



UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Spec. Sci. Jelena Gajović

**OPTIMALNA KOORDINACIJA RADNIH PARAMETARA
MIKRO PV SISTEMA U CILJU POSTIZANJA EFIKASNE
REGULACIJE NAPONA U NISKONAPONSKOJ MREŽI
MAGISTARSKI RAD**

Podgorica, 2017.

PODACI I INFORMACIJE O MAGISTRANDU

Ime i prezime: Jelena Gajović

Datum i mjesto rođenja: 23. 02. 1989. Nikšić, Crna Gora

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina završetka studija:

Elektrotehnički fakultet, Energetika i automatika, 2012.

INFORMACIJE O MAGISTARSKOM RADU

Naziv postdiplomskog studija: Elektroenergetski sistemi

Naslov rada: Optimalna koordinacija radnih parametara mikro PV sistema u cilju postizanja efikasne regulacije napona u niskonaponskoj mreži

Fakultet na kojem je rad odbranjen: Elektrotehnički fakultet, Podgorica

UDK, OCJENA I ODBRANA MAGISTARSKOG RADA

Datum prijave magistarskog rada: 16. 05. 2016.

Datum sjednice Vijeća na kojoj je prihvaćena tema: 03. 06. 2016.

Komisija za ocjenu teme i podobnosti magistranda:

Emeritus prof. dr Ilija Vujošević

Doc. dr Zoran Miljanić

Prof. dr Jadranka Radović

Mentor:

Doc. dr Zoran Miljanić

Komisija za ocjenu magistarskog rada:

Emeritus prof. dr Ilija Vujošević

Doc. dr Zoran Miljanić

Prof. dr Jadranka Radović

Komisija za odbranu magistarskog rada:

Emeritus prof. dr Ilija Vujošević

Doc. dr Zoran Miljanić

Prof. dr Jadranka Radović

Datum odbrane: 28. 12. 2017.

Datum promocije: _____

ZAHVALNICA

Velika zahvalnost mojim uvažanim i dragim kolegama iz Crnogorskog elektrodistributivnog sistema, koji su dali doprinos u prikupljanju podataka za potrebe realizacije rada.

Naročitu zahvalnost upućujem mentoru, doc. dr Zoranu Miljaniću, na konstruktivnim savjetima, razumijevanju, strpljenju i podsticaju na temeljan pristup istraživačkom radu.

Jelena Gajović

SAŽETAK

Naslov: „Optimalna koordinacija radnih parametara mikro PV sistema u cilju postizanja efikasne regulacije napona u niskonaponskoj mreži“

Izvod iz rada:

Integracija krovnih mikro PV (fotonaponskih) sistema donosi značajne promjene za NN (niskonaponsku) EDM (elektrodistributivnu mrežu), koja je kao pasivni sastavni dio EES (elektroenergetskog sistema) okarakterisana radijalnim napajanjem. Usljed evidentnih promjena u tokovima snaga, naponske prilike u mreži značajno se mijenjaju, pa vrijednost napona više ne mora biti najmanja na kraju radijalnog voda. DIEE (distribuirani izvor električne energije) najčešće podiže vrijednost napona u čvoru priključenja i može u velikoj mjeri doprinijeti poboljšanju naponskog profila izvoda u zavisnosti od instaliranih kapaciteta i režima rada. Nijesu, međutim, zanemarljivi ni mogući negativni uticaji na naponski profil mreže, koji se mogu manifestovati u odsustvu koordinisane regulacije napona. Usljed nepostojanja komunikacione infrastrukture, te nemogućnosti realizacije centralizovanog upravljanja, regulacija rada PV sistema zavisi isključivo od upravljačkih sklopova koji su njegov sastavni dio. Predmet istraživanja je optimizacija pogona EDM u prisustvu PV sistema, prvenstveno kroz optimizaciju naponskog profila NN mreže koja je izložena uticaju velikog broja mikro PV sistema. Naponske prilike u NN mreži su, uz gubitke snage i energije, osnovni pokazatelj kvaliteta njene eksploatacije.

Istraživanje u okviru rada realizovano je savremenim metodama, u skladu sa potrebama analize stacionarnog i simetričnog režima rada EES, upotrebom programskog paketa MATLAB i njegovog dodatka, grafičke programske podloge, SIMULINK. Tretirani su parametri od važnosti za optimizaciju distribuirane proizvodnje, a to su: lokacija DİEE, snaga DİEE, gubici električne energije, naponske prilike i regulaciona sposobnost DİEE. Analiza se oslanja na konkretne primjerje crnogorskih elektrodistributivnih mreža.

Uvažavajući parametre optimizacije distribuirane proizvodnje, pogonske režime NN mreže, režime rada PV sistema, raspoložive istraživačke rezultate i postojeća iskustva u priključenju PV sistema na NN mrežu, kao i aktuelnu regulativu, istraživanjem su postignuti zaključci o stepenu pozitivnog, ali i negativnog efekta PV proizvodnje na naponske prilike i gubitke u NN mreži. Rezultati istraživanja pokazuju da se priključenje PV izvora na NN mrežu može iskoristiti za poboljšanje profila napona i smanjenje gubitaka ukoliko su lokacije i snage izvora strateški odabrane, a posebno ukoliko se koriste njihove mogućnosti kao naponsko-reaktivnih regulacionih resursa u mreži.

Glavni doprinos rada je u predlaganju metodologije određivanja mogućnosti integracije PV sistema na NN mrežu u skladu sa aktuelnim pogonskim uslovima EES, kao i optimalne koordinacije radnih parametara mikro PV sistema, a sve u cilju stvaranja najpovoljnijih pogonskih uslova i kompaktne cjeline od već postojeće infrastrukture EDM i novih proizvodnih jedinica. U radu se ukazuje na potrebe za proširenjem regulativnih teza, kako bi ODS (operator distributivnog sistema) u slučaju masovne ekspanzije PV sistema na NN mrežu, po jasnim, unaprijed definisanim pravilima izašao u susret novim okolnostima u funkcionisanju EDM.

Ključne riječi: integracija fotonaponskih sistema, niskonaponska mreža, regulacija napona, optimalna koordinacija radnih parametara.

SUMMARY

Title: Optimal coordination of the PV systems operating parameters in order to efficient voltage regulation in the Low Voltage network

Abstract:

Integration of the rooftop micro PV (Photovoltaic) system brings significant changes for the LV (Low Voltage) EDN (Electricity Distribution Network) which is characterized by radial power flows as a passive component of the EPS (Electric Power System). Due to the evident changes in power flows the voltage conditions in the network are changing significantly so the voltage value must no longer be the smallest at the end of the radial line. DES (Distributed Energy Source) most often raises the voltage value in the connection node and can greatly contribute to the improvement of the voltage profile of the output depending on the installed capacities and operating modes. However, it is not negligible any possible negative effects on the network voltage profile which can be manifested in the absence of coordinated voltage regulation. Due to the lack of communication infrastructure and the inability to realize centralized management the regulation of the operation of the PV system depends exclusively on the controlling units which are its integral part. The subject of the research is the optimization of the EDN operation in the presence of the PV system, primarily through the optimization of the voltage profile of the LV network exposed to the influence of a large number of micro PV systems. Voltage conditions in the LV network with power and energy losses are a basic indicator of the quality of its exploitation.

The research in the work was carried out with modern methods, in accordance with the needs of the analysis of the stationary and symmetrical regime of the EPS, using the MATLAB program package and its addendum, the graphics program of the substrate, SIMULINK. Important parameters for the optimization of distributed production are considered: DES location, DES power, electricity losses, voltage conditions and DES regulatory capability. The analysis relies on concrete examples of Montenegrin EDN.

Taking into account the optimization parameters of distributed production, LV network operating modes, PV system operation modes, available research results and existing experience in connection of PV system to the LV network as well as the current regulations, the study concluded the degree of positive and negative effect of PV production on voltage conditions and losses in the LV network. The results of the research show that the connection of the PV source to the LV network can be used to improve voltage profiles and reduce losses if the locations and power of the source are strategically selected especially if their capacities are used as voltage-reactive regulatory resources in the network.

The main contribution of the paper is to propose a methodology for determining the possibility of integrating the PV system on the LV network in accordance with the current driving conditions of the EPS as well as the optimal coordination of the operating parameters of the micro PV system all for the purpose of create the most favorable driving conditions and a compact whole from the already existing EDN infrastructure and new production units. The paper points to the need for the extension of regulatory theses, in order for the DSO (distribution system operator) in case of mass expansion of the PV system on the LV network, went out to meet the new circumstances in the functioning of the EDN in clear, predefined rules.

Key words: integration of photovoltaic systems, low voltage network, voltage regulation, optimal coordination of operating parameters.

SPISAK SKRAĆENICA I POJMOVA

AC	-	Naizmjenična struja (Alternating current)
AM	-	Air mass
BOS	-	Balansni sistem (Balance of system)
CCS	-	Strujno kontrolisana šema (Current controlled scheme)
CdTe	-	Kadmijum-telurid (Cadmium telluride)
CEI	-	Comitato Elettrotecnico Italiano
CIS	-	Bakar-indijum-selenidnih (Copper indium selenide)
DC	-	Jednosmjerna struja (Direct current)
DIEE	-	Distribuirani izvor električne energije
DS	-	Distributivni sistem
EDM	-	Elektrodistributivna mreža
EES	-	Elektroenergetski sistem
EN	-	Evropski standard (European standard)
IEC	-	International Electrotechnical Commission
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	-	Bipolarni tranzistor sa izolovanim „gejtom“ (Insulated-gate bipolar transistor)
IRENA	-	International Renewable Energy Agency
LCOE	-	Nivelisana cijena električne energije (Levelized cost of electricity)
MOSFET-		Metal oksid poluprovodnik tranzistor sa efektom polja (Metal-oxide semiconductor field-effect transistor)
MPP	-	Tačka maksimalne snage (Maximum power point)
MPPT	-	Praćenje tačke maksimalne snage (Maximum power point tracking)
NEC	-	National Electrical Code
NN	-	Niski napon
ODS	-	Operator distributivnog sistema
Off grid-		Izolovano od mreže
On grid-		Priključeno na mrežu
Pay-back-		Vrijeme povraćaja investicije
PEC	-	Foto elektro hemijski (Photo electro-chemical)
PF	-	Faktor snage (Power factor)
PLL	-	Fazno zatvorena petlja (Phase locked loop)
Plug and play	-	Priključi i koristi
PV	-	Fotonaponski (Photovoltaic)
PWM	-	Širinsko-impulsna modulacija (Pulse-width modulation)
REG 0 %-		Oznaka za ravnotežni položaj regulacije

REG -5 %-	Oznaka za položaj regulacije pri kojem je vrijednost napona smanjena 5 %
RMO -	Režim maksimalnog opterećenja
Roll to roll-	Proces stvaranja elektronskih uređaja na rolni od fleksibilne plastike ili metalne folije
RSO -	Režim srednjeg opterećenja
SN -	Srednji napon
STATCOM-	Statički sinhroni kompenzator (Static synchronous compensator)
SVC -	Prekidačko virtuelno kolo (Switched virtual circuit)
THD -	Ukupno harmonijsko izobličenje (Total harmonic distortion)
TR -	Transformator
TS -	Trafostanica
VCS -	Naponski kontrolisana šema (Voltage Controlled Scheme)
VF -	Visoka frekvencija

SPISAK TABELA

Tabela 4.1: Svedene struje viših harmonika [41]

Tabela 5.1: Tehnički podaci posmatranih trafo reona

Tabela 5.2: Podaci o opterećenju posmatranih trafo reona za RSO i RMO

Tabela 5.3: Procentualno učešće vrijednosti odnosa opterećenja P_{max}/P_{sr} na uzorku od 550 trafo reona

Tabela 5.4: Procentualno učešće vrijednosti odnosa utrošene električne energije na mjesečnom nivou za karakteristične mjesece, na uzorku od 550 trafo reona

Tabela 5.5: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistem priključen je u jednom čvoru na početku izvoda)

Tabela 5.6: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistem priključen je u jednom čvoru na kraju izvoda)

Tabela 5.7: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistemi jednakih snaga priključeni su u svakom čvoru)

Tabela 5.8: Odnos ukupne snage koja se može injektirati na nivou izvoda i snage jednog PV sistema ako je on priključen na početku ili kraju mreže

