Republike Hrvaške katera bo verjetno objavljena do konca leta 2018. Pričakuje se da bodo projekti hidroelektrarn na spodnji Dravi označeni kot prioritetni.

5. VIRI, LITERATURA

[1] D. Režek, "Hidroelektrane na Dravi," Građevinar, 2003, 55 11, 647-653.
[2] Republika Hrvaška, Koprivničko – križevačka županija, Općina Molve, "Ciljane III. Izmjene i dopune prostornog plana uređenja Općine Molve," Službeni glasnik Koprivničko – križevačke županije 11/00., 5/04., 5/11. in 8/14
[3] Hrvatska Elektroprivreda d.d., Sektor za strategiju, planiranje investicija i korporativni razvoj, "Planirani proizvodni objekti – HE na Dravi," Marec 2011
[4] Hrvatska Elektroprivreda d.d., Sektor za strategiju, planiranje investicija i korporativni razvoj, "Projekt hidroelektrana na donjoj Dravi," Marec 2016
[5] Osječko – baranjska županija, "Višenamjenski hidrotehnički sustav (VHS) Osijek – gospodarski aspekti korštenja"

NASLOV AVTORJA

Martin Malarić

Polje Krapinsko 153

49 000 Krapina

Hrvaška

Tel: + 385 91 941 7616

Elektronska pošta: martin.malaric@gmail.com

HIDROELEKTRARNE NA DRAVI

Jernej FRANGEŽ

POVZETEK

Na začetku sem se posvetil osnovnim načelom delovanja hidroelektrarne, kako je s pretvorbo energije in osnovnimi sestavnimi deli. Nato sem pregledal statistične podatke o pretoku reke Drave in njenem letnem režimu. Največ pozornosti sem namenil hidroelektrarni Fala, ker je bila prva in tudi pomemben člen. Ta elektrarna je zelo zanimiva tudi z zgodovinskega vidika, saj se je dosti spremenilo od zadnje obnovitve. V starem delu je urejen muzej, kar je tudi velika kulturna dediščina. Tako si lahko vsak, ki ga to zanima, vse v živo pogleda. Glede na to, da se poraba veča in se bo še močno dvignila z množično uporabo električnih vozil, je pomembno, da se izkoristi vsaka možnost pridobivanja električne energije. Hidroelektrarne spadajo med elektrarne z obnovljivimi viri, tako da dosti manj onesnažujejo kot drugi tipi. Analiziral sem, kje bi se dalo postaviti še kakšno.

ABSTRACT

At the beginning, I presented basic principle of operation of a hydroelectric power plant. Then I research things about hydroelectric plant Fala and then options for improvement.

1. UVOD

Letos je 100 let od začetka obratovanja prve hidroelektrarne na Dravi. Elektrika je v današnjem času že samoumevna, zato je prav, da se ob takšnih priložnostih spomnimo tudi, kako se pridobiva. Tehnika je v teh letih močno napredovala, prav tako tudi poraba. Spremljati moramo, kje bi se lahko kaj nadgradilo oz. dodatno izgradilo, da zadovoljimo potrebo po energiji.

2. DELOVANJE HIDROELEKTRARN

Za izkoriščanje vodne energije je potrebna dokaj enostavna tehnologija in velik energetski tok, ki je skoncentriran na majhnem prostoru. Hidroenergetski potencial je delo, ki ga lahko opravi vodna masa, če pade iz neke višine. To omogoča ekonomično izgradnjo velikih hidroelektrarn. Osnovna zamisel je vodi odvzeti energijo (potencialna energija vode), ki jo ima zaradi svojega padca in jo na koncu pretvoriti v električno. Tako se lahko enostavno opiše delovanje, ki je pretvorba vrste ene energije v drugo z vmesnimi fazami, pri vsaki od teh faz pa nastajajo tudi izgube. Tako se zajezi rečna struga in nastane jez. Hidroelektrarna je lahko pretočna ali akumulacijska, in sicer tako, da ima umetno jezero oziroma akumulacijski bazen. Voda v akumulacijskem jezeru prestavlja shranjeno energijo. Ob odprtju zapornice turbine voda po dovodnem kanalu steče proti turbini, kjer se potencialna energija vode spreminja v kinetično energijo, ki je največja tik pred vstopom v turbino. Kinetična energija vode na lopaticah turbine ustvari navor in turbina se začne vrteti, ob tem se kinetična energija vode pretvori v mehansko. Mehanska energija poganja rotor električnega generatorja, ki se tako vrti skupaj s turbino. Zaradi manjših hitrosti vrtenja vodnih turbin se v večjih elektrarnah v največ primerih uporablja sinhronski

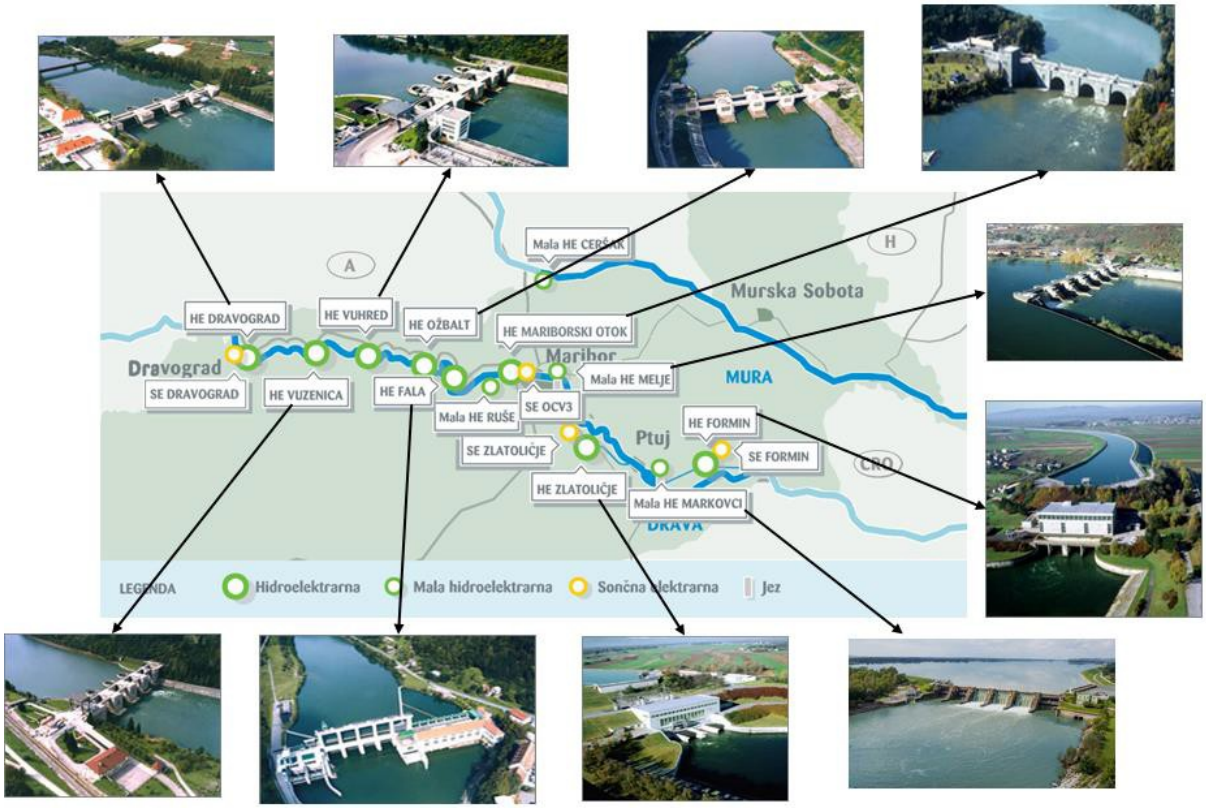
generator z izraženimi poli. Pri vrtenju rotorja, ki je pri sinhronskem generatorju vzbujan z enosmerno napetostjo, se na statorju pojavi inducirana napetost. Napetost generatorja se nato v stikališču pripelje do transformatorjev, ki jo dvignejo na željen nivo (npr.: Fala 110 in 10 kV). Nato se prenese po prenosnih vodih oz. omrežju do končnih porabnikov.

3. REKA DRAVA

Reka Drava izvira v severovzhodni Italiji na Toblaškem polju pri mestecu San Candido na Južnem Tirolskem blizu meje z Avstrijo. Teče skozi Avstrijo, Slovenijo, Hrvaško, po hrvaško-madžarski meji in se pod Osijekom pri vasi Aljmaš izliva v Donavo. Dolžina Drave, ki teče po Sloveniji, je 133 km. Padec oz. višinska razlika pri vstopu in izstopu iz države je 148,3 m. Srednji letni pretok je 297 m^3/s. Reka je zelo ugodna za hidroelektrarnem saj ima veliko vodnatost skoraj čez celo leto. V Avstriji in na celotnem toku skozi Slovenijo ima dežno-snežni režim z izrazitim prvim viškom junija (taljenje ledu v najvišjih delih visokogorja in precejšnje količine padavin) in šibkejšim drugim viškom v oktobru (posledica padavin in zmanjšane evapotranspiracije). Najmanj vode ima Drava februarja in januarja, saj v tem času večina padavin pade kot sneg. Na Dravi je postavljenih 21 večjih hidroelektrarn, od tega deset v Avstriji, osem v Sloveniji in tri na Hrvaškem.

4. ELEKTRARNE NA DRAVI

Na Dravi je 8 večjih in 3 manjše elektrarne. Na spodnji sliki je razvidna njihova lega in ali je elektrarna velika ali mala. Prav tako so na sliki razvidni rumeni krogi, ki pomenijo, da so tam nameščeni fotonapetostni moduli ali sončna elektrarna. To je namreč zelo praktično, saj se lahko na isto prenosno omrežje doda še energija iz fotonapetostnih modulov. Ob povprečnem letnem pretoku hidroelektrarne na Dravi proizvedejo 2664 milijonov kWh električne energije. V posameznih obdobjih skozi leto pa največ v poletnem obdobju, kar 1245 milijonov kWh, 846 milijonov kWh v prehodnem obdobju in 564 milijonov kWh v zimskem obdobju. Več kot 40 % proizvodnje zagotavljata HE Zlatoličje (21,5 %) in HE Formin (20,8 %). Skupna moč dravskih elektrarn v Sloveniji je 591,950 MW, skupna proizvodnja elektrarn na Dravi pa predstavlja približno četrtino električne energije, proizvedene v Sloveniji.



Slika 1: Dravske elektrarne [4]

5. HIDROELEKTRARNA FALA

Hidroelektrarna Fala je najstarejša elektrarna na slovenskem delu reke Drave. Do leta 1912 so bila pripravljena vsa dovoljenja in načrti za gradnjo. V začetku leta 1913 so začeli s pripravljalnimi deli in nato z gradnjo. Gradnja je bila zelo zahtevna in se je zavlekla tudi zaradi prve svetovne vojne. V Rušah pri Mariboru so začeli graditi tovarno za proizvodnjo dušika in karbida, za katero je bilo potrebno veliko električne energije, zato se je gradnja elektrarne pospešila. S prvimi petimi agregati je začela obratovati že leta 1918 z inštalirano močjo petih generatorjev v skupni moči 26 MVA. Zaradi slabih povezav in primanjkovanja daljnovodov je bila elektrarna slabo izkoriščena, saj je bila skoraj edini porabnik elektrike tovarna v Rušah, ki pa je v tistem času potrebovala le približno 5 MW moči. Z elektrarno je bila povezana z 10 kV daljnovodom brez kakršnekoli vmesne transformacije, kar je povzročalo številne preboje izolacije statorskih navitij, ker so se atmosferske prenapetosti brez dušenja prenašale z daljnovoda na generatorje. Glavna skrb takratnih upravljavcev elektrarne je bila, kako povečati odjem električne energije, zato so intenzivno gradili daljnovode različnih napetostnih nivojev in povezovati večja mesta. V letu 1926 je poraba električne energije že tako narasla, da so dogradili šesti, leta 1932 pa sedmi agregat. Vse vodne turbine so bile Francisove. Tako so z

dvema generatorjema povečali moč za 17,4 MWA, skupna moč je tako narasla na 43,4 MVA oz. 34 MW delovne moči pri pretoku skozi turbine 350 m^3/s. Povprečna letna proizvodnja je bila 190,000.000 kWh. V tem obdobju je imela elektrarna velik narodnogospodarski pomen. Pospešila je industrializacijo Maribora z okolico. Oskrba z elektriko pa je segla vse do Prekmurja in Hrvaškega Zagorja. Leta 1936 je proizvodnja električne energije v HE Fala predstavljala petino celotne proizvodnje elektrike v takratni Jugoslaviji. Med drugo svetovno vojno je elektrarna delovala normalno brez kakršnih koli poškodb med bombardiranjem Maribora. Ko je bila zgrajena celotna veriga elektrarn na odseku od Dravograda do Maribora, se je pokazala potreba po povečani zmogljivosti turbin HE Fala. Elektrarne, ki ležijo po reki navzgor od Fale, so bile dimenzionirane na turbinski pretok 460 m3/s. Zaradi pretočnega načina obratovanja elektrarn v verigi je Fala predstavljala ozko grlo. Da bi bilo to odpravljeno, so med letoma 1974 in 1977 vgradili še en agregat in tako se je skupni turbinski pretok povečal na več kot 500 m3/s, inštalirana moč pa na 48 MW. Zaradi težav z vgrajeno turbino, ki je bila narejena že med 2. svet. vojno in bila prvotno namenjena za HE Mariborski otok, so 1995 staro turbino zamenjali z novo Kaplanovo in istočasno povečali instalirano moč agregata na 18 MW. Življenjska doba starih turbin in generatorjev se je počasi iztekala in pričeli so razmišljati, kako elektrarno celovito obnoviti in posodobiti. Obdelane so bile številne različice nadomestitve starih agregatov. Najbolj enostavna rešitev bi bila, da bi stare agregate (turbine z generatorjem) nadomestili z novimi, vendar bi taka obnova pomenila odrekanje nekaj odstotkom izkoristka turbin. Prvotni način vgradnje turbin je namreč tak, da je turbina vgrajena nad gladino spodnje vode in jo s to povezuje sesalna cev, kar pa zmanjšuje izkoristek. Zaradi sesalnega učinka je nastajal podtlak v turbini in kot posledica tega veliko večja kavitacijska ogroženost turbine. Da bi se vsemu temu izognili, bi morali turbino namestiti pod nivo spodnje vode, zaradi česar bi morali spremeniti celotno gradbeno zasnovo strojnične zgradbe. Kot najugodnejša je bila odobrena rešitev, da se stari in dotrajani agregati nadomestijo z dvema novima, vertikalnima agregatoma s Kaplanovo turbino, ki bi bila vgrajena ob desni brežini. Splavnica tako ni bila več potrebna, saj je splavarstvo z izgradnjo preostalih elektrarn na Dravi zamrlo. Leta 1987 se je pričela obnova HE Fala. Obsegala je vgradnjo že omenjenih dveh novih agregatov po 20 MW, zamenjavo zapornic v pretočnih poljih, energetskih transformatorjev, naprav lastne porabe 0,4 kV in naprav za usmerjeno ter razsmerjeno napetost, kot tudi vodenje in nadzor elektrarne. Večja gradbena sanacijska dela niso bila potrebna, saj je objekt po temeljiti sanaciji leta 1967, ko so bili z injektiranjem učvrščeni temelji, še vedno v zelo dobrem stanju. Vsa našteta dela so bila končana do sredine leta 1991, ko sta nova agregata pričela obratovati. Stari del HE s prvimi sedmimi agregati so preuredili v muzej, tako da sedaj HE obratuje s tremi najnovejšimi agregati in izkorišča 4,2 milijona m^3 (koristna prostornina jezu 909.000 m^3) veliko akumulacijsko jezero. Elektrarna lahko deluje z največjo močjo 58 MW in na leto povprečno proizvede 260 milijonov kWh. Po mojem mnenju bi se lahko naredilo analizo, koliko več moči bi še lahko proizvedla HE oz. kakšni bi bili izkoristki. Od zadnje obnove je minilo že več kot 30 let in v tem času je tehnika močno napredovala.



Slika 2: Muzej HE Fala [7]

6. MOŽNOSTI ZA DODATNE ELEKTRARNE

Reka Drava je že skoraj v celoti izkoriščena. Možnosti za manjše HE bi bile na stari strugi, vzporedno s kanalom. Najbolj neizkoriščen hidroenergetski potencial v Sloveniji je reka Mura. Na slednji je majhna HE Ceršak moči 0,662 MW. Reka Mura z dolžino 95 km znotraj Slovenije ima povprečni letni pretok 154,8 m^3/s in je takoj za Dravo zelo primerna reka za HE. Na območju Avstrije na Muri obratuje vrsta hidroelektrarn. Zadnja hidroelektrarna Spielfeld je zgrajena tik pred odsekom, v katerem postane struga Mure državna meja med Republiko Avstrijo in Republiko Slovenijo. Zasnovani so že idejni projekti, vendar je zadeva še zelo daleč od realizacije. Gradnja se načrtuje na območju regijskega parka Mura, ki pa je hkrati tudi pomembno območje Nature 2000 (evropsko omrežje varovanih območij za živalske in rastlinske vrste). Tako je namreč gradnja iz vidika varstva okolja na teh območij nesprejemljiva za naravovarstvenike, ekologe in okoliške ljudi. Manjše HE bi se lahko postavile na rekah, ki se tudi kasneje izlivajo v Dravo. Te reke so reka Pesnica, Mislinja in Meža. Skupna moč elektrarn na teh rekah bi bila 833 kW.

7. ČRPALNE HIDROELEKTRARNE

Pri črpalnih elektrarnah (ČHE) se voda zbira v dveh akumulacijskih jezerih na različnih nadmorskih višinah oz. potencialnih nivojih. Ponoči, ko je potrošnja elektrike majhna, se voda črpa s pomočjo črpalk oz. se uporablja generator kot motor. Tako se voda črpa iz spodnjega nivoja, ki je lahko reka ali jezero v zgornje akumulacijsko jezero. Podnevi kadar je največja poraba električne energije v omrežju pa elektrarna proizvaja električno energijo s tem, da prazni zgornje akumulacijo jezero. Voda preko pretočnih cevi teče čez turbino in tako proizvaja električno energijo. Na Dravi je zasnovan koncept izgradnje črpalne elektrarne Kozjak.



Slika 3: Zasnova ČHE Kozjak [8]

8. VIRI IN LITERATURA

[1] http://www.dem.si/sl-si/Default.aspx (25.03.2018)

[2] https://sl.wikipedia.org/wiki/Drava (25.03.2017)

[3] http://www.mvd20.com/LETO2006/R6.pdf (28.3.2018)

[4] http://www.dem.si/portals/_default/skins/dem/images/elektrarne_slo.png (29.3.2018)

[5] https://sl.wikipedia.org/wiki/Mura (29.3.2018)

[6] http://www.arso.gov.si/vode/podatki/stanje_voda_samodejne.html (29.3.2018)

[7] https://i.ytimg.com/vi/KApoAauC-kA/maxresdefault.jpg (30.3.2018)

[8] http://www.dem.si/portals/0/Images/Site/img84.jpg (30.3.2018)

VPLIV HE FALA NA RAZVOJ HIDROENERGETIKE IN VSAKDANJEGA ŽIVLJENA OB REKI DRAVI NA HRVAŠKEM

Filip KUČA

POVZETEK

V prispevku je izvedena opis tri hidroelektrarne Varaždin, hidroelektrarne Čakovec in hidroelektrarne Dubrava. Analiza je narejena v tri dela. Prvi del so njihovi splošni tehnični podatki, drugi del so različne izboljšave in revitalizacije narejene skozi leta obratovanja in tretji del je pozitiven vpliv kateri so imele HE na njihovo okolico (naravo in bližnja mesta) v primerjavi z časom pred njihovo gradnjo.

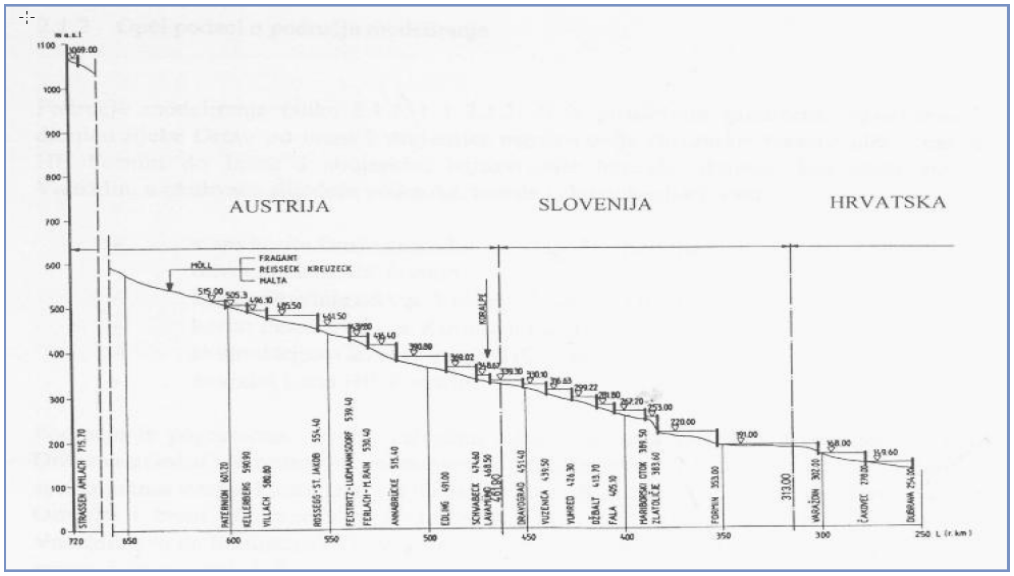
ABSTRACT

This paper presents a case study of three hydrelectric powerplants (HEPP), HEPP Varaždin, HEPP Čakovec, HEPP dubrava. The case study consists of three parts. The first part is based on the basic technical data of the HEPP, the second part is based on the various improvements that were applied to the HEPP and the last part is the positive influence these HEPP had to the enviroment and their surrounding cities in comparison to the time before they were built.

1. UVOD

Drava izvira v severovzhodni Italiji na Toblaškem polju v Pustiški dolini pri mestecu San Candido v Italiji v bližini meje z Avstrijo. Dolga je 733 km, od tega 323 km z povprečnim letnim pretokom 330 m^3/s (pri mestu Varaždin) na Hrvaškem. Reka Drava je ena izmed najbolj energetski izkoriščenih rek na svetu z dvaindvajset hidroelektrarn.

Hidroelektrarna Varaždin, hidroelektrarna Čakovec in hidroelektrarna Dubrava (v nadaljevanju HE Varaždin, HE Čakovec in HE Dubrava) predstavljajo tri izmed stopenj v verigi hidroelektrarn na Dravi, ki je zasnovana na dvaindvajset elektrarn različnih izvedb. Hrvaški del verige dravskih hidroelektrarn predstavljata HE Varaždin, HE Čakovec in HE Dubrava katere pripadajo v "Proizvodno Područje Hidroelektrana Sjever" (v nadaljevanju PP HE Sjever) katero pripada v podjetje HEP - Proizvodnja d.o.o. . PP HE Sjever ima povprečno letno proizvodnjo 1150 GWh kaj je okrog 20% proizvedene električne energije z hidropotencijalov na Hrvaškem. Omenjeno proizvodnja z hidropotencialov je okrog 10% skupne proizvodnje električne enrgije v Hrvaškoj. V članku je narejena opis hidroelektrarn v PP HE Sjever oz. njihova gradnja, obratovanje, revitalizacije ter njihovi vplivi na okolje in društvo. V članku je največji poudarek na HE Varaždin ki ima največjo inštalirano moč v Hrvaški verigi in njen vpliv na okolje.



Slika 1 – dosedanja izkoriščenost hiropotenciala reke Drave [4]

1.1 SPLOŠNO O HE VARAŽDIN

HE Varaždin je derivacijska elektrarna pretočno-akumulacijskega tipa in je najstarejša hidroelektrarna v Hrvaškem delu toka reke Drave. Uporablja moč vode reke Drave na trasi dolgi 28,5 km. Gradnja hidroelektrarne je začela leta 1971. elektrarna pa je v pogonu od 1975. leta oz. gradnja je trajala 4,5 let.

Inštalirana moč HE Varaždin je 94 MW in ima dve Kaplan turbine moči 47 MW (v nadeljevaju agregat »A« in »B«) z inštaliranim pretokom od 500 m^3/s pri padcu od 20-24 m. Povprečna letna proizvodnja je 435 GWh. Na jezu HE Varaždin se nahaja agregat biološkega minimuma inštalirane moči 625 kW ki ima povprečno letno proizvodnjo 4,2 MWh [1], [4].

1.2 SPLOŠNO O HE ČAKOVEC

HE Čakovec je derivacijska elektrarna pretočno-akumulacijskega tipa z dve cevne Kaplan turbine. Izgrajena je leta 1982. z inštalirano močjo 76 MW in ima dve Kaplan turbine cevne izvedbe moči 38 MW (v nadaljevanju agregat »A« in »B«) pri padcu 16 – 19 m. Gradnja je potekala 4 leta. Na jezu HE Čakovec se nahaja »Mala hidroelektrarna Čakovec« katera ima en cevni agregat moči 1,1 MW (nameščena 1982. leta). »Mini hidroelektrarna Čakovec« z inštalirano močjo na Kaplan turbini od 0,34 MW (nameščena 1993. leta) se nahaja na koncu levega drenažnega jarka akumulacije HE Čakovec [1], [5].

1.3 SPLOŠNO O HE DUBRAVA

HE Dubrava je derivacijska elektrarna pretočno-akumulacijskega tipa z dve cevne Kaplan turbine. Izgrajena leta 1989., izgradnja je trajala 3 leta in 3 meseca kar je bilo 9 mesecev hitreje od predpostavljenega roka.

Hidroelektrarna primarno ustvarja električno energijo preko dva agregata. Glavni agregati (v nadeljevanju agregat »A« in »B«) sta vsak moči 38 MW.

Na jezu HE Dubrave se nahaja »Mala hidroelektrana Dubrava« (v nadeljevanju MHE Dubrava ali agregat »C«) z inštalirano močjo na cevnem agregatu 1,1 MW (izgrajen 1989. leta) ter »Mini hidroelektrana Dubrava 1 in 2« (v nadeljevanju agregat »D« in »E«) z inštalirano močjo na dveh Kaplan trubinah 0,34 MW (nameščene 1993. leta) [1],[6].

1.4 TEHNIČNI PODATKI HE VARAŽDIN, HE ČAKOVEC IN HE DUBRAVA

	HE Varaždin	**HE Čakovec**	**HE Dubrava**
Površina akumulacijskega jezera	3 km^2	10,5 km^2	16,6 km^2
Prostornina akumulacijskega jezera	$8 \cdot 10^6$ m^3	$51.6 \cdot 10^6$ m^3	$93.5 \cdot 10^6$ m^3
Dolžina dovodnega kanala	7,4 km	2 km	2 km
Dolžina odvodnega kanala	7,2 km	6,5 km	4,8 km
Nadmorska višina agregata	191 m	168 m	149,6 m
Maksimalni pretok	500 m^3/s	500 m^3/s	500 m^3/s
Padec	20 – 24 m	16 – 19 m	16 – 20 m
Maksimalna moč	2 x 47 MW	2 x 38 MW	2 x 38 MW
Povprečna letna proizvodnja	450 GWh	350 GWh	350 GWh
Višina obodih stran jeza	10 m	15 m	15 m
Višina gibljivega dela jeza	19,7 m	24 m	23,5 m
Višina dovodnega in odvodnega kanala	14 m	13,5 m	13,5 m
Višina strojnice	45 m	39 m	39,3 m
Število zaklopk prelivnega polja	6	4	4
Dolžina prelivnega polja	17 m	22 m	22 m
Višina zaklopk	1,7 m	2,8 m	2,8 m

Gradnjo vseh treh hidroelektrarn elektrarn so izmed drugih izvajala slovenska podjetja Metalna Maribor in Litostroj Ljubljana.

Cevna izvedba HE Čakovec in HE Dubrava omogoča cenejšo gradnjo zaradi tega ker se pri zasilnem izklopu lahko vodni val »iz niha« preko cevnih turbin in ni potrebno gradbeno izvajati posebni sistem (regulator pretoka) kateri je izgrajen pri HE Varaždin.

Nadzor in daljinsko vodenje vseh treh hidroelektrarn, njihovih pripadajočih jezov, njihovih majhnih hidroelektrarn na jezih ter njihovih minihidroelektrarn ob koncu drenažnih jarkov se opravlja preko centra daljinskega vodenja uradnega naziva »Centar Proizvodnje Sjever« [4], [5], [6].

1.5 PRIKLJUČITEV ELEKTRARN NA HRVAŠKI ELEKTROENERGETSKI SISTEM

HE Varaždin je priključena na hrvaški elektroenergetski sistem preko TP »Nedeljanec«, TP »Varaždin« in TP »Čakovec« z 110 kV vodom. Preko TP »Čakovec« je HE Varaždin povezana s HE Čakovec [4].

HE Čakovec je priključena na hrvaški elektroenergetski sistem preko TP »Ludbreg«, TP »Varaždin«, TP »Čakovec«, TP »Prelog« z 110 kV vodom. Preko TP »Prelog« HE Čakovec je vazna z HE Dubrava [5].

HE Dubrava je priključena na hrvaški elektroenergetski sistem preko TP »Koprvnica«, TP »Ludbreg« in TP »Prelog« z 110 kV vodom. Preko TP »Prelog« je HE Dubrava povezana z HE Čakovec [6].

Lastna raba vseh treh elektrarn posebej je povezana preko 35 kV transformatorjev lastne rabe

2. POMEBNE INVESTICIJE NA HE VARAŽDIN

1975.	Začetek obratovanja elektrarne
1978.	Inštalacija daljinskega vodenja postroja jeza iz komande sobe v strojnici
1981.	Menjava blok transformatorja zaradi udara strele
1984.	Rekonstrukcija plošče lastne rabe in inštalacija zasebnih razvodov za vsaki generator posebej ter za lastno rabo
1985.	Vgradnja sekundarnega hladilnega sistema agregata z zasebnega vodnjaka, vgradnja črpalnega postroja v slučaju okvare primarnega hladilnega sistema
1988.	Zamenjava vodenja in avtomatike (PLC, JAL) procesnim sistemom »ProMaster« in »MasterPiece«
1992.	Vgradnja zaščite od odpovedi stikala na daljnovodu »TS Nedeljanec«
1992.	Po dovoljenju proizvajalca (Litostroj Ljubljana) povečano maksimalna dovoljena delovna moč s 43 MW na 47 MW (merjenih) na generatorju
1992. – 1996., 2002. – 2008.	Vgradnja nadzornega sistema agregata (premaka gredi in aksialnega ležaja), pozneje posodabljanje in menjava opreme – nazor magnetne indukcije polov, zračne reže, nadzor električnih veličin in zapis prehodnih pojavov, merjenje temperature rotorskega navitja
1994. – 1995.	Preboj blok transformatorja zaradi udara strele – menjava transformatorja s novim in popravilo starega kateri gre v rezervo

1996.	Menjava statorskega navitja in paketa generatorja agregata »A« zaradi povečanih vibracij paketa in pogostih prebojev izolacije in statorskega navitja
1997.	Vgradnja opreme za kompenzacijo jalove moči agregata biološkega minimuma na jezu
1998.	Rekonstrukcija nosilnega ležaja agregata in dodano je prisilno mazanje v fazi zagona agregata
1998.	Gradnja optičnega kabla kateri povezuje HE Varaždin, sedež PP HE Sjever, HE Čakovec in HE Dubravu
1998.	Pričetek obratovanja centra za daljinski nadzor in vodenje HE Varaždin, HE Čakovec in HE Dubrava »Komanda lanca Varaždin« - danes »Centar proizvodnje Sjever« Prilagoditev procesnega sistema elektrane za daljinsko vodenje in vgradnja zaščitne avtomatike jeza
2001.	Menjava grednega tesnila agregata »A« (namesto grafitnega materiala uporabil se novilon«
2001.	Menjava in posodabljanje sistema električnih zaščit generatorja
2001.	Gradnja nove zgradbe in pričetek obratovanja novih postrojev RTP 35 kV, 0,4 kV in sistema istosmernega napajanja 48 V na jezu
2002.	Menjava lokalnega in centralnega procesnega sistema na jezu s vgradnjo nove nadzorne plošče v kontroli sobi v strojnici
2002.	Menjava in modernizacija vodenja drenaže vodnjaka pri strojnici
2003. – 2009.	Revizija hidromehanične opreme prelivnih polj jeza – vsako leto eno polje

2003.	Menjava procesnega sistema na strojnici s vgradnjo nove operaterske postaje
2003.	Menjava zaščite 110 kV daljnovoda
2005.	Menjava vzbujalnega sistema generatorja agregata in napetostnih merilnih transformatorja na sponkah generatorja
2005.	Menjava istosmernega kablovoda na strojnici s ločitvijo tokokrogov vsakega agregata in skupnih delov
2006.	Menjava opreme drenaže turbinske zaklopke
2007.	Menjava stikala lastne rabe v strojnici
2007.	Vgradnja sistema video nadzora strojnice in povezava s video nadzorom na jezu
2008.	Vgradnja nove hidravlične čistilne naprave pri vhodnem objektu ki ima ročni, polavtomatski in avtomatski način delovanja – stara čistilna naprava je obdržana in je v rezervi
2008.	Preboj izolacije statorskega navitja generatorja »B«

2009.	Dodelava vhodnega objekta s gradnjo dodatnega depoja remontnih zaklopk
2010.	Menjava merilnih transformatorjev toka na sponkah in zvezdišču generatorja
2011.	Menjava sistema drenaže na jezu
2011.	Gradnja sistema za opozarjanje in zaščito prebivalstva
2011.	Narejen prostor za začasno odlaganje naplavin
2011. – 2012.	Menjava diesel agregata v strojnici in jezu
2012.	Rekonstrukcija RTP 110 kV
2012.	Največji vodni val od začetka obratovanja elekrarne (približno 3300 m^3/s
2012. – 2013.	Menjava stikal, kablov in zaščit v strojnici
2012. – 2016.	Revizija drenažnih kanalov akumulacijskega jezera
2012. – 2018.	Menjava ograj na strojnici i jezu
2013.	Gradnja filtrskega postroja primarnega sistema hladilne vode
2013.	Menjava glavnega istosmernega kablovoda na strojnici in UPS-a
2013. – 2015.	Rekonstrukcija hidrantske in vodovodne mreže strojnice
2014. – 2016.	Rekonstrukcija agregata »C« oz. agregata biološkega minimuma
2016. – 2017.	Ureditev hidroforskega postroja na jezu
2016. – 2017.	Gradnja sistema tehnološkega video nadzora
2017.	Menjava transformatorja lastne rabe 35/0,4 kV na strojnici

2.1 POMEMBNE INVESTICIJE HE ČAKOVEC

1999. – 2000.	Menjava procesnega sistema (v nadaljevanju PROCIS)
2000. – 2001.	Rekonstrukcija jeza in kanalov akumulacijskega jezera
2001	Menjava 110 kV stikala bloka generatorja »A« in »B«
2002.	Menjava telekomunikacijske centrale
2003.	Rekonstrukcija sistema vodenja agregata »C«
2005. – 2006.	Celotni remont generatorjev agregatov »A« in »B« ter vgradnja novega sistema merjenja agregatov »A« in »B«
2006.	Menjava generatorskih zaščit
2007.	Revitalizacija starega droga reke Drave in revitalizacija betonskega plašča na jezu akumulacijskega jezera
2007.	Rekonstrukcija ravne strehe strojnice in avtomatizacija merjenja piezometrov
2008.	Posodobitev sistema PROCIS, ter menjava operaterske postaje
2008. – 2010.	Gradnja separatorja, da bi se preprečilo onesnaževanje

2010. – 2012.	Menjava analognih turbinskih regulatorjev glavnih agregatov (agregat »A« in »B«) z digitalnimi regulatorji
2011.	Gradnja sistema za opozarjanje in zaščito prebivalstva
2011. – 2012.	Gradnja sistema tehniške zaščite
2013. – 2014.	Širitev vhodnega objekta ter menjava čistilne naprave vhodne mreže glavnih agregatov
2014. – 2015.	Menjava statorja generatorja »B«
2015. – 2016.	Menjava in posodobitev vodenja vzbujalnega sistema glavnih agregatov
2015.	Menjava čistilne naprave majhne hidroelektrarne
2016.	Obnova dvigala vhodnega objekta
2017.	Tehnološki video nadzor
2016. – danes	Posodobitev PROCIS-a

2.2 POMEMBNE INVESTICIJE HE DUBRAVA

1995. – 1996.	Sanacija poškodovanega levega nasipa akumulacije HE Drubrava
2001. – 2003.	Vgradnja sistema za merjenje veličin na agregatu
2002.	Novi sistem za vodno hlajenje agregatov
2003.	Menjava rotorja generatorja »A«
2003. – 2004.	Gradnja depoja za odlaganje dreva, trave in ostalih naplavin
2003. – 2004.	Vgradnja sistema tehniške zaščite
2004.	Vgradnja limnigrafa
2004.	Obnova tesnil zaklopk
2004. – 2005.	Menjava PROCIS-a
2005.	Sprememba lokacije skladišča velike opreme
2005.	Menjava rotorja generatorja »B«
2006.	Menjava analognih turbinskih regulatorjev z digitalnimi
2006.	Vgradnja sistema brezkontaktnega merjenja veličin rotorja
2006. – 2007.	Menjava hidravličnih cevovodov na prelivnimi polji
2006. – 2007.	Menjava analognega sistema vzbujanja z digitalnim
2007.	Menjava generatorskih zaščit
2007.	Menjava čistilne naprave majhne hidroelektrarne
2007.	Vgradnja detektorjev olja v drenažnem sistemu
2007. – 2008.	Tovarniški remont blok transformatorja
2007. – 2008.	Gradnja separatorja, da bi se preprečilo onesnaževanje
2007. – 2011.	Menjava gonilnikov glavnih turbin
2008. – 2017.	Zaščita jeza akumulacijskega jezera od valov
2008. – 2010.	Revitalizacija spojev nasutega in betonskega jeza
2012. – 2013.	Vgradnja sistema pomožnih zaklopk majhne hidroelektrarne

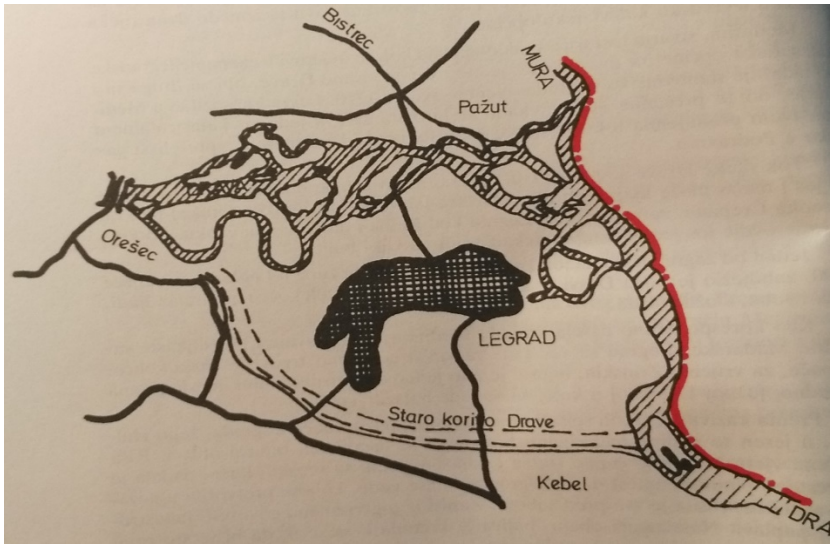
2008. – 2014.	Gradba stavbe na odvodnemu kalanu zaradi preprečevanja širjenja onesnaževanja
2015. – 2018.	Obnova levega dela jeza akumulacijskega jezera

3. NEKDANJE ŽIVLJENJE OB REKI DRAVI

Po dosedanjih izkušnjah, največje poplave nastajajo v času ko pride do taljenja ledenikov v Alpah in pri istočasnem močnem dežju. Taki pogoji se najpogosteje ustvarjajo v mesecih junij in julij ter oktobra in novembra [3].

Pred regulacijo reke Drava z HE, so obstajale mnogo večje nevarnosti od poplav v Hrvaškem delu reke Drave kot sedaj in je reka poplavljala skoraj vsako leto. Zaradi tega so možnosti razvoja okoliških krajev otežene.

Međimurska regija katera ima povprečno nadmorsko višino 120 – 150 m, kar je manj od sosednjih krajev, je v zgodovini bila najbolj od poplav prizadeti kraj.



Slika 2 – sprememba toka reke Drave pri Legradu

Moč reke Drave se najbolj da pokazati na primeru ko je pri poplavi leta 1710. preselila mesto Legrad iz tedanje Međimurske občine v Podravsko občino. Tok reke je pred 1710. tekel južno od mesta, po poplavi pa je tekel severno od mesta. To je tudi razvidno na sliki 2 [3].

Poplave ne samo da so ustvarjale materialno škodo, ampak so bile tudi škodljive za človeško zdravje. Na poplavnih področji so obstajali odlični pogoji za nastanitev komarjev in je v Varaždinu več krat v zgodovini opažena malarija [3].

Po izgradnji HE Varaždin in njenega akumulacijskega jezera ter jeza istega poplave več niso ogrožale mesta in okolnih naselji ter se dvignila kakovost življenja ob reki. Zadnji veliki

vodni val je bil 2012. leta ko je skozi akumulacijsko jezero HE Varaždin tekel tok vode od 3300 m^3/s [4] , skozi HE Čakovec pa 2400 m^3/s . To je bila tisočletna voda in se še nikoli ni zgodil z val tako količino vode [5].

3.1 POPLAVE PO PRVI SVETOVNI VOJNI

Ena od največjih poplav zbila se 1937. leta. Poplava je traja od 25. julija 1937. do 3. avgusta 1937. Vzrok poplave je bilo prelivanje potoka Trnava kateri izvira iz reke Drave. Do poplave je prišlo zaradi zelo hitrega topljenja snega v Sloveniji in istočasnega obilnega deževja. Poškodovane so bile osebne hiše, ceste, polja in domače živali.

Istega leta prišlo je do prelivanja reke Drave zaradi hitrega topljenja snega v Alpah in v Sloveniji. Škoda nastala od poplave katera je trajala pet dni je bila velika, saj je pobila domače živali in poškodovala mostove [3].

3.2 POPLAVE V ČASU DRUGE SVETOVNE VOJNE

V juliju 1942. v času druge svetovne vojne zbila se poplava katera je trajala sedem dni. Poplavila je reka Drava in poškodovala polja, poljske ceste ter osebne hiše.

Razen Drave, Međimurje je tudi poplavljala reka Mura kot na spomlad 1945. leta kdaj je poplava trajala tri dni in je uničila poljske poti in polja [3].

3.3 POPLAVE PO DRUGI SVETOVNI VOJNI

o 1963. leta vodna moč ni posebej ogrožala področja Varaždina, Međimurja in Podravine, ampak točno z tem letom začne zaporedje katastrofalnih poplav na tem področju.

Zavedanje ljudi, ki so živeli na tem področju, do možnosti poplav nam govori dejstvo, da so 8. februarja 1963. leta ustvarili »Prvi općinski Štab za obranu od elementarnih nepogoda« kateri je imel nalogo ustvariti boljšo organizacijo v obrambi od poplav [3].

Glede na to da v tem času še niso bile zasnovane enote civilne zaščite, glavno obrambno moč so imele gasilne enote ter meščani.

Marca 1963. izlitjem potoka Trnava nastala je poplava zaradi obilnega deževja v Čakovcu. Poplavna voda je zajela celo mesto in je dotekla tudi do občinske zgradbe. Poplavno področje je iznašalo 16 km2 z povprečno višino vode 80 cm [3].

1965. leta od poplav so se branile ceste Varaždin – Čakovec in cesta Maribor – Varaždin. Tega leta je vodni val bil definiran kot stoletna voda in je poškodoval mesta Varaždin in Čakovec ter mnoga okolna naselja. Voda je pritekala v tri zasebna vodna vala ter je višina vode presegla nadmorsko višino Varaždina za 424 cm [3]. Stari sistem obrambnih nasipov ni zadoščal ustrezne pogoje za obrambo vseh območji.