Tabela 5.9: Uticaj preraspodjele PV sistema na mogućnost PV penetracije

SPISAK SLIKA

- Slika 1.1: Solarna ćelija, modul, panel i niz [2]
- Slika 1.2: Ilustracija komponenti PV sistema za on grid primjenu [3]
- Slika 1.3: Model i karakteristika PV ćelije - a) električno kolo, b) I-U karakteristika PV ćelije [4]
- Slika 1.4: Konfiguracija PV invertora - a) centralizovani inverter, jedan zajednički inverter za niz i AC modul; b) jedan zajednički inverter za više nizova koji imaju nezavisne DC-DC pretvarače [6]
- Slika 1.5: Dnevni dijagram sunčevog zračenja [9]
- Slika 1.6: Šematski prikaz PV modula - a) jednodiodni model, b) dvodiodni model [10]
- Slika 1.7: P-U karakteristika PV niza [8]
- Slika 2.1: Ilustracija strukture elektrodistributivne mreže [14]
- Slika 3.1: Reprezentativna, prosta, električna mreža sa dva čvora [23]
- Slika 3.2: Efekat predimenzionisanja invertora na raspoloživost reaktivne snage [23]
- Slika 3.3: Dnevna promjena profila PV proizvodnje i profila opterećenja [27]
- Slika 3.4: Model distributivnog izvoda na kojem su priključeni PV sistemi [27]
- Slika 3.5: Napon u krajnjem čvoru u uslovima PV penetracije sa: a) postojećim postavkama kontrole napona, b) regulatorom podešenim na smanjenu vrijednost napona [27]
- Slika 3.6: IEEE testni primjer mreže sa 34 čvora [30]
- Slika 3.7: Šema učešća aktivne i reaktivne snage u ukupnoj prividnoj snazi [30]
- Slika 3.8: a) Naponski profil u sistemu u 12 h pri nivou penetracije PV sistema 30 % i b) promjena napona u čvoru tokom 24 sata pri nivou penetracije PV sistema 20 % [30]
- Slika 3.9: a) Statička karakteristika $Q = f(U)$ i b) P - Q sposobnost [33]
- Slika 3.10: IEEE primjer izvoda sa 13 čvorova i PV sistemom priključenim u jednom čvoru [34]
- Slika 3.11: Promjena faznog napona od TS do kraja izvoda za različiti nivo PV penetracije [34]
- Slika 4.1: Trend pada cijena PV sistema u svijetu [37]
- Slika 5.1: Odnos P_{max}/P_{sr} na uzorku od 550 trafo reona na teritoriji Podgorice i Danilovgrada
- Slika 5.2: Dijagram preuzete električne energije na teritoriji Podgorice i Danilovgrada za 2016.
- Slika 5.3: Dnevni dijagrami utrošene električne energije za karakteristične dane u septembru i decembru 2016. trafo reona Ibričevina A i Miš
- Slika 5.4: Srednja mjesečna PV proizvodnja za PV sistem od 1 kWp za teritoriju Podgorice
- Slika 5.5: Dnevni dijagrami sunčevog zračenja za jul, septembar i decembar na teritoriji Podgorice
- Slika 5.6: Posmatrani izvodi odabranih pet NN trafo reona
- Slika 5.7: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 9,7 kV, pri RMO
- Slika 5.8: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10 kV, pri RSO ili RMO
- Slika 5.9: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10,4 kV, pri RSO i tri regulaciona položaja (ravnotežni položaj, - 2,5 % i - 5 %)
- Slika 5.10: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10 kV pri RSO i regulaciji - 5 %
- Slika 5.11: Uticaj jednog PV sistema na naponske prilike NN izvoda u zavisnosti od pozicije priključenja i instalisane snage, na primjeru izvoda Ibričevina A
- Slika 5.12: Dozvoljena snaga jednog PV sistema priključenog u čvoru NN izvoda na primjeru pet trafo reona
- Slika 5.13: Zavisnost promjene napona u čvoru priključenja od snage priključenog PV sistema u slučaju da je priključni čvor na početku ili na kraju izvoda, na primjeru pet trafo reona

Slika 5.14: Trend promjene koeficijenta „p“ u zavisnosti od vrijednosti napona u čvoru priključenja PV sistema

Slika 5.15: Uticaj PV sistema na naponske prilike NN izvoda, u slučaju da je u svakom čvoru injektirana jednaka snaga, na primjeru izvoda Ibričevina A

Slika 5.16: Zavisnost ukupne dozvoljene snage PV sistema na nivou NN izvoda od opterećenja po dužini izvoda

Slika 5.17: Ograničenja mogućnosti novih PV sistema na mreži, uslovljena već postojećim izvorom

Slika 5.18: Uticaj promjene faktora snage PV sistema na naponske prilike izvoda u slučaju da je jedan PV sistem priključen u čvoru sa početka ili kraja izvoda na primjeru izvoda Ibričevina A

Slika 5.19: Uticaj promjene faktora snage PV sistema na naponske prilike izvoda u slučaju da je u svakom čvoru izvoda priključen PV sistem maksimalne dozvoljene snage, u pogonskim uslovima a) REG 0 % i b) REG -5 %, na primjerima trafo reona: Beri 2, Ibričevina A i Mis

Slika 5.20: Regulacija napona u uslovima da je invertor predimenzionisan u odnosu na modul 5 % ili 10 %, za pogonska stanja REG 0 % i REG -5 %

Slika 5.21: Dnevni dijagrami opterećenja trafo reona Ibričevina A i Miš za karakteristične dane iz 2016.

Slika 5.22: Dnevni dijagram napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda za četiri karakteristična dana u početnim uslovima (prije priključivanja PV sistema) na primjerima izvoda a) Ibričevina A i b) Miš

Slika 5.23: Poređenje vrijednosti napona u čvorovima izvoda u RSO i RMO sa vrijednostima napona sa dnevnih dijagrama iz septembra i decembra 2016.

Slika 5.24: Model dnevnog dijagrama PV proizvodnje čija je maksimalna snaga prilagođena dozvoljenoj snazi na izvodu Ibričevina A

Slika 5.25: Promjena dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u uslovima maksimalne PV proizvodnje i pogonskim uslovima na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda a) Ibričevina A i b) Miš

Slika 5.26: Promjena dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u uslovima maksimalne PV proizvodnje i pogonskim uslovima na dan 18. 12. 2016, na primjeru izvoda a) Ibričevina A i b) Miš

Slika 5.27: Uticaj promjene faktora snage na pomjenu dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u pogonskim uslovima na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda: a) Ibričevina A i b) Miš

Slika 5.28: Efekat regulacije napona reaktivnom snagom PV invertora u periodu kada PV sistem ne proizvodi aktivnu snagu u pogonskim uslovima na dan 18. 12. 2016. na primjeru krajnjeg čvora izvoda Ibričevina A

Slika 5.29: Gubici u NN mreži u zavisnosti od nivoa PV penetracije pri jediničnom faktoru snage

Slika 5.30: Gubici u NN mreži u zavisnosti od vrijednosti faktora snage PV sistema

SADRŽAJ

SAŽETAK.....	I
SUMMARY	II
SPISAK SKRAĆENICA I POJMOVA	III
SPISAK TABELA.....	V
SPISAK SLIKA	VI
SADRŽAJ.....	VIII
UVOD.....	1
1. MIKRO PV SISTEM KAO DISTRIBUIRANI IZVOR ELEKTRIČNE ENERGIJE	3
1.1. SASTAVNE KOMPONENTE PV SISTEMA.....	3
1.1.1. PV modul.....	4
1.1.2. Balansni sistem.....	5
1.1.3. Invertor	6
1.2. RAZVOJ KONFIGURACIJE PV INVERTORA U ON GRID PRIMJENI PV SISTEMA.....	8
1.3. SPECIFIKACIJE, ZAHTJEVI I STANDARDI	9
1.4. KARAKTERISTIKE PV PROIZVODNJE	10
1.5. MOGUĆNOST MODELOVANJA PV SISTEMA U ANALIZAMA NJEGOVOG UTICAJA NA MREŽU	12
1.5.1. Model PV modula, kontrola invertora i MPPT	12
1.5.2. Model za analizu tokova snaga	15
1.5.3. Model za analizu naponskih prilika	15
2. UTICAJ DISTRIBUIRANE PROIZVODNJE NA ELEKTRODISTRIBUTIVNU MREŽU.....	17
2.1. ELEKTRODISTRIBUTIVNA MREŽA KAO DIO EES	17
2.2. UTICAJ PV SISTEMA NA EDM.....	18
3. PRINCIPI I ZNAČAJ REGULACIJE NAPONA.....	21
3.1. PREGLED ISTRAŽIVANJA U OBLASTI REGULACIJE NAPONA.....	27
4. ZASTUPLJENOST I PRISTUPAČNOST PV SISTEMA	35
4.1. TREND U SVIJETU.....	35
4.2. USLOVI ZA PV PROIZVODNJU U CRNOJ GORI.....	37
4.3. IZVOD IZ PRAVILA O FUNKCIONISANJU DISTRIBUTIVNOG SISTEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE I TEHNIČKE PREPORUKE ZA PRIKLJUČENJE DISTRIBUIRANIH IZVORA U CRNOJ GORI	37
5. METODOLOGIJA ZA POSTIZANJE OPTIMALNE KOORDINACIJE RADA PV SISTEMA I NN MREŽE	40
5.1. MOTIVACIJA I CILJ ISTRAŽIVANJA.....	40
5.2. RASPOLOŽIVI PODACI O ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI I UVOD U ANALIZU	41
5.3. RASPOLOŽIVI PODACI O SUNČEVOM ZRAČENJU	46
5.4. REALIZACIJA ANALIZE TOKOVA SNAGA.....	48
5.4.1. Modelovanje mreže	48
5.4.2. Tretirani režimi rada EDM	50
5.4.3. Uticaj PV sistema na naponske prilike NN mreže - Priključivanje PV sistema sa jediničnim faktorom snage (PF = 1, QPV = 0) u jednom čvoru NN izvoda.....	57

5.4.4. Priključivanje PV sistema sa jediničnim faktorom snage ($PF = 1$, $Q_{PV} = 0$) u svakom čvoru NN izvoda	66
5.4.5. First come, first served.....	70
5.4.6. DOPRINOS PROMJENE FAKTORA SNAGE PV SISTEMA REGULACIJI NAPONA U ČVOROVIMA NN IZVODA	72
5.4.7. Dnevni dijagram opterećenja i promjena faktora snage.....	77
5.4.8. Promjena faktora snage u uslovima aktivne PV proizvodnje	82
5.4.9. Doprinos reaktivne snage PV invertora u uslovima odsustva PV proizvodnje	87
5.5. GUBICI NA NIVOU NN IZVODA.....	89
5.6. GENERALNI ZAKLJUČCI ZASNOVANI NA REZULTATIMA ANALIZE	91
ZAKLJUČAK.....	95
LITERATURA	97
PRILOZI	100

UVOD

Rast globalne popularizacije proizvodnje električne energije iz distribuiranih izvora, kao i apel na očuvanje životne sredine, doprinosi značajnim promjenama tržišta električne energije. Elektroenergetski sistemi, koje je donedavno karakterisao monopolistički pristup u smislu postojanja velikih konvencionalnih izvora, prenosne i distributivne mreže u vlasništvu vertikalno integrisanih kompanija, trpe rapidne promjene i podliježu liberalizaciji tržišta. Nova politika daje mogućnost svakom pojedincu ili društvu da posjeduje sopstveni izvor električne energije koji će višak proizvodnje plasirati u mrežu po definisanoj otkupnoj cijeni.

Mikro fotonaponski sistemi, usljed trenda smanjenja cijena sa jedne strane i kompaktne i prilagodljive konfiguracije za krovnu montažu sa druge strane, smatraju se najpristupačnijim obnovljivim izvorom energije. PV sistem postavljen na bilo kojem krovu može postati dio EES.

Uloga NN mreže je u tome da 0,4 kV potrošačima omogući pristup sigurnom i stabilnom napajanju električnom energijom. S obzirom na to da na bilo kom mjestu gdje je priključen potrošač može biti postavljen PV sistem, to će NN mreža trpjeti promjene u karakteru i funkcionisanju. Prisustvo PV sistema, od pasivne NN mreže stvara aktivnu, što za posljedicu ima promjene u tokovima snaga, a samim tim i naponskim prilikama.