Gradnja vzporednega (lateralnega) kanala, HE Varaždin, HE Čakovec in HE Dubrava na reki Dravi so veliko doprinesli zmanjšanju nevarnosti od poplave. Posledično z izgradnjo hidroelektrarn presušil je potok Trnava kateri izvire z reke Drave in je povzročil mnoge poplave

v mestu Čakovec. Kljub izgradnji hidroelektrarn izgrajeni so tudi mnogi vodo obrambni jezi ter drugi objekti kateri preprečujejo izlivanje reke iz njenega korita.

Varaždin kot največje mesto v bližini reke Drave je v zgodovini tudi bilo pod stalno grožnjo poplav od katerih so največje zabeležene 1633., 1649., 1678., 1692., 1698 [3].

4. ZAČETKI ELEKTRIČNE ENERGIJE V VARAŽDINU

Prebivalci Varaždina prvič so se srečali z električno energijo ko se 8. decembra 1894. leta izgradila »Centralna kavana« v centru mesta ki je imela električno razsvetljavo. V »Centralni kavani« se je električna razsvetljava napajala s električno energijo proizvedeno v posebnem hišnem pogonu. Posebni hišni pogon je proizvedlo podjetje »Siemens in »Halse« [2].

Eno leto po razsvetljavi »Centralne kavarne« v Varaždinu se je izgradila električna razsvetljava mesta 1895. leta. Energija se ustvarjala preko treh parnih strojev približne moči 50 kW z pripadajočimi generatorji moči 50 kVA. Strojnica elektrarne ki je hranila agregate izgrajena je začetkom julija 1895. leta. Zadnji stolp postavljen je 17. avgusta 1895. po tem pa je postavljen kablovod v bivši notranjosti mesta. Končno, 17. decembra 1895. na elektroenergetskem zemljevidu Varaždin se pridružil vsem sodobnim mestoma tega časa, ko se tega dneva prvič uporabila razsvetljava gledališča [2].

Zaradi vse večje porabe električne energije in razvitja tehnologije se v Varaždinski električni centrali 1910. leta so se parni stroji zamenjali z dizelskimi motorji s enofaznimi generatorji moči 240 kVA in 90 kVA z napetostjo 200 V in 42 Hz.

Prva obnova mestnega omrežja narejena je 1925. leta in v električno centralo se vgrajuje še tretji generator moči 350 kVA z napetostjo 6,3 kV in 50 Hz. V tem obdobju je mestna razsvetljava imela 37 enofaznih transformatorjev, 45 celo nočnih luči in 256 pol nočnih luči ter 12 plinom polnjenih žarnic.

Po izgradnji 35 kV daljnovoda dolžine 7,4 km in preseka 35 mm2 od Ormoža do Vinice začnejo se elektrificirati mesta v širši okolici Varaždina.

Pomembno je omeniti da je električna energija katera se prenašala preko tega voda ustvarjala v hidroelektrarni Fala in 1928. leta se v javnem omrežju uvaja trofazni sistem napetosti 380/220 V, 50 Hz kateri se uporablja v industriji [2].

Varaždin in Vinica so z to električno energijo napajale preko transformatorskih postaj 35/6 kV v Varaždinu in 35/0,4 v Vinici (inštalirane moči transformacije so bile 2 x 27,5 kVA). Istega leta začela je tudi gradnja daljnovoda v smeri Lepoglave. Po gradnji daljnovoda je tudi Lepoglava imela povezavo z HE Fala.

Mesto Lepoglava se na elektroenergetski zemljevid pridružilo 1928. leta ko se z elektrarno v mestnem zaporu elektrificiralo mesto z napetostjo 110V ki se ustvarjala preko dva dizelska motora »Graze W.F.« na istosmernim generatorjema moči 80 kW [2].

5. SKLEP

Moč reke Drave nam je razvidna v njeni »ne udomačeni« obliki v škodi ki je nastala pri poplavah pred gradnjo obrambnih jezov in hidroelektrarn. Ta ista moč je po gradnji lahko bila preko hidroelektrarn uporabljena za napredovanje vseh ljudi kateri živijo na področju kje teče reka Drava.

Hidroelektrarne ne proizvajajo samo električno energijo ampak tudi branijo zemljišča, naselja in njihove prebivalce od poplav.

Preprečevanje poplav ki so se dogajale pred gradnjo hidroelektrarn omogočile so razvitje okolnih mest in naselji katero pred njihovo izgradnjo ni bilo možno. Branijo tudi od erozivnega delovanja reke, odvaja vodo z prekomerno vlažnega zemljišča, ustvarja pogoje za gravitacijsko odvajanje vode doline in gravitacijsko dovajanje vode v zemljišča in prav tako ustvarja pogoje za izletništvo in šport.

Pozitiven primer razen že navedenega opazi se na akumulaciji HE Varaždin (Ormožko jezero) kjer se nahaja pomemben ornitološki rezervat.

6. LITERATURA

[1] http://proizvodnja.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/sjever/default.aspx
[2] Hrvatska Elektroprivreda: 110 godina električnog svjetla u Varaždinu
[3] Josip Črep: Prohujale nesreće nad sjeverozapadnom Hrvatskom
[4] Arhiv HE Varaždin
[5] Arhiv HE Čakovec
[6] Arhiv HE Dubrava

NASLOV AVTORA

Filip Kuča

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenija

Tel: + 385 91 169 2437
Elektronska pošta: filip.kuca@student.um.si

IDENTIFIKACIJA TEMEPRATURNIH KOEFICIENTOV GOLEGA VODNIKA

Mirza SARAJLIĆ, Marko POCAJT, Peter KITAK, Nermin SARAJLIĆ, Jože PIHLER

POVZETEK

Članek opisuje identifikacijo temperaturnih koeficientov golega vodnika s pomočjo numeričnega in realnega modela vodnika. Numerični model je sestavljen iz končnih elementov, v katerem so zajete temepraturne lastnosti materialov in vrednosti robnih pogojev. Realni model predstavlja odsek golega vodnika, na katerem so izvedene meritve temeperautre v laboratorijskih pogojih. Identifikacija temperaturnih koeficientov (toplotne prevodnosti in prestopnosti) je izvedena z uporabo dinamičnega algoritma diferenčne evolucije (DE), kakor bi se dosegla čim manjša razlika temperatur med obema modeloma.

ABSTRACT

This article describes the identification of bare conductor's temperature coefficient using numerical and real model of the conductor. The numerical model consists of the finite elements with taking account of material temperature characteristics and boundary condition values. The real model represents a section of the bare conductor, on which were the temperature measurements conducted in laboratory surroundings. Identification of the temperature coefficient (thermal conductivity and heat transfer coefficient) was carried out by using the dynamic algorithm Differential Evolution (DE), with the aim of reaching the minimum difference of the temperatures between numerical and real model.

1. UVOD

Pri prenosu toplote, toplota prehaja iz toplejšega področja na hladnejše področe [1,2]. Prenost toplote se izraža z naslednjimi tremi procesi:

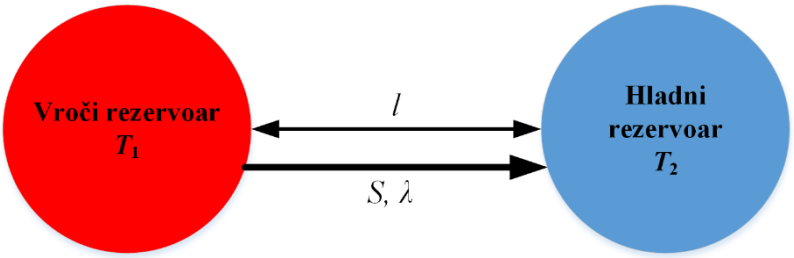
- Kondukcija (prevajanje toplote) – prenos toplotne energije v trdnih snoveh;
- Konvekcija (prestop toplote) – prenost toplotne energije k ali od tekočine oziroma plina blizu trdne površine.
- Radiacija (sevanje toplote) – prenos toplotne energije z elektromagnetnim valovanjem.

Članek opisuje identifikacijo temperaturnih koeficientov uporabaljajoči numerični in realni model vodnika [2]. Cilj članka je identifikacija koeficientov toplotne prevodnosti in prestoptnosti z uporabo dinamičnega optimizacijskega algoritma.

1.1 Koeficient toplotne prevodnosti λ

Slika 1 prikazuje primer prevodnosti, kjer sta dva toplotna rezervoarja in vsak od rezervoarjev ima različno temperaturo (T_1 – vroči, T_2 – hladni). Rezervoarja sta povezana s palico dolžine l in preseka S. Potrebno je tudi upoštevati koeficient toplotne prevodnosti λ, ki je odvisen od vrste materiala. V stacionarnem stanju teče toplotni tok od rezervoarja z višjo temperaturo proti rezervoarju z nižjo temperaturo. Enačba (1) opisuje toplotni tok P, koeficient toplotne prevodnosti λ, površino S, temperaturno razliko ΔT in dolžino palice l [1,2].

$$P = \lambda S \frac{\Delta T}{l} \tag{1}$$



Sl.1: Prevajanje toplote med dvema rezervoarjema

Toplotna prevodnost λ [W/m·K] je lastnost materiala, ki pove, kako dobro material prevaja toplotno energijo. Koeficient toplotne prevodnosti je odvisen od vrste snovi, temperature in tlaka. Toplotno prevodnost delimo na tri skupine: trdne snovi (kovine), kapljevine in pline.

1.2 Koeficient toplotne prestopnosti *α*

Prenost toplotne energije med trdno površino in tekočino je konvekcija [1,2]. Obstajata dve vrsti prestopa toplote: naravna konvekcija in prisilna konvekcija. Prisilna konvekcija nastane, ko je gibanje tekočin povzročeno z ventilatorjem, črpalko, ali kakšnim drugim virom. Osnovna enačba konvekcije je:

$$j = \alpha(T_s - T_f), \tag{2}$$

kjer je α toplotna prestopnost, T_s temperatura površine, T_f temperatura tekočine.

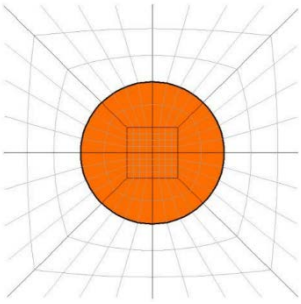
Toplotna prestopnost α se računa z enačbo (3):

$$\alpha = \frac{\lambda}{\delta}, \tag{3}$$

kjer je λ toplotna prevodnost tekočine in δ debelina mejnega sloja med površino in tekočino.

2. MODEL GOLEGA VODNIKA

Model golega vodnika je izdelan s pomočjo metode končnih elementov (MKE). Model vodnika je izveden kot 2D problem. Slika 2 prikazuje 2D model golega vodnika z mrežo končnih elementov, kjer je z oranžno barvo podan vodnik (aluminij). V Tabeli 1 so specifikacije realnega modela golega vodnika.



Sl.2: 2D model golega vodnika

Tabela 1: Specifikacije golega vodnika [1,2]

Prerez [mm^2]	70
Število posameznih žic v vodniku	7
Premer vodnika [mm]	10.7
Teža [kg/km]	279
Nazivna obratovalna napetost [kV]	24
Maksimalna tokovna obremenitev vodnika temperature 80°C pri temperaturi zraka 20°C, IEC 1597 [A]	325
Maksimalna upornost vodnika pri 20°C [Ω/km]	0.434
Maksimalni kratkostični tok, 1 sekunda [kA]	6.65
Aluminijeva zlitina	AlMgSi

3. MERITVE

Merilni členi za merjenje temperature so bili postavljeni na vodniku in njegovi okolici. Meritve so se izvajale v visokonapetostnem laboratoriju ICEM, d.o.o. Maribor. V vodniku je naprej tekel tok 200 A. Ko se je temperatura ustalila, je tok dvignjen na 300 A. Tako sta ustvarjeni dve merilni točki. Slika 3 prikazuje goli vodnik z razporejenimi merilnimi termočleni. Termočleni so razporejeni navpično nad in pod vodnikom ter vodoravno na levi in desni strani. Največ termočlenov je postavljenih nad vodnikom, saj se tako najboljše zajame vpliv naravne konvekcije.

Slika 4 prikazuje temperaturo posameznega termočlena v odvisnosti od časa. Razvidno je povečanje temperature po spremembi toka (pikčasta linija na Sliki 4 označuje to spremembo). Najvišje temperature so dosežene na površini vodnika. Nihanja v temperaturi (Slika 4) so bila prisotna zaradi dvigovanja toplejših plasti zraka, ki so rezultat naravne konvekcije. Tabela 2

prikazuje vrednosti končnih temperatur na golem vodniku, ki so uporabljene v procesu identifikacije temperaturnih koeficientov.

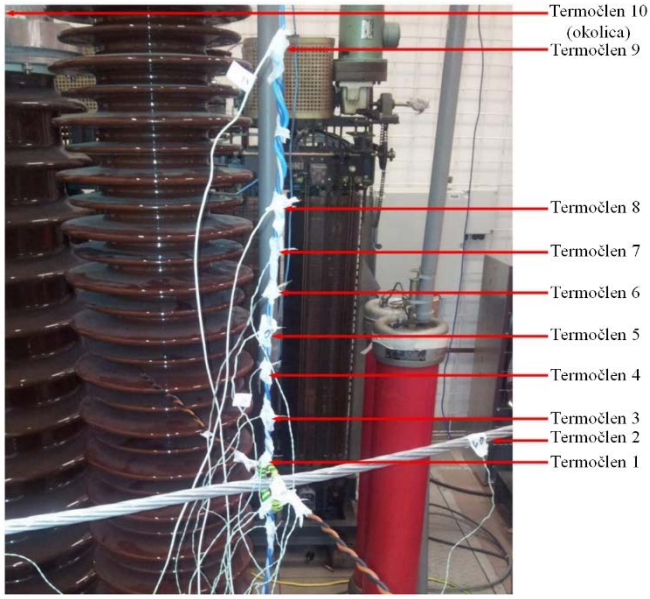
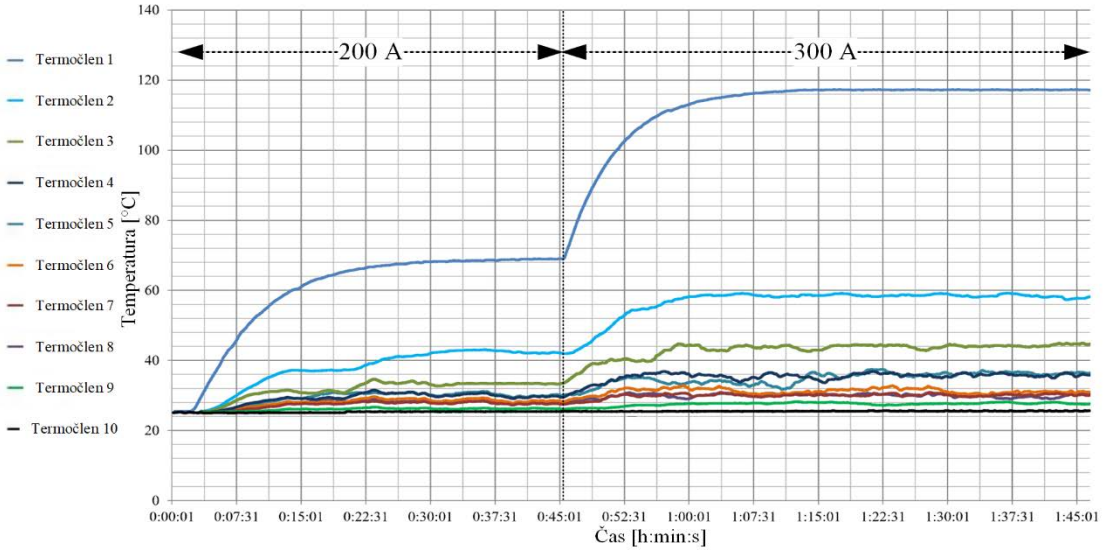


Tabela 2: Izmerjena temeperatura

Termočlen	Temperatura [°C]
1	117.3
2	57.7
3	46.6
4	34.4
5	32.3
6	28.6
7	27.3
8	26.8
9	26
10	25.5

Sl.3: Goli vodnik z nameščenimi termočleni

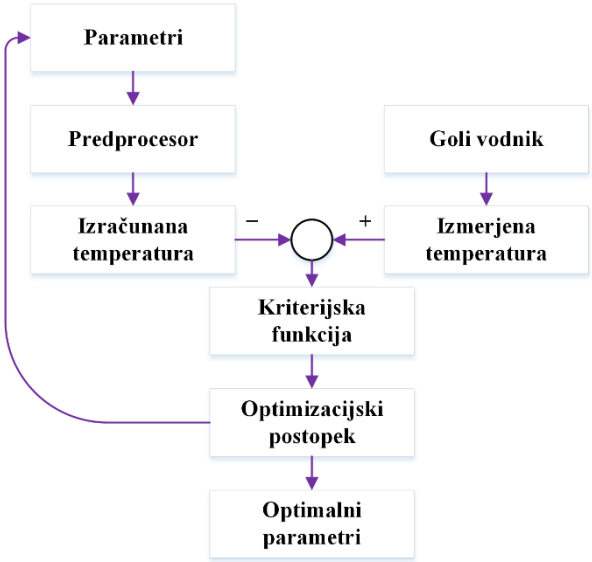


Sl.4: Izmerjene temperature na golem vodniku

4. IDENTIFIKACIJA KOEFICIENTOV TOPLOTNE PREVODNOSTI IN PRESTOPNOSTI

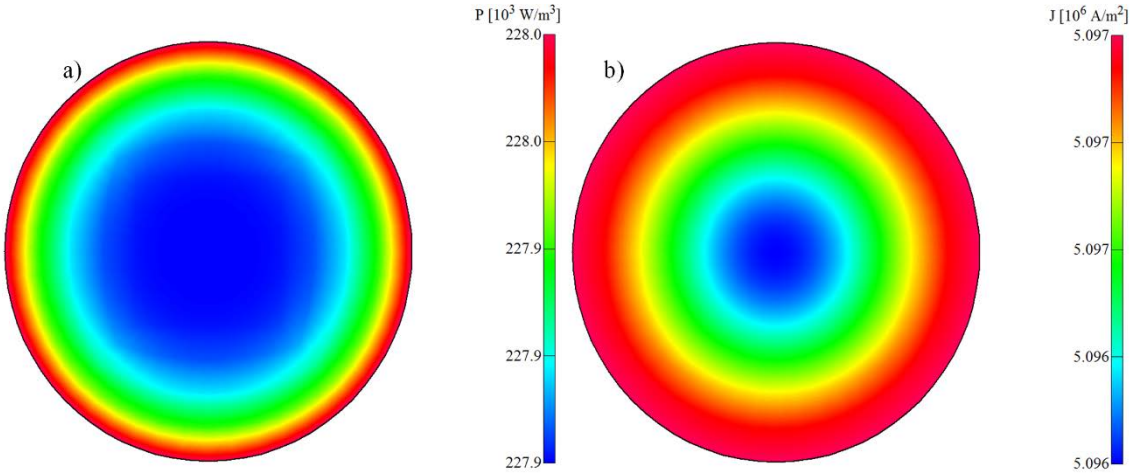
Slika 5 prikazuje diagram poteka identifikacije parametrov numeričnega modela vodnika. Izračun se začne z naključno ustvarjeno začetno populacijo izbranih parametrov [1,2]. Za vsakega člana populacije se izvede numerična analiza, ki vsebuje izračun temperaturnega polja.

Izračun magnetnega polja je izveden samo enkrat, saj ni spremembe toka in izgubne moči. Iz magnetnega polja je izračunana tokovna gostota, kjer je upoštevan izriv toka, nato še izgubna moč *p*, ki je v nadaljevanju uporabljena v termičnem polju pri izračunu temperature *T*. Identifikacija parametrov je izvedena znotraj optimizacijskega algoritma. Ob vsaki oceni kriterijske funkcije se preveri zaustavitveni pogoj. Ko je dosežen postavljen pogoj, potem ti parametri optimizacije predstavljajo parametre modela. Če zaustavitveni pogoj ni dosežen, optimizacijski algoritem ustvari novi set parametrov in se za novo iteracijo celotni postopek ponovi.



Sl.5: Diagram poteka identifikacije parametrov

Slika 6a prikazuje izgubno moč, ki je največja na površini vodnika in znaša $228 \cdot 10^3$ W/m^2. Slika 6b prikazuje razporeditev in vrednost tokovne gostote, ki je največja proti površini vodnika in znaša $5.097 \cdot 10^6$ A/m^2.



Sl.6: Razporeditev: a) izgubne moči in b) tokovne gostote v vodniku

Pri identifikaciji koeficientov je uporabljena kriterijska funkcija *f*, ki je sestavljena iz minimalne razlike med izračunano ($T_{\mathrm{i,izr}}$), in izmerjeno temperaturo ($T_{\mathrm{i,izm}}$). Indeks *i* predstavlja opazovano točko modela. Kriterijska funkcija *f* je zapisana na sledeči način [1,2]:

$$f = 0.6 \cdot f_1 + 0.4 \cdot f_2 , \tag{4}$$

kjer sta f_1 in f_2 delni kriterijski funkciji in sta zapisani kot:

$$f_1 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{2} \left| T_{\mathrm{i,izr}} - T_{\mathrm{i,izm}} \right| , \tag{5}$$

$$f_2 = \frac{1}{8} \sum_{i=3}^{10} \left| T_{\mathrm{i,izr}} - T_{\mathrm{i,izm}} \right| . \tag{6}$$

Delno kriterijsko funkcijo f_1 sestavljata termočlena, ki sta bila nameščena neposredno na vodniku. Delno kriterijsko funkcijo f_2 sestavljajo preostalih osem termočlenov, ki so bili nameščeni v okolici. Uteži 0.6 in 0.4 v (6) so izbrani na podlagi analize vpliva posameznih optimizacijskih parametrov na izračun temperature [1,2].

4.1 Optimizacijski algoritem

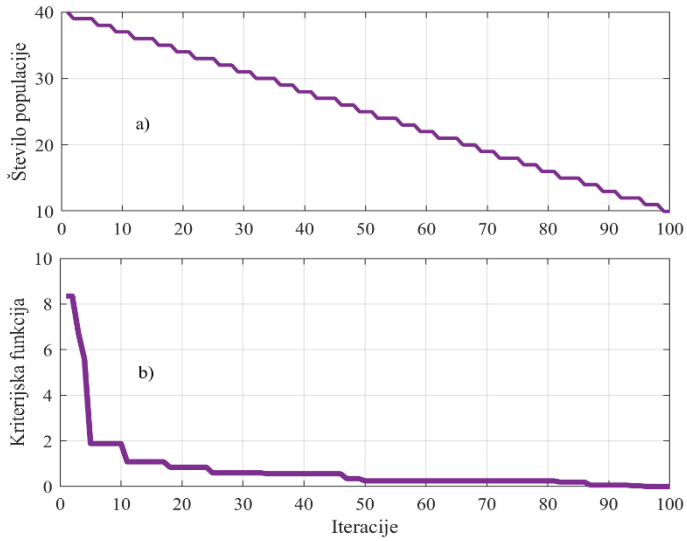
V članku je uporabljen algoritem diferenčne evolucije (DE) z dinamičnim spreminjanjem populacije, in sicer z linearnim manjšanjem velikosti populacije. DE je algoritem baziran na populaciji in vektor $x_{\mathrm{i},G}$; $i = 1, 2,..., NP$ je individualen v tej populaciji. *NP* pomeni velikost populacije in *G* je generacija. Tekom ene generacije za vsak vektor, naredi DE mutacijo in križanje ter tako ustvari poskusni vektor. S selekcijo izbere vektor z najboljšo vrednostjo kriterijske funkcije med prvotnim vektorjem in poskusnim vektorjem. Algoritem DE je podrobno opisan v literaturi [3,4].

Linearno manšanje velikosti populacije, oziroma določitev novega števila populacije je definirano kot [1]:

$$NP = NP_{\max} - \frac{NP_{\max} - NP_{\min}}{iter_{\max}} \cdot iter . \tag{6}$$

kjer je $NP_{\max}$ maksimalno število populacije; $NP_{\min}$ minimalno število populacije; $iter_{\max}$ maksimalno število iteracij; *iter* trenutna iteracija.

$NP_{\max}$, $NP_{\min}$ in $iter_{\max}$ definira uporabnik na začetku izračuna. V članku je izbran $NP_{\max} = 40$ in $NP_{\min} = 10$, tako da se je linearno zmanjševalo od 40 članov populacije proti 10 članom. Slika 7a prikazuje potek linearnega zmanjševanja *NP*, a slika 7b potek kriterijske funkcije. Sliki 7a in 7b sta dobljene z minimizacijo Rastrigin funkcije [5]. Tekom optimizacijskega postopka se osebki populacije sortirajo od najboljših proti najslabšim glede na kriterijsko funkcijo.



Sl.7: Potek: a) linearnega zmanjševanja populacije in b) kriterijske funkcije

5. REZULTATI OPTIMIZACIJE

Po optimizacijskem izračunu je dobiljena vrednost kriterijske funkcije (bestval), število cenitev kriterijske funkcije (nfeval) in potrebno število iteracij za optimizacijski izračun. Tabela 3 prikazuje krmilne parametre optimizacijskega algoritma in mejne vrednosti iskanih parametrov. Iskani so bili 3 parametri p_1, p_2, in p_3. Parameter p_1 predstavlja toplotno prestopnost zraka. Parameter p_2 predstavlja toplotno prevodnost vodnika in parameter p_3 predstavlja toplotno prevodnost zraka. Tabela 4 prikazuje dobljene rezultate po optimizaciji.

Tabela 3: Krmilni parametri optimizacijskega postopka

VTR	*D*	*itermax*	*F*	*CR*		p_1 [W/m^2·K]	p_2 [W/m·K]	p_3 [W/m·K]
1e-6	3	250	0.6	0.7	XV_{min}	2.5	200	0.02
					XV_{max}	20	260	0.03

Pomen parametrov iz tabele 3: *VTR* – željena vrednost (angl. *Value to Reach*);

D – število parametrov;

itermax – maksimalno število iteracij;

F – faktor mutacije; *CR* – faktor križanja;

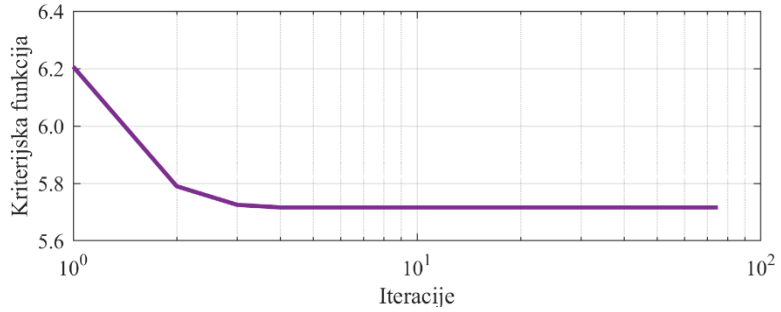
XV_{min} in XV_{max} – spodnja in zgornja meja vrednosti iskanega parametra

Tabela 4: Rezultati po optimizaciji

bestval	*nfeval*	Število iteracij	Iskani parametri

			p_1	p_2	p_3
5.61	4180	75	2.5	210	0.025

Vrednost kriterijske funkcije je 5.61. Število cenitev kriterijske funkcije je 4180. Število iteracij je 75. Slika 8 prikazuje potek kriterijske funkcije.



Sl.8: Potek kriterijske funkcije

Tabela 5 prikazuje primerjavo med izmerjeno (T_{izm}) in izačunano (T_{izr}) temperaturo golega vodnika. Pri numeričnem izračunu temperature golega vodnika so uporabljene vrednosti iskanih parametrov dobljene po optimizaciji.

Tabela 4: Vrednosti temperature po optimizaciji

Termočlen	T_{izm} [°C]	T_{izr} [°C]
1	117.3	118.5
2	57.7	58.5
3	46.6	46.2
4	34.4	34.6
5	32.3	32.8
6	28.6	29.2
7	27.3	27.7
8	26.8	26.4
9	26	26.1
10	25.5	25

6. SKLEP

Članek opisuje identifikacijo koeficientov toplotne prestopnosti in prevodnosti golega vodnika glede na izračunano in izmerjeno temperaturo vodnika. Meritve temperature so narejene v laboratorijskih pogojih z uporabo termočlenov, ki so bili postavljeni na površino vodnika in njegovo okolico. Numerični model vodnika je narejen kot 2D model z uporabo metode končnih elementov.

Koeficienti toplotne prestopnosti zraka, toplotne prevodnosti vodnika in zraka so identificirani z uporabo algoritma diferenčne evolucije (DE) z dinamičnim spreminjanjem populacije, in sicer z linearnim manjšanjem velikosti populacije. Po analizi dobljenih rezultatov

je prisotno odlično ujemanje vrednosti izračunane temperature z izmerjeno temperautor. Zaradi tega je uporabljeni optimizacijski algoritem primeren za identifikacijo temperaturnih koeficientov v primeru, kot je opisano v tem članku.

7. LITERATURA

[1] M. Sarajlić, M. Pocajt, P. Kitak, J. Pihler, "Izračun temperaturnih koeficientov pri golem vodniku s pomočjo izboljšanih algoritmov diferenčne evolucije," 13. konferenca slovenskih elektroenergetikov CIGRE-CIRED, Maribor, 22.-24. maj 2017.

[2] M. Sarajlić, M. Pocajt, P. Kitak, N. Sarajlić, J. Pihler, "Covered overhead conductor temperature coefficient identification using a differential evolution optimization algorithm", *B&H electrical engineering*, vol. 11, pp. 26–35, Jan./Dec. 2017

[3] R. Storn and K. Price, "Differential evolution–a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces," *Journal of global optimization*, vol. 11, no. 4, pp. 341–359, 1997.

[4] K. V. Price, R. M. Storn, and J. A. Lampinen, *Differential evolution: a practical approach to global optimization*. Berlin ; New York: Springer, 2005.

[5] Rastrigin funkcija, dostopno na: http://www.sfu.ca/~ssurjano/rastr.html

NASLOV AVTORJEV

Mirza Sarajlić, mag. inž. el.
Marko Pocajt, mag. inž. el.
doc. dr. Peter Kitak, univ. dipl. inž. el.
red. prof. dr. Jože Pihler, univ. dipl.inž.el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Koroška cesta 46, 2000 Maribor, Slovenija
Tel: + 386 2 220 70 86 +386 2 220 70 61

e-pošta: mirza.sarajlic@um.si
peter.kitak@um.si
joze.pihler@um.si

izr. prof. dr. Nermin Sarajlić, univ. dipl. inž. el.

Univerzitet u Tuzli, Fakultet elektrotehnike
Franjevačka 2, 75000 Tuzla, Bosna i Hercegovina

e-pošta: nermin.sarajlic@untz.ba

ANALIZA IZGUB V VISOKONAPETOSNEM TRANSFORMATORJU Z ODPRTIM TIPOM JEDRA

Mislav TRBUŠIĆ, Jože PIHLER, Anton HAMLER

POVZETEK

V članku je zajeta numerična analiza izgub pri odprto-jedrnem tipu visokonapetostnega transformatorja, ki so zaradi odprto-jedrne konstrukcije nekajkrat višje, kakor pri primerljivem transformatorju v klasični izvedbi. Večje izgube so posledica večjega magnetilnega toka in razporeditve magnetnega polja v transformatorju. Zaradi odprto-jedrne konstrukcije je radialna komponenta magnetnega polja močno izražena in v lamelah magnetnega jedra inducira vrtinčne tokove, ki povzročajo dodatne izgube. Predstavljen je model za izračun dodatnih izgub v navitjih, potencialnih ščitih in lamelah magnetnega jedra s pomočjo metode končnih elementov v 2D prostoru, za kar je bil uporabljen program FEMM.

ABSTRACT

This Paper presents a numerical analysis of losses in an open-core high voltage power transformer, which are multiple times higher than in conventional transformer design. Higher losses are the consequence of a higher magnetizing current, as well as magnetic field distribution within the transformer. Due to the open core concept, the strong radial component of the magnetic field occurs within the conductive parts of the transformer, which induces eddy-currents and causes additional losses in the magnetic core sheets, windings and electrostatic shields. The computational model, based on the Finite Element Method in a 2D space, is involved in the FEMM software to compute the additional losses in the open core transformer.

1. VISOKONAPETOSTNI TRANSFORMATOR Z ODPRTIM TIPOM JEDRA

Napetostni transformator za velike moči ali napetostni močnostni transformator (NMT) je po konstrukciji enak napetostnemu merilnemu transformatorju z odprtim jedrom. Razpon moči transformatorja v takšni izvedbi je od 5 kVA - 167,5 kVA in pokriva napetostni nivo od 72,5 – 550 kV, ter se praviloma uporablja za napajanje lastne rabe energetskih postrojev [1][2]. Prednost takšne izvedbe je predvsem v tem, da se aktivni del transformatorja nahaja znotraj votlega izolatorja in transformator ne potrebuje dodatnih skoznjikov, ki bi vodili izvode iz visokonapetostnega navitja do omrežnega priključka (Figure 1) [1]. V primerjavi s klasičnim energetskim transformatorjem zavzame NMT bistveno manj prostora znotraj objekta kot in ne potrebuje oljne jame. S stališča obratovanja je odprto jedro ugodna rešitev pri problematiki feroresonance, saj je zaradi nemagnetnih poti v glavnem magnetnem krogu transformatorja

magnetilna karakteristika zelo položna [1][3][4]. Visoka reluktanca glavne magnetne poti pa zahteva več jalove moči za magnetenje, kar pomeni višjo tokovno obremenitev navitij, posledično so izgube pri takšnem tipu transformatorja v splošnem večje, kot pri navadni konstrukciji z zaprtim jedrom. Za bolj natančno analizo izgub je potrebno poznati razporeditev magnetnega polja v transformatorju.

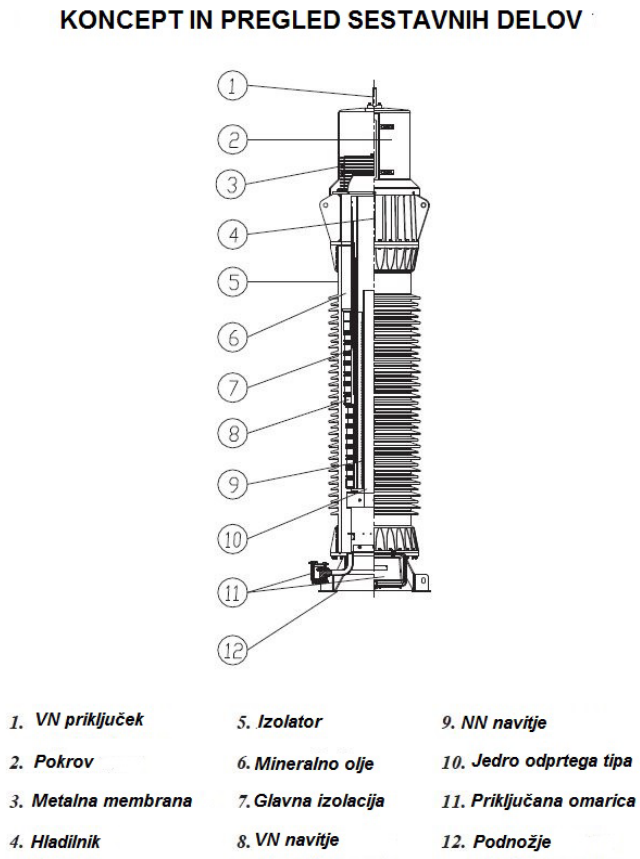


Figure 1: Konceptna izvedba visokonapetostnega močnostnega transformatorja [1].

Navitja napetostnega močnostnega transformatorja so izdelana iz bakrenih vodnikov, in sicer iz okroglih ali profilnih žic ter vrvi [2]. Nizkonapetostno (NN) navitje je nameščeno neposredno na steber (jedro) transformatorja (Figure 2-a). Visokonapetostno navitje napetostnega transformatorja za večje moči je razdeljeno v sekcije (Figure 2-b), ki so enakomerno razdeljene vzdolž jedra in med seboj povezane v serijo, kar v kombinaciji s potencialnimi ščiti zagotavlja linearno razporeditev električne poljske jakosti (napetosti) od spodnjega do zgornjega konca navitja. Število sekcij, iz katerih je sestavljeno navitje, je odvisno od napetostnega nivoja in moči transformatorja, giblje pa se od 10 – 20 [1][2][5][6].

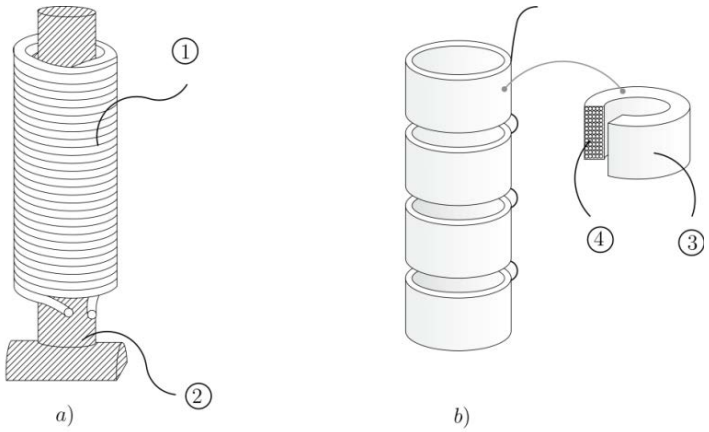


Figure 2: Tip navitja v NMT : 1-Nizko napetostno (NN) cilindrično navitje (ob stebru), 2-magnetno jedro (steber), 3- sekcija visokonapetostnega navitja (VN), 4 - VN plastno navitje.

2. MAGNETNO POLJE TRANSFORMATORJA Z ODPRTIM TIPOM JEDRA

Silnice magnetnega polja se v transformatorju z odprtim paličnim tipom jedra zaključujejo po nemagnetnih poteh, ki pa so lahko električno prevodne (baker, jekleni konstrukcijski deli) ali neprevodne (papir, olje, zrak) (Figure 3) [4][7][8]. S stališča izgub so zanimive električno prevodne magnetne poti, ki jih v transformatorjih z odprtim tipom jedra v glavnem predstavljajo navitja, elektrostatični zasloni in lamele magnetnega jedra, saj se v njih zaradi časovno spreminjajoče narave magnetnega polja inducirajo vrtinčni tokovi, ki povzročajo joulske izgube. Takšne izgube predstavljajo dodatne izgube in jih glede na smer magnetnega polja, ki jih povzroča delimo na radialne in aksialne (Figure 4). Pri kratkostičnem preizkusu odprto-jedrnega tipa transformatorja so v luči dodatnih izgub prevladujoče aksialne izgube v NN navitju, ki so v rangu 10% celotnih kratkostičnih izgub v navitjih in so v glavni meri odvisne od dimenzije vodnikov ter širine tuljave NN navitja. V splošnem se lahko kratkostične izgube pri tem tipu transformatorja izračunajo podobno kot pri transformatorjih z zaprtim tipom jedra [7][9][10][11][12].

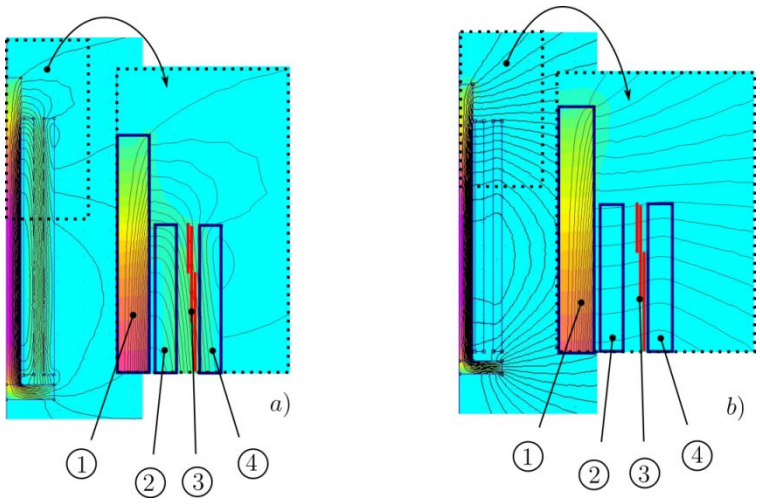


Figure 3: Potek magnetnih silnic v transformatorju z odprtim tipom jedra, a) kratkostični preizkus, b) preizkus prostega teka (1-magnetno jedro, 2-NN navitje, 3-potencialni ščiti, 4-VN navitje.

Pri odprto-jedrnem tipu transformatorja z nameščenimi potencialnimi ščiti v glavni izolaciji je potrebno posebno pozornost posvetiti izgubam, ki nastanejo v prevodnih delih pri neobremenjenem transformatorju. Zaradi splošnega pristopa k problematiki dodatnih izgub zaradi razporeditve magnetnega polja v transformatorju, je dopustno predpostaviti, da so potencialni ščiti narejeni iz dobro prevodnega materiala. Namreč, zaradi odprtega tipa jedra, ima magnetno polje v področju navitij in glavne izolacije zelo izraženo radialno komponento, kar povzroči relativno visoke dodatne izgube v NN navitju, potencialnih ščitih, predvsem pa v lamelah magnetnega jedra [10][13].

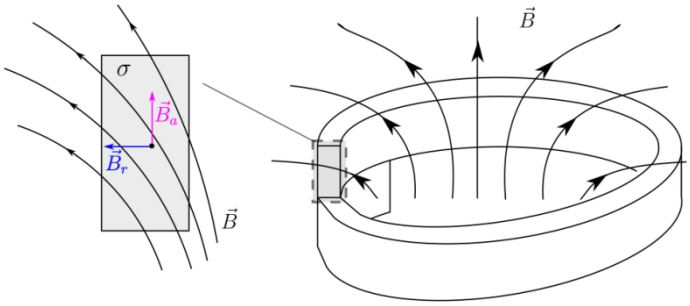
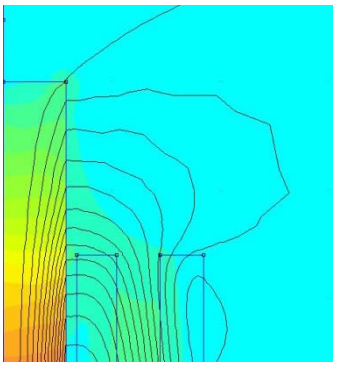


Figure 4: Shematski prikaz ovoja, ki se nahaja v magnetnem polju.

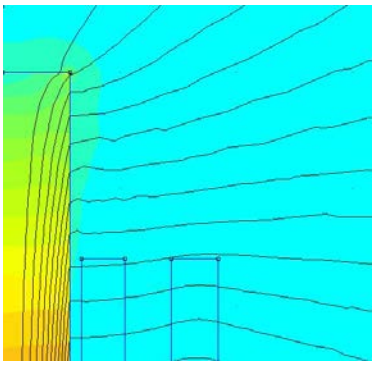
2.1 Izračun magnetnega polja

Za izračun vrtinčnih (dodatnih) izgub, je potrebno poznati razporeditev magnetnega polja v prostoru. Poznavanje polja je izhodišče ne samo za določitev vrtinčnih izgub v prevodnih delih, ampak tudi za izračun kratkostične napetosti, faktorja elektromagnetne povezave ter sil, ki delujejo na navitja med kratkim stikom [7][9]. Za izračun magnetnega polja je bil uporabljen odprtokodni programski paket FEMM, ki je primeren za reševanje nizkofrekvenčnih

elektromagnetnih problemov v 2D ravninskem ali osnosimetričnem prostoru z metodo končnih elementov [14]. Razporeditev magnetnega polja v odprto-jedrnem transformatorju za primer kratkostičnega in prostotečnega preizkusa s programsko opremo FEMM je prikazan na Figure 5.



a)



b)

Figure 5: Razporeditev magnetnega polja v transformatorju z odprtim tipom jedra pri kratkem stiku a) in prostem teku b).

2.2 Izračun dodatnih izgub

Kot je že bilo omenjeno v prejšnjem razdelku, nastanejo dodatne izgube v prevodnih materialih zaradi tokov, ki jih inducira zunanje spreminjajoče magnetno polje [7][9][11].Izpeljavo izraza za izračun dodatnih izgub v dolgi prevodni plošči kot kaže Figure 6, lahko izvedemo s pomočjo Faradayevega zakona indukcije (1) in integralom diferenciala Joulskih izgub po prostornini plošče (3). Najprej izpeljimo izraz za vrtinčni tok J_e (2) v prevodni plošči, ki ga povzroča zunanje radialno magnetno polje $B_r(t)$ s harmonično časovno odvisnostjo $B_r(t) = B_r cos(\omega t)$.

$$\oint \frac{\vec{J}_e}{\sigma} d\vec{l} = -\frac{d}{dt} \iint \vec{B}_r \, d\vec{S}$$
$$\frac{2l\,J_e}{\sigma} = B_r \sin(\omega t)\,\omega z\, 2l \tag{1}$$

$$J_e = B_r \sin(\omega t)\,\omega z\,\sigma \tag{2}$$

Z upoštevanjem (2) so podane Joulske izgube na volumen prevodne plošče (4). Izraz (4) je splošen in se lahko uporabi za izračun dodatnih izgub zaradi radialne in aksialne komponente magnetnega polja[7][9][15].

$$P_{rad} = \iiint \frac{J_e^2}{\sigma} dV$$

$$P_{rad} = \frac{B_r^2 \omega^2 2\pi r_{sr} a_0 \sigma}{4} \int_0^{b_0} z^2 dz \tag{3}$$

$$P_{rad} = \frac{B_r^2 \omega^2 \pi r_{sr} a_0 \sigma b_0^3}{12} \quad , \quad V = 2\pi r_{sr} a_0 b_0$$

$$\frac{P}{V} = \frac{B_r^2 \omega^2 \sigma b_0^2}{24} \tag{4}$$

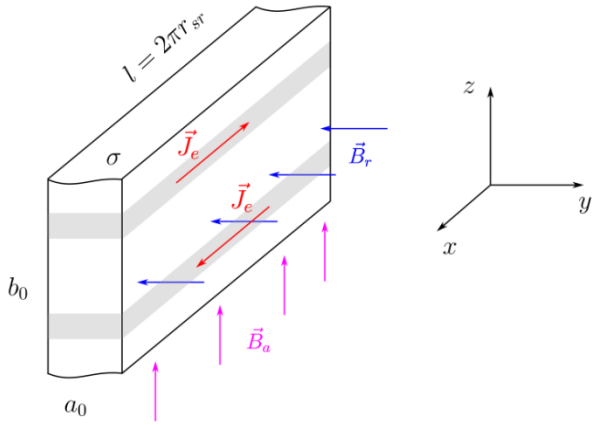


Figure 6: Induciranje vrtinčnih tokov v dolgi prevodni plošči [9].

Kjer oznake pomenijo:

- σ prevodnost materiala [S/m]
- B_r amplituda radialne komponente magnetnega polja [T]
- l dolžina plošče [m]
- J_e Amplituda vrtinčnega toka [A]
- ω omrežna krožna frekvenca [s^{-1}]
- r_{sr} srednji polmer vodnika v navitju [m]
- a_0 širina elementarnega vodnika [m]
- b_0 višina elementarnega vodnika [m]

2.2.1 Dodatne izgube v navitjih

Zaradi neenakomerne razporeditve magnetnega polja vzdolž navitja, so tudi dodatne izgube neenakomerno razporejene po navitju. Največje dodatne izgube lahko pričakujemo na koncih

navitij, kjer ima polje močno zastopano radialno komponento [9][16]. V ta namen je potrebno navitje kjer računamo dodatne izgube razdeliti (diskretizirati) z mrežo na več sekcij, ter privzeti, da je znotraj posamezne sekcije magnetno polje homogeno (Figure 7). Takšna predpostavka je upravičljiva, če se dimenzije vodnika v smeri prodiranja polja ne razlikujejo bistveno od vdorne globine elektromagnetnega polja. Za bakrene vodnike in frekvenco 50 Hz velja, da je vdorna globina 9,3 mm, kar je nekako dimenzijski razred vodnikov, ki se uporabljajo v transformatorjih [7][9].

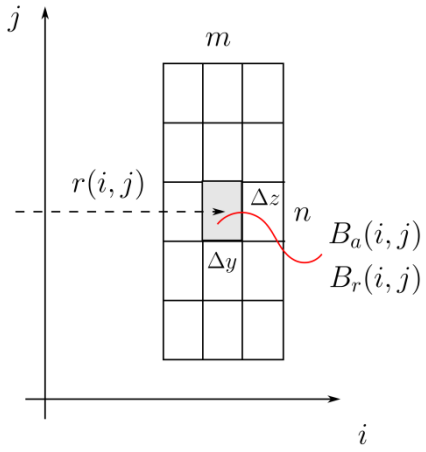


Figure 7: Razdelitev navitja v sekcije (diskretizacija navitja) [9] .

Za določitev celotnih dodatnih izgub v navitju, je potrebno izraz za volumsko gostoto izgub prevodne plošče (4), ki v konkretnem primeru predstavlja vodnik, integrirati po celotni prostornini navitja (5), oziroma sešteti prispevke vseh sekcij (6). Pri tem je potrebno še upoštevati polnilni faktor navitja p, ki predstavlja delež čistega bakra v preseku navitja[7][9].

$$P_{rad} = \frac{p\,\omega^2\, b_0^2\, \sigma\, \pi}{12} \int_0^{b_g} \int_{r_n}^{r_z} B_r^2(y,z)\, r(y)\, dy\, dz \tag{5}$$

$$P_{rad} = \frac{p\,\omega^2\, b_0^2\, \sigma\, \pi}{12} \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} B_r(i,j)\, r(i,j) \Delta y \Delta z \tag{6}$$

Podobno velja za aksialne izgube (7).

$$P_{axi} = \frac{p\,\omega^2\, a_0^2\, \sigma\, \pi}{12} \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} B_a(i,j)\, r(i,j) \Delta y \Delta z \tag{7}$$

2.2.2 Dodatne izgube v potencialnih ščitih

Pri izračunu dodatnih izgub v potencialnih ščitih, ki so dejansko tanke prevodne folije kjer velja $(a_0/b_0) \ll 1$, je praktično le radialno magnetno polje tisto, ki povzroča dodatne izgube. Namestitev potencialnih ščitov v glavni izolaciji NMT med VN in NN navitje prikazuje Figure 8. Ščiti so nameščeni vzdolž glavne izolacije, njihovo število pa je izbrano tako, da en ščit

prekriva dve sekciji VN navitja [5][17][18]. Celotne dodatne izgube v potencialnih ščitih zaradi radialnega magnetnega polja so podane z izrazom (8), ker je $B_r(k)$ pomeni povprečno vrednost vzdolž *k*-tega ščita (9) [16].

$$P_{sh} = \frac{\omega^2 \pi r_{sr} a_0 \sigma b_0^3}{12} \sum_{k=1}^{s} B_{r,k}^2 \tag{8}$$

$$B_{r,k} = \frac{1}{b_0} \int_{b_g - b_0(k-1)}^{b_g - k b_0} B_r(z)\, dz \quad , \quad k = 1,\ldots N_{sh} \tag{9}$$

- a_0 debelina potencialnega ščita [m]
- b_0 višina potencialnega ščita [m]
- N_{sh} število potencialnih ščitov med NN in VN navitjem
- $B_{r,k}$ srednja vrednost radialne komponente magnetnega polja v k-tem ščitu [T]
- b_g višina VN navitja [m]

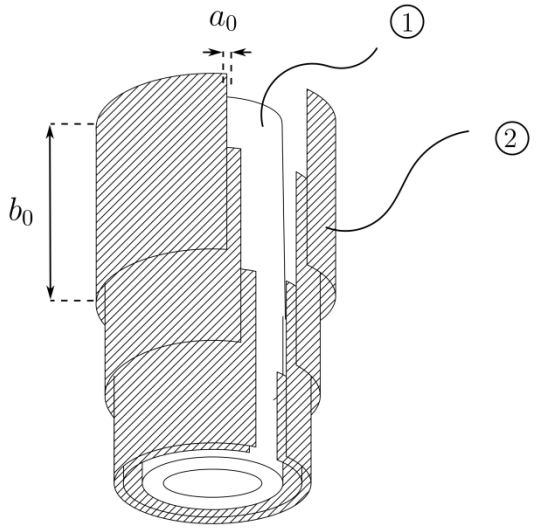


Figure 8: Postavitev potencialnih ščitov v glavni izolacije med VN in NN navitjem. (1-NN navitje, 2-potencialni ščit)

2.2.3 Dodatne izgube v lamelah magnetnega jedra

Glede na krajevno razporeditev in jakost magnetnega polja vzdolž magnetnega jedra je smotrno pričakovati vrtinčne tokove v lamelah jedra. Podobno, kot pri obravnavi izgub v navitjih in potencialnih ščitih, lahko tudi v tem primeru razdelimo posamezno lamelo jedra na več sekcij (k-sekcij $k = 1,\ldots N_c$), kot prikazuje slika(Figure 9). V vsaki sekciji krajevno magnetno polje $B_{r,k}$ (10), ki zavija v lamelo inducira vrtinčni tok $J_{e,k}$, ki povzroča joulske izgube v sekciji lamele. S seštevkom izgub v sekcijah lamele $P_{c,j}$ (11) in v vseh lamelah ($j =$

1,… N_{lam}) jedra lahko določimo celotne izgube v magnetnem jedru P_c (12), ki jih povzroča radialna komponenta magnetnega polja [10][19][20][21][22][23].

$$B_{r,k} = \frac{1}{b_s} \int_{b_s - \frac{b_s}{N_c}(k-1)}^{b_s - k\frac{b_s}{N_c}} B_r(z)\,dz \quad , \quad k = 1,\dots N_c \tag{10}$$

$$P_{c,j} = \frac{\omega^2 b_s a_0 \sigma b_0^3}{24 N_c} \sum_{k=1}^{N_c} B_{r,k}^2 \tag{11}$$

$$P_c = \sum_{j=1}^{N_{lam}} P_{c,j} \tag{12}$$

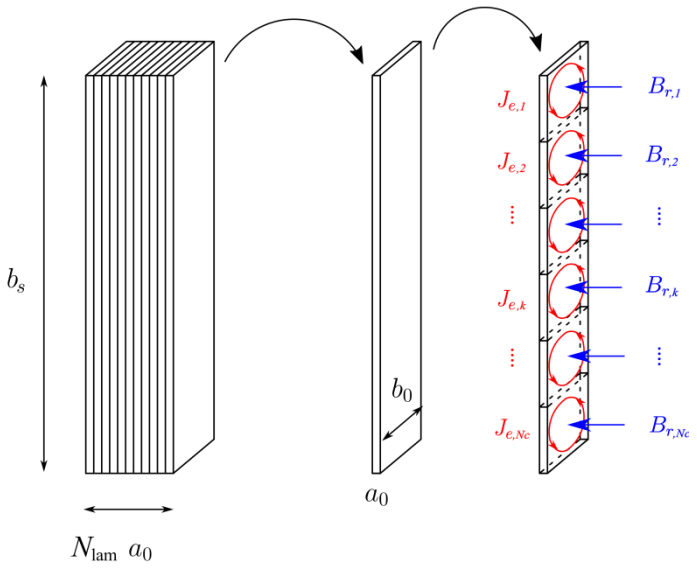


Figure 9: Vrtinčni tokovi v lameli magnetnega jedra

- a_0 debelina lamele [m]
- b_0 širina lamele [m]
- N_c število sekcij v lameli
- N_{lam} število lamel v magnetnem jedru
- $B_{r,k}$ srednja vrednost magnetnega polja v k-ti sekciji lamele [T]
- b_s višina magnetnega stebra [m]

3. REZULTATI IZRAČUNA DODATNIH IZGUB

Dodatne izgube so bile izračunane za NMT proizvajalca Končar, tip VPT 123-10 s karakterističnimi tehničnimi podatki (Tabela 1) [2]. Konstrukcijskih podrobnosti proizvajalec praviloma ne razkriva, zato je bil model sestavljen na podlagi dostopnih podatkov v [2], pri čem so nekateri parametre le približno določeni na podlagi izkušenj. Tako je privzeta tokovna gostota v navitjih ~1,25 A/mm^2, indukcija v jedru ~1,2 T in ovojna napetost ~ 2,5 V. Takšne tehnične improvizacije so lahko v konkretnem primeru privzete za dopustne, saj namen članka ni natančen izračun izgub določene transformatorske enote, ampak pokazati splošno metodo, kako izračunati dodatne izgube v odprtojedrnem transformatorju, predvsem v lamelah magnetnega jedra in potencialnih ščitih. Izračuna sta bila narejena za dva primera in sicer, v prvem primeru smo predpoistavili slabo prevoden material, v drugem pa dobro prevoden material potencialnih ščitov. V primerjavi z meritvami, lahko predpostavimo, da so v dejanskem transformatorju bili uporabljeni potencialni ščiti iz materiala s slabšo prevodnostjo.

Tabela 1: Primerjava med računskimi in merjenimi vrednostmi

	VPT 123-10 meritve	**Model, izračun (σ_{sh} = 2 MS/m)**	**Model, izračun (σ_{sh} = 58 MS/m)**
Nazivna moč S_n	10 kVA	10 kVA	10 kVA
Napetost U_1/U_2	110/0,4 kV	110/0,4 kV	110/0,4 kV
Kratkostična napetost u_k	2,4 %	2,17 %	2,17 %
Upornost navitij (dc) NN/VN	0,0193Ω / 823Ω	0,0186Ω / 862Ω	0,0186Ω / 862Ω
Izgube v prostem teku P_0	408 W	442 W	484 W
Izgube v kratkem stiku P_k	55 W	69 W	69 W
Celotne izgube transformatorja P_{cel}	463 W	511 W	573 W
Izgube podrobno:			
Izgube v jedru P_{fe}	N.A.	26 W	26 W
Izgube v elektrostatičnih ščitih P_{sh}	N.A.	2,2 W	64 W
Dodatne radialne izgube v navitjih P_{rad}	N.A.	19 W	19 W
Dodatne aksialne izgube v navitjih P_{axi}	N.A.	0,1 W	0,1 W
Dodatne izgube v lamelah jedra P_c	N.A.	266 W	266 W

4. SKLEP

Predstavljena je metoda in izpeljane matematične iztočnice za izračun dodatnih izgub v navitjih, potencialnih ščitih in lamelah magnetnega jedra odprto jedrnega tipa visokonapetostnega transformatorja. Predpostavko, da se zaradi radialne komponente magnetnega polja, ki je pri odprto jedrnem tipu transformatorja zelo izražena, inducirajo vrtinčni tokovi v lamelah magnetnega jedra in povzročijo dodatne izgube, smo potrdili z izračuni, ki so primerljivi z meritvami. Na podlagi dostopnih podatkov ni moči z gotovostjo kvantitativno ovrednotiti kolikšen je dejanski prispevek izgub v lamelah magnetnega jedra, koliko pa prispevajo izgube v drugih konstrukcijskih delih, saj je za natančnejšo analizo dodatnih izgub z računskimi postopki potrebno poznati konstrukcijke detajle, ki jih praviloma pozna le proizvajalec transformatorjev. Pa vendarle lahko povzamemo, da dodatne izgube pri odprto-jedrnem tipu transformatorja predstavljajo večinske izgube transformatorja in bi bilo smotrno uporabiti konstrukcijske ukrepe za njihovo zmanjšanje.

5. VIRI, LITERATURA

[1] I. Žiger; B. Bojanić; D. Krajtner, ”Open-core Power Voltage Transformer: Concept, properties, application”, DOI: 10.1109/ENERGYCON.2014.6850436, Publication Year: 2014 , Page(s): 246 – 253

[2] Pihler J., K. Dežan, K. Deželak, P. Kitak, J. Ribič, M. Stegne, G. Štumberger, J. Voh, Vgradnja napetostnih merilnih transformatorjev z navitjem za napajanje lastne rabe v objektih 110/xx kV, študijska naloga, 20016

[3] D. Krajtner, “Influence of the Inductive Transformer Construction on Ferroresonance Appearance in High voltage Networks”, CIGRE Croatia, Cavtat, Croatia, 2005.

[4] I.Žiger, D. Krajtner, D. Filipović-Grčić, “DC current capability of high voltage apparatus based on the open-core concept”, Elec. Power Syst. Res. (2017), https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.10.017

[5] I. Žiger, B. Bojanić, D. Krajtner, “Power Voltage Transformers – expending Beyond Station Service”, Power and energy Society General Meeting - IEEE, Denver, 2015

[6] R. Maruša, R. Ferlič, D. Malek in V. Lovrenčič, „Energetski merilni visokonapetostni transformator,“ v *12. Konferenca slovenskih elektroenergetikov*, Portorož, 2015

[7] K. Karsai, D. Kerényi in L. Kiss, *Large Power Transformers*, Budimpešta: Akadémiai Kiadó, 1987

[8] A. Jurman, M. Berlec, “Izračun stresanega magnetnetnega polja v transformatorskem oknu”, CIGRE – Slovenija, Velenje, 2005

[9] A. Jurman, *Razsipano magnetno polje in lastnosti transformatorja, Magistrsko delo*, Ljubljana: Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, 2008

[10] D. A: Koppikar, S. V. Kulkarni, P. N. Srinivas, S. A. Khaparde, R. Jain, “Evaluation of flitch plate losses in power transformers”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 14, no. 3, pp. 996-1001, 1999

[11] A. D. Podolstev, N. Kucheryavaya, B. B. Lebedev, "Analisys of Effective Resistance and Eddy-Current Losses in Multiturn Winding of High-Frequency Magnetic Components", *IEEE Trans. Magn.*,vol. 39, no. 1, pp. 539-548, 2003
[12] G. B. Kumbhar, S. M. Mahajan, W. L. Collet, "Reduction of Loss and Local Overheating in the Tank of a Current Transformer", *IEEE Trans. Power Del.*,vol. 25, no. 4, pp. 2519-2525, 2010
[13] J. M. Martínez-Tarifa, J. Rivas-Conde, G. Robles, J. Sanz-Feito, "Influnce of Leakage Magnetic Fields on Partial Discharge Activity in Power Transformers", *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul..*,vol. 17, no. 6, pp. 1724-1730, 2010
[14] D. C. Meeker, Finite Element Method Magnetics, Version 4.2, http://www.femm.info/wiki/HomePage
[15] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, Transformer Engineering: Design and Practice. New York: Marcel Dekker, May 2004
[16] G. Diaz, E. Mombello, "Semianalytic Integral Method for Fast Solution of Current Distribution in Foil Winding Transformers", *IEEE Trans. Magn.*,vol. 51, no. 9, 2015
[17] D. Makuc, M. Berlec, K. Lenasi, "Elektrostatični zasloni in udarne prenapetosti v navitjih transformatorjev", CIGRE – Slovenija, Čatež, 2007
[18] B. Adamczyk, M. Florkowski, M. Swiatkowski, "effect of Shielding on Surge Overvoltages in Multilayer type Windings of Power Transformer", *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul..*,vol. 23, no. 3, pp. 1724-1635, 2016
[19] H. Hamzehbahmani, P. Anderson, J. Hall, D. Fox, "Eddy Current Loss Estimation of Edge Burr-Affected Magnetic Laminations Based on Equivalent Electrical Network-Part I: Fundamental Concepts and FEM Modeling", *IEEE Trans. Power Del.*,vol. 29, no. 2, pp. 642-650, 2014
[20] H. Hamzehbahmani, P. Anderson, J. Hall, D. Fox, "Eddy Current Loss Estimation of Edge Burr-Affected Magnetic Laminations Based on Equivalent Electrical Network-Part II: Analytical Modeling and Experimental Results", *IEEE Trans. Power Del.*,vol. 29, no. 2, pp. 651-659, 2014
[21] A. E. Emanuel, "The Effect of Nonsinusoidal Excitation on Eddy Current Losses in Saturated Iron", *IEEE Trans. Power Del.*,vol. 3, no. 2, pp. 662-671, 1988A
[22] J. C. Olivares, Y. Liu, J.M. Cañeda, R. Escarela-Perez, J. Drisen, P. Moreno, "Reducing Losses in Distribution Transformers", *IEEE Trans. Power Del.*,vol. 18, no. 3, pp. 821-826, 2003
[23] A. Stadler, M. Albach, "The Influence of the Winding Layout on the Core Losses and the Leakage Inductance in High Frequency Transformers", *IEEE Trans. Magn.*,vol. 42, no. 4, pp. 735-738, 2006

NASLOV AVTORJEV

Mislav Trbušić, univ. dipl. inž. el.
red. prof. dr. Jože Pihler, univ. dipl. inž. el.
red. prof. dr. Anton Hamler, univ. dipl. inž. el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenija

Tel: + 386 2 220 70 81
Elektronska pošta: mislav.trbusic@um.si

APPLICATION OF HEAT PUMP IN UNIN3 BUILDING OF THE UNIVERSITY NORTH IN VARAŽDIN

UPORABA TOPLOTNE ČRPALKE V ZGRADBI 3 UNIVERZE V VARAŽDINU

Dunja SRPAK, Damir MAĐERIĆ, Zlatko BOTAK

POVZETEK

Članek predstavlja rešitev ogrevanja in hlajenja s toplotno črpalko na stavbi št. 3 Univerze v Varaždinu. Po opisu principa delovanja toplotne črpalke so prikazani tehnični podatki vgrajene toplotne črpalke in opisan je sistem za daljinski nadzor in krmiljenje. Na koncu so navedeni pomembni procesni podatki, ki jih je mogoče prebrati na daljavo, zaradi analize delovanje sistema.

ABSTRACT

The article presents the solution of heating and cooling using a heat pump on building no. 3 of the University North in Varazdin. After the description of the principle of heat pump operation, the technical data of the installed heat pump are listed and the remote control system is described. Finally, significant process data are presented that can be remotely monitored, in order to analyze the functioning of the system.

1. INTRODUCTION

The University North uses former military facilities in Varaždin and Koprivnica for placement of lecturing rooms, laboratories as well as for the offices for teachers. During the reconstruction and adaptation of these old buildings for the new purpose, energy efficiency has been increased by isolating the wall and roof structure, installing new and more energy efficient windows and doors, lighting fixtures and boiler rooms. The third building in Varaždin, which has been renovated as the latest, is in use since the summer 2017 and has the heat pump installed for further increase of the heating and cooling system efficiency.

2. THE PRINCIPLE OF HEAT PUMP OPERATION

Refrigeration systems are used for many purposes in modern life. For instance, food preservation and processing, medical purposes, gases liquefying, process industry, air-conditioning etc. Low-pressure liquid of refrigerant which has low temperature, enters in a heat exchanger where absorbs the heat from limited space environment. The environment is cooling by dissipating the heat while refrigerant is evaporating using the mentioned heat. Therefore, the heat exchanger is called the evaporator. The low-pressure vapor from evaporator is sucked by compressor and pressured to high pressure and high temperature. Compressor is usually driven by electric power. The high pressure vapor enters in a heat exchanger which is installed outside the cooled room. The refrigerant dissipates the heat on the environment and condenses in the same time. Therefore, the later mentioned heat exchanger is called condenser. An expansion valve is installed between condenser and evaporator. Its function is reducing of refrigerant pressure, and so the refrigeration cycle is closed [1].

If the refrigeration is the main working process, the refrigeration system absorbs the heat from refrigerated space and dissipates heat to environment in the same time. If we have the requirement for heating of space the same system can be used also, but condenser is placed in treated space and evaporator is placed outside. The refrigeration system, which is used for both cooling and heating, is called heat pump. It has two heat exchangers (one of them is placed inside and the another one is placed outside), and it is equipped with four way solenoid valve which manages with process by direction of hot high pressure vapor (exiting from compressor) to inner or to outer heat exchanger.

The energetic balance of complete system is simple. Inputs are equal to outputs. Inputs are consisting of absorbed heat on evaporator and electric power consumed by compressor while the heat conveyed on condenser represents the output. This balance could be described by equation:

$$Q_o + P = Q \tag{1}$$

Where is: Q_0 [W] - absorbed heat flux on the evaporator,

P [W] - consumed electrical power on compressor,

Q [W] - dissipated heat flux on condenser.

Efficiency of thermal engineering process is often described as ratio between realized energy effect and “spent” energy. While the refrigeration is useful process the efficiency (*COPC* – coefficient of performance in cooling mode) could be expressed as follows:

$$COPC = \frac{Q_o}{P} \tag{2}$$

Opposite, when the heating is working process the efficiency (*COPH* – coefficient of performance in heating mode) is described by:

$$COPH = \frac{Q}{P} = \frac{Q_o + P}{P} = COPC + 1 \quad (3)$$

In heating mode, efficiency of heat pump depends significantly on the environmental temperature. Therefore, heat pump which absorb heat from underground water is more efficient than heat pump which absorbs heat from environmental air, because the temperature of underground water in winter period is significantly higher than the environmental air temperature. In cooling mode, efficiency of heat pump depends mainly on environmental temperature as well as cold room temperature. Lower environmental temperature and higher room temperature has influence on higher efficiency [2]. The highest efficiency could be achieved in the case when there is necessity for cooling and heating simultaneously. For instance, during cold weather there is necessity for heating of supermarket and in the same time some articles (like dairy products, meat etc.) should be cooled.

3. DESCRIPTION OF THE SYSTEM WITH HEAT PUMP IN UNIVERSITY NORTH

In boiler room of the UNIN3 building of University North, the ground water source heat pump type REWATEMP RWT 75/100 is installed, as shown in Fig 1.



Fig.1: Heat pump unit in building no. 3 of University North

Simultaneous operation mode of heating and cooling provides the minimum energy consumption, without switching between heating/cooling mode. Heating, cooling and warm water heating are achieved with one refrigeration cycle, what enables the cost efficient maintenance. Mounted units are using energy of underground water in open loop system for heating and cooling of the building interior [3].

Important technical data of the installed heat pump are shown in table 1.

Table 1: Rewatemp 75/100 technical data

Working presure	30 bar
Test presure	42,9 bar
Working temperature	-20/+100 ºC
Heating/Twater	93,8 kW / 45/40 ºC
Quantity source water/Twater	3,42 l/s / 10/5 ºC
Cooling/Twater	89,6 kW / 7/12 ºC
Type of refrigerant	R410A

4. CENTRAL CONTROL SYSTEM FOR HEATING AND COOLING

The operation of the entire system is automated with local control units and controlled by a suitable program in the central computer processing unit. All functions of the facility are written in a program to which only the authorized person of the performer Menerga can access, not the user. However, a trained expert from user can monitor system operation without changing any functions, via remote access to the control computer [4].

4.1 Description of digital control system

Digital control is used for automatic regulation and control of individual circuits and elements in the UNIN3 of the University North in Varaždin, for preparation and distribution of hot water for heating, and of cold water for cooling. The regulation system includes the following parts [5]:

- control circuits for the heating by convection and radiators
- control circuits for convection cooling
- regulation of gas boilers
- regulation of water preparation in hot water accumulator
- regulation of water preparation in the cold water reservoir
- turning on the heat pumps
- turning on the well pump
- pressure control in the system
- room temperature regulation.

4.2 Remote monitoring of the system parameters

By studying the possibilities of the central control system, the significant process data are detected, which can be remotely monitored, in order to analyze the functioning of the system.

Besides the parameters from the temperature regulators in every room of the building, all the important parameters from the thermal station are presented as shown in Fig. 2.

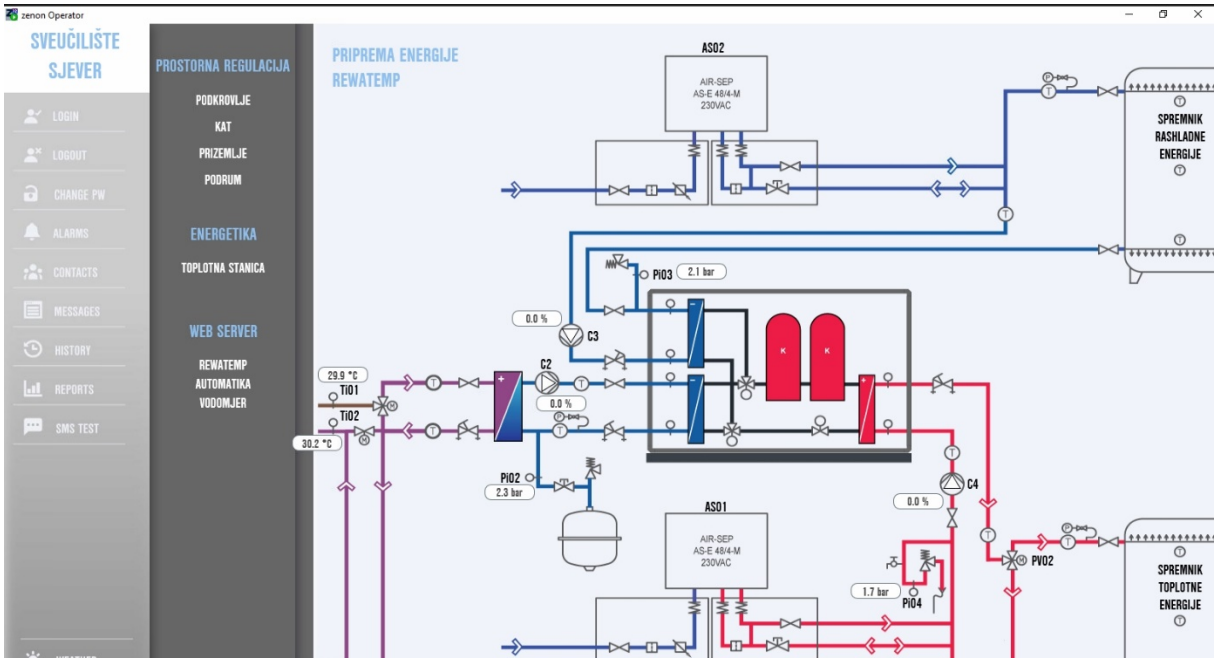


Fig. 2: Overview of the energy preparation in the thermal station

In order to analyze the efficciency of the heat pump, the operating data have to be extracted from the archive of the recorded data. The deep of the memory is from the beginning of the year for most of the parameters. The time series can be displyed with the lenght of 45 minute, 1, 3, 6, 12 or 24 hours, or longer (months). The graphs usefull for further analysis that can be viewed, as shown in Fig. 3. are:

- analogue:
  - temperature of flow of well water,
  - temperature of return of well water,
  - temperature of flow of hot water,
  - temperature of return of hot water,
- digital:
  - compressor 1.1 time of on / off ,
  - compressor 1.2 time of on / off ,
  - compressor 1.3 time of on / off ,
  - compressor 1.4 time of on / off .

Since the temperature is displayed only while the pump is running, analogue graphs of the temperatures can also provide digital data on the on / off time, (operation duration) of the flow pumps and the return pumps of cold and hot water [6].

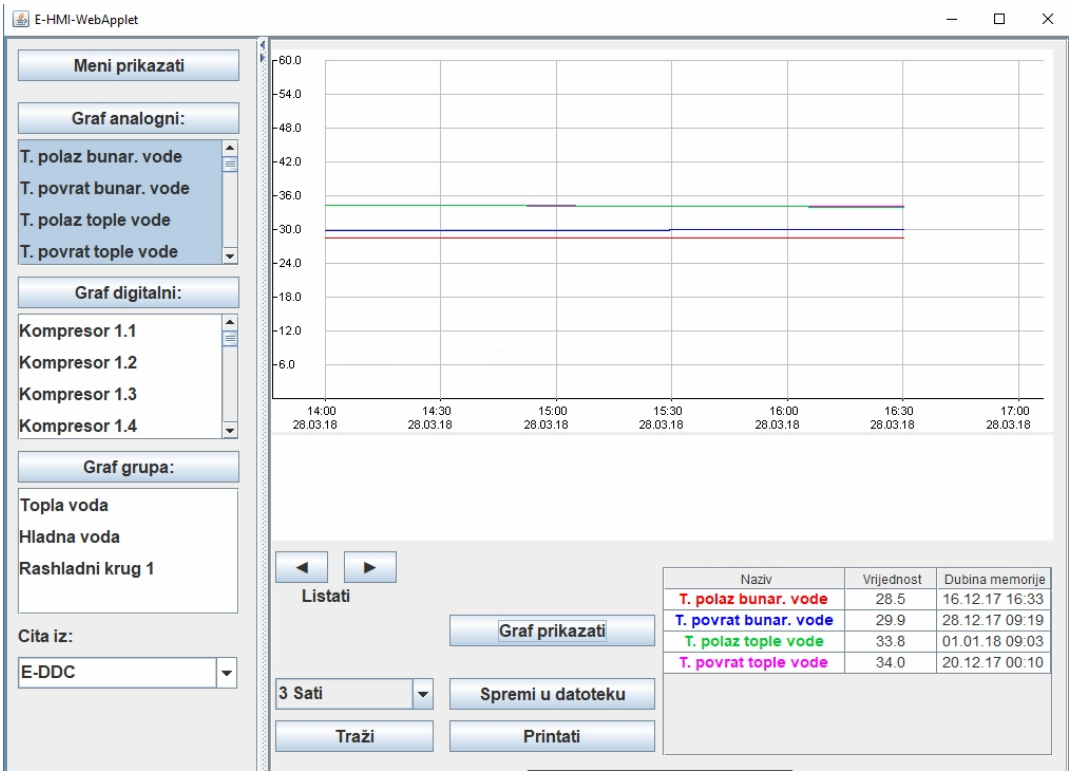


Fig. 3: Operation and temperature overview of the pumps for cold and hot water

5. CONCLUSION

This example of good practice shows that using renewable energy sources can additionally increase energy efficiency, even in old buildings. The central control system is installed to enable the heating and cooling system to operate fully automatically. Moreover, it is used for archiving the histograms of operation of all important system elements as well for monitoring of warnings and alarms to support the maintenance of the system. Saved significant process data can be remotely monitored and used to analyze the functioning of the system.

6. REFERENCES

[1] I. Dincer, M. Kanoglu, “Refrigeration systems and applications,” 2nd edition, A John Wiley and sons, 2010., ISBN 978-0-470-74740-7,

[2] B. Whitman, B. Johnson, J. Tomczyk, E. Silberstein, “Refrigeration & Air conditioning technology,” 6th edition, Delmare Cengel Learning, 2009., ISBN-13: 978-1428319363

[3] T. Tkalčić, Glavni projekt "REKONSTRUKCIJA POTKROVLJA UREDSKO-NASTAVNE ZGRADE SVEUČILIŠTA SJEVER, J.Križanića 33, kč.br. 2989/59, ko. Varaždin," – MAPA 5/7 STROJARSKI PROJEKT, PROJEKT GRIJANJA, HLAĐENJA I VENTILACIJE, izrađen od Connecto projekt d.o.o., Varaždin, 2015.

[4] Menerga d.o.o. Maribor, "UPUTE ZA CENTRALNO NADZORNI UPRAVLJAČKI SUSTAV," Projekt: I-042/16 – Sveučičište Sjever VA, Maribor 2017.

[5] Menerga d.o.o. Maribor, "UPUTE ZA DIGITALNU REGULACIJU I WEBSERVER," Projekt: I-042/16 – Sveučičište Sjever VA, Maribor 2017.

[6] S. Bisgaard, M. Kulahci, "Time series analysis and forecasting by example - Wiley series in probability and statistics," WILEY, 2011

AUTHORS ADDRESS

dr. sc. Dunja Srpak, dipl.inž.el.

Damir Mađerić, dipl.inž.stroj.

dr.sc. Zlatko Botak, dipl.inž.stroj.

Sveučilište Sjever, Sveučilišni centar Varaždin, 104. Brigade 3, 42000 Varaždin, Hrvatska

Tel: + 385 98 821 891

Email: dunja.srpak@unin.hr
Email: damir.madjeric@unin.hr
Email: zlatko.botak@unin.hr

VPLIVI RAZSVETLJAVE NA OKOLJE

Andrej ORGULAN

POVZETEK

V Sloveniji mineva deset let od sprejetja prve Uredbe o mejnih vrednostih svetlobnega onesnaževanja okolja, ki je bila med prvimi sprejetimi ukrepi na nivoju celotne države. Pred in po njenem sprejetju so potekale dokaj burne razprave o možnih in sprejemljivih ukrepih za zmanjšanje vpliva razsvetljave na okolje. Sprejeti ukrepi se močno razlikujejo od pristopov, ki jih priporočajo mednarodna strokovna in standardizacijska združenja.

Leta 2017 je CIE izdala Tehnično poročilo s prenovljenimi smernicami za omejevanje učinkov vsiljene svetlobe [1], tudi posamezna združenja po svetu so medtem že večkrat prenovila svoja priporočila in omejitve s katerimi se omejujejo neželeni učinki zunanje razsvetljave na prebivalce in ljudi. Spremembe v smernicah in predpisih so odraz razvoja na področju svetlobnih virov in drugih tehnologij sodobne razsvetljave in upoštevajo vse bolj učinkovite svetlobne vire in optične sisteme svetilk ter predvsem spremembe, ki so nastale v spektralni sestavi svetlobe sodobnih svetlobnih virov

V prispevku so predstavljene nekatere možne spremembe v ukrepih in merilih za omejevanje vplivov zunanje razsvetljave na ljudi in okolje ter nekateri učinki svetlobe, ki v obstoječih, starejših predpisih niso obravnavani.

ABSTRACT

It has been a decade since Slovenia adopted its first legislation act about light pollution limitation. In the time, it was among first countries that adopted such legislation countrywide. In the time of accepting the form of this act, there were turbulent discussions going on about possible and acceptable measures for limitation of effects of obtrusion light on environment. Final form of accepted act was in many ways different that similar acts in other countries or recommended practices by international communities.

CIE published its second edition of Guide on the Limitation of the Effects of Obtrusive Light in 2017 and other expert communities in the world have new editions of their recommended practices and possible measures for light intrusion and pollution limitation. Those changes appear mostly because of the development in the field of light sources and optical systems technologies in the last decade. Light sources and optical systems are becoming more and more efficient and spectrum of light is becoming very specific.

Possible changes in measures for limitation of obtrusive light effects on users and environment are presented in this paper as well as some effects of light on environment that is specific for new light sources.

1. UVOD

Obstaja množica razlogov in za razsvetljavo na prostem, večinoma povezanih z načinom življenja sodobne družbe. Zunanja razsvetljava omogoča odvijanje raznovrstnih dejavnosti v času, ko ni dnevne svetlobe. Običajno jo povezujemo z naslednjimi nameni:

- omogoča delo, opravljanje drugih dejavnosti in rekreacijo v večernem času,
- preprečuje nevarnosti in zagotavlja občutek varnosti udeležencem v prometu, v mestnih središčih in drugod,
- omogoča občudovanje ali opazovanje kulturnih, zgodovinskih ali drugih znamenitosti in olepšuje zunanjosti objektov,
- omogoča obisk površin za sprostitev, kot so na primer parki in
- za oglaševanje in druge komercialne namene.

Vsak izmed naštetih namenov se zdi dovolj legitimen za uporabo, vendar se je treba zavedati, da vsaka zunanja razsvetljava, tako podnevi kot ponoči, povzroča tudi neželene učinke, in da je kakovostna razsvetljava takšna, ki te neželene učinke zmanjšuje na sprejemljiv nivo. Sprejemljiv nivo neželenih učinkov razsvetljave se zelo razlikuje glede na opazovano okolje in interesne skupine udeležencev. Neželene vplive razsvetljave bi lahko razdelili na:

- neposredni učinki emisij svetlobe, kot so bleščanje, vsiljena svetloba, sij neba nad urbanimi področji,
- vplivi na živali,
- drugi vplivi na ljudi,
- drugi vplivi na okolje, ki nastajajo zaradi delovanja naprav, njihove proizvodnje ali razgradnje.

Izkaže se, da je problematika zelo široka, in je skoraj nemogoče v omejenem prispevku enakomerno obravnavati vse učinke.

Izhodišča za obravnavo vpliva neželenih učinkov razsvetljave na okolje naj bodo naslednja.

- zunanja razsvetljava je potrebna za normalni potek življenja. Predvsem v urbanih središčih;
- nivoji svetlosti, oz. osvetljenosti površin, ki jih osvetljujemo naj bodo vsaj takšni, kot jih predpisujejo standardi in priporočila, vendar ne mnogo večji;
- svetilke naj bodo usmerjene tako, da osvetljujemo površine ali prostor, ki jih želimo osvetliti, na način ki je najbolj primeren oziroma najbolj učinkovit,
- izbiramo ustrezen spekter svetlobe.

Pri upoštevanju teh izhodišč se mnenja o učinkovitosti začnejo precej razhajati, glede na vlogo posameznih udeležencev. Teža posameznega učinka motečih emisij, ali posameznega ukrepa za preprečevanje je namreč zelo odvisna od zahtev, ki jih imajo posamezne dejavnosti udeležencev glede okolja.

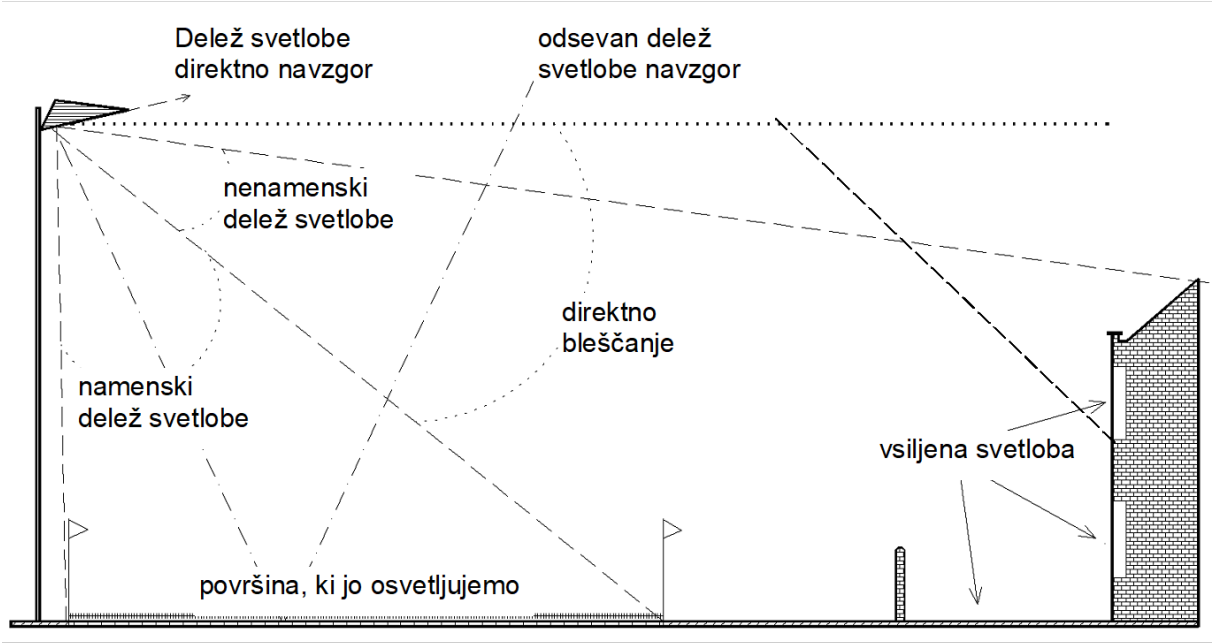
2. MOTEČE EMISIJE SVETLOBE

Svetlobnotehnična stroka poskuša že od nekdaj omejevati vsaj tisti del motečih emisij svetlobe, ki bi lahko povzročali neposredne motnje udeležencev, kot so bleščanje, vdor svetlobe v stanovanja, odvračanje pozornosti od signalnih znakov in podobno.

Astronomi v poznih 80tih letih začnejo ozaveščati druge o težavah pri opazovanju neba, kar sproži postopke za omejevanje neželenih vplivov. Predlagajo drastične omejitve, zastrte svetilke, prepovedi razsvetljave. Pridružijo se zoologi in okoljevarstvena gibanja

Strokovna združenja so se v teh letih odzvala z obsežnimi analizami motečih emisij, sprejela priporočila za omejevanje neposrednih učinkov motečih emisij, kakor tudi vpliva na sij nočnega neba nad urbanimi področji. Možni pristopi so:

- Vrednotenje motečih emisij kot so prikazane na sliki 1.
- optimizacija konfiguracij svetilk glede na emisije, ki jih povzroča razsvetljava in se jim ne moremo izogniti,
- Omejitev vgrajenega svetlobnega toka na enoto osvetljene površine, za tipične postavitve zunanje razsvetljave,
- vgrajen svetlobni tok na št prebivalcev,
- porabljena el. energija na enoto osvetljene površine in podobno.