Regulacija napona spada u najvažnije manevre kada je posrijedi očuvanje sigurnog i stabilnog rada EES. Prisustvo manjeg nivoa PV penetracije u NN mreži za naponske prilike može biti neznajno, ali u slučaju povećanja PV proizvodnje, očuvanje naponskih prilika postaje izazov za ODS (operatora distributivnog sistema).

Osnovni cilj rada je da pokaže karakter uticaja mikro PV sistema na naponske prilike NN mreže, kao i da predstavi metodologiju za određivanje mogućnosti priključenja PV sistema na mrežu i postizanje optimalnog pogonskog stanja EDM u uslovima visokog nivoa PV penetracije, u zavisnosti od mjesta priključenja, karakteristika mreže i konzuma, režima rada PV sistema a uvažavajući ograničenja data pravilima o radu elektrodistributivnog sistema.

Sadržaj rada uređen je sljedećim redoslijedom:

U prvom poglavlju predstavljen je mikro PV sistem kao distribuirani izvor električne energije. Detaljno su tretirani princip rada i osnovne komponente PV sistema, karakteristike PV proizvodnje, kao i modelovanje PV sistema u analizama EES.

Drugo poglavlje prezentuje elektrodistributivnu mrežu kao dio EES i uticaj PV sistema na rad EES. Opisano je koje benefite PV sistem može pružiti mreži, ali i koje potencijalne operative probleme može izazvati. Posebna pažnja posvećena je distributivnoj mreži i uticaju PV sistema na njen naponski profil.

Principi i značaj regulacije napona tretirani su u trećem poglavlju. Prezentovane su dostupne strategije za regulaciju napona i pregled istraživanja u toj oblasti. Istraživanja su fokusirana na regulaciju napona u mrežama koje su okarakterisane prisustvom PV proizvodnje.

Četvrto poglavlje posvećeno je pristupačnosti PV sistema i njihovoj zastupljenosti na globalnom nivou. Statistički podaci ukazuju na veliku mogućnost masovne ekspanzije PV sistema u svijetu.

Napravljen je osvrt na trenutno stanje i mogućnosti PV proizvodnje u Crnoj Gori. Navedeni su i uslovi za priključenje PV sistema u Crnoj Gori, koji su ozvaničeni važećim uredbama.

Relevantno, peto poglavlje prezentuje istraživački dio rada. Preciziran je motiv i fokus istraživanja u okviru rada. Obrazložena je važnost predstojećeg istraživanja, kao i očekivanja. Analiza uticaja priključenja i rada PV sistema na NN mrežu realizovana je na konkretnim primjerima elektrodistributivnih NN mreža u Crnoj Gori. Upotrebom savremenog programskog paketa, uvažavajući kriterijum analize trofaznog simetričnog sistema, analiza je obuhvatila sve karakteristične scenarije pogonskih stanja mreže i PV sistema i dala prijedlog metodologije za određivanje optimalnih radnih parametara PV sistema priključenih na NN mrežu. Samim tim, rad predlaže rješenje za optimalnu koordinaciju PV sistema sa EDM. Uvažavanjem aktuelne regulative, koja ne uzima u obzir mogućnost visokog nivoa PV penetracije u NN mrežama, rad ukazuje na aspekte koje je potrebno definisati i urediti, kako bi ODS imao odgovor na moguće rapidne promjene funkcionisanja NN mreže.

U zaključnom poglavlju slijedi retrospektiva rada i ukazivanje na doprinos i značaj istraživanja, koje je u radu predstavljeno.

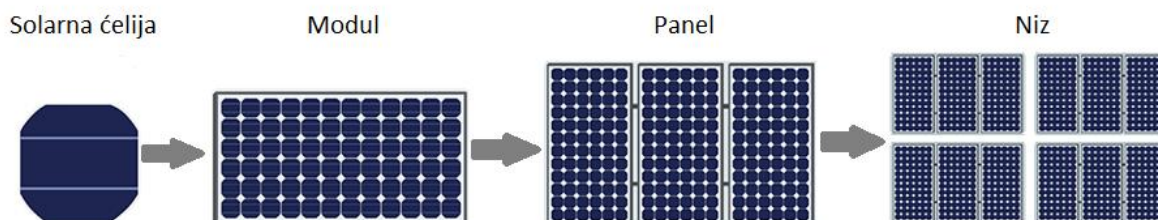
Nakon zaključka, naveden je spisak literature koja je poslužila realizaciji rada.

1. MIKRO PV SISTEM KAO DISTRIBUIRANI IZVOR ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1. Sastavne komponente PV sistema

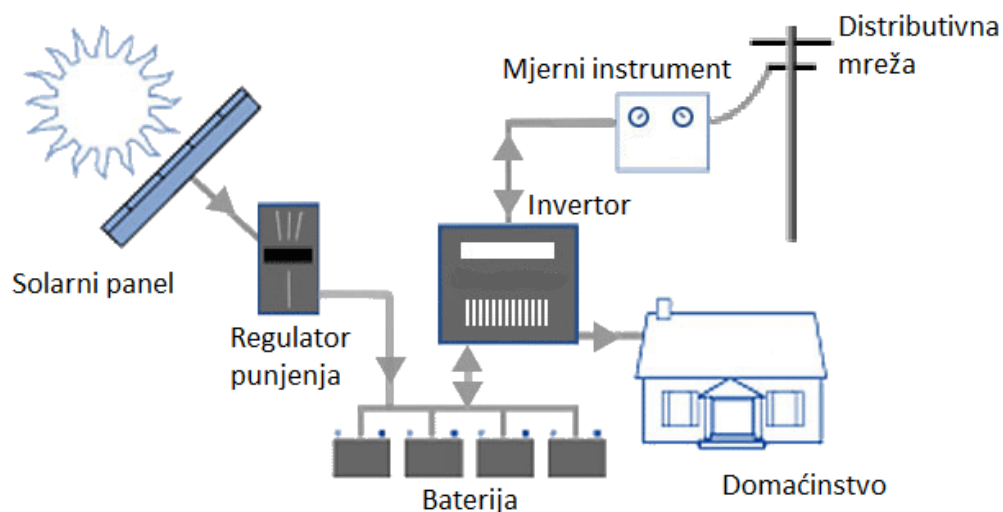
Konverzija sunčeve energije u električnu obavlja se u solarnim ćelijama. Solarna ćelija je jedinica koja isporučuje samo određenu količinu električne energije. Da bi se solarna električna energija koristila za električne uređaje, koji zahtijevaju određeni napon ili struju za rad, više solarnih ćelija povezuju se redno ili paralelno, tako da formiraju solarni modul. Solarni panel podrazumijeva jedan ili više modula, povezanih u cjelinu kao jedinicu spremnu za montiranje. Za proizvodnju električne energije u većim razmjerama, solarni moduli ili paneli povezuju se u solarne nizove [1] [2].

Na slici 1.1 data je ilustracija stvaranja solarnog niza od solarne ćelije.



Slika 1.1: Solarna ćelija, modul, panel i niz [2]

Na slici 1.2 data je ilustracija komponenti PV sistema za on grid (priključeno na mrežu) primjenu.



Slika 1.2: Ilustracija komponenti PV sistema za on grid primjenu [3]

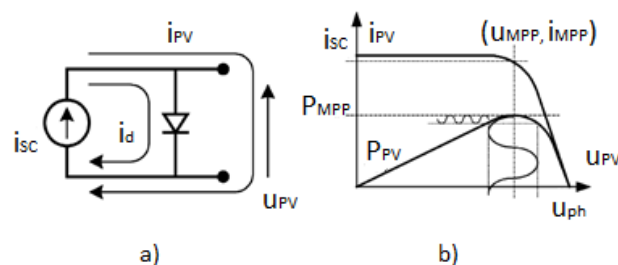
Solarni modul je osnovni dio kompletnog PV sistema, koji se obično naziva generatorom snage. PV sistemi moraju imati montažnu strukturu, koja ih održava fiksnim i okrenutim ka Suncu. Za sisteme koji treba da rade noću ili u periodu loših vremenskih prilika potrebne su baterije za skladištenje energije.

Izlazna snaga jednog PV modula zavisi od intenziteta sunčevog zračenja i temperature ćelije. Komponenta koja utiče na PV DC (direct current) izlaznu vrijednost i isporučuje je bateriji, potrošaču i/ili mreži, naziva se regulator punjenja. Ukoliko je PV sistem predviđen za AC (alternating current) primjenu, neophodna komponenta u sastavu PV sistema je DC-AC pretvarač, inverter. Sve te dodatne komponente čine dio PV sistema, koji se naziva balansni sistem ili BOS (balance of system) [1].

1.1.1. PV modul

Jedna solarna ćelija proizvodi jednosmjernu struju i snagu između 1 i 2 W, što u većini primjena nije dovoljno za napajanje. Na primjer, solarna ćelija od kristalnog silicijuma tipične površine od $10 \times 10 \text{ cm}^2$ ima izlaznu snagu obično oko 1,5 Wp, sa naponom praznog hoda $V_{ph} \approx 0,6 \text{ V}$ i strujom kratkog spoja $I_{ks} \approx 3,5 \text{ A}$ [1].

Model PV ćelije skiciran je na slici 1.3. a), a njena U-I karakteristika data je na slici 1.3. b).



Slika 1.3: Model i karakteristika PV ćelije - a) električno kolo, b) I-U karakteristika PV ćelije [4]

Veličina izlazne struje iz PV modula direktno zavisi od sunčevog zračenja i može biti povećana povezivanjem solarnih ćelija paralelno. Izlazni napon nije u strogoj zavisnosti od zračenja i prvenstveno zavisi od temperature solarne ćelije. PV modul može biti dizajniran da radi pri različitim naponima, povezivanjem solarnih ćelija redno.

Električni parametri određuju se u standardnim uslovima testiranja, odnosno pri 1000 W/m^2 solarnog zračenja, $25 \text{ }^\circ\text{C}$ temperaturi ćelije i AM1,5 (air mass) koeficijentu koji je gotovo univerzalan kada su posrijedi karakterizacije performansi solarnih ćelija pod kopnenim standardizovanim uslovima. Nazivne karakteristike određuju se na osnovu tačke maksimalne snage ili MPP (Maximum Power Point) na osvijetljenoj I – U karakteristici. U ciju garantovanja performansi modula datih specifikacijom, modul je zaštićen od korozije, vlage, zagađenja i vremenskih uslova.

Na tržištu PV modula dominiraju moduli od mono i polikristalnog silicijuma, koji su zasnovani na tradicionalnim i skupim, mikroelektronskim proizvodnim procesima, sa oko 90 % tržišnog učešća. MPP opseg napona za te PV module obično je definisan u vrijednostima od 23 do 38 V pri energiji od približno 160 W i njihov napon praznog hoda obično je ispod 45 V. Nove tehnologije, kao što su moduli od amornog silicijuma imaju oko 9 % tržišnog učešća, a ostatak (manje od 1 %) pokrivaju moduli izrađeni od CIS (bakar indijum selenidnih) i CdTe (kadmijum telurid) solarnih ćelija. Moduli od tankoslojnog silicijuma, amornog silicijuma i foto-elektro-hemijski ili PEC (Photo electro-chemical), koji su u razvoju, mogu biti izgrađeni proizvoljno veliki, jeftinim tzv. Roll to roll (stvaranje elektronskih uređaja na rolni od fleksibilne plastike ili metalne folije) procesom. To znači da novi moduli sa samo jednom ćelijom mogu ugledati svjetlost u budućnosti. Opseg napona za te ćelije/module je oko 0,5 – 1 V na nekoliko stotina ampera po kvadratnom metru ćelije [4] [5].

Moduli se izrađuju u različitim veličinama i vrijednostima maksimalne izlazne snage od 5 do 240 Wp. Najnapredniji moduli od kristalnog silicijuma postižu efikasnost od preko 18 %, a garancija njihovih performansi je najmanje 20 godina. Vrijeme pay-back (vrijeme povraćaja investicije) energije je u rasponu od 2 do 6 godina, zavisno od područja i klime. Za module od amornih ćelija pay-back vrijeme je od 1 do 3 godine [1].

1.1.2. Balansni sistem

Glavni cilj montažne strukture je da čvrsto drži PV modul na mjestu, što znači da se mora oduprijeti snazi lokalnog vjetera. Ako je postavljena na javnom mjestu, potrebno je da modul čini zaštićenim od krađe. Osim toga, treba obezbijediti lak pristup modulima za održavanje i popravku. Troškovi strukture potrebno je da budu niski. Za integraciju u zgradama, razvijene su specijalne montažne strukture, koje zajedno sa modulima čine građevinski element. Tipični primjeri primjene PV modula su: na fasadama zgrada, na krovovima kuća, javnoj rasvjeti, znacima upozorenja i dr.