Slika 1: Tipične emisije svetlobe svetilke zunanje razsvetljave

CIE priporoča delitev obravnavanih območij glede na dejavnosti, ki v njih potekajo (cone) in omejevanje izbranih parametrov znotraj teh con. Nekateri udeleženci za svoje dejavnosti ali delo potrebujejo temno okolje, druge dejavnosti pa svetlo, kar vodi do konfliktov, objektivne meje pa je težko postaviti. Zato Mednarodna komisija za razsvetljavo v svojih priporočilih [1]

zagovarja pristop omejevanja z razdelitvijo obravnavanih območij na cone, glede na gostoto poseljenosti, tipične dejavnosti in naravno svetlost okolja.

Preglednica 1: Razdelitev obravnavanih območij na cone

Cona	Svetlost okolja	Primeri
E0	Zelo temno	Astronomski observatoriji, parki za opazovanje temnega neba
E1	Temno	Relativno nenaseljeno podeželje
E2	Nizka svetlost	Redko poseljeno podeželsko območje
E3	Srednja svetlost	Naseljeno podeželje in urbana naselja
E4	Visoka svetlost	Mestna središča in trgovske površine

Za razliko od mednarodnih priporočil so omejitve v Sloveniji veljavne Uredbe o mejnih vrednostih svetlobnega onesnaževanja okolja predpisane za enako za celotno državno področje, razen vertikalne osvetljenosti na oknih varovanih prostorov, kjer se Uredba zelo približa zahtevam mednarodnih priporočil in so prikazane v preglednici 2 [2]. Moteče emisije svetlobe Uredba omejuje učinke svetlobe s pomočjo naslednjih ukrepov:

- uporabe svetilk brez svetenja nad horizontalo,
- razmerje priključne moči na število prebivalcev,
- omejitev gostote moči za zunanjo razsvetljavo ob objektih
- omejitev svetlosti osvetljenih fasad in spomenikov na 1 cd/ m^2 .

Preglednica 2: Največja dovoljena vertikalna osvetljenost ki jo lahko razsvetljava povzroča na oknih varovanih prostorov

Okoljsko območje	**Osvetljenost** od sončnega zahoda do 24. ure	**Osvetljenost** od 24. ure do sončnega vzhoda
območje, ki je s predpisom določeno kot naravna vrednota	2 lx	0 lx 1 lx (osvetljenost zaradi razsvetljave javne površine)
naselje, ki ni mesto	5 lx	1 lx
mesto	10 lx	2 lx
območja visoke nočne dejavnosti v mestih z več kot 20 000 prebivalci*	25 lx	5

Omejevanje osvetljenosti na oknih stanovalcev je edini ukrep, kjer so upoštevana različna območja in svetlosti okolice, vsi drugi ukrepi veljajo v celotni državi enako.

Moteče emisije svetlobe najbolje nadziramo z uporabo kakovostnih optičnih sistemov in z razumnim dimenzioniranjem razsvetljave (omejeno št. svetilk in njihova pravilna namestitev). Se pa zaradi ekonomičnosti (manjše število svetilk na kilometer ceste) ne moremo izogniti določeni stopnji **bleščanja**. Bleščanje v cestni razsvetljavi je kompleksen pojem, nastaja pa tudi zaradi sipanja svetlobe v očesu in je razen osvetljenosti na ravnini očesa odvisno tudi od spektralne sestave svetlobe ter predvsem od adaptacijske svetlosti opazovalca, torej tudi svetlosti ozadja. Krajše valovne dolžine (modra svetloba) praviloma povzročajo nekaj več bleščanja, kar je dodaten razlog ob zahtevah astronomov, da so zelo hladne barve svetlobe v zunanji razsvetljavi nezaželene.

Mednarodna priporočila omejujejo pojav bleščanja, ki bi se lahko pojavilo zaradi zunanje razsvetljave na položajih oken stanovanj s pomočjo največje dovoljene svetilnosti svetilk in njihove površine svetleče površine. Uredba v Sloveniji takšnih omejitev ne pozna.

2.1 Vplivi na sij nočnega neba

Vpliva razsvetljave na pojav sija nočnega neba ne moremo bistveno zmanjšati le s pomočjo omejitev sevanja svetilk nad horizontalo, saj se zaradi odbojev na osvetljenih površinah (slika 1) ne moremo izogniti deležu svetlobe, ki bo usmerjeno proti nebu. Ta delež je premo sorazmeren osvetljeni površini, njenemu refleksijskemu faktorju in osvetljenosti površine:

$$UPF_{\min} = E \cdot A \cdot \rho_1 \tag{1}$$

kjer je: UPF_{min} - delež svetlobnega toka, ki se mu ne moremo izogniti
E - srednja osvetljenost površine,
A - površina in
P - refleksijski koeficient osvetljene površine
dl - element na poti L,

Skupni svetlobni tok v zgornjo poloblo je sestavljen iz naslednjih deležev (slika 1) [3, 4, 5]:

- $\phi_{la} \cdot ULOR$ - delež svetlobnega toka neposredno v zgornjo poloblo,
- $\phi_{la} \cdot \rho_1 \cdot u$ - delež svetlobnega toka odbitega od namensko osvetljene površine,
- $\phi_{la} \cdot \rho_2 \cdot (DLOR - u)$ - delež svetlobe odbite od okolice osvetljene površine.
- u (koeficient učinkovitosti) je razmerje med deležem svetlobnega toka, ki neposredno pade na površino, ki jo osvetljujemo proti skupnemu svetlobnemu toku vseh svetilk.

Iz posameznih deležev svetlobe usmerjenih v zgornjo poloblo lahko zapišemo izraz za skupni svetlobni tok, ki bo potencialno seval v zgornjo poloblo *UPF*:

$$UPF = \phi_{la} \cdot \left[ULOR + \rho_1 \cdot u + \rho_2 \cdot (DLOR - u) \right] \tag{2}$$

Delež svetlobnega toka iz enačbe 1 lahko velja kot merilo za svetlobno učinkovitost nameščenega razsvetljavnega sistema. Dejansko nameščeno razsvetljavo lahko vrednotimo v primerjavi z optimalnim:

$$UFR = \frac{UPF}{UPF_{\min}} \tag{3}$$

$$UFR = 1 + \frac{1}{\rho_1} \left[\frac{ULOR}{u} + \rho_2 \cdot \left(\frac{DLOR}{u} - 1 \right) \right] \tag{4}$$

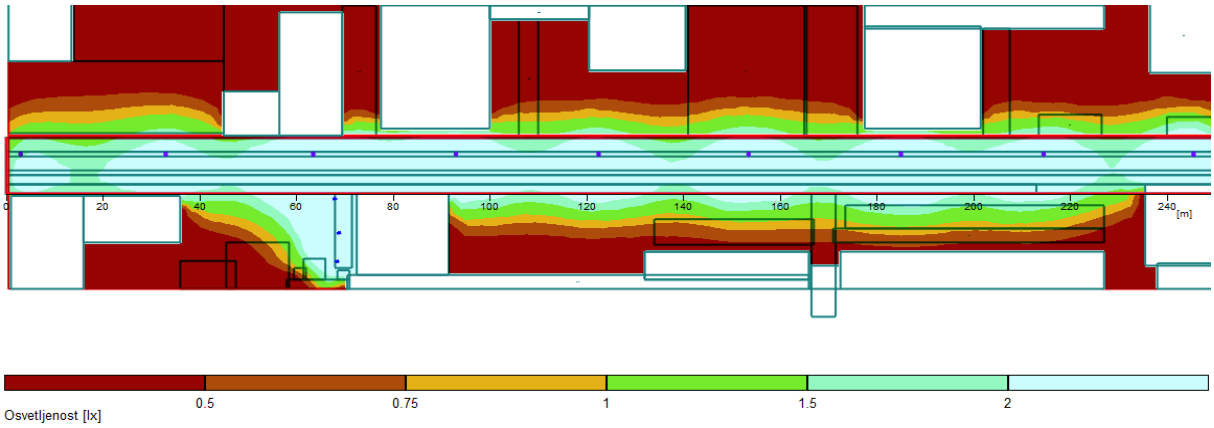
kjer je: *UFR* - razmerje svetlobnega toka v zgornjo poloblo

ULOR - relativni delež svetlobnega toka v zgornjo poloblo

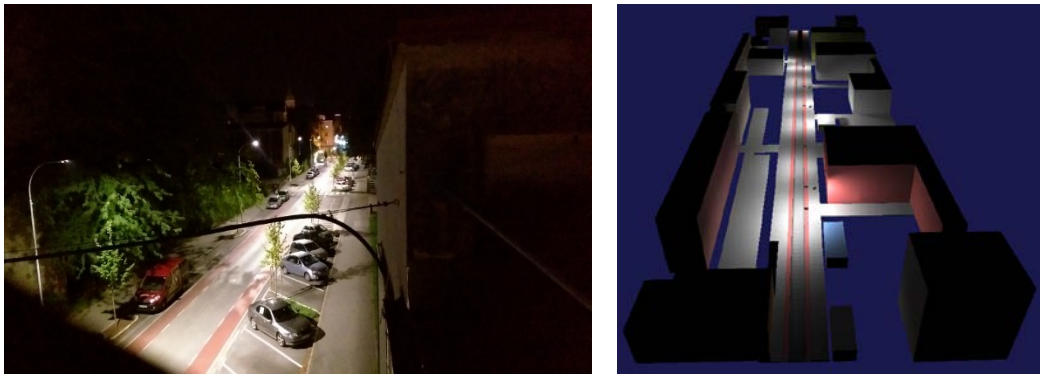
DLOR - relativni delež svetlobnega toka v spodnjo poloblo

Minimum izraza v enačbi 4 za *UFR* dosežemo, kadar je *ULOR* enak 0 in *DLOR* enak predpisanemu razmerju *u*.

V praksi se izkaže, da vršilci predpisane presoje vplivov na okolje in skladnosti z zakonodajo, največkrat niso dovolj strokovno usposobljeni, da bi naredili prikazana vrednotenja. Modeliranje in izračuni potrebni za presojo so namreč lahko kompleksni.



Slika 2 : Izračun vplivov razsvetljave na okolje s pomočjo 3-D modela ulice.



Slika 3. Fotografija in model ulice na višini merilne površine za presojo odbite svetlobe v nebo.

2.2 Presoja obremenitve nočnega neba z meritvami

Že kar nekaj časa so zainteresiranim uporabnikom dostopne satelitske meritve skupnega izsevanja, in jih lahko uporabimo za primerjalna vrednotenja obremenitve okolja s svetlobo. Ob prvotnem navdušenju nad objektivno možnostjo izvajanja presoje z objektivnimi meritvami, kot je prikazano na sliki 4, se ob malce natančnejšem pregledu možnosti zavemo, da so meritve zelo pomanjkljive in jih lahko največkrat uporabimo le za grobo primerjavo:

- med primerljivimi območji
- za časovne spremembe ob večjih posodobitvah.

Na voljo so meritve za nekaj zadnjih let, kjer starejše meritve niso primerljive zaradi spremembe metodologije. Največje ugotovljene pomanjkljivosti:

- meritve so integralne in prikazujejo skupno izsevnost v merilni točki,
- merilne točke so razporejene precej na redko – uporabno za npr. mestne četrti ali kraje,
- med merilni točkami je narejena aproksimacije, kar onemogoča presojo manjših površin, kot so ulice ali posamezni objekti,
- uporabljeni senzorji niso linearni in ne merijo svetlobe, temveč fizikalno veličino sevalnosti, s čimer izgubimo povratno možnost primerjalne presoje preko vgrajenega svetlobnega toka
- nelinearnost, oz. slabša občutljivost senzorjev se pozna predvsem v področju krajših valovnih dolžin, torej modre svetlobe, kar je lahko slabost pri vrednotenju prenove razsvetljave, kjer na primer menjujemo visokotlačne natrijeve sijalke z LED razsvetljavo.



Slika 4: Satelitska slika porazdelitve sevalnosti za izbrano področje. Srednja vrednost sevalnosti področja je 188,9 10^{-5} W /(sr* m^2)

3. VPLIV CESTNE RAZSVETLJAVE NA ŽIVALI

Ob večji prisotnosti LED svetilk v cestni razsvetljavi so nekateri okoljevarstveniki začeli opozarjati na nevarnosti uporabe bele svetlobe za razsvetljavo cest. Vzrok za nezaželenost LED tehnologije v zunanji razsvetljavi je prisotnost modrega dela spektra v svetlobi, na katerega je bolj občutljiv vidni sistem žuželk. Nepremišljena uporaba lahko vodi do bistvenega zmanjšanja populacije določenih vrst na celotnem območju, predvsem so ogroženi nočni metulji. Drugi negativni vplivi na živalski svet v našem okolju, razen nekaj vpliva na poti pri pticah selivkah, v dosedanjih študijah ni bilo zaznati.

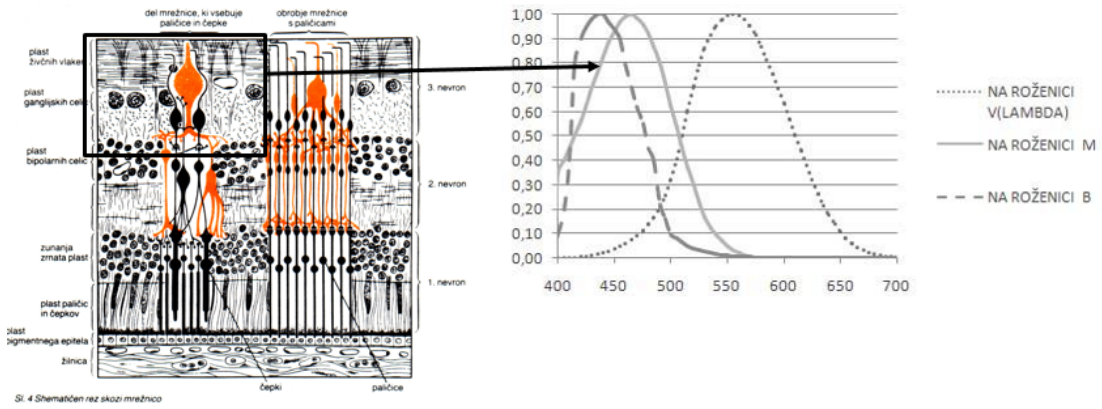
Znani so tudi primeri negativnega vpliva na morski živelj v bližini črpalnih ploščadi za črpanje nafte v Severnem morju, ki pa so jih strokovnjaki za okolje in razsvetljavo uspeli s skupnimi raziskavami zmanjšati.

4. NE-VIZUALNI UČINKI RAZSVETLJAVE NA LJUDI

Pod ne-vizualni vplivi razumemo učinke sevanja, ki nastajajo v očesu, vendar niso del vidnega zaznavanja. Najbolj znan učinek v zadnjih dveh desetletjih je zanesljivo vpliv na cirkadiane ritme pri ljudeh. Cirkadiani ritmi pri ljudeh so tisti ciklični pojavi, ki opisujejo tipični dnevni ritem, in so zaradi prisotnosti v okolju globoko prepleteni z evolucijskim razvojem. Trajajo približno en dan (cirka), vendar so brez zunanjih sprožilcev običajno malenkost daljši kot 24 ur. Pogojeni so s koncentracijami tipičnih hormonov v telesu, razen notranje, približne ure pa se ritmi odzivajo na tipične zunanje sprožilce. Eden takih ritmov je ritem aktivnosti in spanja. Svetlobo, ki je eden izmed sprožilcev, so že pred natančnim poznavanjem mehanizma delovanja uporabljali kot pomoč pri ohranjanju koncentracije, vendar je znanje temeljilo bolj na »know how« sistemu za na primer razsvetljavo nadzornih centrov, ki smo jo srečevali tudi ponekod v Sloveniji. V začetku 21. stoletja so natančneje izmerili aktivacijsko spektralno

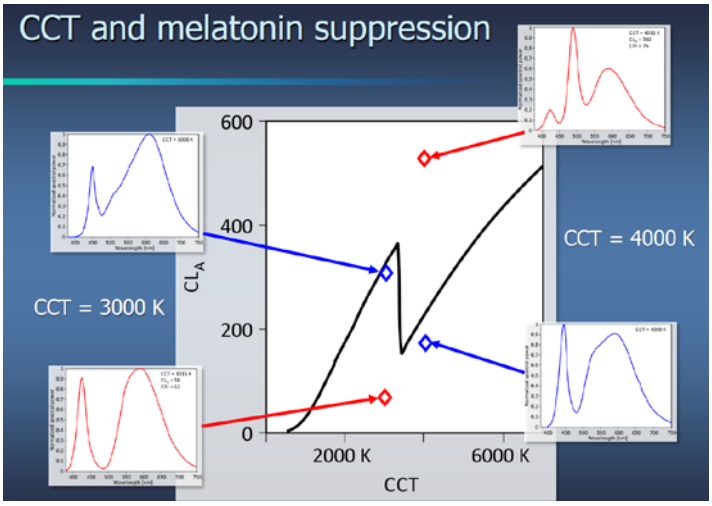
karakteristiko za zaviranje tvorjenja melanopsina (hormona, ki omogoča spanje) in jo v zadnjih letih tudi standardizirali [11].

Tudi pri analizi drugih vplivov razsvetljave (razen moteče svetlobe) je odločilnega vpliva spekter svetlobe. S poenostavitvijo procesa hormonskih analiz v zadnjem desetletju se je povečalo znanje s področja vplivov svetlobe na proizvodnjo hormonov. Najbolj poznan je vpliv svetlobe na cirkadiani ritem (circadian rhythm) – našo notranjo uro, katere delovanje je odvisno od proizvodnje hormonov: melatonina, kortizola in serotonina. Prisotnost svetlobe v nočnem času (vsiljena svetloba v spalnici) bi naj povzročala zmanjšano proizvodnjo melatonina (spalnega hormona) in zaradi tega povečevala verjetnost za pojav določenih vrst raka. Modri delež spektra svetlobe je povezan z občutljivostjo cirkadianega senzorja svetlobe na modri del spektra (slika 5).



Slika 5: Relativne spektralne občutljivosti človeškega očesa za gledanje - (V(λ), na zaviranje tvorjenja melatonina in za tveganje zaradi modre svetlobe

Take domneve so posledica nekaj študij vpliva nočnega dela na pojav rakavih tvorb, ki je vseboval tudi prisotnost svetlobe. Potrditve vplivov so bile zelo posredne – kazale so na odvisnost proizvodnje melatonina v odvisnosti od prisotnosti svetlobe, vendar je bila odzivnost na študije precejšnja, čeprav ni nobena neposredno dokazovala povezave. Mejna vrednost osvetljenosti v prostoru, ki še zagotavlja nemoteno proizvodnjo melatonina je namreč 10 lx, ki je vsiljena svetloba običajno ne dosega. Podrobnejše novejše študije kažejo tudi na vpliv hrupa in elektromagnetnega sevanja na proizvodnjo melatonina, kar analizo še dodatno oteži.



Slika 6: Povezava med barvno temperaturo svetlobe in zaviranjem izločanja melatonina je zvezna pri nižjih Tp – do 3000K in spet pri visokih Tp nad 4000K ter zelo odvisna od tipa spektra LED [12]

5. SKLEP

Izkaže se, da je problematika obravnave vpliva zunanje razsvetljave na okolje zelo široka. Pri predstavitvi negativnih učinkov je treba mnogokrat predstaviti tudi pozitivne, saj je odločitev za omejevanje razsvetljave in s tem neželenih učinkov skoraj vedno kompromis med enimi in drugimi. Zaradi tega je nemogoče v omejenem prispevku enakomerno obravnavati vse učinke.

Presoja vplivov neželenih emisij svetlobe na okolje je lahko zahtevna, in zahteva določena znanja in usposobljenosti, kar je težko zagotoviti med presojevalci vplivov na okolje, kjer je razsvetljava običajno med manj pomembnimi onesnaževalci.

Nekatere nove metode in tehnologije, ki so na voljo v zadnjih letih, kot so na primer satelitske meritve izsevnosti imajo trenutno še veliko pomanjkljivosti, saj oprema ni bila prirejena za vrednotenje učinkov svetlobe na okolje, in so uporabljeni senzorji z ne le nelinearnimi, temveč v določenih delih vidnega spektra tudi neznanimi spektralnimi karakteristikami.

Določene učinke spektralne sestave svetlobe začenjamo razumeti šele v zadnjih letih, in še za vrednotenje teh ni konsenza med stroko in okoljevarstveniki glede velikostne stopnje neželenih učinkov. Nekatera merila za postavljanje omejitev so neprimerna in jih moramo še dokončno ovrednotiti, kot je na primer podobna barvna temperatura T_p, ki ni primerno merilo za omejevanje vplivov na cirkadiane ritme.

6. VIRI, LITERATURA

[1] CIE 150: “Guide on the limitation of the effects of obtrusive light from outdoor lighting installations” (2017)

[2] Fördergemeinschaft Gutes Licht: licht.wissen 19 Wirkung des Lichts auf den Menschen, LiTG, 2009

[3] CIE 126: “Guidelines for minimizing sky glow” (1997)

[4] D. A. Schreuder, Vsiljena svetloba, Posvetovanje Razsvetljava 2002, SDR 2002

[5] CIE TC 4-21: “Guide for minimizing sky glow - draft” (2012)

[6] AFE Guide – « Les nuisances dues à la lumière » (2006)

[7] Thinking Inside the Box (Light Pollution) 2007 – Lighting Research Center Rensselaer-

[8] Gerhard Eisenbeis: Straßenbeleuchtung und Umwelt, Wirkung konventioneller und moderner Straßenbeleuchtungslampen auf das Anflugverhalten von Insekten, Mainz – Januar 2009

[9] Lockley SW, Brainard GC, Czeisler CA. High sensitivity of the human circadian melatonin rhythm to resetting by short wavelength light. J Clin Endocrinol Metab 2003 Sep;88(9):4502-5.

[10] Warman VL, Dijk DJ, Warman GR, Arendt J, Skene DJ. Phase advancing human circadian rhythms with short wavelength light. Neurosci Lett 2003 May 15;342(1-2):37-40.

[11] FprCEN/TR 16791 - Quantifying irradiance for eye-mediated non-image- forming effects of light in humans

[12] Rea and Figueiro. Light as a circadian stimulus for architectural lighting. *Lighting Research & Technology* 2016.

AVTORJEV NASLOV

mag. Andrej Orgulan, univ. dipl.inž.el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Koroška cesta , 2000 Maribor, Slovenija

Elektronska pošta: andrej.orgulan@um.si

FOSFOR V ODPADNIH TOKOVIH IN PONOVNA UPORABA

Dean ČERNEC

POVZETEK

Povrnitev fosforja iz odpadnih tokov lahko bistveno pripomore k trajnostnemu upravljanju z viri fosforja. Ponovna pridobitev iz odpadnih tokov ne omogoča samo ponovne uporabe fosforja, ampak je tudi eden glavnih faktorjev, ki zmanjšujejo odvisnost od svetovnih dobaviteljev fosfatne rude. Obstaja veliko različnih virov, ki so primerni za povrnitev fosforja in če pri tem upoštevamo še intenzivno raziskovalno delo, ki je bilo na tem področju opravljeno v zadnjih letih, je jasno, da smo v Evropski uniji nekaj korakov bliže k zaključevanju fosforjeve zanke.

ABSTRACT

Phosphorus recovery from waste streams can significantly contribute to a sustainable management of phosphorus resources. Recovery from waste streams does not only make reuse of phosphorus possible but it is also one of the key factors that have an impact on a decrease of dependency on the world`s main phosphate rock suppliers. There are many sources from which phosphorus can be recovered and along with intensive research in recent years, further steps towards closing the phosphorus loop in EU are being made.

1. UVOD

Fosfor je kot makronutrient nujno potreben za vse žive organizme. Ob dejstvu, da največji delež fosforja dandanes vstopa v prehransko verigo z uporabo mineralnih umetnih gnojil in da je glavna surovina za proizvodnjo umetnih gnojil fosfatna ruda, katere zaloge so omejene (t.j. gre za neobnovljiv vir z neenakomerno razporejenimi svetovnimi nahajališči) ter ob dejstvu, da se globalno število prebivalcev nenehno povečuje, lahko zaključimo, da se bo brez ustreznih ukrepov tudi zahodni svet kmalu soočil s pomanjkanjem hrane. Neizogibno je, da bo v prihodnosti napočil trenutek, ko bo povpraševanje po fosfatni rudi preseglo kapacitete dobaviteljev in če države takrat ne bodo ustrezno pripravljene oziroma ne bodo imele na razpolago ustreznih alternativnih pristopov ter tehnologij za rabo in ponovno uporabo fosforja, si lahko le predstavljamo neobvladljivost razmer, ki bi nastale zaradi pomanjkanja. Če pri tem upoštevamo še neučinkovitost rabe fosforja (samo 15-20% fosforja, ki vstopa v prehransko verigo z umetnimi mineralnimi gnojili se dejansko porabi za rast pridelkov in vzrejo živali), je stvar še bolj zaskrbljujoča, saj se ves preostali fosfor več ali manj nenadzorovano porazgubi v različnih odpadnih tokovih. Količine fosforja v odpadnih tokovih torej še zdaleč niso zanemarljive in prav tukaj se nahaja velik potencial za ponovno uporabo. Med takšne odpadne

tokove, če navedemo nekaj primerov, sodijo recimo tudi s fosforjem bogate komunalne in industrijske odplake ter gnojnica, ki nastaja v živinorejskih dejavnostih. Upoštevajoč, da je nenadzorovano odvajanje fosfatov, ki predstavljajo glavni vir fosforja v tovrstnih odplakah, zaradi evtrofikacijskih učinkov nezaželeno že iz okoljevarstvenega vidika, pa postane upravičenost in smiselnost povrnitve (ang. recovery) in ponovne uporabe fosforja iz odpadnih tokov še toliko večja.

2. VIRI IN NAČINI POVRNITVE FOSFORJA IZ ODPADNIH TOKOV

Viri fosforja iz odpadnih tokov so raznoliki, nabor možnosti za njegovo povrnitev pa je sorazmerno velik. Pri tem lahko gre za mešanico različnih odplak ali pa za ločene frakcije, kot so na primer urin, fekalije ali odplake iz gospodinjstev. Viri so lahko tudi živalska gnojnica, ostanki pridelkov, mrhovina, odpadki iz klavnic ter zavržena hrana.

V svetovnem merilu predstavljajo človeški urin in fekalije okoli 14% izgubljenega fosforja (od tega ga je 60÷70% v urinu), pri čemer velja omeniti, da gre tu za največje vire fosforja v urbanih predelih sveta. Po nekaterih ocenah bi povrnitev fosforja iz urina in fekalij lahko nadomestila 22% letnih svetovnih potreb po fosforju. Zaradi večanja svetovne populacije in vse večjega konzumiranja s proteini bogate hrane, pa bi lahko na tak način nadomestili še večji delež fosforja. Največjo korist in prednost pri povrnitvi fosforja iz človeških iztrebkov bi lahko imeli Afrika in Azija, predvsem v predelih, kjer je vzpostavljanje sanitarnih sistemov šele v začetni fazi in uvajanje alternativnih pristopov ne bi povzročalo težav (za razliko od razvitega sveta, kjer je potrebno razmisliti o možnostih nadgradnje že obstoječih sistemov ter o preprekah, ki se pri tem pojavijo). V Afriki in Aziji bi se lahko torej že v zgodnji fazi izgradnje sanitarnih sistemov uvajali postopki kompostiranja trdnih frakcij ter ločeno zbiranje urina. Pri tem se ponuja enkratna priložnost trajnostne oskrbe (vključujoč učinkovitejšo rabo in ponovno uporabo fosforja) za 2,6 milijarde ljudi, ki se vsakodnevno soočajo z nezadovoljivo in pomanjkljivo sanitarno ureditvijo.

V Evropski uniji se v nekaterih ruralnih predelih fosfor v veliki meri vrača na polja tudi s tradicionalnimi tehnikami, na primer z uporabo hlevskega gnoja in gnojnice, po drugi strani pa je enak pristop na drugih ruralnih predelih Evropske unije zaradi strogih regulativ zelo omejen. Količina fosofrja v takšnih odpadnih produktih je pogojena s številčnostjo živine, tipa živine, tipa krmil ter režima krmljenja. Pomanjkljivost pri uporabi živalskih iztrebkov so tudi logistične težave, saj je živinoreja postala preveč centralizirana. Tako imamo na eni strani opravka z velikimi količinami živalskih iztrebkov oziroma z okoliško obdelovalno zemljo, ki vsebuje presežne količine fosforja, na drugi strani pa z bolj oddaljenimi kmetijskimi površinami, kjer je zemlja siromašnejša. Rešitev za ta problem se kaže predvsem v enakomernejši regionalni razporeditvi živinoreje. Tu lahko še dodamo, da se je direktno odlaganje raznih živalskih ostankov, kot so kosti in kri, zaradi možnosti pojava in širjenja raznih bolezni močno zmanjšalo.

Recikliranje ostankov hrane in zavržene hrane je po zaslugi kompostiranja, ki ga izvajajo posamezna gospodinjstva, v Evropi postalo že prava vsakdanjost. Količine fosforja v ostankih hrane seveda variirajo glede na prehranjevalne navade prebivalstva.

Odločitev o tem, katera oblika povrnitve fosforja se bo na določenem območju uveljavila, je odvisna predvsem od lokalnih pobudb, nasprotovanj ter strategij za prihodnost. Na Švedskem ter v Švici in Franciji je na primer ponavljajoče cvetenje alg vzpodbudilo napredek tehnologij za odstranjevanje fosforja iz sistemov čiščenja komunalnih odplak. Pri tem pomembno vlogo igrajo tudi predpisi, ki določajo mejne vrednosti izpustov. Na Nizozemskem, kjer je na primer odlaganje odpadnega blata v tla praktično nedovoljeno, je zadnjo fazo »obdelave« prevzel sežig blata, iz nastalega pepela pa pridobijo celo nekaj fosforja.

3. POSTOPKI ZA POVRNITEV FOSFORJA IZ ODPADNIH VOD

V sistemih, ki omogočajo povrnitev fosforja iz odpadnih vod se pogosto uporabljajo različice tehnoloških postopkov za čiščenje odpadnih vod v čistilnih napravah, s to razliko, da primarni cilj niso samo parametri očiščene vode, temveč čim večja stopnja povrnitve fosforja ter možnost njegove ponovne uporabe.

3.1 Manjši decentralizirani sistemi

Manjši decentralizirani sistemi so sistemi, v katerih se obdeluje odpadna voda iz individualnih poslopij ter manjših območij oziroma skupnosti. V Evropi razvite tehnologije omogočajo na primer ločeno zbiranje urina, fekalij in vode za izplakovanje, s čimer se učinkovitost reciklaže znatno poveča. Kot že omenjeno, je ta oblika ekološke sanitarne ureditve decentralizirana in primerna predvsem za uporabo na nivoju posameznih gospodinjskih enot ali manjših skupnosti. Glavna pomanjkljivost teh sistemov je, da je potrebno ločene frakcije na koncu vendarle nekje skladiščiti, kar zahteva določeno obliko centralnega zbiranja, pri čemer ne smemo pozabiti na transport posameznih frakcij do centralne zbiralne postaje. Primere takšnih sistemov najdemo že marsikje po svetu (Južna Afrika, Kitajska, Mehika in v razvitem svetu predvsem Skandinavija, Nizozemska ter Nemčija) in čeprav njihova učinkovitost na lokalni ravni ni sporna, bodo za uporabo v večjem obsegu potrebna še dodatna testiranja.

Obstajajo tudi primeri manjših decentraliziranih sistemov v Braziliji in Indiji, kjer iz straniščnih (urin in fekalije) in gospodinjskih odplak s pomočjo anaerobne razgradnje proizvajajo bioplin, ki ga potem uporabljajo kot lokalni energent za kuhanje in razsvetljavo, preostalo blato pa porabijo kot gnojilo na vrtovih. Spet drugje straniščne odpadke in ostanke hrane kompostirajo, ponekod pa obdelujejo gospodinjske odplake, dokler le-te niso primerne za namakanje vrtnih površin.

Prednosti manjših decentraliziranih sistemov so napram centraliziranim sistemom precejšnje, saj so ob manjši porabi energije, vode in materiala nižji tudi obratovalni stroški. Za primerjavo – pri centarliziranih čistilnih napravah predstavljajo stroški vzpostavitve kanalizacijskega omrežja največji del celotne investicije (od 50 do 70%). Veliko prednost predstavlja tudi ločevanje odpadkov na izvoru, saj je s tem omogočena obdelava posameznih frakcij glede na njihove lastnosti (pri mešanem odpadnem toku, ki vstopa v centralno čistilno napravo, seveda to ni mogoče).

Slabosti teh sistemov so logistika (transport in skladiščenje frakcij), pomanjkanje prostora (sploh v gosto naseljenih urbanih središčih) ter (ne)prevzemanje odgovornosti za upravljanje in vzdržavanje, saj gre tu vendarle za individualno upravljanje ali upravljanje na nivoju manjših skupnosti.

3.2 Večji centralizirani sistemi za povrnitev in ponovno uporabo fosforja

Tehnologije za odstranjevanje fosfroja iz centralnih čistilnih naprav so se razvijale nekaj desetletij. Ker je bilo primarno gonilo razvoja teh tehnologij v sedemdesetih letih prejšnjega stoletja zmanjšanje onesnaženja vodnih teles, so bile dejavnosti temu primerno osredotočene predvsem na učinkovito odstranjevanje fosforja iz odplak, povrnitvi fosforja za ponovno uporabo pa se ni posvečalo pretirane pozornosti. Premik na tem področju se je zgodil v zadnjih dveh, treh desetletjih, ko je začelo naraščati zanimanje za ponovno uporabo fosforja iz odpadnih tokov. Postopki, ki omogočajo odstranjevanje fosforja temeljijo večinoma na pretvorbi raztopljenega fosforja v trdno obliko, ki pa ni nujno primerna za ponovno uporabo ali reciklažo. To pomeni, da je potrebno za povrnitev fosforja postopke odstranjevanja prilagoditi tako, da je končna, trdna oblika fosforja že primerna za ponovno uporabo (največkrat kot gnojilo) ali pa, da je uporabna vsaj kot surovina v reciklažnih postopkih. Spodaj je opisanih nekaj tehnologij za povrnitev fosforja, pri čemer velja še omeniti, da obstaja tudi veliko različic in kombinacij teh tehnologij.

3.2.1 Izboljšano biološko odstranjevanje fosforja

Gre za postopek odstranjevanja fosforja iz odpadnega blata s pomčjo anaerobnih bakterij. Kot vsi živi organizmi tudi bakterije za svoje preživetje potrebujejo fosfor, zato le-te v anaerobnih pogojih iz odpadnega blata črpajo fosfor ter ga v obliki polifosfatov vgrajujejo v svoje celice. Na koncu procesa bakterije ločimo od preostalega blata, ki praktično ne vsebuje fosforja. V Evropi se ta postopek, ki se izvaja s pomočjo velikih zadrževalnih bazenov z aerobnimi in anaerobnimi conami, uporablja pri približno 30% postrojenj za čiščenje odpadnih vod. Dodatna prednost tega postopka je možnost proizvodnje bioplina, postopek pa se ponavadi izvaja pred precipitacijo struvita (glej postopek opisan v nadaljevanju).

3.2.2 Precipitacija (vključno s proizvodnjo struvita)

Kemična precipitacija (t.j. proizvodnja ločljive trdne faze v tekočem mediju) se za odstranjevanje fosforja iz odpadnih vod uporablja že od pedesetih let prejšnjega stoletja, šele v zadnjih desetletjih pa se je fokus premaknil na povrnitev fosforja za ponovno uporabo. Precipitacija se lahko pojavi spontano, vendar pa jo navadno sprožimo z dodajanjem kovinskih ionov (največkrat z dodajanjem magnezijevih ali kalcijevih ionov). Najpogostejša oblika povrnitve fosforja s precipitacijo je proizvodnja struvita (magnezijev amonijev fosfat).

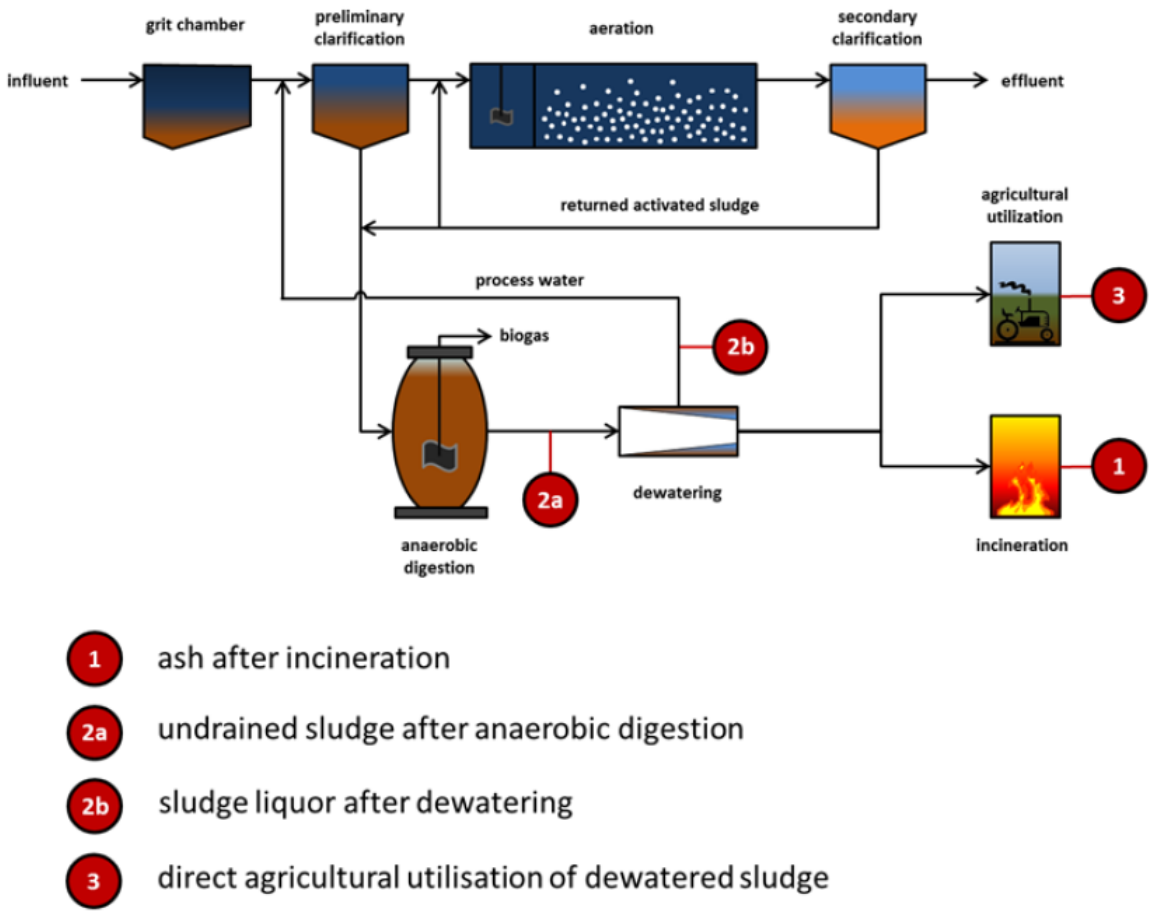
Precipitacija se pogosto izvaja na s fosforjem in amonijem bogatem tekočem ostanku odpadnega blata, ki je bilo predhodno podvrženo anaerobnemu procesu razgradnje. Za proizvodnjo struvita obstajata dve možnosti: pred ali po procesu odstranjevanja vode (Slika 1, 2a in 2b) . Struvit, ki ga dobimo po procesu odstranjevanja vode vsebuje manj nečistoč in je

malenkost bolj kvaliteten od struvita, ki ga dobimo direktno iz tekočega ostanka odpadnega blata. Vendar pa ima način s precipitacijo pred odstranjevanjem vode več prednosti. Prva je ta, da se z odvzemom fosforja v obliki struvita pred odstranjevanjem vode poveča učinkovitost samega procesa odstranjevanja vode, ki sledi. Naslednja prednost se kaže v manjši porabi kemičnih dodatkov, obenem pa so tudi stroški vzdrževanja sistema manjši, kadar se precipitacija izvaja pred odstranjevanjem vode (manj oblog na ceveh in manjša obraba centrifug). Odvisno od posamezne države oziroma njenih predpisov, pa lahko dodatno prednost pomenijo tudi manjši stroški odstranitve odpadnega blata, če le-to ne vsebuje fosforja. V nekaterih podjetjih so ocenili, da lahko učinki naštetih prednosti prihranijo tudi do nekaj sto tisoč evrov letno in to brez upoštevanja dobička od prodaje struvita.

Raziskave so pokazale, da struvit vsebuje podobne sestavine kot standardna umetna mineralna gnojila (npr. DAP – diamonijev fosfat, TSP - trojni superfosfat). Potekale so tudi že razprave, da je v določenih okoliščinah struvit lahko celo boljše gnojilo, saj gre za gnojilo s počasnim sproščanjem in ni nevarnosti, da bi v primeru prekomerne uporabe prišlo do »ožiga« korenin (za razliko od nekaterih standardnih umetnih gnojilih, kjer se lahko zgodi prav to). Vendarle pa je potrebno omeniti tudi, da gnojila s počasnim sproščanjem niso primerna za vse vrste gnojenja, kar velja še posebej za tehnike »preciznega« gnojenja, saj je čas delovanja gnojil s počasnim sproščanjem težko določljiv. Počasno delovanje struvita se dobro obnese npr. v obalnih kmetijskih dejavnostih, za travnate površine, sadovnjake, pogozditve, pri gojenju lončnic, na golfiščih in pri gnojenju okrasnih zelenic.

Obstajajo tudi metode, ki bi v prihodnosti lahko še dodatno optimalizirale proces povrnitve fosforja. Ena od takšnih metod je recimo uporaba termične hidrolize odpadnega blata še pred anaerobno razgradnjo. Dejansko gre tu za prevretje odpadnega blata pod visokim tlakom in visoko temperaturo, rezultat pa je večja stopnja razkroja v odpadnem blatu še preden je le-to podvrženo procesu anaerobne razgradnje. Učinkovitost le-te se zaradi tega znatno izboljša, saj se proizvede več bioplina, predhodna termična hidroliza pa omogoči tudi pretvorbo slabo topnih fosfatov v bolj topno obliko, ki jih potem s precipitacijo odstranimo oz. povrnemo v obliki struvita.

Tudi večanje zavesti o nezadostnih količinah vode v nekaterih predelih sveta oziroma potreba po “reciklaži” vode bi lahko povečala potencial za povrnitev in ponovno uporabo fosforja. V Avstraliji recimo že razvijajo projekte za reciklažo vode, kjer z uporabo membran za mikro- ali nanofiltracijo filtrirajo straniščne odplake. Pri tem se znova srečamo s sinergijskim učinkom čiščenja odpadnih vod in procesa povrnitve fosforja. Pri omenjenih filtracijskih postopkih dobimo namreč poleg čiste vode tudi koncentrirane odpadne tokove, ki vsebujejo veliko fosforja v obliki fosfatov, in so kot taki zelo primerni za pridobivanje struvita. Glavna slabost teh sistemov je velika poraba energije, ki je potrebna za mikro- ali nanofiltracijo, zato je odločitev za tak sistem potrebno dobro pretehtati.



Sl.1: Možnosti povrnitve fosforja iz centralnih čistilnih naprav

3.2.3 Adsorpcijski postopki in ionska izmenjava

Proces adsorpcije omogoča pretvorbo fosforja iz tekočega v trdno stanje s pomočjo adsorbenta, ki zadrži fosfor na svoji površini. Kot adsorbenti se mnogokrat uporabljajo stranski produkti drugih industrijskih procesov (npr. aluminijev sulfat ali železov klorid). Ta način se uporablja tudi pri sanaciji jezer, ki so utrpela škodo zaradi prevelikih vnosov fosforja (fosfor v vodi se adsorbira in z adsorbentom potone na dno jezera). Težava pri teh adsorbentih je, da je fosfor premočno vezan na njihovo površino in zaradi tega slabo dostopen rastlinam, odprta pa so tudi vprašanja glede vplivov na človeško zdravje in okolje na sploh. Razvijajo se sicer že tudi novi adsorbenti (na podlagi polimerov in nanomaterialov), a ne glede na to mora uporaba teh sredstev ostati podvržena strogi presoji zdravstvene in okoljevarstvene stroke.

V primerjavi z adsorpcijo je ionska izmenjava bolj selektivna metoda. V zadnjem času je nekoliko pridobila na veljavi kot obetajoča metoda za odstranjevanje fosforja, vendar je bila njena učinkovitost do sedaj preverjena le na podlagi manjšega števila raziskav, ki so se osredotočale na odstranjevanje fosforja iz komunalnih odplak.

3.2.4 Sežig odpadnega blata in povrnitev fosforja v obliki pepela

Sežig odpadnega blata v pepel je metoda, ki omogoča pridobitev koncentriranega fosforja v obliki čistega, visoko kvalitetnega in zanesljivega produkta. Postopek je posebej popularen na Nizozemskem in v Švici, kjer je uporaba obdelanega odpadnega blata na kmetijskih zemljiščih zelo omejena že od leta 1995. Posotpek je sicer energijsko potraten in drag, saj je v procesu proizvodnje potrebno odstraniti kontaminante in omogočiti, da je fosfor pripravljen v takšni obliki, da ga korenine rastlin lahko absorbirajo. Prodaja na trgu še ni prav zaživela, vendarle pa produkt iz obdelanega pepela nekateri dobavitelji umetnih gnojil ponujajo kot del razširjene ponudbe.

4. ZAKLJUČEK

Postopki povrnitve fosoforja, ki so opisani v pričujočem prispevku so samo povzetek trenutno najbolj uporabljanih tehnologij, a možnih pristopov je še mnogo (npr. postopki, ki so sorodni tistim iz rastlinskim čistilnim naprav, "gojenje" alg v umetnih ribnikih, kamor se dovajajo odplake,...). Pri zaključevanju fosforjevaga cikla igra povrnitev fosforja iz odpadnih tokov pomembno vlogo, zato se v povezavi z razvojem novih tehnologij in ozaveščanja v Evropski uniji zadnja leta vršijo številne dejavnosti, poudarek pa je na razvojnih skupinah, ki proučujejo nove koncepte z dodatnimi procesnimi stopnjami, ki bi lahko še povečale učinkovitost že ustaljenih procesov. Seveda se pri tem pojavi tehtno vprašanje, če je vsaka od teh izboljšava tudi ekonomsko upravičena. Pri dograjevanju obstoječih objektov, še posebej pa pri gradnji novih objektov za povrnitev fosforja je zato potrebno sprejemati uravnotežene odločitve v zvezi z investiranjem v posamezne tehnologije. Za lažje sprejemanje tovrstnih odločitev se v okviru krovne organizacije za trajnostno rabo fosforja (ESPP – European Sustainable Phosphorus Platform) izvajajo tudi pilotni projekti, ki bodo omogočili ovrednotenje ter primerjavo različnih procesov in tehnologij. V Evropski uniji že obstaja nekaj objektov, ki so v celoti prilagojeni povrnitvi fosforja iz odpadnih tokov, a se le-ti za zdaj nahajajo samo v nekaterih državah (pravzaprav samo na Nizozemskem ter v Nemčiji in Belgiji). Ponuja se edinstvena priložnost, da se omenjenim državam med prvimi pridruži tudi Slovenija.

5. VIRI, LITERATURA

[1] Rajasekar Karunanithi, Ariel A. Szogi, Nanthi Bolan, Ravi Naidu, Paripurnanda Loganathan, Patrick G. Hunt, Matias B. Vanotti, Christopher P.Saint, Yong Sik Ok, SathiyaKrishnamoorthy, Phosphorus Recovery and Reuse from Waste Streams, Advances in Agronomy, Volume 131, 173-250, 2015

[2] N. Samec, "Inženirstvo okolja (Študijsko gradivo za univerzitetni študijski program strojništva – smer okoljevarstveno inženirstvo)," Maribor: Fakulteta za strojništvo, 2005.

[3] D. Černec, "Izzivi trajnostne rabe fosforja"; Maribor, 26. Mednarodno posvetovanje "Komunalna energetika 2017"

[4] Science for Environment Policy, IN-DEPTH REPORT: Sustainable Phosphorus Use, October 2013, Issue 7
[5] A. Amann, O. Zoboli, J. Krampe, H. Rechberger, M. Zessner, L. Egle, “Environmental impacts of phosphorus recovery from municipal wastewater”; Resorces, Conservation & Recycling 130, 127-139, 2018

NASLOV AVTORJEV

Dean Černec

Ob potoku 13

3210 Slov. Konjice

Tel: + 386 41 840 156

Elektronska pošta: cerdej@yahoo.com

A FRAMEWORK OF INDIRECT CONTINGENCY SCREENING AND RANKING

Teodora DIMITROVSKA, Rafael MIHALIČ

POVZETEK

V tem prispevku je predstavljen okvir metode za selekcijo motenj na podlagi metode za razpoznavanje vzorcev. Medtem ko nekatere motnje bistveno vplivajo na stabilnost elektroenergetskega sistema, vpliv določenih motenj je zanemarljiv. Posledice potencialne motnje so odvisne od razmere v sistemu. Zato je zaželeno hitro in enostavno orodje za razpoznavanje nevarnih obratovalnih stanj s stališča stabilnosti. V tem namenu je bila razvita metoda katera izvaja oceno tranzientne stabilnosti prvega prenihaja. Orodje razvito na podlagi predstavljene metode omogoča zavedanje o vplivu potencialne motnje glede na trenutnih obratovalnih pogojih. Predlagana metoda vsebuje dva sklopa. V prvem sklopu je sestavljena baza podatkov, ki vključuje širok spekter obratovalnih stanj ter kritične čase odstranitve motnje za veliko število motenj. V drugem sklopu, matrika scenarijev iz prvega sklopa je razčlenjena s pomočjo metode za razpoznavanja vzorcev (t.i. metoda glavnih komponent) na kar je razvita metrika evklidske razdalje, katera oceni podobnost obratovalnih stanj glede problema tranzientne stabilnosti. Delovanje in natančnost metode je prikazano na Slovenskem EES.

ABSTRACT

This paper introduces a framework for contingency screening and ranking using a pattern recognition situational awareness oriented tool. While some contingencies might have a significant impact on power-system stability, the impact of others is negligible. The consequences of a contingency depend on network conditions. The presented demonstration consists of two steps: Firstly, a database containing a set of pre-fault operating states and the corresponding critical clearing times of several contingencies is constructed. Secondly, the pre-fault measurements matrix is decomposed using the principal components analysis method and represented in a coordinate system, defined by the principal components. Since operating states form dense clusters of points in this coordinate system, the similarity between current and past conditions is established by identifying the shortest Euclidean distance metric. In this manner, the indication of each contingency impact is provided rapidly as long as a similar operating state exists within the database. Otherwise, the case is thoroughly investigated and included in the database. A case study using the Slovenian EPS model shows the assessment accuracy of the proposed method.

1. INTRODUCTION

Power systems planning and operation is becoming increasingly uncertain and complex as new technologies proliferate. These uncertainties affect many different aspects of power system modelling, analysis, and operation patterns, hence, their impacts and importance to the stability aspect must be carefully analysed and quantified. This rise in uncertainty implies that traditional deterministic approaches towards stability and security assessment no longer adequately represent the true performance of the system. Reference [1] reviews dynamic security assessment techniques and tools. Some of the identified future research challenges include: extracting information from volumes of data, automatically learning from the results of on-going security/stability assessment, providing smart decision recommendations, discovering important features or characteristics of the power system. Simultaneously to the rise of technologies that increase the uncertainty in operation patterns, smart grid applications have been developed with the scope of improving monitoring, protection and control tasks in real-time, which are mainly based on emerging technologies such as PMUs (Phasor Measurement Units), WAMS (Wide-Area Monitoring Systems) and WAMPAC (Wide-Area Monitoring Protection and Control). The availability of real-time synchronized measurements offers an insight into the system's operating scenarios and enables comparisons to potentially hazardous operating conditions. However, suitable data mining techniques are required. Reference [2] offers a brief review of data mining applications in the energy sector. References [3]-[8] include frameworks whose aim is to perform on-line TSA (Transient Stability Assessment), using different approaches of pattern recognition. Authors of [3] propose a method of hierarchical clustering to define patterns of unstable dynamic behaviour of generators, and then applies different multiclass classification techniques, including decision tree, ensemble decision tree and multiclass support vector machine to identify characterized unstable responses. To generate the training database, 5000 contingencies are simulated using a Monte Carlo approach. The uncertain factors for each contingency, including system load level, fault location and fault duration, are randomly sampled according to their assumed distributions. In [4] the authors propose a similar decision tree based approach for on-line TSA. The main objective of planning tools based around the pattern recognition concept is to provide operators with the most important system attributes that guide them in deciding as to what situation requires operator action. Key to this approach is the manner in which different operating conditions are sampled to form a database for training that maximizes database information content while minimizing computing requirements. Authors of [5] propose an approach that involves two stages: stage-I to find the high information content region in the multidimensional operating parameter state space and stage-II to bias the sampling towards that region using importance sampling. Reference [6] presents a Kohenen neural network implementation as a neural network security classifier. The pre-contingency steady state operating condition of the power-system is used as input to the neural network classifier for proper classification of dynamic security. An artificial neural network pattern classifier was proposed in [7]. The use of composite indices is introduced into a standard three-layer feed-forward neural network.

In this paper, a pattern-recognition method is applied to the problem of fast contingency screening. Reference [8] presents a part of the framework. In the first step, a database is

constructed consisting of a large spectrum of pre-fault states and contingencies. The second step consists of matching a currently observed state with a similar state from the database, using a simple mathematical technique. The paper is organized as follows: In Section 2, the theoretical background for the framework is introduced. In Section 3, the pattern recognition technique is demonstrated a discussed. Section 4 summarizes the concluding remarks.

2. FRAMEWORK

2.1 Database construction

Generated scenarios include *N*-1 topology configurations as well as several high-probability loading profiles, modelled as Gaussian copulas (1), describing a multiparameter probability density. For every set of input variables, load-flow is carried out in order to define feasible pre-contingency steady-state scenarios. Pre-fault nodal voltages and angles, as well as active and reactive generation and rotor angles are stored into the first part of the database, as illustrated in Fig.1. In the next step, dynamic simulations are preformed, where sustained three-phase faults are applied at generator terminal buses. These contingencies, electrically closest to the generating units are considered the most severe single location contingencies. As the pre-fault system state varies, depending on pre-fault conditions, contingency rankings are recomputed. Theoretically, a database is considered to have high information content (high entropy) when it contains high granularity of operating states for which the dynamic response is close to a threshold or boundary condition. In a practical sense, the relative likelihood of appearance of operating scenario has to be taken into consideration [5].

$$\Phi_{\Sigma} = \left[1 \Big/ \sqrt{|\Sigma|}(2\pi)^{p} \right] e^{-(1/2)(x-\mu)'\Sigma^{-1}(x-\mu)} \tag{1}$$

Where:

- x - data series
- μ - mean series
- Σ - covariance matrix, where the diagonal elements contain the variance of each variable, while the off-diagonal elements contain the covariance between variables (*p*-*p* matrix)

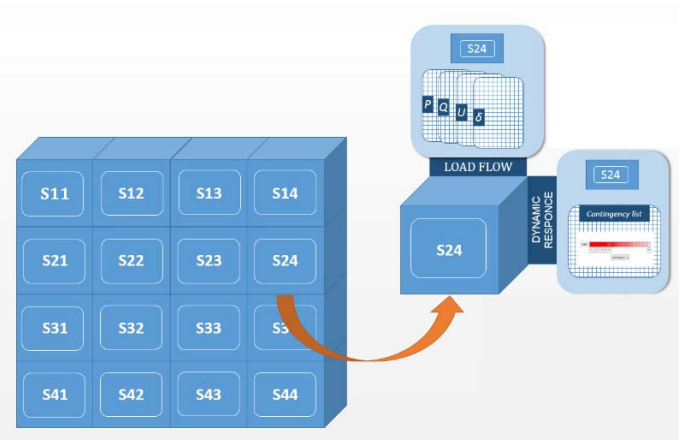


Figure 1: Illustration of database content

2.2 Principal Components Analysis (Karhunen-Loève transform)

A tool commonly used in pattern recognition problems, called *principal components analysis* was applied to power- system data with the scope of recognition of reoccurring pre-fault scenarios. PCA is a data mining technique that transforms a matrix of input variables (measurements) to a new, reduced set of variables called *principal components*. These new variables represent a linear combination of the original variables and are derived in decreasing order of importance so that the first principal component accounts for as much of the variation in the original data as possible. This transformation is in fact an orthogonal rotation in *m*-space, where *m* is the number of input parameters. Detailed description of PCA and possible applications can be found in [9], [10] and [11]. The main task of the technique is focused on reducing the dimensionality of the data. An extensive amount of pre-fault scenarios *n* contained in the database is described by a large number of variables *m*. Before PCA is applied all variables contained in the raw data matrix $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{m\ x\ n}}$ are pre-processed by subtracting their respective mean and scaling them to unit standard deviation. This is the only pre-processing required so that data matrix $\boldsymbol{X}_{\mathrm{m\ x\ n}}$ consisting of *m* variables for *n* samples is obtained (where *m* « *n*).

$$x_{mj} = \frac{(y_{mj} - \overline{y_m})}{\sigma_m} \qquad j = 1, \ldots n \tag{2}$$

A full PCA decomposition reconstructs the measurement matrix as a sum over *m* orthonormal basis functions $\boldsymbol{w}_1'$ to $\boldsymbol{w}_{\mathrm{m}}'$ which are arranged as row vectors.

$$\boldsymbol{X} = \begin{pmatrix} t_{1,1} \\ \vdots \\ t_{m,1} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_1' + \begin{pmatrix} t_{1,2} \\ \vdots \\ t_{m,2} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_2' + \cdots + \begin{pmatrix} t_{1,m} \\ \vdots \\ t_{m,m} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_m' \tag{3}$$

Mathematically, $\boldsymbol{w}_{\mathrm{i}}'$ vectors represent the normalized right eigenvectors of the *n* x *n* matrix $\boldsymbol{X}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{X}$. The ratio between their respective eigenvalue and the sum of all the eigenvalues

corresponding to their respective eigenvectors gives a measure of the total variation captured by that eigenvector. Equation (3) may be compactly written as:

$$\boldsymbol{X} = \boldsymbol{T}\boldsymbol{W}' \tag{4}$$

Where the *i*th column of $\boldsymbol{T}$ is ($t_{1,i}$, $t_{2,i}$,...$t_{m,i}$) and the rows of $\boldsymbol{W}'$ are $\boldsymbol{w}_1'$ to $\boldsymbol{w}_m'$. The orthonormality of the rows of $\boldsymbol{W}'$ implies that $\boldsymbol{T} = \boldsymbol{X}\boldsymbol{W}$. Singular value decomposition $\boldsymbol{X} = \boldsymbol{U}\boldsymbol{D}\boldsymbol{V}'$ provides a means for computation of the requisite vectors with $\boldsymbol{T} = \boldsymbol{U}\boldsymbol{D}$ and $\boldsymbol{W}' = \boldsymbol{V}'$. Elements of matrix $\boldsymbol{D}$ are singular values of $\boldsymbol{X}$ (positive square roots of the eigenvalues of $\boldsymbol{X}^T\boldsymbol{X}$). On the other hand, a description of the majority of the variation in $\boldsymbol{X}$ can be achieved by abbreviating the PCA description. The following equation is a three-dimensional PC model, where the variation of $\boldsymbol{X}$ that is not captured by the first three principal components appears in an error matrix $\boldsymbol{E}$.

$$\boldsymbol{X} = \begin{pmatrix} t_{1,1} \\ \vdots \\ t_{m,1} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_1' + \begin{pmatrix} t_{1,2} \\ \vdots \\ t_{m,2} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_2' + \begin{pmatrix} t_{1,3} \\ \vdots \\ t_{m,3} \end{pmatrix} \boldsymbol{w}_3' + \boldsymbol{E} \tag{5}$$

The weighing of each principal component in each data variable of $\boldsymbol{X}$ may be represented graphically, as illustrated in Fig.2. When three components are used, *i*th observation corresponds to a point in a three-dimensional space. Similar observations have similar coordinates that form clusters. In this manner, a pre-fault state is presented in a three dimensional plot and can now be matched to similar scenario(s).

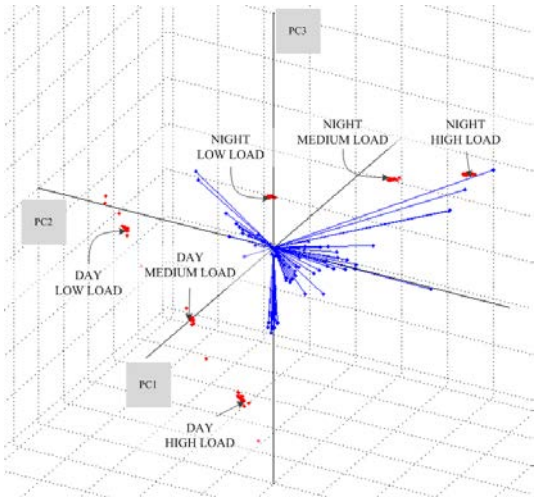


Figure 2: Principal components decomposition of pre-fault scenarios

The load-flow data matrix is decomposed into principal components and illustrated in a three-dimensional space. Fig. 2 illustrates an example where each dot represents a different pre-fault scenario. With the scope of interpretable visualization, only rotor angles, denoted as blue vectors are represented in this conceptual illustration. Scenarios represented by red dots form clusters of dots that share similar coordinates. The clusters are associated with typical day/night

scenarios. Even though input data lies in a very high-dimensional space, its intrinsic dimensionality is low, as demonstrated in the illustration. Subsequentially, the dynamic behaviour of generators rotor angles (following sustained faults at generator terminals) is decomposed using the PCA transform and stored as a three-dimensional trajectory. Fig. 3 illustrates two scenarios of sustained faults at the same location, including the time-domain trajectories of the rotor angles, as well as their trajectories in three-dimensional space. Since in this paper, research focus is on first swing stability, contingencies are ranked with regards to their respective CCT (Critical Clearing Time).

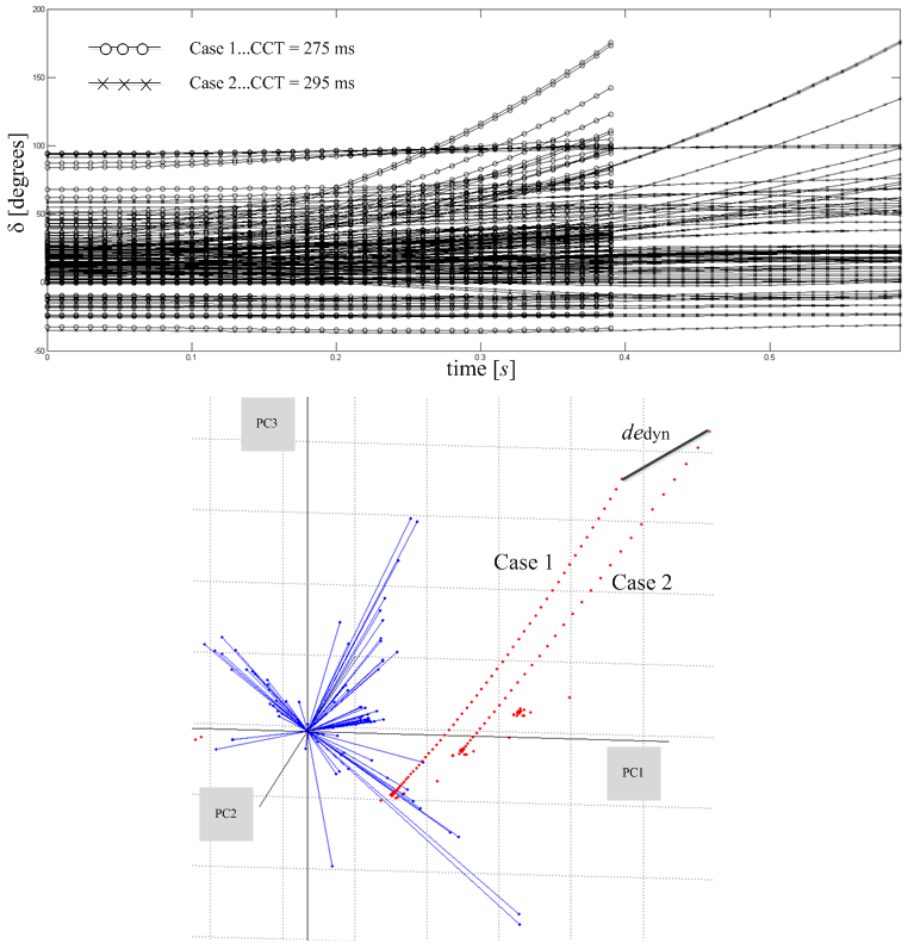


Figure 3: Illustration of time-domain trajectory of generator rotors under a sustained fault (above) and pc decomposed sustained fault trajectories (bellow)

2.3 State matching

Observations from the database that are identified as similar to the observed scenario have the lowest Euclidian distance de_i to the examined state i.

$$de_{LF\,i} = \sqrt{(w_{1i} - w_{1k})^2 + (w_{2i} - w_{2k})^2 + (w_{3i} - w_{3k})^2} \tag{6}$$

Where:

w_{1i} - First principal component score of observed scenario
w_{1k} - First principal component score of database scenario k

$$de_{dyn\,i} = \sqrt{(w_{d1i} - w_{d1k})^2 + (w_{d2i} - w_{d2k})^2 + (w_{d3i} - w_{d3k})^2} \quad (7)$$

Where:
w_{1i} - First principal component score of dynamic trajectory g of observed scenario
w_{1k} - First principal component score of dynamic trajectory g of scenario k
g - number of considered contingency locations

The final step is to identify the maximum allowable distance de_{LF} between scenarios that still warrants problem-relevant similarity. For this purpose, we define the requirement as the maximum acceptable distance d_{LF}, where for all contingency locations the matched scenarios have acceptable de_{dyn} differences. In this way, the CCTs, which are the indicator of transient stability are lower than maxΔCCT. The maximum acceptable difference between matched CCTs, maxΔCCT, can be adjusted arbitrarily, taking into consideration that lower values of maxΔCCT correspond to a smaller distance metric de_{dyn}.

$$max\,de_{LF\,ik} \quad i \neq k, \quad de_{dyn,ik,l} \quad l = 1, \ldots g, \quad => \quad |CCT_{il} - CCT_{kl}| \leq max\Delta CCT \quad (8)$$

Once a similar scenario, within acceptable distance is identified, its respective contingency portfolio is retrieved from the database. The assumption is that contingencies deemed critical for this scenario are likely to also be critical in the currently observed state. Therefore, a priority list of contingencies to be analysed via time-domain simulations is created in accordance with the screening results of the identified similar scenario.

3. CASE STUDY AND DISCUSSION

The proposal is demonstrated on the Slovenian EPS using PSS®NETOMAC for dynamic simulations and MATLAB for data mining. Realistic load flow data include operation points considering typical day and night unit commitment, *N*-1 topological configurations as well as low, medium and high lead levels, resulting in 1824 operating points. Pre-fault nodal voltages and angles, as well as active and reactive generation and generator rotor angles are stored into the first part of the database. Fig. 2 illustrates a three dimensional scores plot, where each dot represents a different scenario from matrix $\boldsymbol{W}_{3x1824}$. With the scope of interpretable visualization, only rotor angles, denoted as blue vectors are represented in this conceptual illustration. Scenarios represented by red dots form clusters of dots that share similar coordinates. The clusters are associated with typical day/night scenarios. As a result of the matching process, a contingency screening list is obtained, thus providing an early warning of possibly harmful contingencies. In this demonstration, *max*ΔCCT was set to 0.025 s. Fig. 4

illustrates the cumulative distribution of the absolute errors of the matching process. Results show that the maximal discrepancy is within the margin of absolute 0.025 s, which is in accordance with the required accuracy. Given that a large part of lines, considered in the *N*-1 configurations does not influence the pre-fault state of the system, its transient stability, indicated by CCTs of the contingencies, and does not change significantly within a dense cloud. However, this is not the case when important 400 kV lines are disconnected for the purpose of the *N*-1 study, such as line Divaca-Bericevo or Divaca-Redipuglia. Night scenario clusters are relatively smaller in volume. This is a consequence of the significantly reduced amount of units that are dispatched. Consequentially night high load scenarios are characterized by critical CCTs of contingencies, due to the reduced system inertia in combination with the high load assumption. However, this is a set of scenarios that is considered only for the purpose of theoretical analysis and has low probability under normally expected conditions.

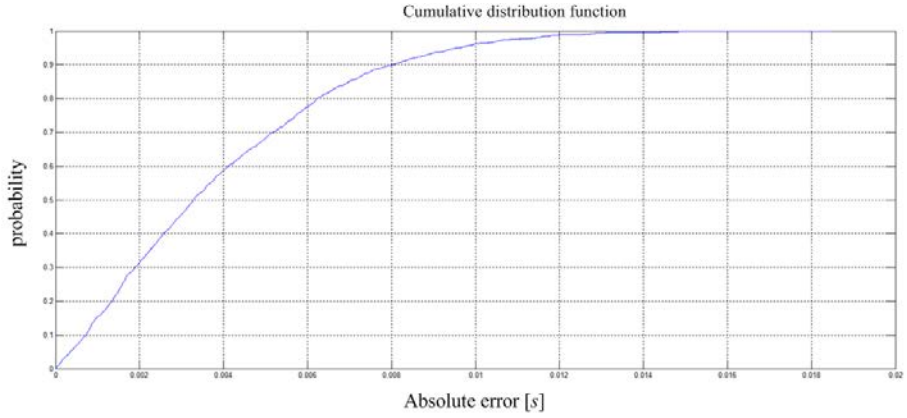


Figure 4: Cumulative distribution of absolute errors

Data mining techniques offer a systematic approach to pattern recognition when applied to power system state variables. This approach is suitable for on-line applications as all of the computationally exhaustive calculations are conducted off-line. The state recognition algorithm identifies similarity in averagely a time-efficient way. This is significantly more effective than conducting CSR (Contingency Screening and Ranking) through time-domain simulations. On the other hand, detailed time-domain simulations, deemed necessary for potentially critical contingencies are initialized with values that are retrieved from similar scenarios. This facilitating faster computing of exact system vulnerability regarding transient stability enables a faster CCT assessment which is another advantage of the framework. In future work, the database creation process has to be addressed. Inclusion of demand-side or distributed energy resources and other smart grid components is required. A database is considered to have high information content (high entropy) when it contains high granularity of operating states for which the dynamic response is close to a threshold or boundary condition. As cascading failure events have demonstrated, it is rarely the isolated single or multiple common-mode contingencies that are to blame but a handful of independent contingencies coupled with the stressed system operating state. In a practical sense, the relative likelihood of appearance of operating scenario has to be taken into consideration [5]. Since the method is based around the notation of covariance of system-wide measured quantities, time synchronization offered by

WAMPAC is of an essence to the accuracy of the pattern recognition technique. The significance of the results obtained by matching similar scenarios increases with the growth of the database. Implementation of measurement and protection systems can facilitate the use of the proposed method as a situational awareness oriented tool.

Although generator rotor angles are mechanical variables which cannot be measured directly through PMUs, they can be developed using phasor measurements with other measurement techniques. As indicated in Annex F of the IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems [12], the methods can be categorized into two types. The first one, Electrical Calculation Method, derives generator rotor angles from the knowledge of the direct-axis reactance *Xd*, the quadrature-axis reactance *Xq* and PMU measurements representing the terminal voltage and current. This method may lead to errors because the values of *Xd* and *Xq* might vary with the generator operating conditions. It is, therefore, usually not adopted in the industry application. The other one, Rotor Position Measurement Method, calibrates generator rotor angles against the rotor position (monitored by optical or magnetic means) and terminal voltage. This method has good accuracy and is suitable for real time rotor angle measurement when the power system is subject to a disturbance. In this paper, it is assumed that this method is adopted so that measurements of generator rotor angles are directly available without any electrical calculations [3].

4. CONCLUSION

A state recognition framework that facilitates contingency screening and ranking in a wide range of operating conditions was presented. Simple mathematical techniques enable pattern recognition of large amounts of variables that distinguish one operation state from another. Even though input data lies in a very high-dimensional space, its intrinsic, problem-relevant dimensionality can be low, as demonstrated. Large scale application of the method, in the context of WAMPAC systems would include construction of a knowledge database from historical records of real systems, accompanied by statistical information on fault probability as well as forecasted 24-h data. In future work, the database creation process has to be addressed, since it is the key to a practical implementation of the method. Inclusion of demand-side or distributed energy resources and other smart grid components is required. Additionally, pattern recognition techniques can be applied in the context of contingency screening with regards to other aspects of system vulnerability, such as the problem of oscillatory stability [13].

5. REFFERENCES

[1] Working Group Cigré C4.601, “Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques,” 2007

[2] M.Ghodsi,"A brief review of recent data mining applications in the energy industry", *International Journal of Energy and Statistics*, vol.2,no.1,pp. 49-57,Apr. 2014

[3] T. Guo and J. V. Milanović, "Online Identification of Power System Dynamic Signature Using PMU Measurements and Data Mining," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1760–1768, May 2016.

[4] C. Liu, K. Sun, Z. H. Rather, Z. Chen, C. L. Bak, P. Thogersen, and P. Lund, "A Systematic Approach for Dynamic Security Assessment and the Corresponding Preventive Control Scheme Based on Decision Trees," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 717–730, Mar. 2014.

[5] V. Krishnan, J. D. McCalley, S. Henry, S. Issad, "Efficient database generation for decision tree based power system security assessment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, pp. 2319-2327, 2011.

[6] K. W. Chan, A. R. Edwards, R. W. Dunn, and A. R. Daniels, "On-line dynamic security contingency screening using artificial neural networks," *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 147, no. 6, pp. 367–372, Nov. 2000.

[7] M. R. Aghamohammadi, F. Mahdavizadeh, and R. Bagheri, "Power system dynamic security classification using Kohenen neural networks," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–7.

[8] T. Dimitrovska, U. Rudez, and R. Mihalic, "Indirect Power-System Contingency Screening for Real-Time Applications Based on PCA," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 1080–1081, Jan. 2018.

[9] S.Sanei, H.Hassani, Singular Spectrum Analysis of Biomedical Signlas,CRC Pres 2015

[10] N. F. Thornhill, S. L. Shah, B. Huang, and A. Vishnubhotla, "Spectral principal component analysis of dynamic process data," *Control Engineering Practice*, vol. 10, no. 8, pp. 833–846, Aug. 2002.

[11] B. Moore, "Principal component analysis in linear systems: Controllability, observability, and model reduction," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 26, no. 1, pp. 17–32, Feb. 1981

[12] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec. 2011.

[13] O. Antoine, "Wide area measurement approach for assessing power flow influence on inter-area oscillations", Ph.D. E. Clarke, *Circuit Analysis of AC Power Systems*, vol. I. New York: Wiley, 1950, p. 81.

AUTHORS ADDRESS

Teodora Dimitrovska

Prof. dr. Rafael Mihalič

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko

Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana, Slovenija

Elektronska pošta: teodora.dimitrovska@fe.uni-lj.si

INTERAKCIJA BREMEN V DISTRIBUCIJSKEM OMREŽJU

Miran ROŠER, Gorazd ŠTUMBERGER

POVZETEK

Distribucijsko omrežje omogoča priključitev in delovanje linearnih, kot tudi nelinearnih bremen. Efekti, ki jih povzročajo linearna bremena s svojim delovanjem, so relativno zelo dobro obvladljivi. Vendar pa nagel porast in razvoj tehnologij izredno močno vpliva na bistveno povečanje deleža nelinearnih bremen v distribucijskem omrežju. Predvsem zaradi povišanja moči nelinearnih bremen, se v nekaterih delih omrežja že kažejo problemi. Napetosti in toki so močno harmonsko popačeni, višajo se izgube pri prenosu električne energije, vzpostavljajo se neugodne resonančne razmere, krajša še življenjska doba naprav, ipd. Povzamemo lahko, da prihaja med elementi distribucijskega omrežja in linearnimi ter nelinearnimi bremeni do interakcij, ki lahko poleg nestabilnega delovanja povzročijo tudi okvare naprav.
Članek podaja analizo primera obratovanja nelinearnega bremena, ki je priključeno na nizkonapetostne zbiralke transformatorske postaje. Nelinearno breme s svojim obratovanjem povzroča na nizkonapetostnih zbiralkah relativno veliko popačenje napetosti. Ker so na nizkonapetostne zbiralke priključeni vzporedno tudi sosednji nizkonapetostni porabniki, prihaja do medsebojnih interakcij. Priključna moč nelinearnega bremena presega 80 % celotne moči transformatorja, zato je vpliv na nizkonapetostnih zbiralkah močno izražen. V članku so obravnavane izvedene meritve v realnem sistemu ter analiza rezultatov. Predstavljena je tudi potencialna rešitev problemov, ki jih povzroča obratovanje obravnavanega nelinearnega bremena.

ABSTRACT

Main purpose of the distribution network is the connection and operation of linear as well as non-linear loads. Linear loads and their influence on the operation are relatively well known. However, the rapid rise and development of technologies has substantially increased the share of non-linear loads in the distribution network. Due to the increase share of non-linear loads in some parts of the distribution network problems have already been encounter. Voltages and currents are strongly distorted by higher oredr harmonics which increases the notwork losses and creates condions for appearance of different undesired resonance related pheonomena. Thus, the lifetime of devices is shortened, etc. It can be concluded that the interactions between the linear and non-linear loads in the distribution network can cause unstable operating conditions and malfunctions of devices. The paper presents an analysis of the nonlinear load operation, where the load is connected to the low voltage busbars of the transformer substation. The operation of non-linear load causes a relatively large distortion of voltage waveforms on the low voltage busbars. Since other consumers in the low voltage are connected in parallel to the low-voltage busbars, the interactions among linear and non-linear loads occur. The power

of the non-linear load exceeds 80% of the total transformer power, which means that its operation substantially influences the voltage waveforms on the low voltage busbars. The paper deals with a real electricity network with described properties were the results of performed measurements are analyzed. Base on the analysis. a potential solution for the problems, caused by the operation of the non-linear load, is presented.

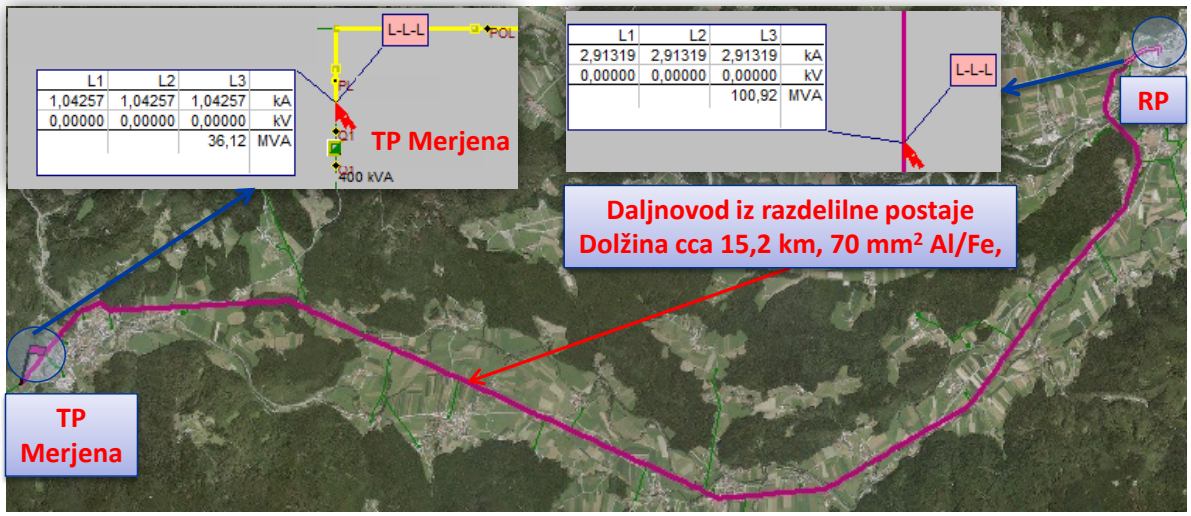
1. UVOD

Elektronsko krmiljena bremena se množično pojavljajo v industriji in tudi pri širšem odjemu električne energije. Na prvi pogled se razlikujejo v tem, da industrija zajema enote večjih moči, v širšem odjemu so moči sicer manjše, a je število teh enot lahko zelo veliko. Elektronsko krmiljena bremena s specifičnimi pogoji obratovanja in njihovimi lastnostmi, zahtevajo različne in večkrat tudi dokaj specifične oblike električnega toka. Povzamemo lahko, da so karakteristike takšnih bremen pretežno nelinearne. Kadar takšno breme napajamo s čisto sinusno napetostjo tok ni več sinusen, saj se v tokih pojavijo še višje harmonske komponente [1]. Za toke višjih harmonskih komponent je značilno, da tečejo od nelinearnega bremena, ki se obnaša kot tokovni vir višjih harmonskih komponent toka, k izvoru sinusne napetosti, ki ga v distribucijskih omrežjih predstavlja transformator. Linijska impedanca in impedanca izvora distribucijskega omrežja, ki jo čutijo višje harmonske komponente toka, je relativno nizka. Zato se preko slednje tudi zaključuje večji delež tokov višjih harmonskih komponent. Vpliv nelinearnega bremena na točko skupne priključitve, ki jo predstavljajo na primer nizkonapetostne (NN) zbiralke transformatorja, je v veliki meri odvisen od kratkostične moči, oziroma kratkostične impedance. V takem primeru običajno okarakteriziramo vod kot električno tog distribucijski vod, kar pomeni, da ima slednji veliko kratkostično moč, oziroma majhno kratkostično impedanco. V primeru električno togega voda velja, da kljub velikem tokovnem popačenju ni nujno, da se slednje v enaki meri odrazi na napetosti. Vpliv na popačenje napetosti v skupni priključni točki je posebej izrazit v primeru, kadar imamo opravka z distribucijskim vodom z relativno nizko kratkostično močjo. Poglavitni problem, ki se ob tem pojavi, predstavlja interakcija z ostalimi bremeni, ki so priključena na isti sistem napajanja [2]. Širjenje harmonskih motenj v distribucijskem omrežju nizke napetosti, ki jih povzroča nelinearno breme in interakcija s sosednjimi bremeni, je osrednja tema prispevka. V prispevku so predstavljeni rezultati meritev napetosti in tokov na nizkonapetostnih zbiralkah transformatorske postaje, ki napaja nelinearno breme. Sočasno z meritvami na nizkonapetostnih zbiralkah v transformatorski postaji so bile izmerjene tudi napetosti v dvesto metrov oddaljeni točki nizkonapetostnega omrežja, ki napaja sosednje porabnike. V zaključnem delu prispevka je prikazana še možnost rešitve, v smislu omejevanja neugodnih vplivov interakcij med bremeni, ki so posledica relativno visokega popačenja napetosti v točki skupne priključitve.

2. OPIS OBRAVNAVANEGA SISTEMA

Razdelilna postaja (RP) se napaja iz razdelilne transformatorske postaje (RTP), preko srednjenapetostnega (SN) daljnovoda dolžine cca 4,5 km in prereza 150 mm^2. Iz razdelilne

postaje poteka daljnovod (DV) dolžine cca 15,2 km, ki ga sestavljajo vodniki iz Al/Fe, prereza 70 mm^2. Na razdalji okrog 15,2 km iz smeri razdelilne postaje, je na daljnovod priključena transformatorska postaja TP Merjena. V transformatorski postaji je instaliran transformator nazivne moči 400 kVA. Transformator napaja nelinearno breme in sosednja bremena. Opisane razmere shematsko prikazuje slika 1. Nelinearno breme predstavlja statični tranzistorski pretvornik moči 2x165 kVA. Ta se napaja iz nizkonapetostnih zbiralk transformatorske postaje Merjena, preko treh vzporednih kablov prereza 150 mm^2 in dolžine cca 35 m.

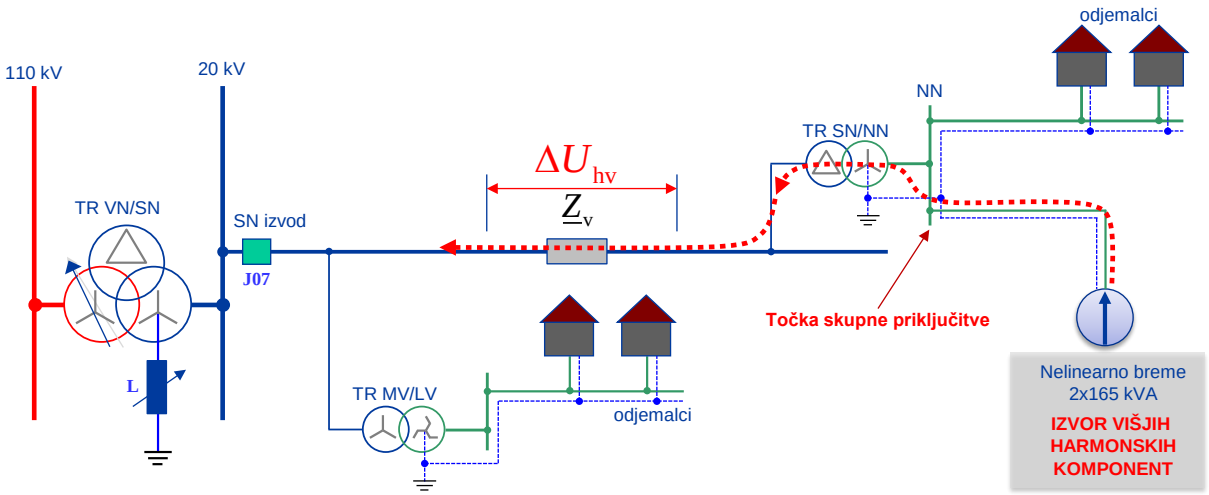


Slika 1: Shema napajanja TP Merjena iz razdelilne postaje

Na sliki 1 sta prikazani izračunani kratkostični moči, ki znašata na zbiralkah 20 kV v razdelilni postaji 100,9 MVA in na zbiralkah 20 kV v TP Merjena 36,1 MVA.

V nadaljevanju bomo nelinearno breme obravnavali kot tokovni izvor višjih harmonskih komponent. Shematski prikaz za primer obratovanja nelinearnega bremena kaže slika 2. Nelinearno breme, predstavljeno kot izvor višjih harmonskih komponent, generira toke, ki tečejo preko voda NN, transformatorja SN/NN in se zaključijo v izvoru, torej transformatorju VN/SN, če opazovanje omejimo le na NN in SN napetostni nivo.

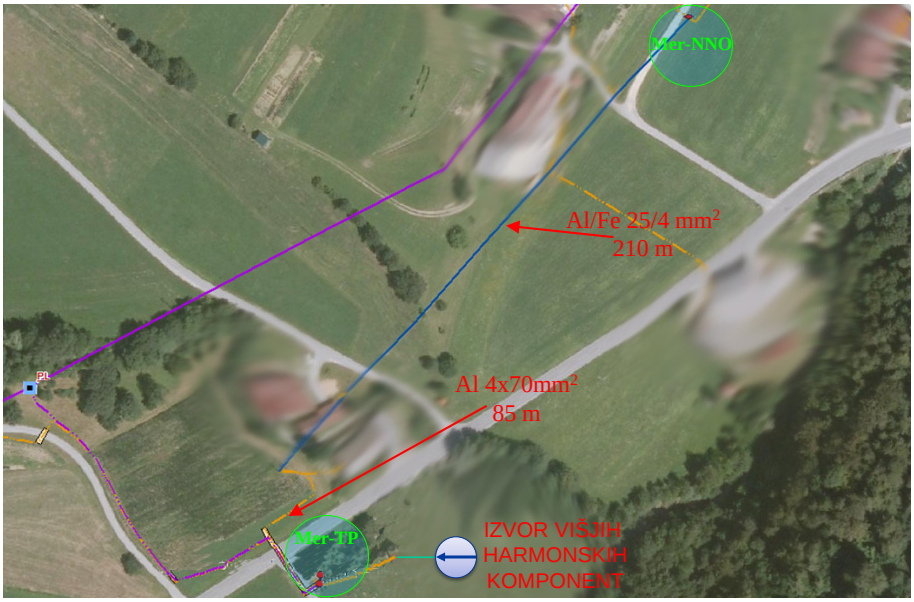
Toki višjih harmonskih komponent tako tečejo preko impedanc prenosnih vodov $\underline{Z}_v$, impedance transformatorja, impedance sistema in se zaključijo v izvor, kot prikazuje črtkana pot na sliki 2. Osnovna in višje harmonske komponente toka povzročajo padec napetosti $\Delta\underline{U}_{hv}$ na impedancah ter tako povzročajo harmonsko popačenje (distorzijo) priključne napetosti v točki NN zbiralk [3]. Posledica obratovanja predstavljenega nelinearnega bremena je popačenje napetosti v točki skupne priključitve ostalih porabnikov. Na sliki 2 je točka skupne priključitve označena z NN in dejansko predstavlja nizkonapetostne zbiralke transformatorja.