Najjednostavnije sredstvo za skladištenje energije je kondenzatorska baterija za punjenje. Većina baterija koje se koriste u PV sistemima su olovne (olovo-kisjelina) baterije. U nekim primjenama, npr. na lokacijama sa ekstremnim temperaturnim uslovima, koriste se niki-kadmijum baterije. Njihov veliki nedostatak jesu relativno visoki troškovi. Prilikom izbora baterije za PV primjenu, između ostalog, treba uzeti u obzir: opseg radne temperature (npr. od -15°C do 50°C), stopu sopstvenog pražnjenja (% mjesečno), životni ciklus za 80 % dubine pražnjenja, efikasnost punjenja pri ispražnjenosti od 20 %, robusnost za prevoz i položaj, otpornost na prekomjerno punjenje, kao i troškove [1].

Regulator punjenja koordinira između PV modula, baterije i opterećenja, štiti bateriju od prepunjavanja ili prevelikog pražnjenja. Ograničenje punjenja i pražnjenja baterije treba da bude pažljivo odabrano, tako da odgovara tipu baterije i radnoj temperaturi. Ta podešavanja mogu značajno uticati na maksimalni radni vijek baterije. Velike temperature imaju loš uticaj na radni vijek baterije, jer ubrzavaju koroziju i samopražnjenje. Otpornost olovniha baterija smanjuje se na hladnoći, kada su ispunjene, tako da bateriju treba održavati punom u uslovima niskih temperatura, tokom zime [1].

PV moduli koji se koriste za punjenje baterije, obično funkcionišu sa naponom približnim konstantnom, koji je izabran da odgovara lokalnoj temperaturi. Neki regulatori PV sistema,

međutim, koriste MPPT (Maximum Power Point Tracking), koji automatski dozvoljava PV modulu da radi pri naponu pri kojem se proizvodi maksimalna snaga. Takvi regulatori koriste elektronski DC-DC pretvarač u cilju održavanje izlaznog napona na zahtijevanu vrijednost sistema. Korist od upotrebe MPPT zavisi od primjene i treba izvagati njegove dodatne troškove i rizike pouzdanosti. Za mnoge primjene, MPPT može biti jednako ili više isplativ u odnosu na upravljanje sistemom pri fiksnom naponu.

1.1.3. Invertor

Glavna uloga invertora je u pretvaranju DC struje u AC, talasnom oblikovanju izlazne AC struje i regulisanju efektivne vrijednosti izlaznog napona. Najvažnije osobine invertora su pouzdanost i efikasnost. Dizajnirani su da rade pri maksimalnoj snazi iz PV modula. Tehnologija visokofrekventnih (obično 20 kHz i više) prekidačkih invertora omogućena je prekidačkim modom poluprovodničkih energetske uređaja. Energetski MOSFET (metal-oxide semiconductor field-effect transistor) i bipolarni tranzistor koriste se u invertorima malih snaga, dok se tiristori koriste u primjenama za velike snage. Novi uređaji, kao što su IGBT (Insulated-gate bipolar transistor) rade na frekvencijama od 50 kHz, a sposobni su za rad pri nekoliko stotina kHz. IGBT omogućavaju da izlazni napon ima oblik veoma blizak sinusnom, sa vrlo malo filtriranja na izlazu. Time se eliminišu glomazni, skupi energetski filteri, koji su pritom potrošači energije.

U cilju pravilnog izbora invertora, potrebno je znati kolika je ukupna snaga solarnog modula, jer ona određuje snagu invertora. Da bi se predala sva proizvedena snaga, direktno bez skladištenja, snaga PV invertora treba da odgovara snazi PV modula. Npr. ako PV modul maksimalno može proizvesti 10 kW, bilo bi prikladno da je snaga invertora 10 kW, ako je određeni procenat snage namijenjen za skladištenje, invertor može imati manju snagu. Dimenziju invertora uslovljava vrijednost snage koju je potrebno plasirati u EDM.

S obzirom na to da postoji više raspoloživih topologija DC-DC pretvarača i invertora, važno je da se procijene njihove performanse i konfiguracija pod raznim radnim uslovima. Veličina PV izvora varira od 1 kW do nekoliko MW, a izbor tipa invertora različit je za različite snage. Dizajn i performanse cijelog PV sistema zavise uglavnom od invertora, pa je pravilan izbor invertora od velikog značaja. Prilikom projektovanja pretvarača najpogodnije snage, od velike je važnosti da se procijeni njegova efikasnost, kako bi se obezbijedilo preuzimanje maksimalne snage iz modula uz besprekoran kvalitet električne energije, pouzdanost i efikasnost.

Optimalan prenos energije proizvedene PV modulima, invertori postižu tehnikom MPPT. Optimizacija se obično postiže dizajniranjem algoritma koji izračunava idealnu ekvivalentnu otpornost, mjerenjem struje i napona sa odgovarajućim korakom promjene. Invertor uobičajeno radi u režimu preuzimanja cjelokupne proizvedene aktivne snage. MPPT sprovodi se putem kontrolora koji ažurira podatke i proračune, te aktivira odgovarajuće korekcije. Invertor će predavati maksimalnu proizvedenu aktivnu snagu, sve dok je to prihvatljivo pravilima rada elektrodistributivnog sistema. Bez obzira na to što je vlasniku PV sistema u interesu da preda maksimalnu moguću aktivnu snagu, PV sistemi moraju slijediti naredbe dispečera i isporučiti određenu vrijednost aktivne snage i učestvovati u regulaciji frekvencije. Prebacivanje između režima preuzimanja cjelokupne proizvedene aktivne snage i režima kontrole MPPT je automatski.

Invertori, kao statičke komponente rade sa konstantnim faktorom snage koji je obično jednak jedinici. Optimalnim plasiranjem proizvedene aktivne snage, rade u korist vlasnika PV sistema.

S aspekta komutacije, razlikuju se invertori sa samostalnom komutacijom i invertori sa mrežnom komutacijom. Samo-komutirani inverter može slobodno da kontroliše napon i struju na AC strani, kao i podešavanje faktora snage i suzbijanje harmonika struje, pri čemu je veoma otporan na poremećaje električne mreže. Mrežno-komutirani inverter nije pogodan za upotrebu u off grid (izolovanim od mreže) PV sistemima jer zahtijeva AC napon za isključivanje tiristora. Zahvaljujući napretku u razvoju prebacivačkih uređaja, većina invertora za PV sisteme su samo-komutirani. Samo-komutirani invertori mogu biti naponski ili strujni. Izlaz PV modula je naponski izvor, pa je naponski inverter u odnosu na strujni više u upotrebi. Naponski inverter, međutim, može da radi i kao strujni i kao naponski izvor, promjenom načina kontrolisanja šeme invertora, zbog toga je način kontrolisanja šeme veoma važan, a samim tim važan je i njegov izbor. U slučaju off grid izvora potrebna je naponski kontrolisana šema. Za povezivanje sa mrežom, mogu se koristiti i naponski i strujni inverter.

Da bi se efikasno obavljala kontrola širinsko impulsnom modulacijom ili PWM (Pulse-width modulation) invertora, kao prebacivački uređaji uglavnom se koriste IGBT i MOSFET. Kada su posrijedi razlike u karakteristikama IGBT i MOSFET, prebacivačka frekvencija IGBT je oko 20 kHz i može se koristiti za invertore velikih snaga, većih od 100 kW. S druge strane, prebacivačka frekvencija MOSFET može ići do 800 kHz, ali njegova snaga se smanjuje na višim frekvencijama, pa se MOSFET koristi za izlazne snage u rasponu između 1 i 10 kW. U suštini, IGBT i MOSFET koriste se za PV sisteme malog i srednjeg opsega, kapaciteta između 1 i 10 kW, dok se za veće elektrane, kapaciteta od 100 kW i više, koriste IGBT. VF (visoko-frekvencijsko) prebacivanje može da smanji harmonike u izlaznim strujama i zahtijeva manju veličinu i težinu invertora. Stoga su VF invertori kompaktne veličine, na raspolaganju u širokoj upotrebi.

Prema utvrđenim standardnim vrijednostima, inverter suštinski može raditi bez ikakvih problema u okviru tolerancije $\pm 10\%$ za napon i $\pm 0,5\%$ za frekvenciju. Na primjer, u Evropi gdje je monofazno AC napajanje 230 V i 50 Hz, inverter treba da radi pri bilo kojoj vrijednosti napona između 207 i 253 V i pri bilo kojoj vrijednosti frekvencije između 49,5 i 50,5 Hz, bez ikakvih problema. Bilo koji inverter, koji nema toliko široku lepezu, ne može se razmatrati, naročito za relativno udaljena i ruralna područja elektrodistributivnog sistema gdje preovladavaju kolebanja napona i frekvencije.

Radni opseg DC napona razlikuje se u zavisnosti od nazivne snage invertora, nazivnog napona AC mreže, kao i politike projektovanja. Na primjer, radni opseg napona za snagu od 180 do 500 W uključuje 14 - 35 V, 30 - 60 V, a za 10 kW ili više, obuhvata 330 – 1000 V. Dakle, moraju se uskladiti radni opseg invertora sa veličinom i konfiguracijom PV modula. To je jedan od kriterijuma koji odlučuje koliko modula treba povezati redno, a koliko paralelno da bi se postigao odgovarajući DC napon.

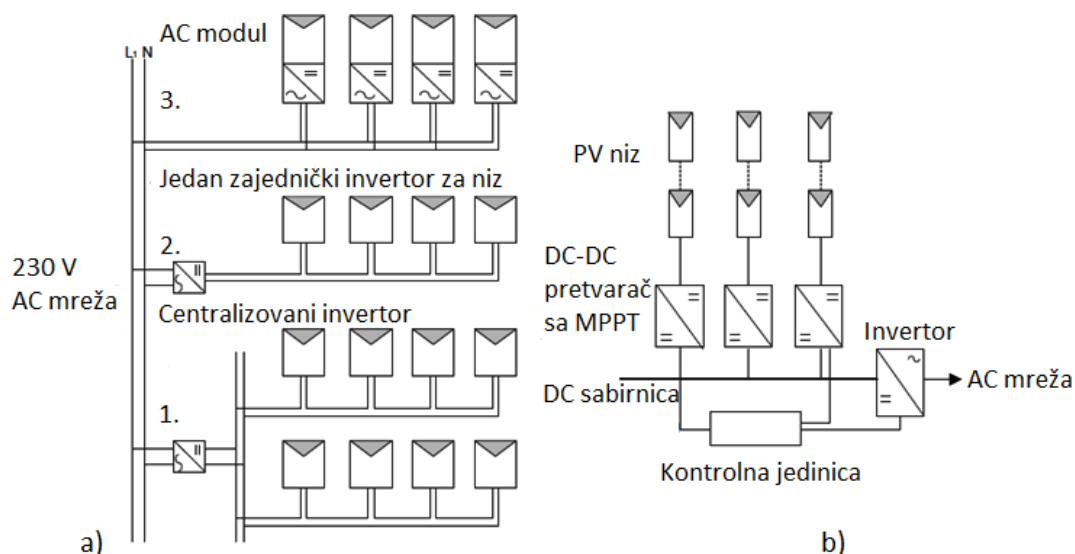
Minimiziranje proizvodnje harmonijskih struja neophodno je, jer one negativno utiču na potrošačke uređaje povezane na DS. Ukupno harmonijsko izobličenje ili THD (total harmonic distortion) kod mnogih pretvarača je između 3 i 5 % u odnosu na nazivnu struju.

Od invertora se očekuje visok stepen efikasnosti prilikom pretvaranja jednosmjerne u naizmjeničnu komponentu. Deklaracije proizvođača invertora navode uglavnom efikasnost pretvaranja u opsegu 92 - 95 %. To je efikasnost pod optimalnim uslovima rada za sistem u kojem

je inverter pravilno dimenzionisan u odnosu na PV module. Proizvođači ponekad navode prosječnu efikasnost koja je prikladnija, jer invertori ne rade uvijek pri nazivnom opterećenju. Potrebno je izabrati inverter visoke efikasnosti za široki stepen opterećenja [6] [7].

1.2. Razvoj konfiguracije PV invertora u on grid primjeni PV sistema

PV sistemi imaju modularnu strukturu, tj. moguće su razne kombinacije povezivanja PV invertora. U konfiguracijama se pojavljuju kao: centralizovani inverter, inverter zajednički za niz PV modula, inverter zajednički za više nizova i jedan inverter za jednu ćeliju ili modul. Navedene konfiguracije date su na slici 1.4 [6].



Slika 1.4: Konfiguracija PV invertora - a) centralizovani inverter, jedan zajednički inverter za niz i AC modul; b) jedan zajednički inverter za više nizova koji imaju nezavisne DC-DC pretvarače [6]

Na slici 1.4. a. 1), prikazano je povezivanje velikog broja PV modula na naizmjeničnu mrežu preko centralizovanog invertora. U cilju generisanja dovoljno visokog napona, PV moduli vežu se redno i tako formiraju niz. Na takav način izbjegava se potreba za pojačanjem napona. Potreban nivo snage postiže se paralelnim vezivanjem tih nizova, preko redno vezanih dioda i tako se formira konačan niz. Jedan inverter zajednički je za svaki PV modul. Takva konfiguracija ima značajna ograničenja: visok DC napon kablova između PV modula i centralizovanog invertora, neusklađenost gubitaka između PV modula, gubici u rednim diodama, gubitak energije zbog centralizovanog MPPT i nefleksibilan dizajn, kojim se ne mogu postići prednosti masovne proizvodnje. Osim toga, mrežno povezani inverter u takvoj konfiguraciji je mrežno-komutiran. Stoga, injektiranje strujnih harmonika dovodi do lošeg kvaliteta električne energije, a samim tim i do oteženog ispunjavanja zahtjeva standarda.

Usljed navedenih ograničenja koncepta centralizovanog invertora, pribjegava se drugim konceptima, pa umjesto jednog zajedničkog invertora, svaki niz ima svoj namjenski inverter, kao

što je pokazano na slici 1.4. a. 2). Zahvaljujući rednoj vezi PV modula, ulazni napon može biti dovoljno visok kako bi se izbjeglo pojačanje napona, a postoji mogućnost korišćenja manje PV modula u seriji, ako se DC-DC pretvarač ili mrežno-frekvencijski transformator koristi za pojačanje napona. Na takav način izbjegnuta su gubici u rednim diodama, a mogućnost primjene MPPT na svaki niz, pojedinačno, dovodi do veće efikasnosti. To povećava ukupnu efikasnost u odnosu na centralizovani inverter i smanjuje cijenu, usljed masovne proizvodnje.

Kako bi se izbjegla neusklađenost gubitaka u nizu, razvijen je koncept AC modula, koji je prikazan na slici 1.4. a. 3). U tom konceptu, inverter je integrisan sa PV modulom u jedan električni uređaj, pa izlazna veličina više nije DC, već AC, koji se može direktno sinhronizovati sa mrežom. Karakteriše ga još i mogućnost da postane tzv. plug and play (prikluči i koristi) uređaj, koji može koristiti osoba bez ikakvog znanja o električnim instalacijama, visok kvalitet električne energije zbog sopstvenog komutiranja DC-AC invertora i manje troškove usljed masovne proizvodnje. Tim konceptom eliminišu se gubici izazvani neusklađenošću između PV modula, jer postoji samo jedan PV modul i postiže se optimalno usklađivanje PV modula i invertora, samim tim što PV modul ima sopstveni MPPT. Uključena je i mogućnost lakog proširenja sistema zbog modularne strukture. S jedne strane, neophodno visoko pojačanje napona može da smanji ukupnu efikasnost i poveća cijenu po Vat zbog složenije topologije kola, dok s druge strane, AC modul je predviđen za masovnu proizvodnju što dovodi do niskih proizvodnih troškova i niske maloprodajne cijene. Sadašnja rješenja su samo-komutirani invertori, posredstvom IGBT ili MOSFET, koji uključuju visok kvalitet električne energije u skladu sa standardima.

Zajednički inverter za više nizova, koji je prikazan na slici 1.4. b) podrazumijeva koncept u kome je nekoliko nizova sa sopstvenim DC-DC pretvaračem povezano na zajednički DC-AC pretvarač. Svaki niz ima individualnu MPPT kontrolu, što je prednost u odnosu na centralizovane invertore. Dodavanje novih kapaciteta je jednostavno, tako što se novi niz sa svojom MPPT kontrolom može priključiti na postojeću platformu. Na ovaj način postiže se fleksibilni dizajn sa visokom efikasnošću. Na kraju, AC ćelija je koncept u kojem je jedna velika PV ćelija povezana na DC-AC pretvarač [2] [6] [7].

1.3. Specifikacije, zahtjevi i standardi

Mnogi vodeći standardi bave se pitanjima kao što su: kvalitet električne energije, otkrivanje ostrvskog rada, uzemljenje, oprema itd. Evropski standard EN (European Standard) je manje strožiji od američkih IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) i IEC (International Electrotechnical Commission) standarda. Njihova uloga je u tome da se osigura bezbjednost električnih sistema, a bave si i efikasnošću i pouzdanošću.

Povezivanje PV modula preko invertora na mrežu podrazumijeva dva glavna zadatka. Jedan zadatak je da se osigura da PV modul radi sa MPP, a drugi da se sinusoidalna struja injektira u mrežu. Budući da se inverter povezuje na elektrodistributivnu mrežu, važeći standardi (npr. EN, IEEE, IEC) koji se bave povezivanjem PV sistema na mrežu moraju se poštovati. Njima su definisana dozvoljena odstupanja i vrijednosti za karakteristične parametre, npr: dozvoljeno odstupanje napona pri normalnom radu, dozvoljeno odstupanje frekvencije, dozvoljeni strujni harmonici, faktor snage, itd. Od invertora se zahtijeva sposobnost da detektuje stanje ostrvskog rada i da

preuzme odgovarajuće mjere kako bi se zaštitilo osoblje i oprema. Ostrvski rad podrazumijeva da mrežno povezani PV inverter nastavlja da snabdijeva lokalno opterećenje, kada je rastavljen od mreže namjerno, slučajno ili je došlo do kvara.

IEEE i IEC standardi postavljaju ograničenja za maksimalno dozvoljeno injektiranje DC struje u mrežu. Svrha ograničenja injektiranja jeste izbjegavanje zasićenja distributivnih transformatora. Ograničenja su, međutim, prilično mala (0,5 do 1 % nazivne izlazne struje), a tako male vrijednosti mogu biti teško precizno izmjerene, odgovarajućim mjernim kolima unutar invertora. To se može ublažiti poboljšanjem mjernih kola ili uključivanjem mrežno-frekvencijskog transformatora između invertora i mreže. Neki invertori koriste transformatore ugrađene u VF DC-DC pretvarače za galvansko odvajanje između PV modula i mreže. To, međutim, nije rješenje za problem injektiranja DC, ali čini uzemljivanje PV modula lakšim. NEC (National Electrical Code) 690 standard zahtijeva da PV moduli budu uzemljeni sistemi i da se prate greške uzemljenja kada maksimalni izlazni napon PV modula dostigne određeni nivo, npr. 50 V.

Invertori moraju omogućiti da PV modul (ili generator) radi pri MPP. Podrazumijeva se da promjene napona na krajevima PV modula, u čiju rada oko MPP, budu dovoljno male, bez previše kolebanja. Opseg promjenljivog napona treba biti ispod 8,5 % od MPP napona u cilju postizanja koeficijenta iskorišćenja 98 %. Na primjer, PV modul sa MPP naponom od 35 V ne treba izlagati promjenama napona višim od 3 V kako bi koeficijent iskorišćenosti bio 98 %.

Vlasniku PV sistema je u interesu da inverter bude isplativ. Investitor, takođe, zahtijeva visoku efikasnost za široke opsege ulaznog napona i ulazne snage, pošto su to promjenljive definisane u širokim opsezima kao funkcije solarnog zračenja i spoljašnje temperature. Zatim, invertori moraju biti pouzdani (dug radni vijek) jer većina proizvođača PV modula nudi garanciju od 25 godina za 80 % od početne efikasnosti, kao i 5 godina garancije za materijal i kvalitet izrade. Glavna ograničavajuća komponenta unutar invertora je elektrolitski kondenzator koji se koristi za razdvajanje snage između PV modula i elektrodistributivne mreže. Radni vijek elektrolitskog kondenzatora je dat relacijom 1.1 [2]:

$$L_{op} = L_{op,0} \cdot 2^{\left(\frac{T_0 - T_h}{\Delta T}\right)} \quad (1.1)$$

gdje je: L_{op} radni vijek, $L_{op,0}$ je radni vijek pri tački temperature od T_0 , T_h je radna temperatura, a ΔT je povećanje temperature, koje smanjuje životni vijek faktorom 2.

Za navedenu jednačinu pretpostavljena je konstantna temperatura, koja se može aproksimirati kada se inverter nalazi u zatvorenom prostoru uz zanemarivanje gubitaka snage u kondenzatoru, ali ne može kada je inverter integrisan sa PV modulom. U slučaju promjenljive temperature, za određivanje radnog vijeka, mora se primijeniti srednja vrijednost iz relacije 1.1. Kondenzator se postavlja ili paralelno PV modulu ili u međukolu između dva stepena invertora.

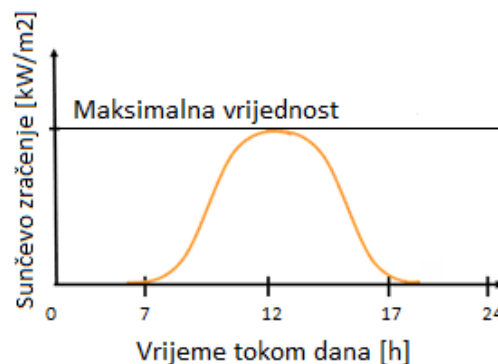
1.4. Karakteristike PV proizvodnje

PV sistemi spadaju u obnovljive izvora energije, koji imaju veliku perspektivu u budućnosti. Mogu doprinijeti smanjenju potreba za fosilnim gorivima i očuvanju životne sredine, kao i povećanju

sigurnosti snabdijevanja. Javni interes teži sve većoj popularnosti i subvencionisanju PV proizvodnje. Samim tim, PV sistemi predmet su mnogih istraživanja u cilju postizanja veće sveobuhvatne efiksnosti.

Prema IEEE standardu 929-2000, PV sistemi dijele se u tri kategorije: PV sistemi male snage (10 kW i manje), srednje snage (10 – 500 kW) i velike snage (preko 500 kW). Mikro PV sisteme karakteriše nazivna snaga u opsegu od 1 do 50 kW [8].

Jedna od glavnih osobina PV proizvodnje je varijabilnost izlazne snage PV izvora. Varijabilnost se može podijeliti na determinističku i stohastičku. Deterministička varijabilnost uzrokovana je dnevnim i sezonskim promjenama ugla upada i intenziteta sunčevog zračenja na određenom mjestu. Tu spadaju dan-noć fluktuacije proizvodnje tokom 24 sata, koje su unaprijed poznate. Na slici 1.5 prikazan je tipični, generalizovani dnevni dijagram sunčevog zračenja. Sunčevo zračenje raspoloživo je samo tokom dana. Uobičajeno je da intenzitet zračenja raste od malih vrijednosti u jutarnjim satima do perioda oko podneva, kada je najizraženiji, zatim opada, kako se dan bliži kraju.



Slika 1.5: Dnevni dijagram sunčevog zračenja [9]

Osim toga, dostupnost Sunca u određenim geografskim područjima uopšteno je poznata, kao što je poznato u kojim mjesecima tokom godine se može očekivati veći, a u kojim manji intenzitet zračenja. Ti podaci mogu se preuzeti sa mnogih online kalkulatora za solarne sisteme.

Stohastička varijabilnost nije lako predvidiva, a izazvana je kretanjem oblaka i greškama u kratkoročnim prognozama. Prognoze igraju značajnu ulogu za upravljanje PV sistemima i procjenjivanje očekivane potrebne snage za balansiranje snage u EES (Elektorenegetskom sistemu) u zavisnosti od promjene PV proizvodnje [8].