Slika 2: Obratovanje nelinearnega bremena, ki je priključeno na skupne zbiralke NN

3. VPLIV OBRATOVANJA NELINEARNEGA BREMENA

Geografski posnetek lokacije TP Merjena, v katerih sta bili izvedeni meritvi, kaže slika 3. Pri tem so bile merjene napetosti in toki na zbiralkah NN v TP Merjena ter v točki Mer-TP, ki se nahaja v nizkonapetostnem omrežju in je označena z Mer-NNO.



Slika 3: Geografski posnetek lokacije TP Merjena z označenima točkama v katerih sta bili izvedeni meritvi

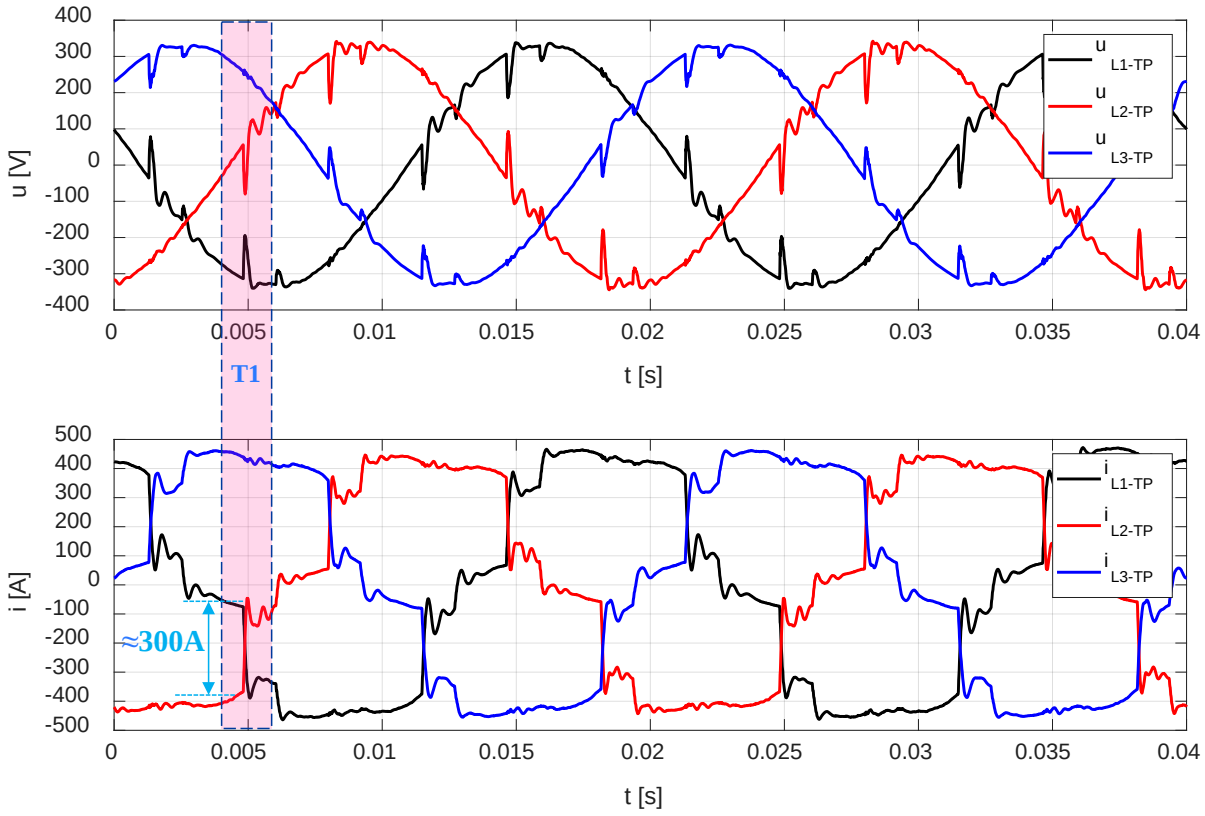
Za izvedbo meritev je bila v obeh točkah uporabljena oprema Sirius – Dewesoft. Ob izvajanju meritev je bila uporabljena frekvenca vzorčenja 100 kHz. Za časovno sinhronizacijo merilne opreme med točkama Mer-TP in Mer-NNO je bila uporabljena GPS časovna

sinhronizacija. Slika 4 kaže fotografijo merilnega sistema nameščenega v priključni omarici v TP Merjena.



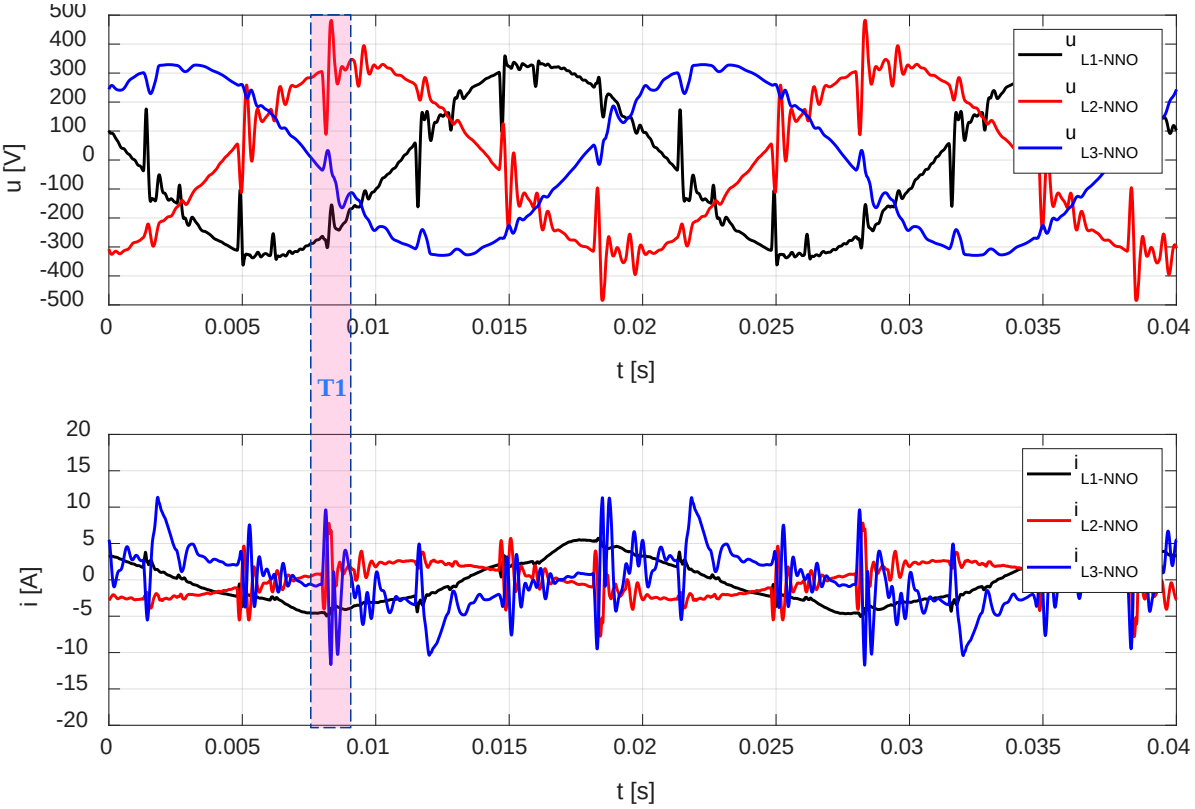
Slika 4: Fotografija merilnega sistema nameščenega v TP Merjena

Za obravnavani primer je bilo izvedenih več meritev, ki so se izvajale v različnih časovnih obdobjih. Opazovali smo tudi vpliv pri različnih močeh obratovanja nelinearnega bremena. V nadaljevanju prispevka so predstavljeni nekateri rezultati meritev. Slika 5 kaže časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$ posameznih faz L1, L2 in L3, merjenih v točki Mer-TP, ki se nahaja na zbiralkah NN transformatorja TP Merjena. Slika 5 prikazuje tudi časovni potek trenutnih vrednosti linijskih tokov $i_{L1\text{-}TP}$, $i_{L2\text{-}TP}$ in $i_{L3\text{-}TP}$, merjenih v točki Mer-TP oziroma na NN izvodu, ki napaja nelinearno breme. To je primer meritve, kjer je nelinearno breme obratovalo z močjo okrog 230 kW. Iz časovnega poteka napetosti je razvidno, da je vpliv največji v točkah, kjer statični tranzistorski pretvornik preklaplja med fazami. Na sliki 5 je to področje označeno s T1. Razvidno je, da se je v tem področju zgodil preklop (komutacija toka) med fazo L1 in L2. Tok v fazi L2 je z velikim gradientom porastel za vrednost 300 A, tok v fazi L1 pa je upadel za približno enako vrednost. Razmere v tem področju (T1) si lahko predstavljamo kot bežni kratki stik. Slednji obremeni vir in posledično povzroči kratkotrajne napetostne upade. Sama velikost upada je pretežno odvisna od velikosti impedance sistema in njegove kratkostične moči. Razvidno je tudi, da se dinamično preklapljanje dogaja periodično, posledica na napetostih so značilne zareze, ki jih v literaturi [4] zasledimo pod imenom »notching«.



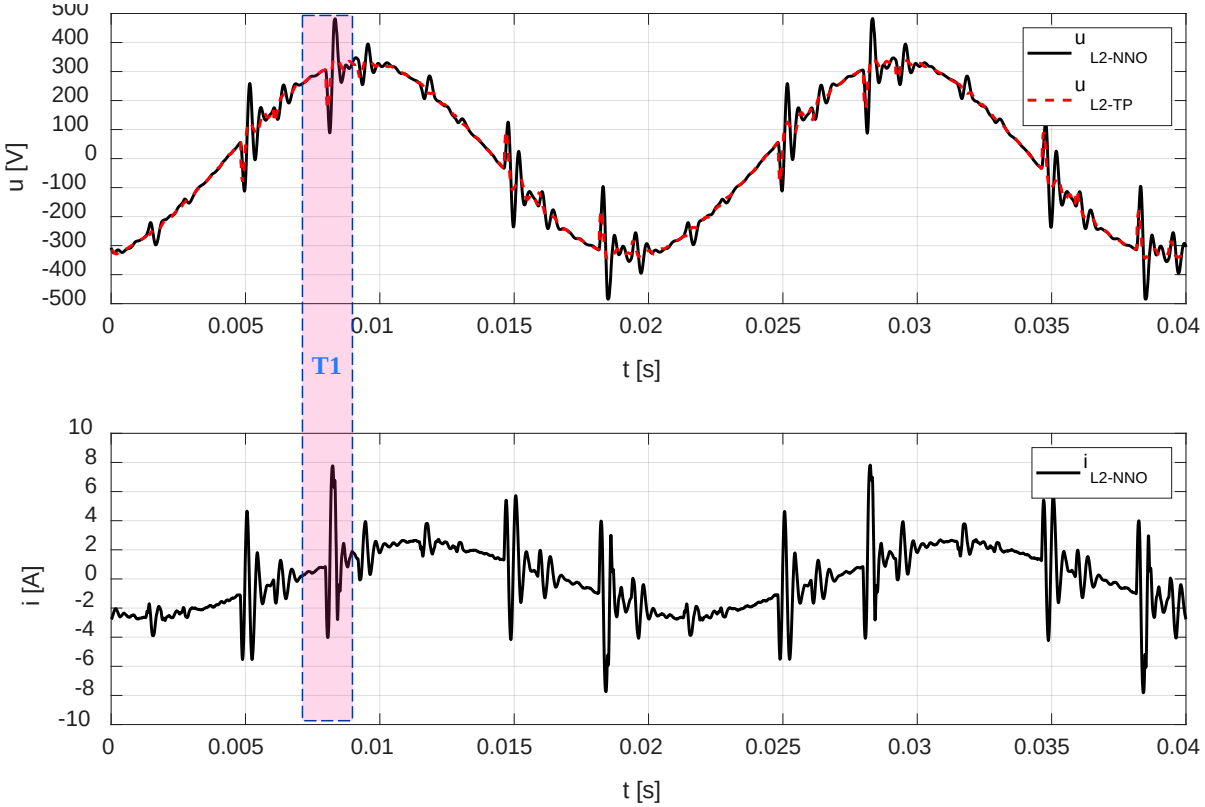
Slika 5: Časovni potek trenutnih vrednosti napetosti posameznih faz $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$ merjenih v točki Mer-TP ter linijskih tokov $i_{L1\text{-}TP}$, $i_{L2\text{-}TP}$ in $i_{L3\text{-}TP}$ na izvodu, ki napaja nelinearno breme

Časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti kaže slika 6. Prikazane so napetosti $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in $u_{L3\text{-}NNO}$ posameznih faz L1, L2 in L3, merjenih v točki Mer-NNO. Ta se nahaja na zbiralkah NN razdelilne omarice, ki napaja sosednje nizkonapetostne odjemalce. Omarico napaja nadzemni vod in kabel, kot prikazuje slika 3. Slika 6 prikazuje tudi časovni potek trenutnih vrednosti linijskih tokov $i_{L1\text{-}NNO}$, $i_{L2\text{-}NNO}$ in $i_{L3\text{-}NNO}$, merjenih v točki Mer-NNO oziroma na zbiralkah NN razdelilne omarice.



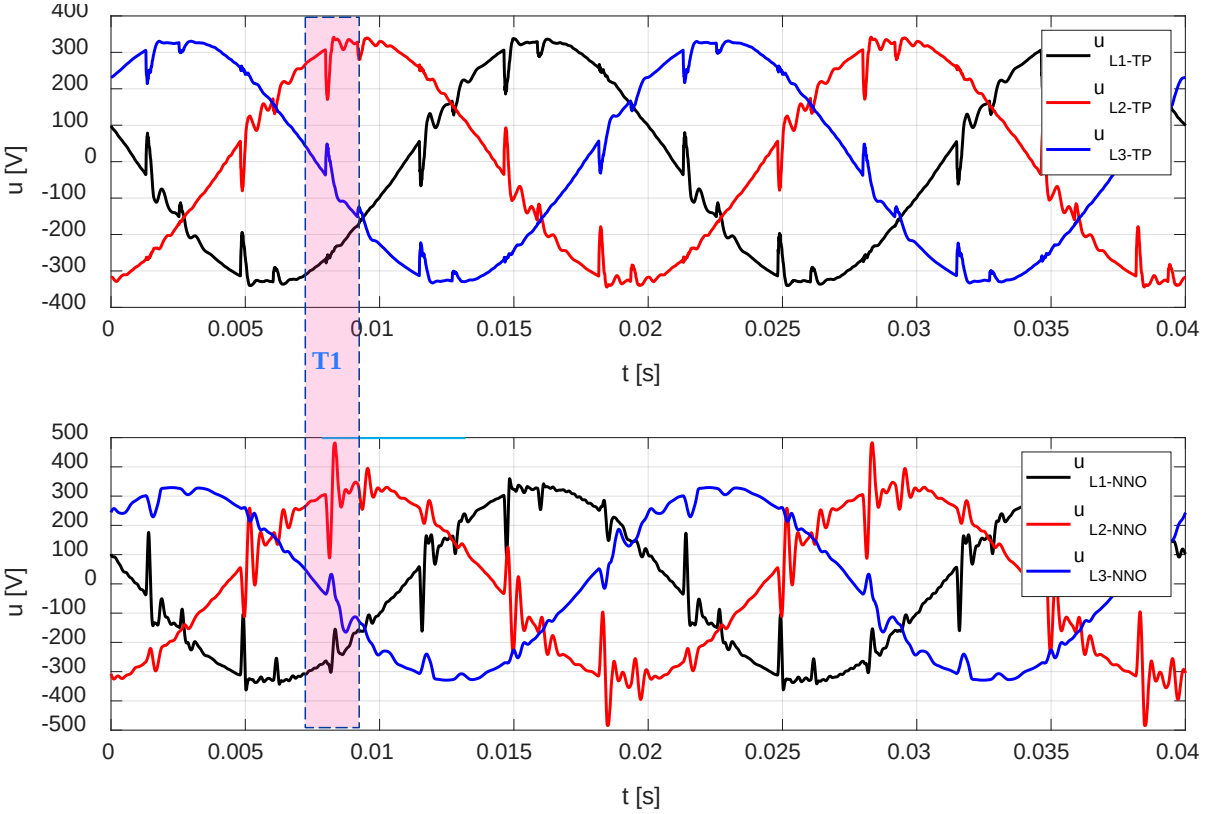
Slika 6: Časovni potek trenutnih vrednosti napetosti posameznih faz $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in $u_{L3\text{-}NNO}$ merjenih v točki Mer-NNO ter linijskih tokov $i_{L1\text{-}NNO}$, $i_{L2\text{-}NNO}$ in $i_{L3\text{-}NNO}$ na zbiralkah NN razdelilne omarice

Ob izvajanju meritev so se merilni instrumenti časovno sinhronizirali s pomočjo GPS sistema, zato je mogoča neposredna primerjava napetosti v točki Mer-TP in Mer-NNO. Slika 7 prikazuje časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L2\text{-}NNO}$ in toka $i_{L2\text{-}NNO}$, merjenih v točki Mer-TP in Mer-NNO. Razvidno je, da so se razmere v točki NNO v primerjavi z razmerami na zbiralkah TP bistveno poslabšale.



Slika 7: Časovni potek trenutnih vrednosti napetosti $u_{L2\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in toka $i_{L2\text{-}TP}$, merjenih v točki Mer-TP ter v točki priključne omarice NNO

Slika 8 prikazuje časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$, posameznih faz L1, L2 in L3 merjenih v točki Mer-TP, ki se nahaja na zbiralkah NN transformatorja TP Merjena. Zaradi preglednejše neposredne primerjave posameznih faz, prikazuje tudi časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in $u_{L3\text{-}NNO}$, merjenih v točki Mer-NNO oziroma v razdelilni omarici, ki napaja nizkonapetostne porabnike.



Slika 8: Časovni potek trenutnih vrednosti napetosti posameznih faz $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$ merjenih v točki Mer-TP ter napetosti $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in $u_{L3\text{-}NNO}$ merjenih v točki priključne omarice NNO

Za izmerjene napetosti lahko izvedemo harmonsko razstavitev s pomočjo Fourierjeve analize. Ker je bila uporabljena relativno visoka frekvenca vzorčenja 100kHz, lahko brez problemov opravimo harmonsko analizo do petdesetega harmonika. Informacijo o harmonskem popačenju napetosti, dobimo s pomočjo faktorja celostnega harmonskega popačenja, oziroma faktorja THD (total harmonic distortion). Faktor celostnega popačenja napetosti določimo s pomočjo enačbe:

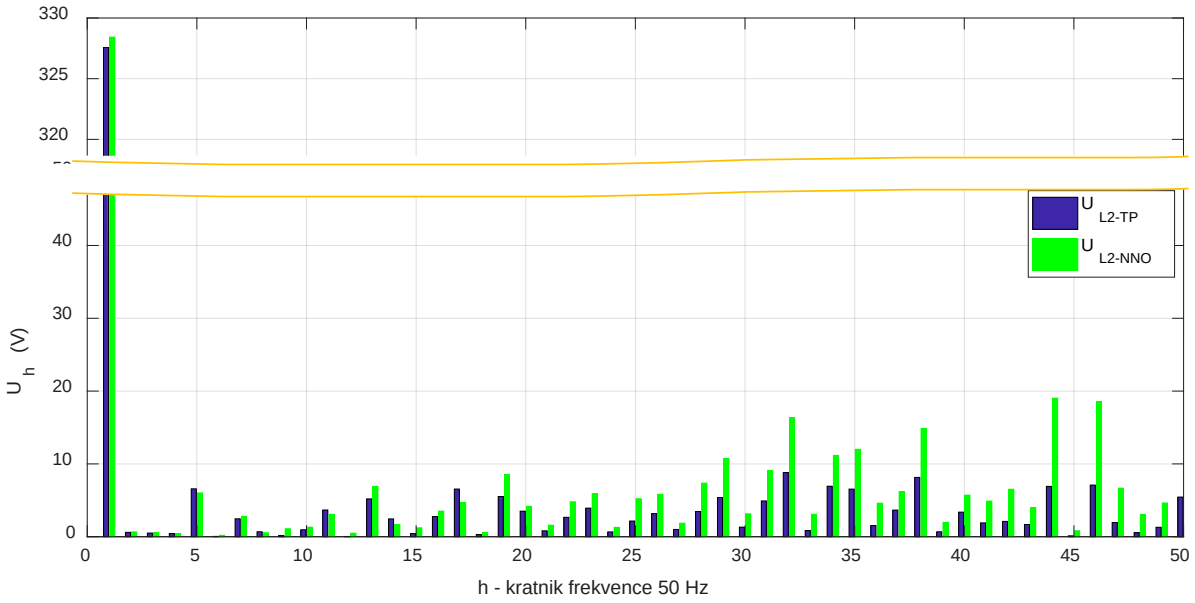
$$\mathrm{THD} = \frac{\sum_{h=2}^{H} U_h^2}{U_1}$$

Kjer je:

- U_1 efektivna vrednost osnovne harmonske komponente frekvence 50Hz,
- h-indeks harmonika,
- H- maksimalni harmonik, ki ga upoštevamo pri določitvi faktorja THD in je za obravnavani primer H=50,
- U_h pa je efektivna vrednost h-te harmonske komponente.

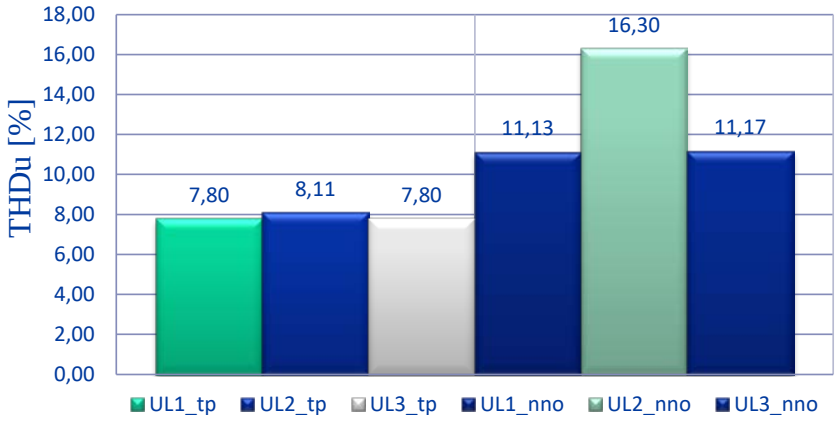
Slika 9 prikazuje primerjavo amplitudnih spektrov napetosti faze L2 na zbiralkah Mer-TP in na zbiralkah razdelilne omarice v NN omrežju (Mer-NNO). Razvidno je, da so v merjenih

napetostih prisotne višje harmonske komponente vse do, v analizi uporabljenega, petdesetega harmonika. Prav tako je mogoče opaziti, da se praktično vse harmonske komponente, nad dvajseto harmonsko komponento, v NN omrežju bistveno ojačijo.



Slika 9: Amplitudni spekter napetosti faze L2 v točki Mer-TP in Mer-NNO

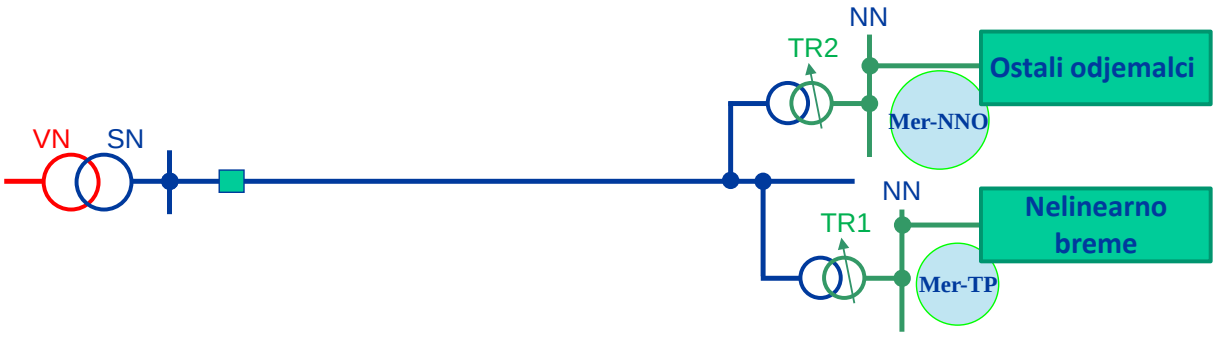
Stolpčni graf na sliki 10 prikazuje faktor celostnega popačenja, za napetosti izmerjene v točki Mer-TP in napetosti v razdelilni omarici v točki Mer-NNO. Faktor celostnega popačenja napetosti je znaten zlasti v točki NN omrežja, ki neposredno napaja ostale odjemalce, saj presega vednost 11 %.



Slika 10: Faktor celostnega popačenja napetosti THD na zbiralkah NN v TP Merjena in v omarici, ki napaja odjemalce NN

4. VPELJAVA REŠITVE ZA ZMANJŠANJE VPLIVA OBRATOVANJA NELINEARNEGA BREMENA

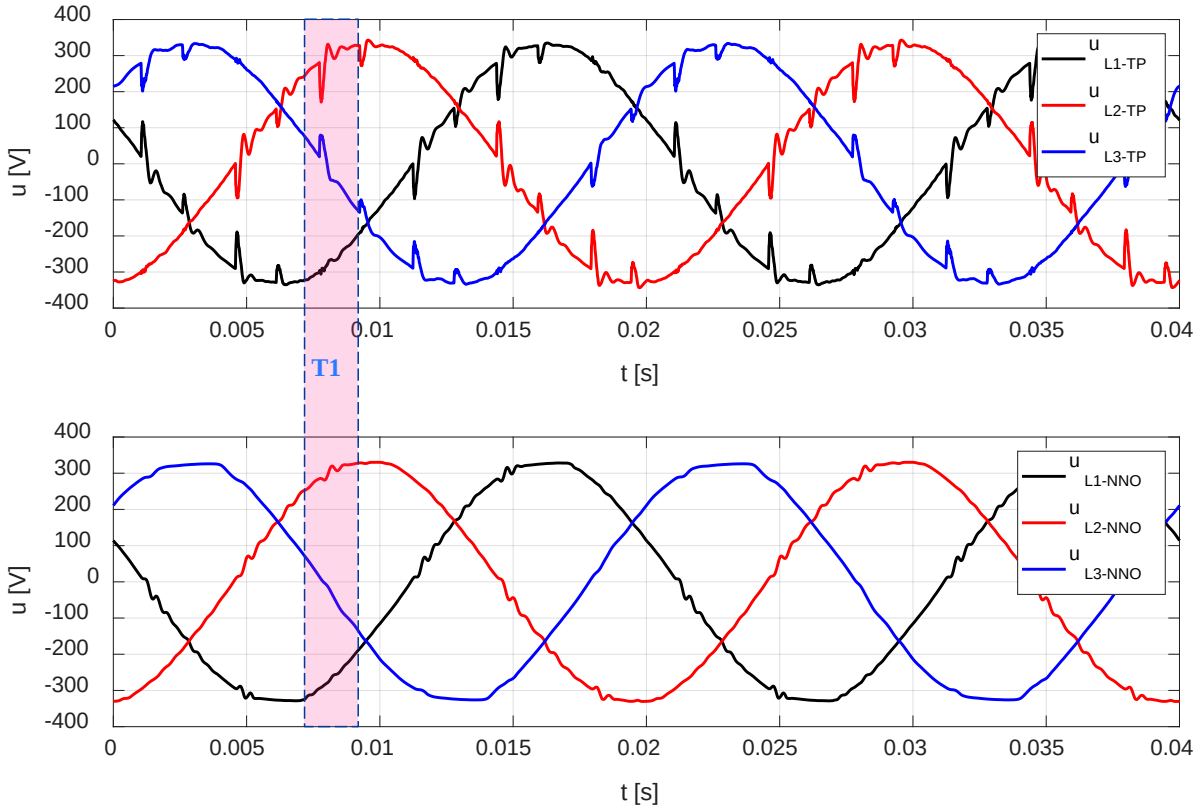
Z analizo predstavljenih merilnih rezultatov v predhodnem poglavju, lahko ugotovimo, da harmonsko popačenje bistveno vpliva na nizkonapetostno omrežje in nanj priključene porabnike. Zaradi višjih harmonskih tokov v omrežju, ki jih generira nelinearno breme, smo v točki Mer-NNO (slika 6) ugotovili, da napetostne konice bistveno presegajo vrednosti, ki nastopajo na zbiralkah NN. Navedeno pomeni, da prihaja do interakcij med porabniki. Razmere si lahko predstavljamo tudi takole. S toki višjih harmonskih komponent dejansko vzbujamo sistem, ki je priključen na NN zbiralke, kar pa lahko povzroči vzpostavljanje neželenih resonančnih pojavov v omrežju. Potrebno je namreč upoštevati, da tako prenosni vodi in kabli, kot tudi porabniki vsebujejo zelo različne kombinacije R-L-C parametrov. Za rešitev problema v smislu omejevanja interakcij med bremeni in tudi omejevanja vpliva nelinearnega bremena, se je za obravnavani primer spremenila shema napajanja, kot kaže slika 11. Začasno se je dodala nova transformatorska postaja, ki je na sliki označena s TR 2. Na NN zbiralke nove transformatorske postaje se je izvedla prevezava obstoječih odjemalcev iz TP Merjena, na TP Merjena pa je ostalo priključeno le nelinearno breme.



Slika 11: Uporabljen način za zmanjšanje vpliva motenj na sosednje odjemalce

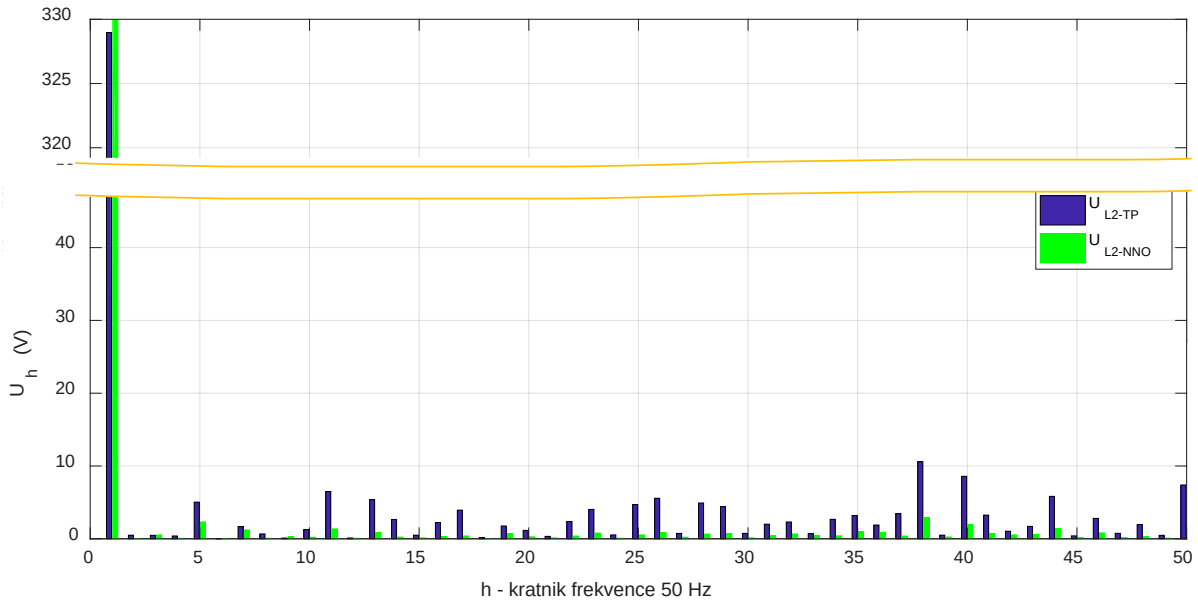
Meritve po dodatno zgrajeni TP TR2 smo izvajali na podoben način, kot so bile opravljene za analizo vpliva nelinearnega bremena. Z enim merilnim sistemom smo merili napetost in toke na NN zbiralkah v TP Merjena, torej merilna točka Mer-TP. Z drugim merilnim sistemom pa, kot kaže slika 3, v merilni točki Mer-NNO. Pri tem je bila točka meritev Mer-NNO v tem primeru napajana iz NN zbiralk TR2. Razmere so bile torej spremenjene tako, da je ostale NN odjemalce napajal transformator TR2. Nelinearno breme v tem primeru vpliva na NN odjemalce le povratno preko priključnega SN voda in vgrajenega TR2. Slika 12 prikazuje časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$, posameznih faz L1, L2 in L3 merjenih v točki Mer-TP, ki se nahaja na zbiralkah NN transformatorja TR1. Slika 12 prikazuje še časovni potek trenutnih vrednosti linijskih napetosti $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L2\text{-}NNO}$ in $u_{L3\text{-}NNO}$, merjenih v točki Mer-NNO, oziroma v razdelilni omarici, ki napaja nizkonapetostne porabnike. Iz grafov je razvidno, da je harmonsko popačenje napetosti na zbiralkah NN v TP Merjena skoraj nespremenjeno. So se pa razmere bistveno izboljšale v točki Mer-NNO, ki napaja ostale odjemalce preko TR2. Pri tem je potrebno omeniti, da je ob meritvi nelinearno breme obratovalo z močjo okrog 227 kW, kar predstavlja vrednost, ki je primerljiva z izvajanjem

meritev brez dodatnega TR2. Oziroma povedano drugače, razmere obratovanja nelinearnega bremena so bile v obeh primerih identične, kar je predpogoj za korektno primerjavo rezultatov.



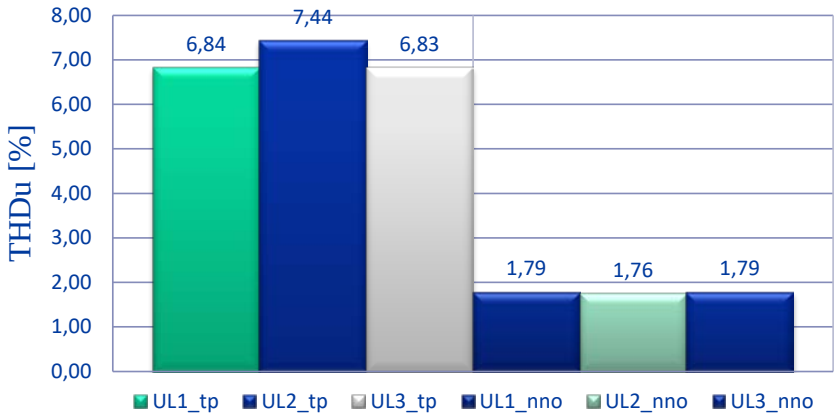
Slika 12: Časovni potek trenutnih vrednosti napetosti posameznih faz $u_{L1\text{-}TP}$, $u_{L2\text{-}TP}$ in $u_{L3\text{-}TP}$ merjenih v točki Mer-TP ter napetosti $u_{L1\text{-}NNO}$, $u_{L1\text{-}NNO}$ in $u_{L1\text{-}NNO}$ v točki Mer-NNO, ko je obratovala TR2

Slika 13 prikazuje amplitudni spekter izmerjenih napetosti na zbiralkah Mer-TP in na zbiralkah razdelilne omarice v NN omrežju v točki Mer-NNO, medtem ko je obratovala TP TR2. Razvidno je, da so se v primerjavi s sliko 9, v merjenih napetostih v točki Mer-NNO, harmonska popačenja napetosti bistveno zmanjšala.



Slika 13: Amplitudni spekter napetosti faze L2 v točki Mer-TP in Mer-NNO, ko je obratovala TR2

Graf na sliki 14 prikazuje faktor celostnega popačenja za napetosti izmerjene v točki Mer-TP in napetosti v razdelilni omarici v točki Mer-NNO, ko so bili ostali odjemalci priključeni na TP TR2. Faktor celostnega popačenja napetosti je v točki NN omrežja, ki neposredno napaja ostale odjemalce, upadel pod vrednost 1,8 %.



Slika 14: Faktor celostnega popačenja napetosti THD na zbiralkah NN v TP Merjena in v omarici, ki napaja odjemalce NN, ko je obratovala TR2

5. SKLEP

Nelinearna bremena s svojim karakterjem bistveno vplivajo na delovanje distribucijskega sistema. Ta trditev še posebej velja v primeru, ko je razmerje med močjo nelinearnega bremena ter močjo ostalih bremen relativno visoko. Izkaže se, da je vpliv na harmonsko popačenje dokaj izrazit predvsem v točki skupne priključitve na nizkonapetostnih zbiralkah. Vpliv na harmonsko popačenje na srednjenapetostnih zbiralkah je zaradi togosti omrežja bistveno manjši. Faktor celostnega popačenja THD zelo jasno potrdi navedene vplive. Iz prikazanih rezultatov v prispevku lahko ugotovimo, da nelinearno breme generira višje harmonske toke na mestu, kjer je priključeno v distribucijsko omrežje. Iz meritev po globini omrežja je razvidno, da se motnje širijo po celotnem galvansko povezanem omrežju.

V obravnavanem primeru smo ugotovili, da nelinearno breme z generiranjem višjih harmonskih tokov povzroča znatno popačenje napetosti na nizkonapetostnih zbiralkah. Faktor celostnega popačenja THD namreč v povprečju presega vrednost 7 %, seveda pa je popačenje odvisno tudi od trenutne moči delovanja nelinearnega bremena.

Bolj problematična je ugotovitev, da se razmere vzdolž nizkonapetostnega omrežja, ki napaja sosednje porabnike, zaradi interakcij med bremeni, še bistveno poslabšajo. V točki nizkonapetostnega omrežja, ki je okrog tristo metrov oddaljena od transformatorske postaje, je bilo izmerjeno popačenje napetosti že nad 11 %, v kritični fazi pa so vrednosti presegale 16 % celostnega harmonskega popačenja.

Izmerjeni časovni poteki napetosti kažejo morebitni vzrok za naslednjo potencialno težavo. Za določene elektronske naprave velja, da njihovo delovanje sloni na detekciji prehoda napetosti skozi ničlo. Iz izmerjenih rezultatov je zelo jasno razvidno, da imamo v posameznih fazah, v okolici prehoda skozi abscisno (časovno) os, opravka z večkratnim prehodom. Večkraten prehod skozi ničlo predstavlja težavo in tudi vzrok za neustrezno delovanje, predvsem za naprave, ki slonijo na polprevodniških tehnologijah kot sta Triak in Tiristor.

Za zaključno ugotovitev velja poudariti, da se težave z višjimi harmonskimi komponentami, ki jih generirajo nelinearna bremena, lahko dokaj uspešno rešijo z vgradnjo dodatnega transformatorja. Takšna rešitev predstavlja za harmonske komponente toka, zaradi induktivnosti transformatorjev, povišano impedanco in posledično zmanjšanje amplitud višjih harmonskih komponent toka. Če harmonsko popačenje opazujemo kot motnjo, potem se le ta bistveno težje širi čez transformator in naprej v SN omrežje.

Lahko zaključimo, da rezultati analize jasno pokažejo interakcijo med bremeni in da katerikoli izvod s karakteristiko svojega bremena, odločilno vpliva na skupne zbiralke in preko popačenja napetosti posledično na sosednje vode.

6. LITERATURA

[1] J. Arrillaga in N. Watson, Power system harmonics, England: John Wiley & Sons, 2004.

[2] J. C. Das, Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics, New York: Marcel Dekker, 2002.

[3] G. Štumberger, M. Rošer, I. Škratek in V. Tajnšek, „Experimentally evaluated impact of nonlinear loads on the energy transmission losses and distortion on voltage waveforms," v *International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'10)*, Granada, 2010.

[4] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso in H. W. Beaty, Electrical Power System Quality, English: McGraw-Hill, 2002.

NASLOV AVTORJEV

dr. Miran Rošer, univ. dipl. inž. el.

Elektro Celje, d.d., Vrunčeva 2.a, 3000 Celje

Email: miran.roser@elektro-celje.si;
Tel: +386 3 420 14 40

prof. dr. Gorazd Štumberger, univ. dipl.inž.el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenija

Email: gorazd.stumberger@uni-mb.si
Tel: + 386 2 220 70 75

IZBIRA USTREZNE REŠITVE ZA NAPAJANJE ODDALJENIH ODJEMALCEV

Marcel TOPLER, Boštjan POLAJŽER, Miran ROŠER, Gorazd ŠTUMBERGER

POVZETEK

Pogost problem v nizkonapetostnih distribucijskih omrežjih je zagotavljanje ustreznih napetostnih razmer. Oddaljeni odjemalci se največkrat soočajo s prenizko napetostjo zaradi povečanega odjema električne energije predvsem ob koničnih obremenitvah. Članek obravnava 0,4 kV distribucijsko omrežje kjer zaradi povečanega odjema in dolžine vodov ni mogoče zagotoviti ustreznih napetostnih razmer. Takšno omrežje je potrebno rekonstruirati. Za zagotavljanje ustreznih napetostnih razmer so predstavljene tri rešitve, ki so: 0,95 kV napajanje, 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem in 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom. Posamezne rešitve so podrobneje opisane, analizirane in ovrednotene. Izvedena je analiza napetostnih razmer, izgub električne energije in ekonomska analiza, ki zajema stroške investicije, letne stroške izgub električne energije in letne stroške vzdrževanja. Vse predstavljene rešitve zagotavljajo ustrezne napetostne razmere. Na podlagi naštetih primerjav je izbrana najustreznejša rešitev.

Ključne besede: distribucijsko omrežje, napajanje oddaljenih odjemalcev, padci napetosti, izgube električne energije, napetostni stabilizator, baterijski sistem

ABSTRACT

A common problem in low voltage distribution networks is the provision of adequate voltage conditions. Remote users are often faced with too low voltage due to increased electricity consumption and peak loads. Article deals with 0,4 kV distribution network where the adequate voltages cannot be provided due to increased consumption and the length of the lines. Such network needs to be reconstructed. In order to provide adequate voltage conditions, three solutions are presented: 0,95 kV power supply, 0,4 kV power supply combined with a voltage booster and 0,4 kV power supply combined with a battery system. Individual solutions are described in detail, analyzed and evaluated. Analysis of voltage conditions, electrical energy losses and economic analysis, including the cost of investment, anual costs of electrical energy losses and anual maintenance costs is made. All presented solutions provide adequate voltage conditions. On the basis of these comparisons, the most appropriate solution is selected.

Key words: distribution network, supply of remote users, voltage drop, electrical energy losses, voltage booster, battery system

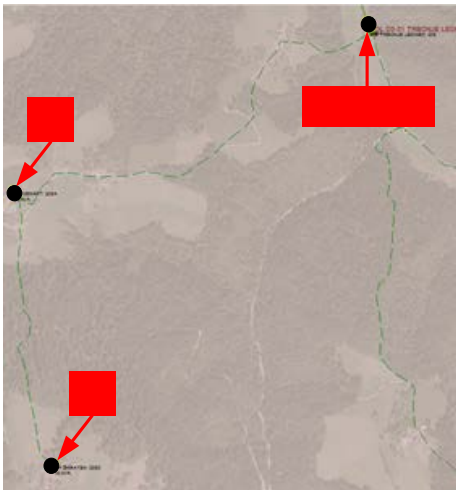
1. UVOD

Oddaljeni odjemalci se pogosto soočajo z odkloni napajalne napetosti, ki presegajo vrednosti, predpisane s standardom SIST EN 50160. Ta predpisuje, da mora ob normalnih obratovalnih pogojih in brez upoštevanja okvar ali prekinitev napajanja biti napajalna napetost v 95 % 10-minutnih srednjih efektivnih vrednosti v mejah ± 10 % nazivne napetosti [1]. Na odstopanje od predpisanih vrednosti vpliva predvsem večanje konične moči in povečanega odjema odjemalcev, k temu pa še dodatno prispeva večja oddaljenost od transformatorskih postaj (TP) saj z oddaljenostjo napetost vzdolž voda pada. Zaradi naštetih razlogov se oddaljeni odjemalci pogosto soočajo z odkloni napajalne napetosti, ki presegajo predpisanih 10 % [2].