Stopa intenziviranja ili promjena nivoa proizvodnje PV sistema u datom vremenskom okviru, nailaženjem oblaka, može biti prilično velika, dok izlazak i zalazak Sunca uzrokuju relativno sporije procese. Što se tiče većih područja, npr. cijeli region, proizvodnja uglavnom zavisi od vremenskih prilika (oblačnost i temperatura), koje postavljaju opšti nivo proizvodnje. U jutarnjim satima, kada zračenje Sunca postane jače, što je često praćeno porastom temperature, može se smanjiti stopa intenziviranja PV proizvodnje, jer viša temperatura može da smanji proizvodnju za neke tehnologije. To znači da kada se procjenjuju mogućnosti budućih instalacija, potrebno je na dovoljan broj mjernih mjesta mjeriti temperaturu i zračenje. Veoma su važni i vremenski intervali na kojima se mjere srednje vrijednosti, npr. minutne srednje vrijednosti ili satne srednje vrijednosti. Vremenski periodi za koje se prave prognoze, obično su dan unaprijed (za proces

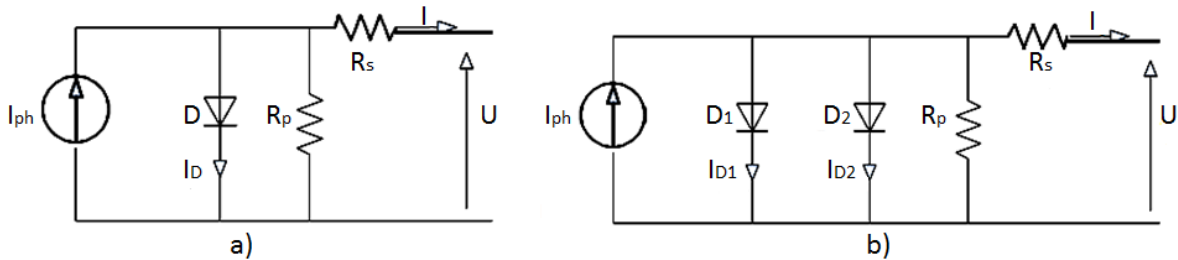
planiranja angažmana jedinica) i sat unaprijed (za proračunavanje potreba pojačanja i preuzimanja mjera za dodatne sposobnosti intenziviranja).

Varijabilnost proizvodnje jednog mikro PV sistema nema značajan uticaj na EES. Rastom integracija PV proizvodnje, međutim, osobina varijabilnosti sve više dolazi do izražaja [9].

1.5. Mogućnost modelovanja PV sistema u analizama njegovog uticaja na mrežu

1.5.1. Model PV modula, kontrola invertora i MPPT

Za analizu $I - U$ (strujno – naponske) karakteristike PV niza u zavisnosti od sunčevog zračenja i temperature, uglavnom se koriste dva modela PV modula, a to su: model sa jednom diodom i model sa dvije diode, koji su prikazani na slici 1.6. Modelom sa dvije diode razmatra se više parametara i daje bolja preciznost, posebno pri niskom nivou zračenja.



Slika 1.6: Šematski prikaz PV modula - a) jednodiodni model, b) dvodiodni model [10]

$I - U$ karakteristika PV niza za model sa jednom diodom, data je relacijom 1.2 [10]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{U + R_s I}{A U_t} \right) - 1 \right] - \frac{U + R_s I}{R_p} \quad (1.2)$$

gdje je: I_0 je tamna struja zasićenja, R_s je serijski otpor ćelije, R_p je paralelni otpor ćelije, A je faktor kvaliteta (idealnosti) diode, U_t je toplotni napon spoja koji je opisan relacijom: $U_t = kT_{stc}/q$ (k - Boltzmanova konstanta), q je naelektrisanje elektrona a T_{stc} je temperatura pri standardnim testnim uslovima. I_{ph} je fotostruja koja je linearna funkcija zračenja i funkcija temperature.

U uslovima kratkog spoja, I_{ph} može se aproksimirati na sljedeći način [10]:

$$I_{ph}(G, T) = I_{SC, stc} \frac{G}{G_{stc}} [1 + K_I(T - T_{ref})] \quad (1.3)$$

gdje je: G zračenje, G_{stc} je zračenje pri testnim uslovima – stc (1000 W/m^2). $I_{SC,stc}$ je struja kratkog spoja pri testnim uslovima, T_{ref} je referentna temperatura pri stc (298°K), a K_I [$\%/^\circ\text{K}$] je temperaturni koeficijent struje kratkog spoja.

Napon praznog hoda može se izraziti kao linearna funkcija temperature, relacija 1.4 [10]:

$$U_{OC}(T) = U_{OC,stc} + K_U(T - T_{ref}) \quad (1.4)$$

gdje je: $U_{OC,stc}$ napon praznog hoda pri stc, a K_U temperaturni koeficijent napona praznog hoda. Za model sa dvije diode, koji je prikazan na slici 1.6. b). $I - U$ karakteristika ilustrovana je relacijom 1.5 [10]:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{U+R_S I}{U_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{U+R_S I}{2U_t}\right) - 1 \right] - \frac{U+R_S I}{R_p} \quad (1.5)$$

Pronalaženje nepoznatih parametara zahtijeva iterativni proces. Kompleksnost modela može se smanjiti, npr. zanemarivanjem paralelnog otpora i uz pretpostavku neke aproksimacije, moguće je doći do modela sa četiri parametra na temelju analitičkih izraza [10].

Pretvarač u PV jedinici može se modelovati strujno kontrolisanom šemom ili CCS (Current-Controlled Scheme) i naponski kontrolisanom šemom ili VCS (Voltage Controlled Scheme). Najčešće je u prednosti CCS, jer garantuje malu struju kratkog spoja tokom greške u sistemu i pruža jedinstven mehanizam za održavanje i korišćenje pretvarača za željeni faktor snage. Za većinu PV jedinica faktor snage je postavljen na jediničnu vrijednost. U većini tipova pretvarača u sklopu PV sistema, AC izlazna struja uglavnom je karakterisana unutrašnjom strujnom povratnom petljom. Kontrolna referenca generiše sinusoidalnu izlaznu struju na osnovu internih tabelarnih vrijednosti, i sinhronizuje je sa naponom napajanja koristeći mehanizam fazno zatvorene petlje ili PLL (Phase-locked loop) [10] [11].

Za pojednostavljenu kontrolu, napon mreže može se koristiti za referentni signal i signal za sinhronizaciju. Nedostatak tehnike je u tome da ukoliko je vrijednost napona mreže „iskrivljena“, referenca će, takođe, biti „iskrivljena“ i strujno kontrolisani inverter može dovesti do „iskrivljene“ izlazne struje.

U slučaju CCS invertora, izlazna struja trebala bi biti kontrolisana u realnom vremenu tako da struja koju inverter predaje mreži ima istu fazu i frekvenciju kao napon mreže. PV inverter osigurava da je izlazna struja sinusoida visokog kvaliteta, sinhronizovane frekvencije. Ciljevi kontrole povezivanja na mrežu su: razvijena kontrola izlazne snage PV niza i realizacija MPPT.

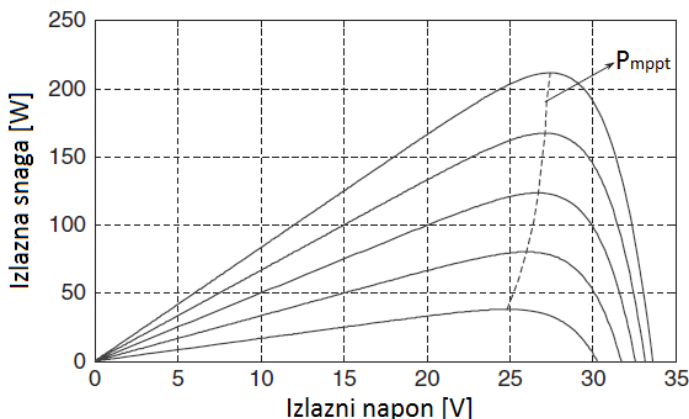
Tehnika modelovanja invertora kao strujno kontrolisanog naponskog izvora, koji je sinhronizovan sa faznim naponom automatski preko strujno kontrolisanog referentnog signala, sinhronizovanog sa mrežom, omogućava da inverter kontroliše svoj faktor snage, aktivnu i reaktivnu snagu. Inverter podešava svoju reaktivnu snagu prema reaktivnoj snazi voda ili signalu reaktivne struje opterećenja. Aktivna i reaktivna snaga precizno se kontrolišu u okviru $\pm 2\%$ nazivnog

opterećenja. Ako napon ili frekvencija ili oboje odlutaju od specificiranog opsega, inverter se diskonektuje sa mreže i PV niza.

Specificiranjem vrijednosti aktivne snage i faktora snage generatora u čvoru priključenja PV sistema na mrežu, može se kontrolisati izlazna reaktivna snaga. U zavisnosti od sunčevog zračenja izlazna snaga iz PV modula neprekidno se mijenja, dok MPPT kontrola teži da izvuče maksimalnu aktivnu snagu. PV sistem se, u nekoliko koraka uključuje u kontrolu tokova snaga. Na početku, specifikacijom aktivne snage i faktora snage, reaktivna snaga se inicijalizuje na nulu, tokovi opterećenja se pokreću. Izlazna snaga iz PV sistema poredi se sa unutrašnjom referentnom snagom kontrolera. Ta razlika snaga, podijeljena naponskim stezaljkama na AC strani invertora, proizvodi stvarnu trenutnu potrebnu snagu. Kontrola reaktivne snage koristi se za održavanje napona konstantnim. Izlazni napon iz PV sistema upoređuje se sa naponom mreže. Algoritam kontrole invertora generiše signal greške koji se koristi za proizvodnju potrebne reaktivne snage. Potrebna reaktivna snaga može biti ograničena tvrdim limiterom u invertoru. Ako tokovi opterećenja konvergiraju, provjerava se da bi bilo sigurno da je veličina neslaganja napona na generatorskom čvoru ispod specificirane vrijednosti tolerancije. Ako neslaganje napona leži između specificiranih odstupanja, napon čvora konvergira ka specificiranoj vrijednosti. Ako ne, izračunava se potrebna reaktivna snaga za održavanje napona u specifičnoj vrijednosti, i dodaje originalnoj (ako postoji) u čvoru izvora [12].

U realnim PV sistemima, promjene sunčevog zračenja i temperature nijesu kontrolabilne. Kako bi se osiguralo da PV niz radi u tački maksimalne snage, pri određenom intenzitetu zračenja i temperaturi, MPPT regulator mora održavati jednosmjerni napon PV niza na odgovarajuću vrijednost u svakom trenutku. MPPT strategija zahtijeva praćenje izlazne snage PV niza u realnom vremenu, a odnosi se na neki kontrolni algoritam za predviđanje mogućnosti maksimalne izlazne snage PV niza u trenutnim radnim uslovima.

Slika 1.7 pokazuje $P - U$ (zavisnost izlazne snage od izlaznog napona) karakteristiku PV niza. Različite radne tačke određuju različite izlazne snage. Princip MPPT je u traženju odgovarajućeg napona pri tački maksimalne snage, pod određenim uslovima zračenja i temperature, detektovanjem izlazne snage na različitim radnim tačkama [8].



Slika 1.7: $P-U$ karakteristika PV niza [8]

1.5.2. Model za analizu tokova snaga

U normalnom, stacionarnom stanju rada sistema, sistem kontrole pretvarača određuje kako će PV izvor biti predstavljen. Izvor se najčešće modeluje kao PQ čvor. Na taj način pretpostavlja se da izvor proizvodi konstantnu aktivnu i konstantnu reaktivnu snagu. Doprinos aktivne snage izvora zavisi od sunčevog zračenja, koje se u vremenskom trenutku istraživanja pretpostavlja konstantnim. Kako moderni pretvarači mogu nesmetano da djeluju u određenom opsegu reaktivne snage, sistem kontrole pretvarača podešen je tako da se postiže konstantan doprinos reaktivne snage.

Zahvaljujući sposobnosti da prilagodi doprinos reaktivne snage u određenom opsegu, izvor baziran na pretvaračkoj tehnologiji se, takođe, može koristiti za regulaciju napona. U tom slučaju, PV izvor se u analizi tokova snaga mora tretirati kao PU čvor. U PU čvoru, aktivna snaga i moduo napona su poznate vrijednosti, a reaktivna snaga i fazni ugao napona se određuju proračunom tokova snaga. Kao i kod svih proizvodnih jedinica, maksimalne struje se moraju uzeti u obzir - postupak proračuna mora da obezbijedi da se ograničenje reaktivne snage naponski kontrolisanog pretvarača ne prekorači. Softverski paketi obično postižu, interno pretvaranje čvorova iz PU u PQ, ako je potrebno.

Treća varijanta je takva da se zadate vrijednosti mogu postaviti i za napon i za reaktivnu snagu na istoj proizvodnoj jedinici. Pošto je nemoguće kontrolisati napon i reaktivnu snagu za istu jedinicu, zadate vrijednosti za oboje su ponderisane jedna protiv druge, koristeći koeficijent ponderacije. Veći koeficijent ponderacije pomjera važnost od manje zadate vrijednosti odstupanja napona prema manjoj zadatoj vrijednosti odstupanja reaktivne snage. Čvor se označava kao DU, a referencira na dobijeno odstupanje napona od zadate vrijednosti. Pošto ni napon ni reaktivna snaga nijesu poznati od samog početka, algoritam tokova snaga polazi od pretpostavke da je odstupanje napona od zadate vrijednosti nula, a zatim prilagođava napon i reaktivnu snagu u svakom koraku iteracije. Ovakav metod funkcioniše zahvaljujući postavljenom koeficijentu ponderacije, koji je u korelaciji između napona i reaktivne snage. U ovom slučaju se, isto kao za PU čvor, moraju uzeti u obzir ograničenja reaktivne snage [9] [10].

1.5.3. Model za analizu naponskih prilika

Veliki broj PV sistema biva priključen na NN distributivnu mrežu u blizini krajnjeg potrošača, što ima za posljedicu to da su radni uslovi u NN mreži značajno promijenjeni. Naročito što priključenje varijabilnog izvora na kraju izvoda izaziva brze promjene u smjeru toka snaga, koje utiču na naponski nivo i fluktuacije napona na mreži. Stoga, neophodan je alat za analizu naponskih prilika i istraživanje mogućih rješenja. Ti alati treba da omoguće procjenu uticaja PV sistema priključenog na mrežu, odnosno da budu u stanju da simuliraju NN mrežu sa potrošnjom i realnom predstavom ulaznih parametara PV izvora. Budući da su mnogi problemi integracije PV izvora povezani sa fluktuacijama, potrebna je mogućnost simulacija u realnom vremenu, kako bi se mogle provjeriti statičke osobine napona, kako što su naponski nivo i količina i veličina fluktuacija napona.

Pravilno modelovanje ulaza PV izvora u cilju predstavljanja fluktuacija PV proizvodnje u realnom vremenskom okviru (skund – sat), podrazumijeva predstavljanje različitih tipova dana, kao što su dani bez oblačnosti, dani sa promjenljivim stanjem oblačnosti (veliki/mali oblaci, brzo/sporo

kretanje oblaka) i dani sa neprekidnom oblačnošću. Osim toga, korelacija između različitih PV instalacija priključenih na izvod i korelacija sa potrošnjom, kao i sposobnost alata da predstave kontrolu aktivnih komponenti sistema (invertori, jedinice za skladištenje i upravljanje u blizini opterećenja), spadaju u pitanja od važnosti [10].

2. UTICAJ DISTRIBUIRANE PROIZVODNJE NA ELEKTRODISTRIBUTIVNU MREŽU

2.1. Elektrodistributivna mreža kao dio EES

EES sastoji se od tri podsistema, a to su: proizvodnja, prenos i distribucija. Proizvodnju čine veliki, centralizovani izvori koji su pozicionirani na velikim udaljenostima od krajnjih potrošača. Proizvedena električna energija se od izvora, preko prenosne i distributivne mreže doprema do potrošača. U skladu sa tim, infrastruktura EES planirana je i dimenzionisana za jednoznačan tok električne energije od najviših ka nižim naponskim nivoima. EDM, kao dio takvog sistema pasivnog je karaktera, a svojstveni su joj sredjenaponski - SN (35 kV; 10 kV) i niskonaponski - NN (0,4 kV) nivo [13].

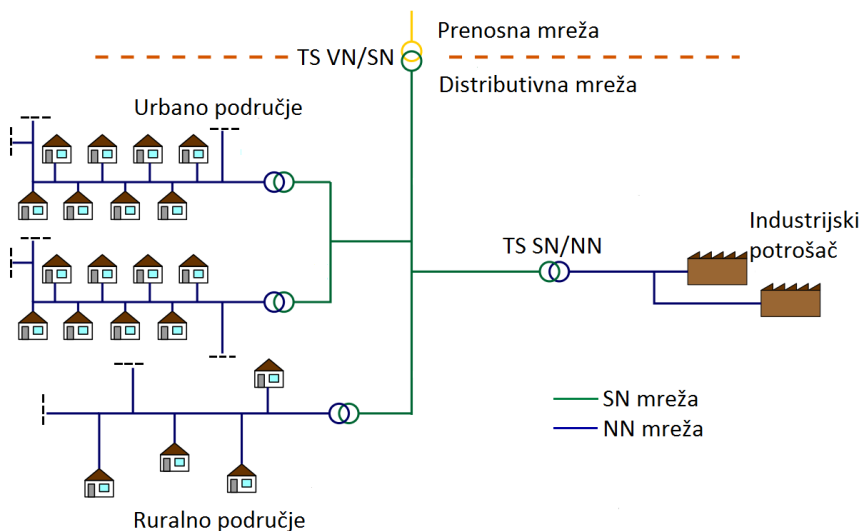
Distributivni sistem može se podijeliti na primarnu i sekundarnu elektrodistributivnu mrežu. Primarna EDM napaja se sa VN/SN TS (trafostanice), preko koje je povezana na prenosnu mrežu. Karakterišu je 35 kV i 10 kV naponski nivo. SN vodovi na primarnom nivou prenose znatno veću količinu električne energije u odnosu na onu koju potrošači preuzimaju. Sa primarnog nivoa energija se prenosi do različitih elektrodistributivnih TS (SN/0,4 kV), koje predstavljaju napojne tačke sekundarnih distributivnih mreža. Sastavni dio sekundarne mreže su trofazni, četvorožilni (tri faze i nulti provodnik) izvodi, distributivni vodovi i trofazni ili monofazni potrošački priključci za koje je svojstven naponski nivo prikladan za krajnje potrošače 400/230 V. Napon između bilo koje dvije faze NN voda je 400 V, a između faze i neutralnog provodnika je 230 V. Trofazni potrošači povezuju se na tri faze, dok se monofazni potrošači povezuju između jedne faze i neutralnog provodnika. S obzirom na to da svaki potrošač zahtijeva nezavisan priključak, te da je broj potrošača koji zahtijevaju napajanje električnom energijom na NN nivou veliki, sekundarna distributivna mreža ima znatno više vodova u odnosu na mreže viših naponskih nivoa. Osim toga, prisustvo potrošača povezanih na jednu umjesto na tri faze, tokove snaga u EDM čine drugačijim i tipično neuravnoteženim.

Prema tipu infrastrukture EDM može se klasifikovati na nadzemnu i podzemnu ili kablovsku mrežu. Nadzemna mreža je 5 do 10 puta jeftinija od ekvivalentne kablovske mreže, pa je njena primjena znatno izražajna. Kablovska mreža se, u principu koristi u oblastima gdje je nadzemna neizvodljiva ili je zabranjena lokalnim zakonom.

Prema šemi veze ili topologiji, razlikuju se: radialne distributivne mreže, distributivne mreže koje su na primarnom nivou povezane u prsten i distributivne mreže u interkonekciji. Generalno NN mreže mogu se podijeliti na centralizovane, koje su tipične za gradska ili urbana i gusto naseljena prigradska područja i ruralne mreže, tipične za razućena područja. Centralizovanu EDM karakterišu kraći SN i NN vodovi, pretežno kablovskog tipa, kao i trafostanice u samoj blizini potrošača. U ruralnim područjima zastupljene su nadzemne mreže, a vodovi mogu biti dugi i preko 30 km. NN vodovi imaju mali odnos X/R (reaktivni otpor/aktivni otpor). Obično je $X \leq R$ ili $X \ll R$, što uslovljava da na naponske prilike značajno utiču tokovi i aktivnih i reaktivnih snaga, za razliku od

prenosnih vodova gdje je $X/R > 5$, pa je dominantniji uticaj reaktivne energije. Pad napona od TS do krajnjeg potrošača a usljed dužine vodova i opterećenja, predstavlja glavni problem sa kojim se susreće radialna mreža.

Na slici 2.1 data je ilustracija strukture elektrodistributivne mreže.



Slika 2.1: Ilustracija strukture elektrodistributivne mreže [14]

Efikasno napajanje različitih tipova potrošača električnom energijom u bilo kom trenutku, osnovni je zahtjev za DS. Pod tim se podrazumijeva da je potrebno napon održati u granicama propisanih vrijednosti, te da je obezbijeđena potrebna pouzdanost napajanja. Jedan od važnih uslova za pouzdan rad DS je da varijacija napona na stezaljkama potrošača bude što je moguće manja. Do promjene napona generalno dolazi zbog promjene opterećenja. Nizak ili povišen napon mogu izazvati neefikasan rad električnih uređaja ili njihovo trajno oštećenje. Napajanje potrošača električnom energijom mora biti obezbijeđeno. Uključivanje i isključivanje električnih uređaja obavlja se bez prethodnog upozorenja, što zahtijeva da se profil opterećenja unaprijed predvidi. Mada pouzdanost napajanja nikada ne može biti zagarantovana, ona se, u značajnoj mjeri može poboljšati interkonekcijom sistema, pouzdanim sistemom automatskog upravljanja, obezbijeđivanjem dodatnih rezervnih energetske objekata. Regulacija napona smatra se jednim od najznačajnijih faktora za pružanje pouzdanog napajanja potrošača električnom energijom [13].

2.2. Uticaj PV sistema na EDM

Prisutnost distribuiranih izvora donosi značajne promjene za distributivnu mrežu. Ona postaje aktivna, tokovi snaga njenim vodovima više nijesu jednoznačni već u skladu sa trenutnom potrošnjom i lokalnom proizvodnjom mogu mijenjati smjer. Naponske prilike u mreži značajno se mijenjaju, pa vrijednost napona više ne mora biti najmanja na kraju radialnog voda. DIEEE najčešće podiže vrijednost napona u čvoru priključenja i može u velikoj mjeri doprinijeti poboljšanju

naponskog profila izvoda u zavisnosti od instalisanih kapaciteta i režima rada. Nijesu, međutim, zanemarljivi ni mogući negativni uticaji na naponski profil mreže, koji se mogu manifestovati u odsustvu koordinisane regulacije napona [15] [16].

PV sistemi mogu biti korisni za mrežu, naročito ako se priključuju u ruralnim područjima. Mogu uticati na smanjenje gubitaka u izvodima, poboljšati naponski profil, i smanjiti troškove rada i održavanja regulacionih transformatora. Ukoliko maksimalna izlazna snaga PV izvora odgovara vršnom opterećenju izvoda na koji je priključen, opterećenost transformatora u mreži može se smanjiti tokom perioda vršnog opterećenja. Da bi rad PV sistema bio efikasan, moraju se zadovoljiti određeni uslovi, kao što su: strateško raspoređivanje PV sistema, njihovo pravilno dimenzionisanje, pogodnost profila izlazne snage PV sistema. Ako neki od tih uslova nije ispunjen, može doći do negativnog uticaja [17].

Jedan od glavnih faktora koji može dovesti do operativnih problema DS je varijacija izlazne snage usljed varijacija sunčevog zračenja izazvanih kretanjem oblaka. Varijacije u proizvodnji čine procjenu izlazne snage PV sistema otežavajućim zadatkom. Negativnom uticaju PV izvora nije posvećena velika pažnja, dok se nije povećalo interesovanje za njihovom upotrebom. Značajne oscilacije izlazne snage velikih PV sistema mogu da utiču na proizvodnju elektrana EES. To znači da se oscilacije moraju pratiti, kako bi se nadoknadio, kako uspon, tako i pad PV proizvodnje. Elektrane koje rade tokom PV proizvodnje, treba da imaju mogućnost prilagođavanja promjenama PV proizvodnje. Osim toga, fluktuacije izlazne snage PV sistema, čine da je teško predvidjeti njihovu izlaznu snagu, a samim tim, teško ih je uzeti u obzir prilikom zakazivanja proizvodnih jedinica u mreži. Uticaj na proizvodnju dolazi do izražaja ukoliko je nivo penetracije PV sistema uporediv sa proizvodnim jedinicama u sistemu. Ne očekuje se, međutim, izražena zastupljenost PV sistema velikih dimenzija u bliskoj budućnosti, tako da njihov uticaj na proizvodnju nije presudan. Veliki PV sistemi, reda desetina MW i više, mogu uticati na prenosnu mrežu. Problemi koji mogu nastati, uglavnom zbog fluktuacija su: promjena toka energije, preopterećenja i podopterećenja u vodovima, kao i neprihvatljive fluktuacije napona u nekim slučajevima [15] [18].