Ena izmed rešitev za napajanje oddaljenih odjemalcev je večanje preseka nizkonapetostnega (NN) vodnika, vendar so takšni vodniki cenovno dražji. Naslednja rešitev je podaljševanje srednjenapetostnih (SN) daljnovodov in gradnja TP bliže odjemalcem, kar pa se zaradi nepredvidljivega večanja odjema in pridobivanja gradbenih dovoljenj ne izvaja. Kot prva rešitev je v članku predstavljena premostitev daljših razdalj z 0,95 kV in transformacija 0,95/0,4 kV. Druga rešitev je napetostni stabilizator, ki omogoča dinamično prilagajanje napetosti na izhodu naprave. Kot tretja rešitev je predstavljen baterijski sistem, ki pokriva konične obremenitve [3]. Nekateri drugi ukrepi dviga napetosti, ki v tem delu niso zajeti, so predstavljeni v [2].

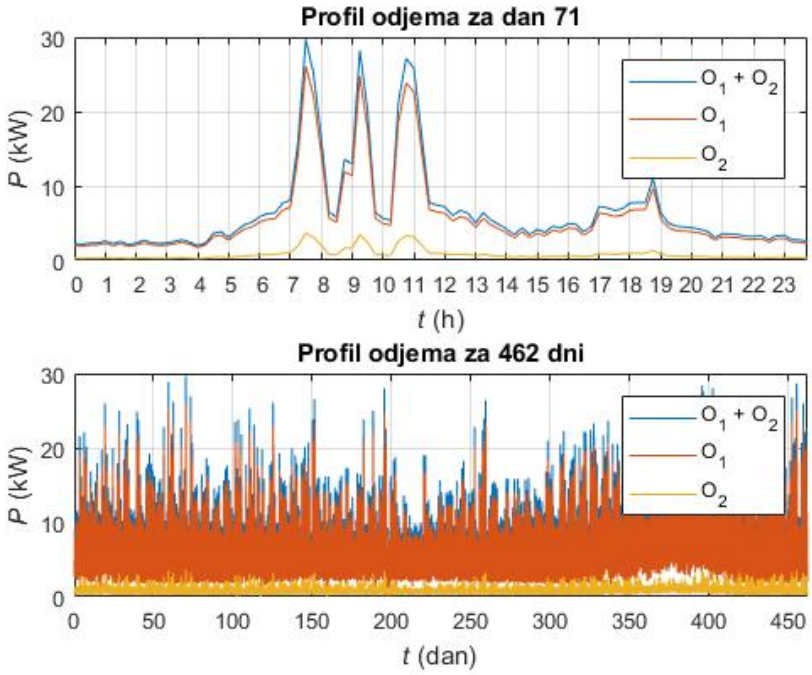
2. OPIS PROBLEMA

Geografsko razporejenost in prvotno stanje obravnavanega NN distribucijskega omrežja prikazuje slika 1. Iz TP Trbonje 20/0,4 kV se napajata odjemalec O_1 in O_2, ki se zaradi povečanega odjema in večje oddaljenosti od TP soočata z neustreznimi napetostnimi razmerami. S K_1 je označen odsek kabla med TP Trbonje in O_1, dolžine 1230 m, K_2 označuje odsek kabla med O_1 in O_2, dolžine 772 m. Oba kabla sta iz aluminija in preseka 70 mm^2, ki sta na sliki označena z zeleno barvo. Podrobnejši opis obravnavanega omrežja je podan v [2].



Slika 1: Obravnavano omrežje

Za pravilno dimenzioniranje potrebnih elementov, ki so v našem primeru transformatorji, kabli, napetostni stabilizator in baterijski sistem, smo potrebovali podatke meritev prvotnega stanja obravnavanega omrežja. To so podatki napetosti in tokov posameznih faz ter profilov odjema prvotnega stanja omrežja, ki so bili merjeni na NN izvodu TP Trbonje. Podatki meritev zajemajo obdobje 462 dni in sicer od 1. 1. 2016 do 6. 4. 2017 in so zajeti v obliki 15 minutnih povprečij. To pomeni, da je za en dan 96 meritev, za vseh 462 dni pa 44352 meritev. Največji padci napetosti so bili dne 71, ko je bila največja konična obremenitev v omrežju. Znano je, da odjemalec O_1 porabi v obdobju enega leta 87,8 %, O_2 pa 12,2 % vse energije iz TP Trbonje. Profil odjema za dan 71 in za vseh 462 dni prikazuje slika 2.



Slika 2: Profil odjema za dan 71 in za vseh 462 dni

3. METODOLOGJA IZBIRE

Pri izbiri ustrezne rešitve napajanja oddaljenih odjemalcev je pomembno, da izbrana rešitev zagotovi ustrezne napetostne razmere, da so stroški investicije, letni stroški izgub električne energije in letni stroški vzdrževanja čim nižji. Podrobnejši opis napetostnih razmer, izgub električne energije in ekonomske analize je podan v [2].

3.1 Napetostne razmere

Upoštevati je treba, da padec napetosti vzdolž voda v distribucijskem omrežju ne sme preseči 10 %. Padec napetosti vzdolž voda s čisto ohmsko obtežbo, ko je $\cos\varphi = 1$ ali, ko je obtežba voda $\cos\varphi < 1$ in je induktivna upornost X zanemarljivo majhna v primerjavi z ohmsko upornostjo R [4], zapišemo z (1):

$$\Delta U = \frac{\rho \cdot S \cdot l}{A \cdot U} \tag{1}$$

Pri tem je ρ specifična upornost materiala, S nazivna navidezna moč, U napetost porabnika, l dolžina vodnika in A njegov presek.

3.2 Izgube električne energije

Z izgubami električne energije so povezani stroški posamezne rešitve, zato je pomembno, da so le te čim manjše in imajo čim manjši prispevek k celotnim stroškom. Za analizo in ovrednotenje posamezne rešitve je pomembno določiti izgube posameznih elementov, ki so opisani v nadaljevanju. Izgube moči P (v W) je treba pretvoriti v izgube električne energije W (v kWh). Ob upoštevanju 15 minutnega časovnega intervala (1/4 ure) moramo P (v W) množiti z 1/4 in deliti s 1000, tako določimo izgube energije v omenjenem časovnem intervalu in jih izrazimo v kWh, kar zapišemo z (2):

$$W = P \cdot \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{1000}. \tag{2}$$

3.2.1 Izgube v transformatorju

V primeru, ko transformator ni obremenjen z nazivnim tokom, vendar je na primarni strani priključen na nazivno napetost, velja predpostavka, da so vse tokovno odvisne izgube odvisne od kvadrata toka [5]. Skupne izgube transformatorja zapišemo s (3):

$$P_{\text{izg}} = P_0 + R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2. \tag{3}$$

Pri tem so P_0 izgube praznega teka, R_1 ohmska upornost primarnega navitja, R_2 ohmska upornost sekundarnega navitja, I_1 efektivna vrednost toka primarnega navitja in I_2 efektivna vrednost toka sekundarnega navitja.

3.2.2 Izgube v vodniku

Izgube v vodniku so odvisne od kvadrata efektivne vrednosti toka I in upornosti vodnika R, kar zapišemo s (4):

$$P_{\text{izg}} = RI^2. \tag{4}$$

Potrebno je upoštevati dejanske izgube v vodnikih, ki so odvisne od toka, slednji pa je odvisen od tipa bremena in napetosti na sponkah bremena.

3.2.3 Izgube v napetostnem stabilizatorju

Izgube v napetostnem stabilizatorju, ki je avtotransformator, se računajo enako kot izgube v transformatorju. Enačba (5) iz [6] definira izgube v napetostnem stabilizatorju kot razliko vhodne P_v in izhodne P_i delovne moči:

$$P_{izg} = P_v - P_i . \tag{5}$$

3.2.4 Izgube v baterijskem sistemu

Baterijski sistem sestavljajo pretvorniki in baterija. Trenutna vrednost energije shranjene v bateriji je opisana s (6):

$$W(t) = W(t_0) + \int_{t_0}^{t} \left(\eta_{pol}\, p_{pol}(\tau) - \eta_{praz}\, p_{praz}(\tau) \right) d\tau . \tag{6}$$

Pri tem so *W(t)* energija shranjena v bateriji v trenutku opazovanja *t*, $W(t_0)$ energija shranjena v bateriji v trenutku začetka opazovanja t_0, η_{pol} in η_{praz} izkoristka baterijskega sistema pri polnjenju in praznjenju, p_{pol} in p_{praz} moči polnjenja in praznjenja, t_0 in t začetek in konec opazovanja in τ integracijska konstanta.

Izkoristek pri usmerjanju znaša 0,9 in pri razsmerjanju prav tako 0,9, kar znaša skupaj 0,81. Ker podatki o izkoristkih niso točni, je upoštevanje skupnega izkoristka 0,8 dovolj dober približek [7]. Celotne izgube baterijskega sistema znašajo 20 % energije W_{bat}, ki se v enem dnevu shrani v bateriji in se odda nazaj v omrežje, kar zapišemo s (7):

$$W_{izg} = 0,2 \cdot W_{bat} . \tag{7}$$

3.3 Ekonomska analiza

Pri izbiri ustrezne rešitve napajanja oddaljenih odjemalcev je potrebno upoštevati tudi stroške posamezne rešitve. Ekonomska analiza posamezne rešitve je izvedena s seštevanjem vseh stroškov, kjer so zajeti stroški investicije, letni stroški vzdrževanja in letni stroški izgub električne energije, kar je za analizo dovolj točno, saj je pomemba cena posamezne rešitve na letni ravni. Ekonomska analiza je izvedena za obdobje 1 leta in za obdobje 20 let. V tem času ni potrebe po zamenjavi nobenega elementa, potrebno je le letno vzdrževanje transformatorjev. Življenjska doba napetostnega stabilizatorja znaša 25 let in glede na podatke proizvajalca ne potrebuje vzdrževanja. Življenjska doba litij titanatnih (LTO) baterij znaša od 15000 do 20000 ciklov in je dimenzionirana tako, da se en krat v dnevu izprazni in napolni, kar pomeni, da znaša življenjska doba pri takšnem obratovanju več kot 40 let. Pretvorniki in kabli ne potrebujejo vzdrževanja in zamenjave v obdobju 20 let. Podatke o ceni posameznih elementov in koliko znaša cena izgub električne energije smo dobili od Elektra Celje in so veljali na dan 30. 6. 2017.

Vsi navedeni zneski v članku so brez davka na dodano vrednost (DDV) in znašajo [2]:

- Cena izgub električne energije: 44,40 €/MWh.
- Cena napetostnega stabilizatorja moči 30 kVA: 11.000,00 €.
- Cena napetostnega stabilizatorja moči 70 kVA: 15.000,00 €.
- Cena transformatorja 20/0,95/0,4 kV 100/60/40 kVA: 7.100,00 €.
- Cena transformatorja 20/0,4 kV 100 kVA: 5.600,00 €.
- Cena transformatorja 0,95/0,4 kV 35 kVA: 4.850,00 €.
- Stroški vzdrževanja transformatorja: 112,50 €/leto.

Podatke o ceni baterije LTO in o cenah pretvornikov smo dobili od podjetja Victron Energy in so veljali na dan 18. 7. 2017 [8]:

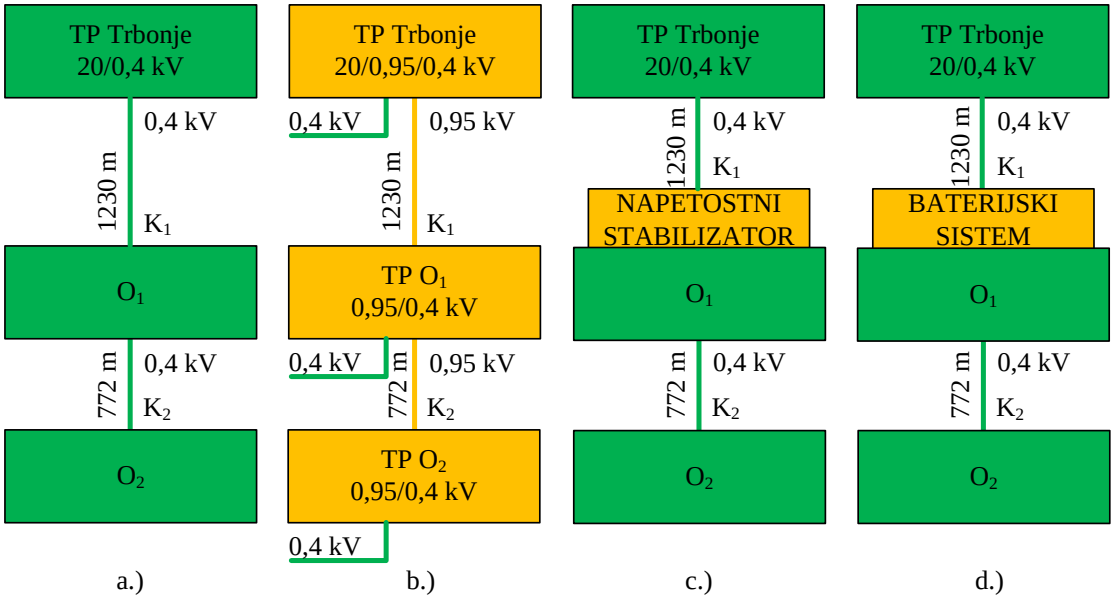
- Cena LTO baterije z montažo: 1.200,00 €/kWh.
- Cena pretvornika MultiPlus 48/5000 (enofazni, 5 kVA): 2.093,00 €.
- Cena pretvornika Quattro 48/5000 (enofazni, 5 kVA): 2.590,00 €.
- Cena pretvornika Quattro 48/8000 (enofazni, 8 kVA): 3.328,00 €.
- Cena pretvornika Quattro 48/10000 (enofazni, 10 kVA): 3.977,00 €.
- Cena pretvornika Quattro 48/15000 (enofazni, 15 kVA): 5.500,00 €.

4. PREDSTAVLJENE REŠITVE

Obravnavano je prvotno stanje omrežja z neustreznimi napetostnimi razmerami in tri rešitve, ki zagotavljajo ustrezne napetostne razmere oddaljenih odjemalcev, med seboj pa se razlikujejo glede na napetostne razmere, izgube električne energije in stroške. Slika 3 prikazuje štiri obravnavane izvedbe omrežja in sicer prvotno stanje omrežja ter tri rešitve. Elementi prvotnega stanja so obarvani zeleno, zamenjani oz. dodani elementi pa z rumeno. Kabli so v vseh rešitvah obstoječi in jih ni potrebno zamenjati z novimi večjega preseka.

Prvotno stanje obravnavanega omrežja je 0,4 kV napajane, ki je prikazano na sliki 3 a.). V TP Trbonje je transformator 20/0,4 kV 100 kVA, ki s kablom K_1 dolžine 1230 m napaja odjemalca O_1. Naprej gre kabel K_2 dolžine 772 m, ki napaja odjemalca O_2. Izvedba zaradi težav pri zagotavljanju ustreznih napetostnih razmer ni ustrezna, je pa dobro izhodišče za primerjavo ostalih rešitev. Prva rešitev je 0,95 kV napajanje. V primerjavi s prvotnim stanjem je v TP Trbonje transformator 20/0,95/0,4 kV 100/60/40 kVA, ki s kablom K_1 dolžine 1230 m napaja TP O_1 s transformatorjem 0,95/0,4 kV 35 kVA. Naprej gre kabel K_2 dolžine 772 m, ki napaja TP O_2 s transformatorjem 0,95/0,4 kV 35 kVA, kar prikazuje slika 3 b.). Druga rešitev je 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem. V TP Trbonje je transformator 20/0,4 kV 100 kVA, ki s kablom K_1 dolžine 1230 m napaja napetostni stabilizator moči 30 kVA oz. 70 kVA, ki je tik pred odjemalcem O_1. Naprej gre kabel K_2 dolžine 772 m, ki napaja odjemalca O_2. V primerjavi s prvotnim stanjem je tik pred odjemalcem O_1 napetostni stabilizator, kar prikazuje slika 3 c.). Tretja rešitev je 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom. V TP Trbonje je transformator 20/0,4 kV 100 kVA, ki s kablom K_1 dolžine 1230 m napaja baterijski sistem kapacitete 37 kWh, ki dovoljuje največji padec napetosti vzdolž kabla K_1 5 % oz. kapacitete 7 kWh, ki dovoljuje največji padec napetosti vzdolž kabla K_1 7,5 %. Na ta način je padec

napetosti pri odjemalcu O_2 manjši od 10 %. Baterijski sistem je tik pred odjemalcem O_1. Naprej gre kabel K_2 dolžine 772 m, ki napaja odjemalca O_2. V primerjavi s prvotnim stanjem je tik pred odjemalcem O_1 baterijski sistem, kar prikazuje slika 3 d.).



Slika 3: Prvotno stanje omrežja in tri rešitve

Tabela 1 podaja elemente omrežja prvotnega stanja, to je 0,4 kV napajanje. Investicija elementov omrežja v tem primeru znaša 0,00 €, ker je to prvotno stanje omrežja. Upoštevani so stroški vzdrževanja transformatorja TP Trbonje in stroški izgub, ki v tem primeru zajemajo izgube energije v kablih K_1 in K_2.

Tabela 1: 0,4 kV napajanje

Elementi omrežja	**Podatki elementov**	**Cena elementov (€)**	**Stroški vzdrževanja (€/leto)**	**Stroški izgub (€/leto)**
Transformator TP Trbonje	U = 20/0,4 kV, S = 100 kVA	0,00	112,50	0,00
Kabel K_1	l = 1230 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	75,86
Kabel K_2	l = 772 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	10,54

Tabela 2 podaja elemente omrežja prve rešitve, to je 0,95 kV napajanje. V tem primeru je potrebna investicija v transformator 20/0,95/0,4 kV 100/60/40 kVA, ki je vgrajen v TP Trbonje. Potrebna sta še dva transformatorja 0,95/0,4 kV 35 kVA, ki sta vgrajena v TP O_1 in TP O_2. Upoštevani so stroški vseh treh transformatorjev in stroški izgub, ki v tem primeru zajemajo izgube energije v kablih K_1 in K_2 ter izgube v transformatorjih TP O_1 in TP O_2.

Tabela 2: 0,95 kV napajanje

Elementi omrežja	**Podatki elementov**	**Cena elementov (€)**	**Stroški vzdrževanja (€/leto)**	**Stroški izgub (€/leto)**
Transformator TP Trbonje	U = 20/0,95/0,4 kV S = 100/60/40 kVA	5.600,00	112,50	0,00
Kabel K_1	l = 1230 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	11,54
Kabel K_2	l = 772 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	1,60
Transformator TP O_1	U = 0,95/0,4 kV S = 35 kVA	4.850,00	112,50	43,47
Transformator TP O_2	U = 0,95/0,4 kV S = 35 kVA	4.850,00	112,50	6,04

Tabela 3 podaja elemente omrežja druge rešitve, to je 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem. V tem primeru je potrebna investicija v napetostni stabilizator moči 30 kVA oz. 70 kVA, ki je vgrajen tik pred odjemalca O_1. Upoštevani so stroški napetostnih stabilizatorjev in stroški izgub, ki v tem primeru zajemajo izgube energije v kablih K_1 in K_2 ter izgube v napetostnem stabilizatorju. Izgube napetostnih stabilizatorjev različnih moči so različne in se z večanjem moči manjšajo, česar pri analizi nismo upoštevali in smo predpostavili, da so izgube vseh naprav enake.

Tabela 3: 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem

Elementi omrežja	**Podatki elementov**	**Cena elementov (€)**	**Stroški vzdrževanja (€/leto)**	**Stroški izgub (€/leto)**
Transformator TP Trbonje	U = 20/0,4 kV, S = 100 kVA	0,00	112,50	0,00
Kabel K_1	l = 1230 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	104,90
Kabel K_2	l = 772 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	14,58
Napetostni stabilizator a.)	S = 30 kVA	11.000,00	0,00	184,62
Napetostni stabilizator b.)	S = 70 kVA	15.000,00	0,00	184,62

Tabela 4 podaja elemente omrežja tretje rešitve, to je 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom. V tem primeru je potrebna investicija v baterijo kapacitete 37 kWh oz. 7 kWh in treh enofaznih pretvornikov, kjer so ovrednoteni različni tipi le teh. Baterijski sistem je vgrajen tik pred odjemalca O_1. Upoštevani so stroški baterij, pretvornikov in stroški izgub, ki v tem primeru zajemajo izgube energije v kablih K_1 in K_2 ter izgube v baterijskem sistemu. V vseh primerih so potrebni trije enofazni pretvorniki vhodne napetosti 48 V in moči 15 kVA, 10 kVA, 8 kVA ali 5 kVA za polnjenje in praznjenje baterije kapacitete 37 kWh oz. 7 kWh. Model pretvornika MultiPlus ima en napajalni vhod izmenične napetosti, ki je omrežje. Model Quattro ima dva napajalna vhoda izmenične napetosti, kjer je en vir omrežje, drugi pa npr. dizelski agregat. Izgube različnih tipov pretvornikov so različne in se z večanjem moči manjšajo, česar pri analizi nismo upoštevali in smo predpostavili, da so izgube vseh naprav enake.

Tabela 4: 0.4 kV napajanje z baterijskim sistemom

Elementi omrežja	**Podatki elementov**	**Cena elementov (€)**	**Stroški vzdrževanja (€/leto)**	**Stroški izgub (€/leto)**
Transformator TP Trbonje	U = 20/0,4 kV, S = 100 kVA	0,00	112,50	0,00
Kabel K_1	l = 1230 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	77,54 (a) oz. 81,83 (b)

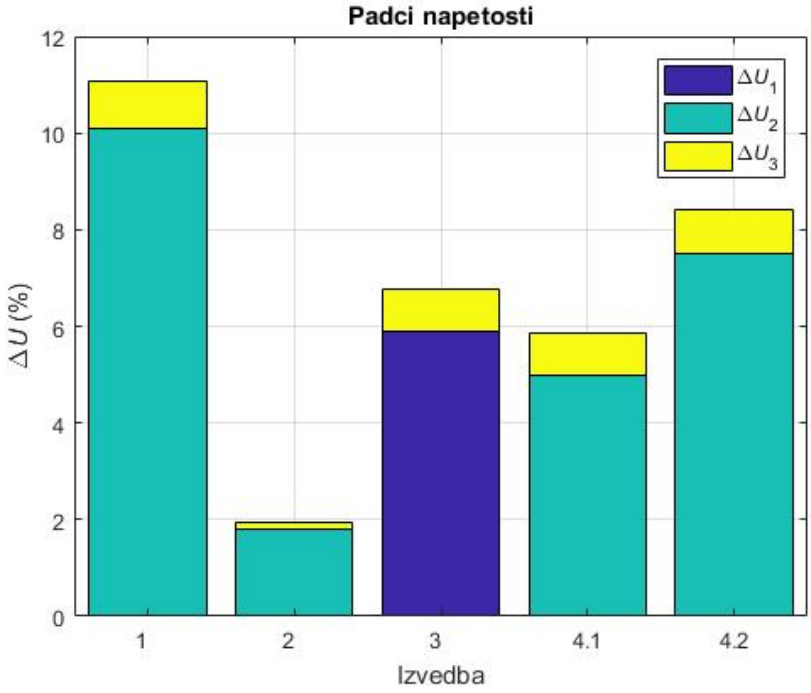
Kabel K_2	l = 772 m, A = 70 mm^2	0,00	0,00	10,77 (a) oz. 11,37 (b)
Baterija (a)	W_{bat} = 37 kWh	44.400,00	0,00	7,19
Baterija (b)	W_{bat} = 7 kWh	8.400,00	0,00	0,49
Pretvornik 3x MultiPlus 48/5000	U = 48 V S = 5 kVA	6.279,00	0,00	Zajeti v bateriji (a) oz. (b)
Pretvornik 3x Quattro 48/5000	U = 48 V S = 5 kVA	7.770,00	0,00	Zajeti v bateriji (a) oz. (b)
Pretvornik 3x Quattro 48/8000	U = 48 V S = 8 kVA	9.984,00	0,00	Zajeti v bateriji (b)
Pretvornik 3x Quattro 48/10000	U = 48 V S = 10 kVA	11.931,00	0,00	Zajeti v bateriji (b)
Pretvornik 3x Quattro 48/15000	U = 48 V S = 15 kVA	16.500,00	0,00	Zajeti v bateriji (b)

5. REZULTATI

Izračuni prvotnega stanja in rešitev obravnavanega omrežja za delovne in navidezne moči, napetosti in toke ter izgube elementov omrežja in izgube celotnega sistema so izvedeni v [2].

5.1 Rezultati tehnične analize

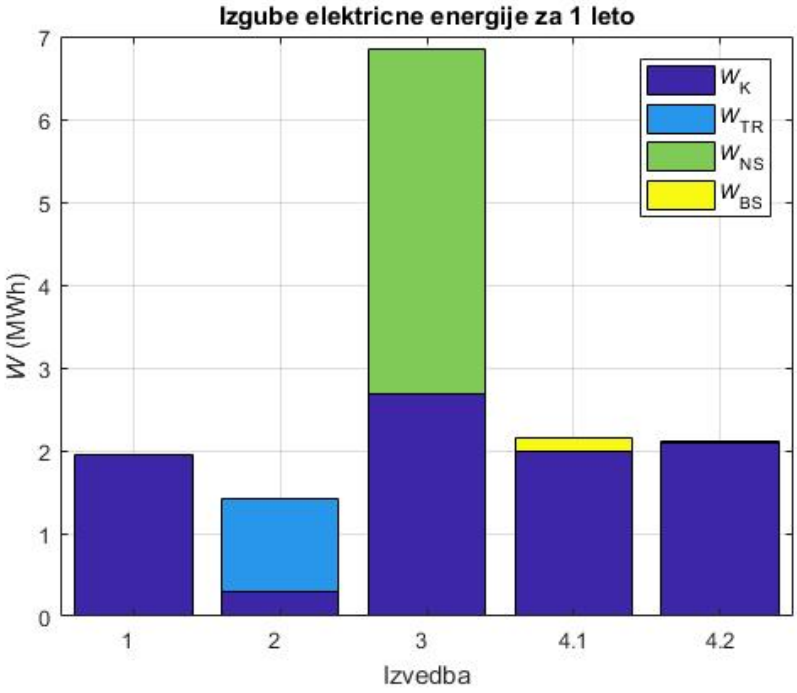
Glede na podatke meritev je bila največja konična obremenitev v omrežju dne 71, zato je pomembo, da takrat rešitve zagotovijo ustrezne napetostne razmere. Izvedba 1 označuje prvotno stanje omrežja, to je 0,4 kV napajanje. Izvedba 2 označuje 0,95 kV napajanje, izvedba 3 označuje 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem, izvedba 4.1 označuje 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom 37 kWh in izvedba 4.2, ki označuje 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom 7 kWh.



Slika 4: Padci napetosti ΔU_1, ΔU_2 in ΔU_3 v % za končno točko odjema dne 71

Slika 4 kaže primerjavo padcev napetosti ΔU_1 (padec napetosti v TP Trbonje), ΔU_2 (padec napetosti pri odjemalcu O_1) in ΔU_3 (padec napetosti odjemalcu O_2), ki sestavljajo skupen padec in pri 0,4 kV napajanju preseže 10 %, zato je takšna izvedba neustrezna. Preostale izvedbe 2 – 4.2, ki so rešitve, zagotavljajo ustrezne napetostne razmere saj padci napetosti v nobenem primeru ne presežejo 10 %. Kot najboljša rešitev glede na padce napetosti se izkaže izvedba 2, ki zagotavlja najmanjše padce napetosti, zaradi 0,95 kV napetostnega nivoja. Sledi izvedba 4.1, ki dovoljuje največji padec napetosti 5 % vzdolž K_1 (slika 1). Naslednja je izvedba 3, kjer napetostni stabilizator poveča padec napetosti pred napravo. Najslabše izmed obravnavanih rešitev se izkaže izvedba 4.2, ki dovoljuje največji padec napetosti 7,5 % vzdolž kabla K_1 (slika 1) vendar zagotavlja ustrezne napetostne razmere.

Slika 5 kaže primerjavo izgub električne energije v posameznih elementih za 1 leto. Izvedba 1 označuje prvotno stanje omrežja, to je 0,4 kV napajanje. Izvedba 2 označuje 0,95 kV napajanje, izvedba 3 označuje 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem, izvedba 4.1 označuje 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom 37 kWh in izvedba 4.2, ki označuje 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom 7 kWh.



Slika 5: Izgube električne energije za 1 leto

Tabela 5: Izgube električne energije posamezne izvedbe za 1 leto

Izvedba	**Izgube energije (MWh/leto)**
(1) 0,4 kV napajanje	1,946
(2) 0,95 kV napajanje	1,411
(3) 0,4 kV napajanje, napetostni stabilizator	6,849
(4.1) 0,4 kV napajanje, baterijski sistem 37 kWh	2,151
(4.2) 0,4 kV napajanje, baterijski sistem 7 kWh	2,110

Primerjava s slike 5 in tabele 5 kaže, da zagotavlja izvedba 2 najmanjše izgube. Skupne izgube so v tem primeru sestavljene iz izgub v kablih (W_K) K_1 in K_2, ki so v primerjavi z 0,4 kV napetostnim nivojem okoli 5,6 krat manjše, in izgub v transformatorjih (W_{TR}) 0,95/0,4 kV. Sledi izvedba 1, kjer so izgube samo v kablih (W_K) K_1 in K_2, vendar le ta ne zagotavlja ustreznih napetostnih razmer. Naslednja je izvedba 4.2, ki ima manjše izgube kot izvedba 4.1. Skupne izgube so v obeh primerih sestavljene iz izgub v kablih (W_K) K_1 in K_2, ki so pri izvedbi 4.2 večje, zaradi večjega dovoljenega padca napetosti vzdolž kabla K_1. K skupnim izgubam prispevajo še izgube baterijskega sistema (W_{BS}), ki ima večje izgube pri izvedbi 4.1, zaradi večje kapacitete baterije, večjega pokrivanja koničnih obremenitev in manjšega dovoljenega padca napetosti. Največje izgube ima izvedba 3 saj napetostni stabilizator poslabša napetostne razmere pred napravo, zato so izgube v kablu (W_K) K_1 še večje. Pri tem so izgube napetostnega stabilizatorja (W_{NS}) velike in še dodatno prispevajo k skupnim izgubam, ki so v primerjavi z ostalimi izvedbami več kot 3 krat večje.

5.2 Rezultati ekonomske analize

Celotne stroške sestavljajo investicijski stroški, stroški vzdrževanja in stroški izgub električne energije. Tabela 6 podaja rezultate ekonomske analize posameznih izvedb obravnavanega omrežja, kjer so navedeni stroški investicije, vzdrževanja in izgub sistema ter celotni stroški za 1 leto. Grafična primerjava rezultatov je prikazana na sliki 6. Številke izvedb v tabeli 6 in na sliki 6 označujejo:

1 0,4 kV napajanje,

2 0,95 kV napajanje,

3.1 0,4 kV napajanje in napetostni stabilizator 30 kVA,

3.2 0,4 kV napajanje in napetostni stabilizator 70 kVA,

4.1 0,4 kV napajanje, baterija 7 kWh in pretvornik 3x Quattro 48/5000,

4.2 0,4 kV napajanje, baterija 7 kWh in pretvornik 3x MultiPlus 48/5000,

4.3 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh in pretvornik 3x Quattro 48/15000,

4.4 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh in pretvornik 3x Quattro 48/10000,

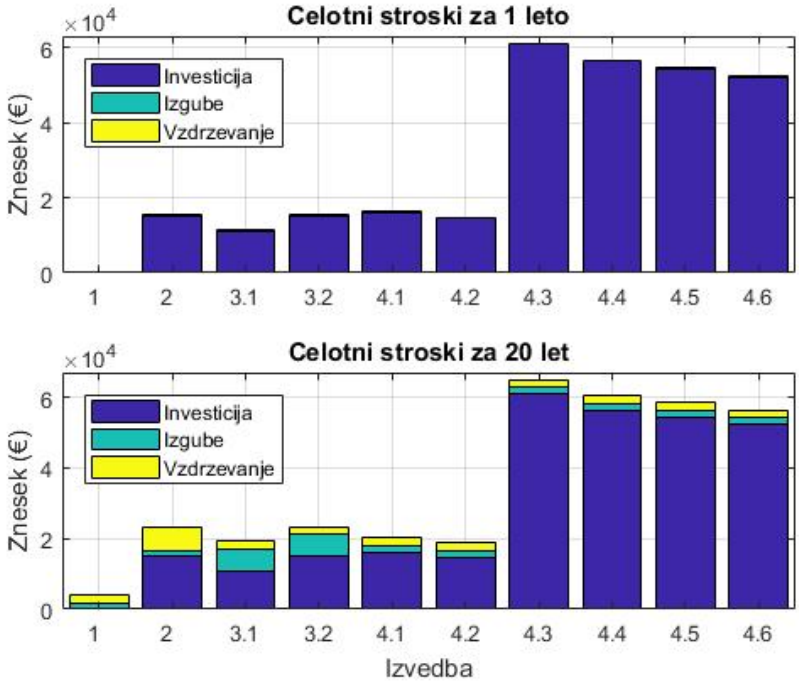
4.5 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh in pretvornik 3x Quattro 48/8000,

4.6 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh in pretvornik 3x Quattro 48/5000.

Tabela 6: Stroški investicije, vzdrževanja, izgub in celotni stroški posamezne izvedbe

Izvedba	**Stroški investicije (€/leto)**	**Stroški vzdrževanja (€/leto)**	**Stroški izgub (€/leto)**	**Celotni stroški (€/leto)**
(1) 0,4 kV napajanje	0,00	112,50	86,40	198,90
(2) 0,95 kV napajanje	15.300,00	337,50	62,65	15.700,15
(3.1) 0,4 kV napajanje, napetostni stabilizator 30 kVA	11.000,00	112,50	304,10	11.416,60
(3.2) 0,4 kV napajanje, napetostni stabilizator 70 kVA	15.000,00	112,50	304,10	15.416,60
(4.1) 0,4 kV napajanje, baterija 7 kWh, pretvornik 3x Quattro 48/5000	16.170,00	112,50	93,68	16.376,18
(4.2) 0,4 kV napajanje, baterija 7 kWh, pretvornik 3x MultiPlus 48/5000	14.679,00	112,50	93,68	14.885,18
(4.3) 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh, pretvornik 3x Quattro 48/15000	60.900,00	112,50	95,50	61.108,00
(4.4) 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh, pretvornik 3x Quattro 48/10000	56.331,00	112,50	95,50	56.539,00
(4.5) 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh, pretvornik 3x Quattro 48/8000	54.384,00	112,50	95,50	54.592,00
(4.6) 0,4 kV napajanje, baterija 37 kWh, pretvornik 3x Quattro 48/5000	52.170,00	112,50	95,50	52.378,00

Analiziranih je več variacij izvedb, kjer k celotnim stroškom prispevajo različne cene elementov. Razlika pri izvedbi 3.1 in 3.2 je moč napetostnega stabilizatorja, kjer sta analizirani napravi moči 30 kVA in 70 kVA. Razlika pri izvedbi 4.1 – 4.2 in 4.3 – 4.6 je kapaciteta baterije in tip pretvornika.



Slika 5: Celotni stroški za 1 leto in za 20 let

Slika 6 kaže, da so pri celotnih stroških za 1 leto stroški izgub in stroški vzdrževanja v primerjavi z investicijskimi stroški pri vseh izvedbah zanemarljivo majhni. Zato je za analizo izvedb smiselno obravnavati obdobje 20 let, ko se povečajo letni stroški izgub in letni stroški vzdrževanja. Glede na investicijske stroške je najustreznejša izvedba 3.1, zaradi nizke cene napetostnega stabilizatorja moči 30 kVA. Izgube električne energije so najmanjše pri izvedbi 2, zaradi višjega (0,95 kV) napetostnega nivoja, vendar so v tem primeru najvišji stroški vzdrževanja zaradi 3 transformatorjev. Izvedbi z napetostnim stabilizatorjem imata najvišje izgube električne energije, medtem, ko so izgube baterijskih sistemov med seboj podobne in razmeroma majhne. Vse izvedbe z baterijskim sistemom imajo enake stroške vzdrževanja in sicer samo enega transformatorja v TP Trbonje. Kot najustreznejša rešitev se izkaže izvedba 4.2 z baterijskim sistemom 7 kWh, ki ima najnižje celotne stroške v obdobju 20 let. Sledi izvedba 3.1, ki ima nižje investicijske stroške, vendar precej višje stroške izgub. Naslednja je izvedba 4.1, ki ima v primerjavi s 4.2 drugačen tip pretvornika. Sledi izvedba 2, ki ima višje stroške vzdrževanja in 3.2, ki ima višje stroške izgub. Investicija izvedb 4.3 – 4.6 z baterijskim sistemom 37 kWh se pokaže kot nesmiselna zaradi visoke cene baterije.

6. SKLEP

Ob povečanju odjema električne energije se lahko pojavi problem, da omrežje z 0,4 kV napajanjem več ne zagotavlja ustreznih napetostnih razmer zato je potrebno takšno omrežje rekonstruirati. Pri izbiri najustreznejše rešitve je potrebno upoštevati napetostne razmere, stroške izgub električne energije v celotnem sistemu in celotne stroške posamezne rešitve.

Ob upoštevanju vseh predstavljenih kriterijev, bi se kot najustreznejša rešitev izkazalo 0,95 kV napajanje. Rešitev namreč zagotavlja nizke skupne stroške, najnižje stroške izgub električne energije in najnižje padce napetosti. Z ekonomskega vidika ima najnižje celotne stroške 0,4 kV napajanje z baterijskim sistemom kapacitete 7 kWh. Rešitev zagotavlja padce napetosti znotraj predpisnih mej in je v primerjavi z 0,95 kV napajanjem hitreje izvedljiva. 0,4 kV napajanje z napetostnim stabilizatorjem za trajno obratovanje ni priporočeno, ker so izgube v tem primeru največje, naprava pa s svojim delovanjem vnaša višje harmonske komponente v izhodno napetost in poslabša napetostne razmere pred napravo. Običajno se napetostni stabilizator uporablja v omrežju zaradi hitre namestitve in samo kot začasna rešitev.

Vse predstavljene rešitve zagotavljajo ustrezne napetostne razmere. Upoštevati pa je potrebno, da veljajo za obravnavane razmere v omrežju in se lahko izkažejo kot neustrezne ob povečanju odjema električne energije in večjih koničnih obremenitvah.

7. VIRI

[1] Žlahtič F., Zorman M., Žebeljan D. *Vrednotenje kakovosti električne napetosti s kriteriji elektromagnetne združljivosti: komentar standarda SIST EN 50160*. Ljubljana: Agencija POTI, 2000.

[2] [Topler M. *Zagotavljanje ustreznih napetostnih razmer v nizkonapetostnem omrežju*: magistrsko delo. Maribor: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, 2017.

[3] Štumpfl M. Reševanje napetostnih razmer v NN – omrežju s pomočjo transformacije SN na 1 kV: magistrsko delo. Maribor: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, 2015.

[4] Voršič J., Zorič T., Horvat M. Izračun obratovalnih stanj v elektroenergetskih omrežjih. Maribor: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, 2012.

[5] Zagradišnik I., Slemnik B. Izbrana poglavja iz transformatorjev: skripta. Maribor: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, 2007.

[6] Rošer M., Štumberger G. in Tajnšek V. Vpliv delovanja napetostnega stabilizatorja Magtech na NN distribucijsko omrežje: članek. 9. konferenca slovenskih elektroenergetikov, Kranjska Gora 2009, CIRED ŠKI – 4.

[7] Špraner M. Izboljšanje dinamičnih lastnosti hranilnikov električne energije: članek. Revija Ventil 21, str. 228 – 235, 2015/3.

[8] Victron energy. Cenik pretvornikov. Dostopno na: https://www.victronenergy.si/upload/documents/Pricelist-Victron-2017-Q3-Euro-C-without-IP65.pdf, februar 2018.

NASLOV AVTORJEV

asist. Marcel Topler, mag. inž. el.
izr. prof. dr. Boštjan Polajžer, univ. dipl. inž. el.
red. prof. dr. Gorazd Štumberger, univ. dipl. inž. el.

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Koroška cesta 46, 2000 Maribor, Slovenija,

e-pošta: marcel.topler@um.si
e-pošta: bostjan.polajzer@um.si
e-pošta: gorazd.stumberger@um.si

dr. Miran Rošer, univ. dipl. inž. el.

Elektro Celje, d.d.
Vrunčeva ulica 2a, 3000 Celje, Slovenija

e-pošta: miran.roser@elektro.celje.si

IMPACT OF SHORT-CIRCUIT POWER AND VOLTAGE LEVEL ON CRITICAL CLEARING TIME

Tadej ŠKRJANC, Urban RUDEŽ

POVZETEK

Zaradi stalnega naraščanja proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn je pomembno, da poznamo njihov vpliv na stabilnost obstoječega sistema. Ta članek obravnava tranzientno stabilnost za primer SMIB sistema, ki predstavlja razpršeni vir priklopljen na elektroenergetsko omrežje. V primeru motnje je eden pomembnejših kriterijev za razpršene vire kritični čas odprave motnje (ang. Critical Clearing Time, CCT), saj sistemski operater predpisuje napetostne meje pri katerih morajo med motnjo ostati priklopljeni na omrežje [1]. Izvedena je analiza vpliva kratkostične moči toge mreže $S_{k,IS}$ in napetosti U_L na priključni točki generatorja na CCT.

ABSTRACT

The constantly increasing penetration of wind power-plants makes it important to understand the influence of such production of energy on existing system's stability. This paper presents an investigation about transient stability of a SMIB (Single Machine Infinite Bus) system representing a distributed generation connect on electric power system. For such generation to ride through faults the CCT (Critical Clearing Time) is an essential criterion, because TSO's (Transmission System Operator) regulations demand that when disturbance occurred, multi-distributed generators are forced to stay connected on system until their voltage profile stay within certain limits [1]. Impact of short-circuit power of infinite source $S_{k,IS}$ and voltage level U_L on CCT is analysed.

1. INTRODUCTION

Before new production units connect on electric power system EPS, dynamic analysis must be performed to find out how existing system and new machine will behave when disturbance occur. Dynamic analysis covers angular stability for small and large disturbances. The latter is also named transient stability, which was performed in this article.

Transient stability analysis base on consideration of nonlinearity of EPS that stands out when large disturbance like short circuit faults or major generator outage occur. Electrical active power output of synchronous machine P_g is determined with transmission characteristic of electrical power that can be computed as:

$$P_g = \frac{E \cdot U}{X_S} \cdot \sin \delta, \tag{1.1}$$

where:

E	- generator's internal voltage,
U	- voltage on generator's bus,
X_S	- synchronous reactance
δ	- rotor angle.

Mechanical behaviour describes swing equation:

$$2H \cdot \frac{d\omega_{m,pu}}{dt} = T_{m,pu} - T_{el,pu}, \tag{1.2}$$

where:

H	- inertia [s],
$\omega_{m,pu}$	- mechanical angular speed [pu],
$T_{m,pu} - T_{el,pu}$	- acceleration torque [pu].

Therefore operating point of synchronous generator is determined as cross with line that represent mechanical power on shaft of turbine. As depicted in figure 1.1, there are 2 crossing points where the first point (number 1) represented stable and the second (number 8) unstable operation of synchronous machine.

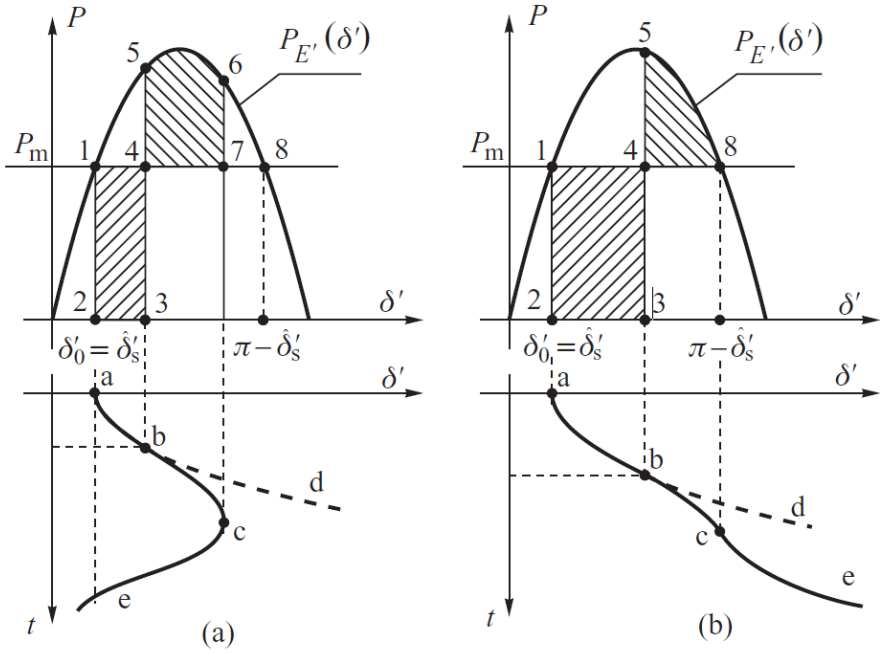


Fig. 1.1: Transmission characteristic and rotor's angle: a) short CCT; b) long CCT [2]

Main parameter to observe transient stability is rotor's angle of generator that in normal conditions rotate synchronous according to nominal electrical frequency of system (50 Hz). Duration of disturbance at witch generator keep synchronism and consequently transient stability is called Critical Clearing Time (CCT). Therefore higher CCT means more transient stable system and more time to eliminate disturbance respectively. There exists few possible ways of finding CCT for individual fault [2]:

- direct method based on theory of energy functions and theory of Ljapunov,
- simulation method based on trying different duration of disturbance till system become transient unstable and
- equal area criterion (only for smaller systems).

2. TEST SYSTEM DESCRIBTION

In order to investigate transient stability, SMIB system consists of synchronous machine connected via block transformer, a transmission line and infinite source which represent the rest of EPS in Netomac is modelled.

Fig. 2.1: Test system

To determine system's transient stability, the worst case scenario must be simulated. Therefore 3 pole short-circuit fault on generator bus was simulated. Over a period of time, when such disturbance occur, all electrical connections between generator bus and loads in EPS are decoupled and active power produced by generator no longer flow into EPS. Consequently, mechanical power fully accelerate generator's rotor neglecting losses and transformer.

3. ANALYSIS

In this section, the impact of short circuit power of infinite bus and voltage level is discussed. As depicted in figure 3.1 four operating points were considered. For the purpose of determination CCT with respect to $S_{k,IS}$ and U_L some code that find CCT in Matlab was written.

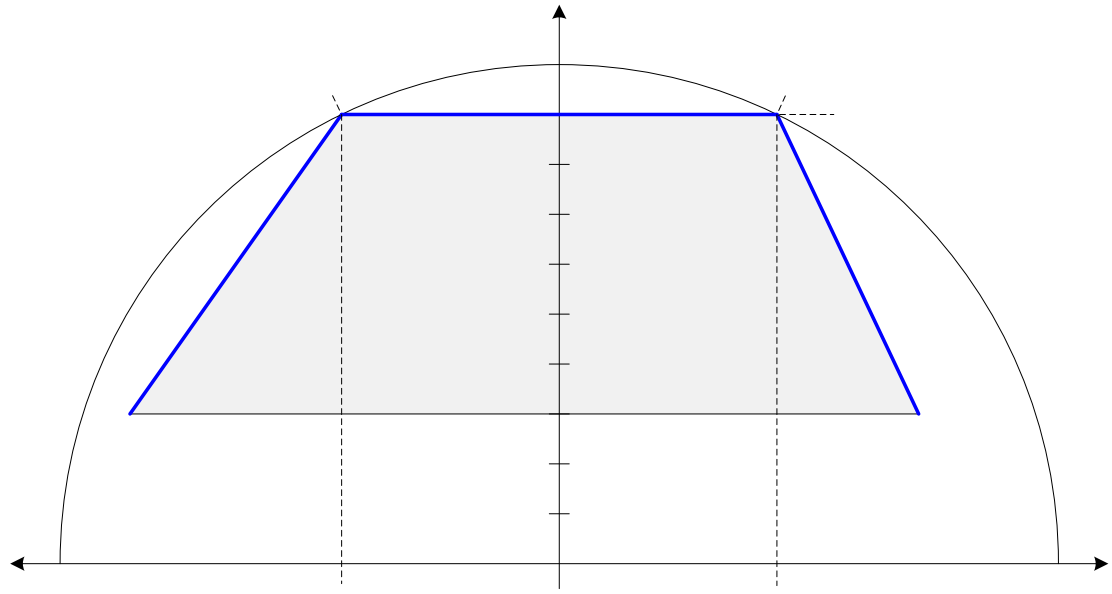


Fig. 3.1: PQ diagram of generator and 4 operating points

3.1 Impact of short circuit power of infinite source

To analyse impact of short circuit power of infinite source, the parameter $S_{k,IS}$ from 70 to 1000 MVA for overexcited and underexcited operating points is varied.

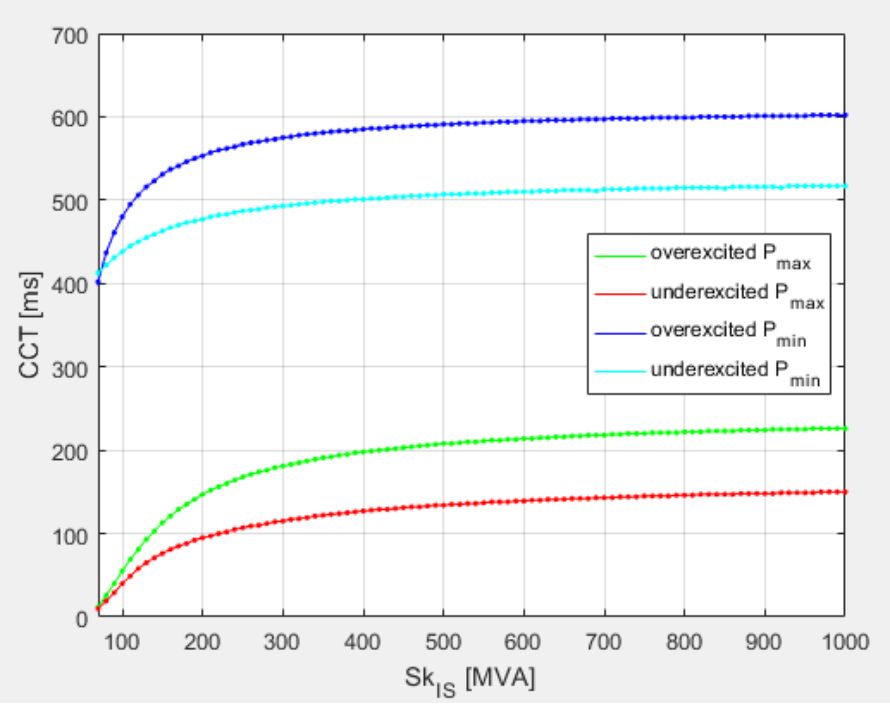


Fig. 3.2: Impact of $S_{k,IS}$ on CCT

In general, results indicate that with increasing of short circuit power of infinite source, CCT is getting bigger and generator is more stable. As show figure 3.2, CCT is also bigger if generator is overexcited. First the difference is small, but with increasing of $S_{k,IS}$ the difference become larger and system's impedance to generator becomes smaller which means that when the EPS is strong, it offers more support to the generator to stabilize after the disturbance and consequently the CCT is bigger.

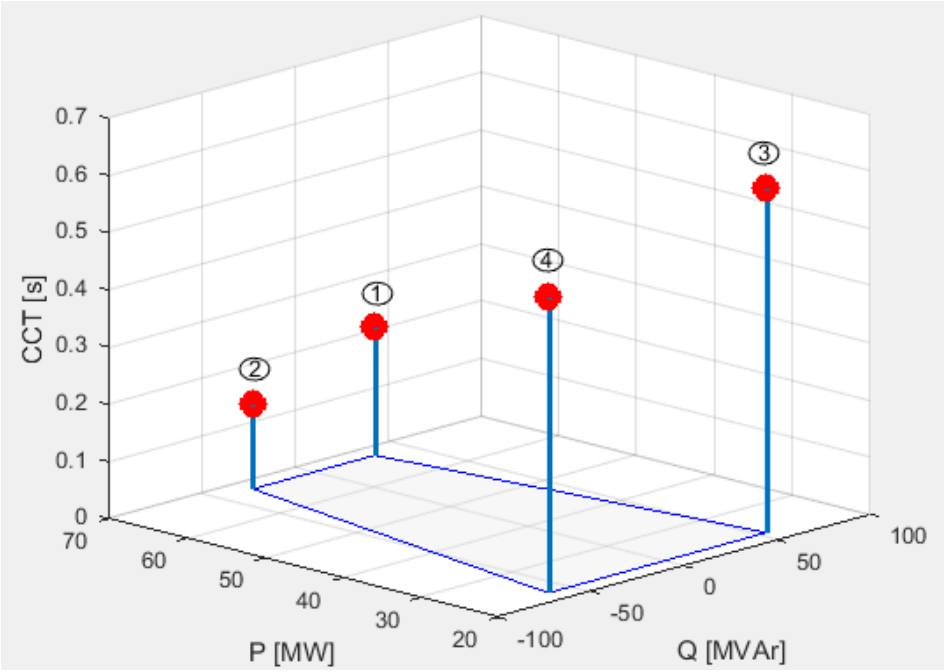


Fig. 3.3: CCT for 4 operating points, $S_{k,IS} = 900$ MVA

Figure 3.3 shows how different operating points impact on CCT. It turns out that the lower active power is, the higher CCT is and if generator is overexcited CCT is higher than if generator is underexcited.

3.2 Impact of voltage

To analyse impact of voltage level, the parameter U_L from 90 to 130 kV for overexcited and underexcited operating points and fixed $S_{k,IS} = 900$ MVA is varied.

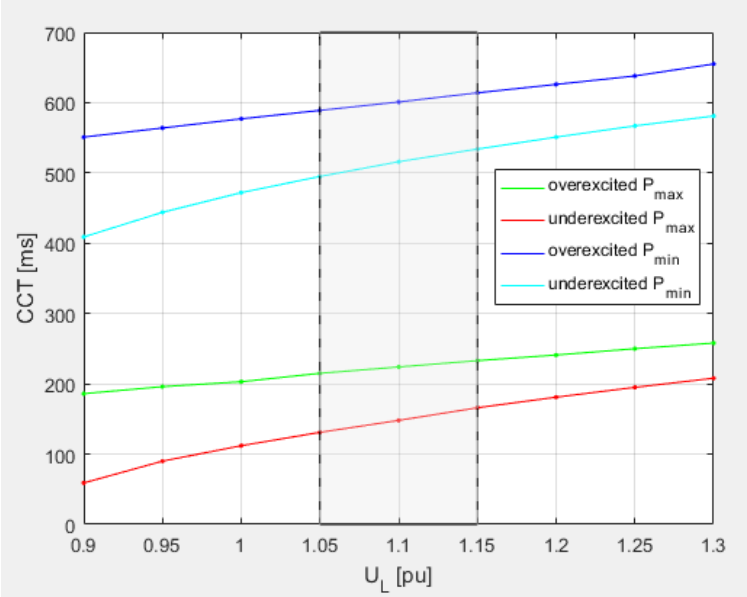


Fig. 3.4: Impact of U_L on CCT

As show figure 3.4, the higher voltage level is, the higher CCT is. Again there is also big difference if generator is over or underexcited and if operating point is in maximal or minimal active power, but in this case the difference of CCT at lower voltages is bigger than at higher voltages. If generator produce less active power, then CCT is higher.

4. CONCLUSIONS

This paper investigate the impact of short circuit power of infinite source and voltage level on transient stability through critical clearing time that show how long the generator could keep synchronism when large disturbance occur. To analyse parameters the single machine infinite bus system was modelled. Results showed that both of observed parameters have a significant impact on CCT. Also generator's operating point has a strong influence on stability. In simulations synchronous machine was used, but in [3] the asynchronous machine was used instead.

5. LITERATURE

[1] "Network code for the electricity transmission system", Uradni list RS, št. 29/16 Available: http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=NAVO1112

[2] J. Machowski, J. W. Bialek, J.R. Bumby, "Power system dynamics, Stability and control", Second Edition, 2008.

[3] A. P. Grillo, A. A. Mota, L. T. M. Mota, W. Freitas, "An Analytical Method for Analysis of Large-Disturbance Stability of Induction Generators", IEEE transactions on power systems, vol. 22, no. 4, 2017

6. APPENDIX

Synchronous generator:

S_n	75 MVA	n_n	125 min^{-1}	$T_d^{''}$	0,05 s	$T_q^{''}$	0,05 s	x_d	0,920 pu
U_n	110 kV	H	3 s	$x_d^{''}$	0,237 pu	$x_q^{''}$	0,252 pu	x_q	0,631 pu
$cos\varphi_n$	0,9	x_σ	0,1 pu	$T_d^{'}$	1,62 s	$T_q^{'}$	0,3 s		
f_n	50 Hz	r_a	0,003 pu	$x_d^{'}$	0,381 pu	$x_q^{'}$	0,631 pu		

Block transformer:

S_n	75 MVA	$U_{n,p}$	110 kV	$U_{n,s}$	10,5 kV	u_r	0,388 %	u_k	10,8 %

Line:

U_n	110 kV	l	15,794 km	r	0,119 Ω/km	x	0,402 Ω/km	c	6,142 nF/km

Infinity source:

$S_k^{''}$	$S_{k,IS}$	U_n	110 kV	$R/_X$	0,1

AUTHORS ADDRESS

Tadej Škrjanc, mag. inž. el.
doc. dr. Urban Rudež, univ. dipl. inž. el.

Univerza v Ljubljani, Fakulteta, za elektrotehniko
Tržaška cesta 25, 1000 Ljubljana, Slovenija
Tel: + 386 1 476 89 56

Elektronska pošta: tadej.skrjanc@fe.uni-lj.si

ANALIZA VPLIVA VELIKOSTI IN POSTAVITVE STATIČNEGA VAR KOMPENZATORJA NA DELOVANJE ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA SLOVENIJE

Ana KERBLER, Uroš KERIN, Jožef RITONJA

POVZETEK

V članku je predstavljena analiza vpliva velikosti in postavitve statičnega var kompenzatorja (ang.Static Var Compensator, krajše SVC) na delovanje elektroenergetskega sistema (EES) Slovenije. Delo obsega predstavitev namena postavitve SVC-ja, izdelavo modela EES Slovenije, predstavitev simulacijskega orodja PSS SINCAL in analizo simulacij za določitev postavitve in velikosti SVC-ja. Na izdelanem modelu EES Slovenije smo s programom PSS SINCAL izvedli različne simulacije kratkih stikov. Predstavljeni so odzivi sistema na motnje brez in z delovanjem SVC-ja v omrežju. Rezultati optimalne postavitve in velikosti SVC-ja so podani tabelarično in v grafični obliki.

ABSTRACT

This paper describes analysis of influence of Static Var Compensator (SVC) size and layout on Slovenian electro-energetic system (EES) operation. Work covers presentation of SVC layout purpose, Slovenian EES model production, simulation tool PSS SINCAL presentation and analysis of simulations to determine SVC layout and size. Using the PSS SINCAL program, various simulations of short circuits were made on the model of the EES of Slovenia. The responses of the system to the disruption without and with the operation of the SVC in the network are presented. The results of the optimal layout and size of the SVC are given in tabular and graphical form.

1. UVOD

Z nadgradnjo in povezovanjem elektroenergetskih sistemov (EES) in vse večjo uporabo modernih elektronskih in procesnih naprav, ki zahtevajo kvalitetno električno energijo, se je pojavila zahteva po uporabi naprav močnostne elektronike za kompenzacijo jalove energije. Z ustreznim dinamičnim nadzorom jalove moči povečamo prenosne zmogljivosti omrežja, zmanjšamo izgube in povečamo kakovost napajanja z električno energijo [1]. Proizvodnjo in prenos jalove energije določajo elektroenergetsko omrežje, proizvajalci in porabniki. Eno izmed naprav za regulacijo jalove energije v EES predstavljajo statični var kompenzatorji (SVC). SVC s prilagajanjem impedance oziroma susceptance regulira nivo jalove moči na mestu priklopa [2].

Operaterji električnih prenosnih in distribucijskih omrežij morajo v okviru osnovne dejavnosti zagotoviti prenos električne energije od proizvajalcev do porabnikov. Zato ažurno vlagajo v razvoj in izboljšave elementov prenosnega omrežja. Tudi slovenski sistemski operater prenosnega omrežja proučuje možnosti uporabe statičnega var kompenzatorja . Med glavnimi izzivi sta izbira lokacije in velikosti naprave. S to študijo smo ti dve postavki analitično raziskali in skušali podati orientacijske odgovore.

V članku so predstavljene analize vpliva velikosti in postavitve SVC-ja v elektroenergetskem sistemu Slovenije. Vse analize smo opravili s pomočjo programa PSS SINCAL proizvajalca Siemens.

2. MODELIRANJE ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA SLOVENIJE

2.1 Programski paket PSS SINCAL

Programski paket PSS SINCAL predstavlja družino programskih orodij, ki nam omogočajo načrtovanje in analizo različnih omrežij z enotno bazo podatkov. Zasnovano je na fleksibilnem, uporabniku prilagojenem grafičnem vmesniku. Zagotavlja programsko združljivost z drugimi informacijsko tehnološkimi programskimi orodji. Programsko okolje omogoča načrtovanje in simulacije prenosnih in razdelilnih omrežij, elektrarn, industrijskih omrežij, zaščite, simulacij raznih defektnih stanj v omrežjih in pa drugo [3].

Programski paket PSS SINCAL ima tri glavne module:

- PSS SINCAL,
- PSS NETOMAC,
- PSS PDMS.

2.2 Izdelava modela EES Slovenije

Analize smo izvedli na modelu izdelanem na podlagi enopolne sheme EES Republike Slovenije (stanje na dan 1. 12. 2016 [4]) pridobljene od ELES, d.o.o.. Model slovenskega prenosnega omrežja ima tri visokonapetostne podsisteme: 400 kV, 220 kV in 110kV. Sestavlja ga 25 elektrarn, 74 generatorjev, 84 transformatorjev, 249 daljnovodov in 11 povezav s sosednjimi elektroenergetskimi omrežji iz ENTSO-E skupine [5]. Mednarodne povezave so vzpostavljene z Avstrijskim, Italijanskim in Hrvaškim elektroenergetskim sistemom. Največje razdelilne transformatorske postaje (RTP) so RTP Beričevo, RTP Podlog, RTP Krško, RTP Okroglo, RTP Cirkovce in RTP Divača. Vse analize so bile opravljene na podlagi pridobljenih podatkov za obratovalno stanje dne 1.11.2016 ob 3.00 uri [6], z vgrajeno dušilko velikosti 300 Mvar.

3. ANALIZA VPLIVA VELIKOSTI IN POSTAVITVE STATIČNEGA VAR KOMPENZATORJA NA DELOVANJE EES SLOVENIJE

Cilji študije so:

1. ugotovitev ustrezne lokacije SVC-ja,
2. ugotovitev primerne velikosti SVC-ja,
3. ugotovitev pozitivnih učinkov SVC-ja pri nenapovedanih spremembah topologije.

Za to so potrebne vsaj naslednje analize:

1. analiza odziva EES in SVC na kratkostične motnje v omrežjih pri različnih lokacijah SVC-ja,
2. analiza odziva EES in SVC na izpade generatorskih enot oziroma elektrarn,
3. analiza odziva EES in SVC na izpade daljnovodov in spremembe topologije.

3.1 Izbira postavitve SVC-ja

Uporaba SVC-ja pride najbolj do izraza, če je le ta priključen na eno izmed velikih razdelilnih transformatorskih postaj. Zaradi omejitve obsega dela smo se pri izbiri lokacije omejili na analizo vpliva postavitve SVC-ja v naslednjih šestih RTP postajah:

- RTP Kleče,
- RTP Maribor,
- RTP Divača,
- RTP Podlog,
- RTP Okroglo,
- RTP Beričevo.

Učinek SVC-ja na posamezni lokaciji na napetosti v EES smo ugotovili s spremljanjem napetosti v šestih izbranih vozliščih:

- RTP Postojna,
- RTP Jeklarna,
- RTP Melje,
- RTP Krško-DES,
- RTP Mengeš,
- RTP Šiška.

Primerjali smo spremembo napetosti ob kratkem stiku brez in z delovanjem SVC-ja. Kratek stik smo simulirali na 110 kV zbiralki posameznega opazovanega vozlišča.

V tabelah 1, 2, 3, 4, 5 in 6 so prikazane izbrane lokacije šestih okvar, napetosti ob kratkem stiku brez delujočega SVC-ja v omrežju in napetosti z delujočim SVC-jem velikosti ±200 Mvar na izbranih lokacijah na 110 kV napetostnem nivoju. Z oznako KS je predstavljena trenutna lokacija okvare v omrežju.

Tabela 1: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Postojna brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

Testirana mesta	Napetosto ob KS brez SVC-ja [kV]	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
		RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna KS	0	0	0	0	0	0	0
RTP Jeklarna	101,03	101,32	101,05	101,54	101,08	101,4	101,2
RTP Melje	106,36	106,43	106,44	106,52	106,42	106,42	106,43
RTP Krško-DES	104,74	104,86	104,76	105,07	104,78	104,85	104,86
RTP Mengeš	98,96	99,35	98,99	99,49	99,03	99,19	99,32
RTP Šiška	99,175	99,63	99,19	99,74	99,23	99,43	99,47

Tabela 2: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Jeklarna brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

Testirana mesta	Napetosto ob KS brez SVC-ja [kV]	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
		RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna	76,88	78,11	76,95	80,11	77,05	78,27	77,69
RTP Jeklarna KS	0	0	0	0	0	0	0
RTP Melje	98,09	98,53	98,53	98,27	98,4	98,62	98,5
RTP Krško-DES	88,31	89,13	88,39	88,68	88,52	89,37	89,06
RTP Mengeš	64,3	67,6	64,38	64,82	64,57	66,47	66,75
RTP Šiška	59,08	62,78	59,15	59,63	59,31	61,58	60,89

Tabela 3: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Melje brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

Testirana mesta	Napetosto ob KS brez SVC-ja [kV]	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
		RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna	88,86	89,41	89,4	90,53	89,31	89,33	89,4
RTP Jeklarna	89,73	90,63	90,38	90,11	90,29	90,93	90,51
RTP Melje KS	0	0	0	0	0	0	0
RTP Krško-DES	91,24	91,62	91,89	91,47	91,73	91,59	91,7
RTP Mengeš	85,76	86,94	86,5	86,15	86,5	86,49	87,15
RTP Šiška	87,37	88,78	88,08	87,79	88,05	88,21	88,51

Tabela 4: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Krško-DES brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

	Napetosto ob KS	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
Testirana mesta	brez SVC-ja [kV]	RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna	81,21	82,01	81,31	83,87	81,44	81,92	81,96
RTP Jeklarna	80,81	82,15	80,93	81,14	81,1	82,72	81,92
RTP Melje	95,06	95,33	95,65	95,23	95,43	95,31	95,39
RTP Krško-DES KS	0	0	0	0	0	0	0
RTP Mengeš	77,28	79,05	77,41	77,84	77,66	78,4	79,33
RTP Šiška	78,99	81,14	79,12	79,32	79,35	80,31	80,67

Tabela 5: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Mengeš brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

Testirana	Napetosto ob KS	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
mesta	brez SVC-ja [kV]	RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna	87,78	88,72	87,83	89,55	87,92	88,33	88,6
RTP Jeklarna	83,45	85,02	83,5	83,79	83,6	84,98	84,59
RTP Melje	101,7	102,03	101,98	101,81	101,93	101,91	102,1
RTP Krško-DES	96,16	96,79	96,22	96,39	96,32	96,58	96,91
RTP Mengeš KS	0	0	0	0	0	0	0
RTP Šiška	70,23	72,68	70,27	70,56	70,39	71,11	71,83

Tabela 6: Vrednosti napetosti na 110 kV testnih mestih ob okvari v RTP Šiška brez SVC-ja in z uporabo SVC-ja na izbranih RTP-jih

Testirana	Napetosto ob KS	Napetost ob KS z delovanjem SVC-ja na lokaciji [kV]:					
mesta	brez SVC-ja [kV]	RTP Kleče	RTP Maribor	RTP Divača	RTP Podlog	RTP Okroglo	RTP Beričevo
RTP Postojna	64,6	65,5	64,67	69,75	64,8	65,62	65,53
RTP Jeklarna	46,5	48,66	46,6	47,03	46,7	50,94	47,45
RTP Melje	94,09	94,47	94,72	94,33	94,59	94,52	94,81
RTP Krško-DES	81,49	82,23	81,6	81,99	81,8	82,4	82,81
RTP Mengeš	25,67	28,48	25,73	25,94	25,88	26,3	29,37
RTP Šiška KS	0	0	0	0	0	0	0

Rezultati so pokazali, da je učinek SVC-ja najboljši, če ga postavimo ustrezno blizu lokaciji okvare. Glede na izbranih šest lokacij sta najprimernejši lokaciji za postavitev SVC-ja RTP Beričevo in RTP Divača, saj je dvig napetosti največji. Z nadaljnjo obravnavo smo primerjali vse dvige napetosti in prišli do zaključka, da se na izbranih lokacijah napetost najbolje popravi ob delovanju SVC-ja v RTP Beričevo. Za bolj natančne rezultate bi bilo potrebno simulirati večje število okvar na različnih mestih po omrežju.

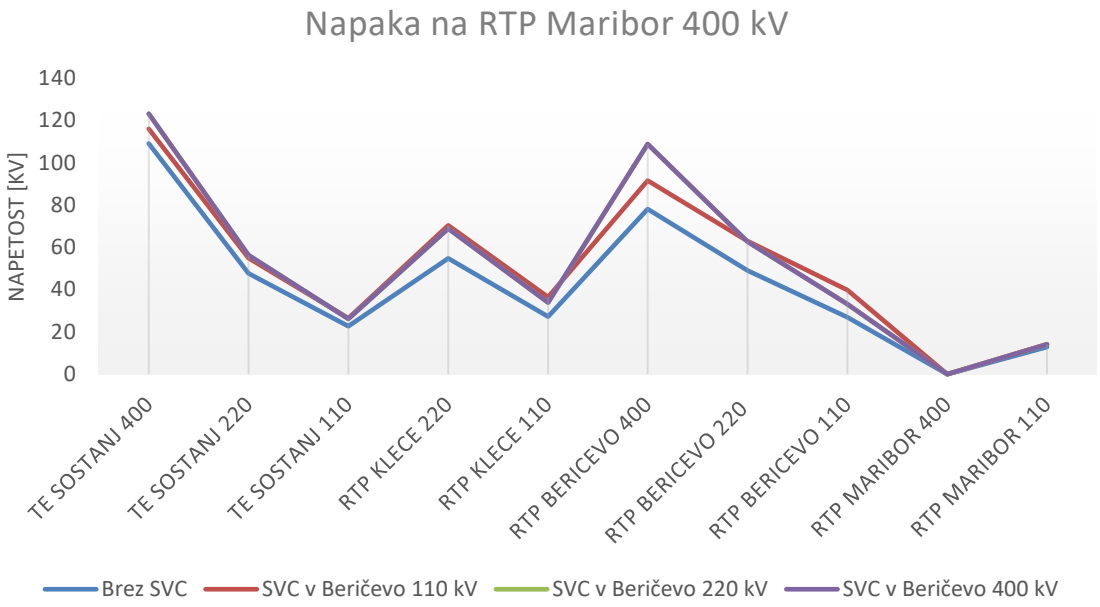
V nadaljevanju smo skušali ugotoviti, na kateri napetostni nivo RTP-ja bi bilo smiselno postaviti SVC. Ker smo že izbrali RTP Beričevo, smo analizirali vpliv postavitve SVC-ja na:

- RTP Beričevo 400 kV,
- RTP Beričevo 220 kV,
- RTP Beričevo 110 kV.

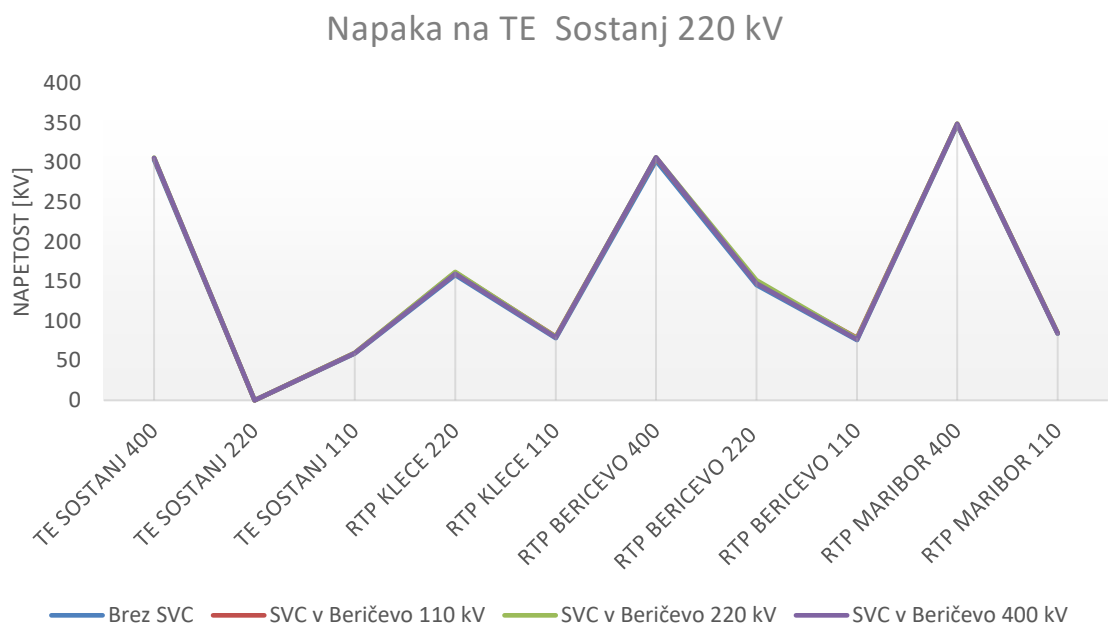
Simulirali smo okvaro:

- na 400 kV napetostnem nivoju v RTP Maribor,
- na 220 kV napetostnem nivoju v TE Šoštanj,
- na 110 kV napetostnem nivoju v RTP Beričevo.

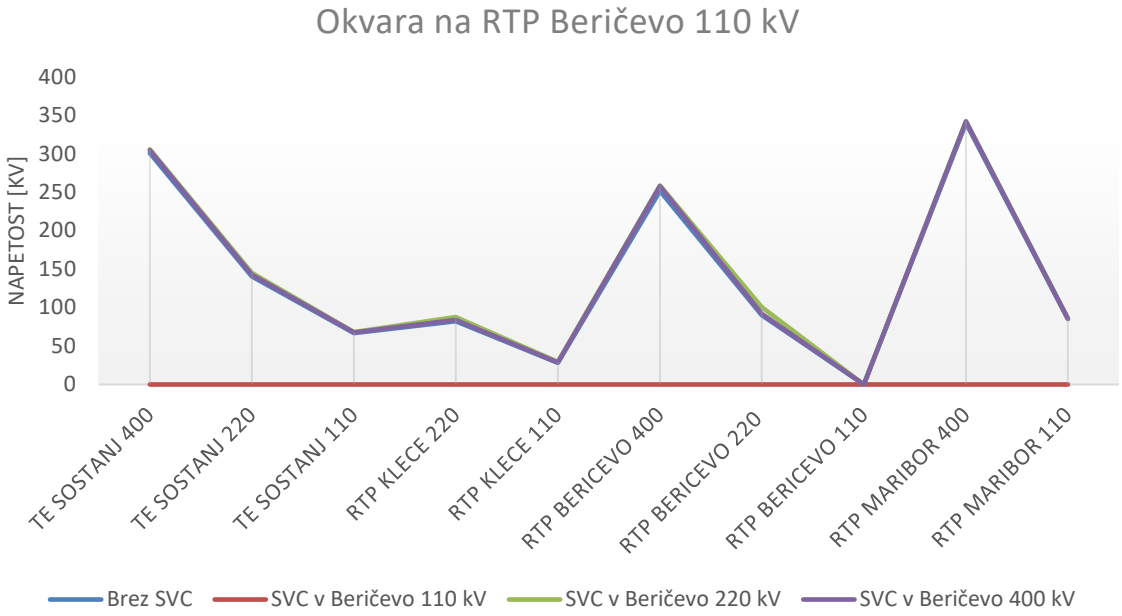
Za vsako okvaro smo postavili SVC v RTP Beričevo na vse tri napetostne nivoje in opazovali napetosti na desetih izbranih lokacijah po omrežju. Na slikah 1, 2 in 3 so prikazani rezultati vpliva posameznih lokacij SVC-ja v RTP Beričevo na poteke napetosti v primeru okvar na različnih napetostnih nivojih.



Slika 1: Odziv omrežja na napako na 400 kV napetostnem nivoju



Slika 2: Odziv omrežja na napako na 220 kV napetostnem nivoju



Slika 3:Odziv omrežja na napako na 110 kV napetostnem nivoju

Iz izračunov je razvidno:

- v primeru okvare na RTP Maribor 400 kV, je dvig napetosti z delujočim SVC-jem na 400 kV napetostnem nivoju precej večji kot pri SVC-ju na 220 kV in 110 kV,
- v primeru okvare na TE Šoštanj 220 kV, je dvig napetosti z delujočim SVC-jem na 220 kV največji, a primerljiv s 400 kV in 110 kV,

- v primeru okvare na RTP Beričevo 110 kV, je dvig napetosti z delujočim SVC-jem na 110 kV največji, a primerljiv s 400 kV in 110 kV.

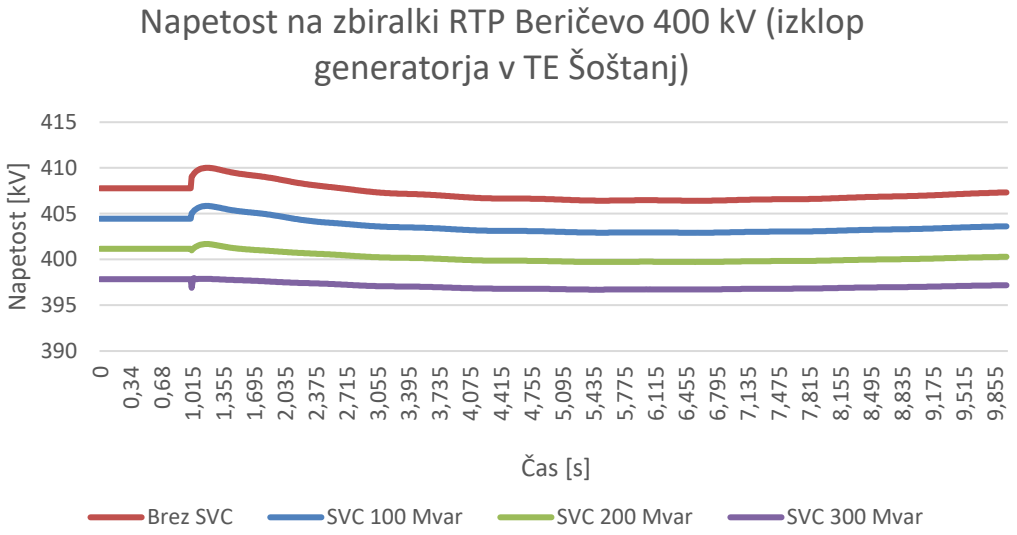
Rezultati so pokazali, da je najboljša lokacija za SVC v EES Slovenija RTP Beričevo na 400 kV napetostnem nivoju, saj zadovoljivo popravi padec napetost tudi v primerih okvar na ostalih dveh napetostnih nivojih.

3.2 Določitev velikosti SVC

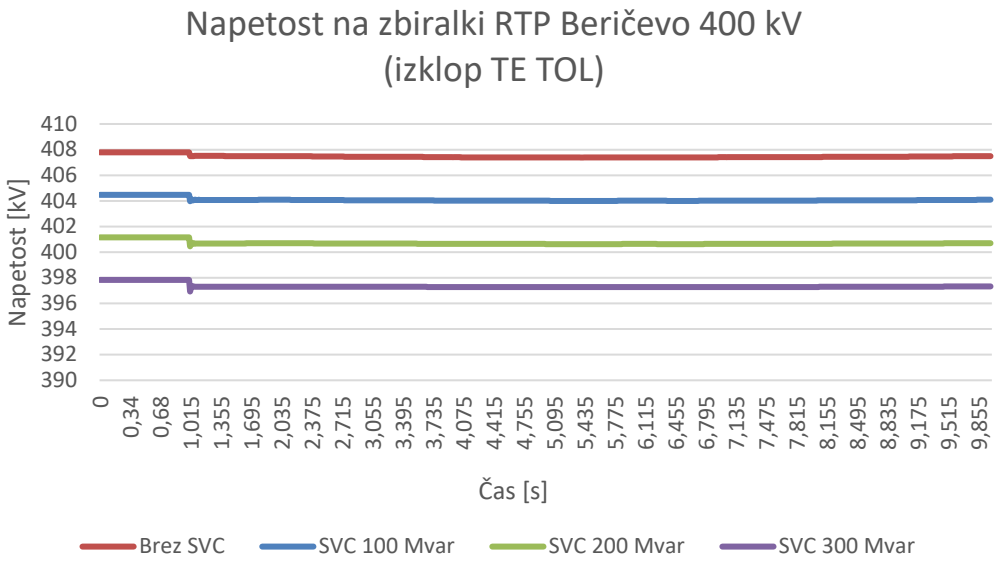
Zelo pomemben parameter poleg lokacije SVC-ja je tudi njegova velikost. Analiza je bila opravljena na dveh primerih:

- izklop velikega generatorja v obratovanju (TE Šoštanj),
- izklop bližnje elektrarne.

V obeh primerih smo opravili izračune s SVC-jem v RTP Beričevo na 400 kV napetostnem nivoju. Vsi odzivi na nenadno spremembo v omrežju so bili simulirani brez delovanja SVC-ja in z delujočim SVC-jem z razponom jalove moči ±100 Mvar, ±200 Mvar in ±300 Mvar. Na sl. 4 in sl. 5 so prikazani poteki napetosti na zbiralki RTP Beričevo po izklopu generatorja in elektrarne ob simulacijskem času 1 s za različne velikosti SVC-jev. Napetostne razmere pred simulacijo motnje v posameznih simulacijah niso enake. Zato absolutna vrednost napetosti ni merodajna, je pa merodajna dinamična sprememba napetosti relativno na začetno vrednost.



Slika 4: Potek napetosti pri izklopu generatorja v TE Šoštanj po eni sekundi

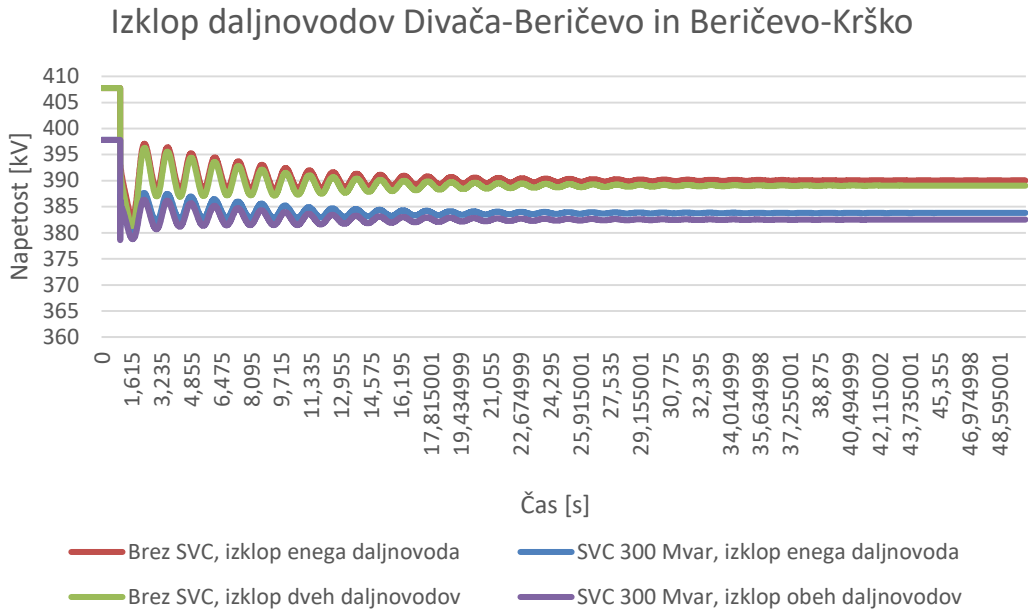


Slika 5: Potek napetosti po izklopu elektrarne TE TOL po eni sekundi

Pri izklopu velikega generatorja in izklopu elektrarne TE TOL je ob upoštevanju referenčne vrednosti 400 kV najprimernejša uporaba SVC-ja z jalovo močjo več kot 100 Mvar. Iz zgornjih dveh diagramov je razvidno, da je pri tej velikosti napetost najbolj približana željeni napetosti na zbiralki RTP Beričevo 400 kV.

3.3 Vpliv SVC na izboljšanje napetost pri izpadih daljnovodov

Analizirali smo dva različna scenarija izpada 400 kV daljnovodov. V prvem primeru smo izključili le daljnovod Divača-Beričevo, v drugem pa smo poleg izklopa daljnovoda Divača-Beričevo izklopili tudi daljnovod Beričevo-Krško. Na sl. 6 so prikazani odzivi napetosti pri obeh scenarijih z in brez delovanja SVC-ja.



Slika 6: Odziv napetosti na zbiralki RT Beričevo 400 kV pri izpadu daljnovodov z in brez obratovanja SVC-ja

Iz simulacije izklopa daljnovodov lahko razberemo, da je ob izklopu dveh daljnovodov večji padec napetosti in krajši prehodni pojav, kot pri izklopu le enega. Vpliv SVC-ja v omrežju pa se kaže kot dvig napetosti in skrajšanje prehodnega pojava. Simulacije hkrati nakazujejo tudi na nekoliko neustrezno generično uglašenost modela, saj tovrstna nihanja v realnem omrežju niso sprejemljiva.

4. SKLEP

Iz rezultatov je razvidno, da je glede na izdelani model EES Slovenije, z določenimi prevzetimi podatki in ekonomskim vidikom najbolj ustrezna lokacija za postavitev SVC-ja v RTP Beričevo na 400 kV napetostni nivo. S pomočjo analize posebnih defektnih obratovalnih stanj v omrežju smo ocenili ustrezno velikost SVC-ja, in sicer na večjo kot ±100 Mvar jalove moči, hkrati z že vgrajeno 300 Mvar veliko dušilko v omrežju.

V članku smo vse študije izvedli na modelu z določenimi privzetimi podatki. Na njem smo simulirali le nekaj obratovalnih stanj do katerih lahko pride med obratovanjem v elektroenergetskem sistemu. Za natančnejše rezultate analiz bi bilo potrebno pridobiti vse potrebne podatke EES in ponoviti simulacije ter jih nadgraditi. V tem primeru bi bilo smiselno izbrati kriterijsko funkcijo za izbiro postavitve in velikosti SVC-ja.

5. LITERATURA

[1] P. Kundur, Power system stability and control, McGraw – Hill 1994

[2] Z. Igličar, "Izboljšanje obratovalnih razmer s statičnim var kompenzatorjem (SVC)," Druga konferenca slovenskega komiteja CIGRE, Maribor 1995, pp 141-147

[3] Programsko okolje PSS SINCAL. Dostopno na: http://www.simtec-gmbh.at/sites_en/platform.asp [27.2.2018].

[4] ELES one pole schema of Slovenia power system. Available on: https://www.eles.si/Portals/0/Documents/Enopolna-shema_SLO-Zadnjadopolnitev-08-12-2016.pdf [6.6.2017]

[5] A. Kerbler, "Technical report of modeling EES Slovenia, "Siemens AG, Energy Management Division, EM DG PTI PSC DYN, Erlangen 2017.

[6] Transmission power system. Available on: https://www.eles.si/obratovanje-prenosnega-omrezja [15.5.2017]

NASLOV AVTORJEV

Ana Kerbler, dipl.inž.el.
izr. prof. dr. Jožef Ritonja

Univerza v Mariboru, Fakulteta, za elektrotehniko, računalništvo in informatiko
Smetanova ulica 17, 2000 Maribor, Slovenija

dr. Uroš Kerin

ELES, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja
Hajdrihova 2, SI-1000 Ljubljana, Slovenija