Za mikro PV sisteme tipično je da usljed povećanja integracije, značajan uticaj jedino mogu imati na distributivnu mrežu. Problemi se uglavnom javljaju zbog instalisanja elektrana u blizini potrošača na izvodima predviđenim za jednosmjerni tok energije. Oni podrazumijevaju kvarove relejne zaštite, probleme regulacije napona, promjene tokova snaga, kao i preopterećenja ili podopterećenja nekih izvoda. Ostali problemi nastaju zbog interfejsne elektronike koja dovodi do harmonika i paralelnih i serijskih rezonansi, ako je veliki broj invertora instalisanih u određenom području. Osim toga, fluktuacije PV sistema doprinose pogoršanju kvaliteta napajanja potrošača u mreži.

Veću integraciju PV proizvodnje u NN i SN mrežama karakteriše mogućnost povišenog napona. Maksimalni PV kapacitet koji se može priključiti na EDM zavisi od snage kratkog spoja na mjestu priključenja i trenutnog opterećenja mreže. Ako se profili opterećenja i proizvodnje ne podudaraju, previsoki napon je moguć, čak i kada je instalisano opterećenje, dovoljno da troši prekomjernu proizvodnju. Brze promjene na PV izlazu mogu dovesti do brzih varijacija napona, poznatih kao flikeri, koji se mogu vidjeti ljudskim okom na električnoj sijalici [15] [19] [20].

Povezivanje PV ili drugih distribuiranih sistema moglo bi izazvati lokalna preopterećenja ili zagušenja u NN ili SN mrežama. Preopterećenje nastaje kada tokovi snage prelaze maksimalnu

snagu koja može da se isporuči preko distributivne mreže u normalnim radnim uslovima. Preopterećenje je ograničeno termičkim maksimalnim vrijednostima i isključenjem proizvodnih kapaciteta. Može se dogoditi u transformatoru, rasklopnom postrojenju, nadzemnom vodu ili kابلu itd. Ono varira s tehnologijom lokalne proizvodnje, profilima proizvodnje i potrošnje. Pri niskom opterećenju i visokoj PV penetraciji, moguće je da izlazna snaga priključenog izvora na mrežu prevazilazi lokalne potrebe. To može izazvati višak snage koji će se injektirati u višenaponsku stranu distributivnog transformatora, koja u ekstremnim slučajevima može preći njihova nazivna ograničenja.

Svi elementi u mreži dimenzionisani su da mogu da izdrže vršno opterećenje. To dovodi do nepravilnog korišćenja infrastrukture. Pikovi opterećenja javljaju se tokom dana i predveče. Korelacijom između profila snage iz PV sistema i vršnog opterećenja, instalisani lokalni PV sistemi mogli bi smanjiti sve pikove i iskoristiti infrastrukturu na bolji način. Moguće buduće investicije za proširenje mogu biti odgođene ili izbjegnute ravnanjem pikova opterećenja.

Još jedan domen ravnjanja pikova je na nivou prenosne mreže. Za vrijeme pikova, električna energija koja se preuzima iz mreže skuplja je zbog veće potrošnje goriva gasnih generatora, koji su tada aktivni. Ravnanje pikova bi stoga moglo imati ekonomske koristi. Da bi se povećala efikasnost PV sistema kao metode za ravnjanje pikova, oni moraju biti potpomognuti sistemom za skladištenje energije [15] [21].

Na osnovu studija o integraciji PV sistema u distributivnu mrežu, zaključuje se da je maksimalno injektiranje snage iz PV sistema u mrežu određeno ograničenjem strujne opteretivosti kabla i naponskim profilom izvoda. Dozvoljeni instalisani kapacitet DİEE kod svakog potrošača determinisan je snagom kratkog spoja na mjestu priključenja. Priključivanje PV sistema zahtijeva modifikaciju relejne zaštite u smislu potrebe za naponskim senzorima ili oslanjanja na efikasnost invertora u ostvarivanju automatskog prekidanja i ponovnog priključivanja.

U slučaju povećanja nivoa penetracije DİEE, treba uzeti u obzir odgovarajuće strategije i tehnologije za ograničavanje doprinosa DİEE snazi kratkog spoja. Za svaku novu instalaciju potrebna je studija uticaja.

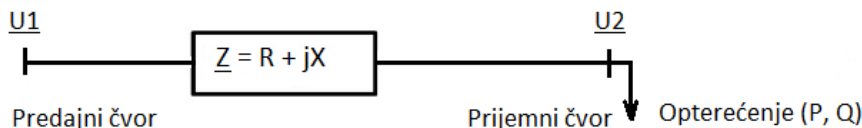
Pogodna lokacija PV sistema na izvodu može pomoći sistemu u pogledu gubitaka, regulacije napona itd. ODS, međutim, najčešće ne može odrediti lokaciju PV sistema, može samo odobriti ili odbiti predloženu lokaciju ili kapacitet. Najkorisniji za mrežu su oni DİEE koji, usljed porasta opterećenja, odgode potrebnu nadogradnju trafostanice. Iz praktičnog ugla, upotreba DİEE u cilju odgađanja nadogradnje TS važnija je od smanjenja gubitaka i regulacije napona. Stoga, prioritet integracije DİEE trebali bi imati kupci koji pripadaju trafo reonu koji će na osnovu prognoza opterećenja uskoro dostići pun kapacitet.

Studije pokazuju da instalisanje distribuiranih izvora odgovarajućeg kapaciteta na različitim lokacijama različito utiču na amplitudu struje kratkog spoja i naponsku stabilnost EES, a samim tim i na kvalitet električne energije. Ako su pravilno integrisani, PV sistemi umnogome mogu biti korisni za mrežu: pružanjem rezerve napajanja, regulacije napona i poboljšane stabilnosti [15] [22].

3. PRINCIPI I ZNAČAJ REGULACIJE NAPONA

Naponski profil definiše se kao matematička reprezentacija vrijednosti napona u bilo kojoj tački na mreži. Regulacija napona je čin održavanja naponskog profila unutar prihvatljivog opsega. Vrijednost napona u čvoru krajnjeg potrošača direktno zavisi od napona u napojnoj tački izvoda, a jednaka je razlici napona u napojnoj tački i pada napona preko transformatora i izvoda do krajnje tačke. Opterećenja zahtijevaju aktivnu u reaktivnu snagu, a tokovi aktivne i reaktivne snage u provodnicima, uzrokuju pad napona. ODS odgovoran je da napon mreže zadrži u dozvoljenim granicama, čak i u slučaju nadogradnje sistema, kao što je integracija novih potrošačkih ili proizvodnih jedinica [23].

Koncept naponskog profila i pada napona u električnoj mreži može se približno izvesti i objasniti uzimajući u obzir prostu mrežu prikazanu na slici 3.1.



Slika 3.1: Reprezentativna, prosta, električna mreža sa dva čvora [23]

Mreža prikazana na slici 3.1 je mreža od dva čvora: predajni čvor koji simbolizuje napojnu tačku izvoda (čiji je napon označen sa $\underline{U}_1$) i prijemni ili potrošački čvor ($\underline{U}_2$) jednog prenosnog voda impedanse: $\underline{Z} = R + jX$, i opterećenja (P, Q) koje je povezano na prijemni čvor. Približna vrijednost, postiže se relacijom 3.1 koja povezuje napone $\underline{U}_1$ i $\underline{U}_2$, zanemarivanjem poprečnih parametara voda, je [23]:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{I} \underline{Z} \quad (3.1)$$

gdje je $\underline{I}$ struja kroz prenosni vod od predajnog do prijemnog čvora. Napon u prijemnom čvoru može se, na osnovu relacije 3.1, izraziti relacijom 3.2:

$$|\underline{U}_2| = |\underline{U}_1| - \left(\frac{RP + XQ}{|\underline{U}_1|} \right) \quad (3.2)$$

Pad napona, ΔU uslovljen je parametrima izvoda: R i X i aktivnim i reaktivnim opterećenjem u prijemnom čvoru, a definiše se relacijom 3.3:

$$\Delta U = \frac{RP+XQ}{|U_1|} \quad (3.3)$$

Pad napona je veći što je veća udaljenost krajnjeg od napojnog čvora, usljed većeg uticaja parametara R i X, a direktno je srazmjeran i opterećenju koje je povezano na prijemni čvor [23].

Energetski elementi i električne komponente projektovane su tako da rade pri vrijednostima napona koje su približne nazivnoj. Previsok napon može biti štetan za električne uređaje. Problemi sa visokim naponskim nivoom obično se javljaju kada su promjene neočekivane ili nekontrolisane. U EES povišeni naponi mogu biti prolazni i trajni. Dugotrajnim povišenim naponom smatra se naponski nivo 110 % nazivne vrijednosti, ili iznad toga, koji traje minut ili duže [24].

Dugotrajni povišeni napon najčešće se pripisuje prekomjernim korekcijama pada napona na prenosnim i distributivnim vodovima. Pad napona na energetskom provodniku uobičajena je pojava. Na lokacijama sa malom gustinom opterećenja i velikom gustinom distribuirane proizvodnje, kao što je slučaj u prigradskim i ruralnim područjima, dugi vodovi uvećavaju problem. Impedansa uzrokuje pad napona duž voda, kao i tok energije, koji se povećava u cilju zadovoljavanja potreba opterećenja, dok obrnuti tok energije izaziva povećanje napona.

Injektiranje aktivne snage izaziva povećanje napona izvoda. Uticaj potrošnje na pad napona i proizvodnje na porast napona, smatraju se dnevnim ili sezonskim fluktuacijama. Integriranim povećanjem količine distribuirane proizvodnje u distributivnoj mreži, mogu se češće očekivati dugotrajni povišeni naponi.

Previsoki naponi smatraju se jednom od najozbiljnijih prepreka za integraciju velike količine energije u ruralnim distributivnim mrežama. Da bi se izbjegli potencijalni kvarovi ili smanjenje životnog vijeka opreme, standardi navode neke normalne opsege za napajanje distributivnih mreža. Visok nivo penetracije iz skupa PV sistema može negativno uticati na naponski profil, podizanjem napona iznad standardnih ograničenja, usljed malog opterećenja i visokog nivoa zračenja. Uticaj na napon glavni je predmet analize, prilikom planiranja i projektovanja velikih mreža PV sistema. Promjena naponskog profila zavisna je od profila opterećenja, kao i broja izvoda povezanih na istu trafostanicu.

Standardom IEC 61000-2-1 [24], fluktuacije naponu opisane su kao ciklične promjene naponske envelope ili niza slučajnih naponskih promjena do ± 10 % od nazivne vrijednosti. Priključenja ili isključenja velikih potrošača ili kondenzatorskih baterija mogu uticati na fluktuacije napona. U NN mrežama aparati za domaćinstva imaju najveći udio u ukupnom opterećenju, ali njihov pojedinačni uticaj je mali.

Fluktuacije napona u NN mreži posljedica su promjenljivih opterećenja, početka rada motora, djelovanja na podešavanje regulacije napona u trafostanici i drugih operativnih prilagođavanja sistema snabdijevanja i opreme koja je povezana na njega. U normalnim okolnostima, vrijednost brzih promjena napona ograničena je na 3 % od nazivne vrijednosti napona. Na napojnoj mreži nerijetko se, međutim, mogu pojaviti promjena napona veća od 3 %. Osim toga, izuzetna promjena opterećenja ili prebacivački manevar, mogu izazvati napon čija vrijednost izlazi iz dozvoljenih granica, što je prihvatljivo za nekoliko desetina sekunde, ako se u VN/SN trafostanici obavlja poprečna regulacija pod opterećenjem. Fluktuacije napona u NN mreži mogu prouzrokovati flikere [24].

U umjerenim klimatskim uslovima, kratke fluktuacije solarnog zračenja i njihov uticaj na elektrodistributivnu mrežu može postati važno pitanje u vezi sa velikim nivoom PV penetracije. Fluktuacija izlazne snage PV sistema, izazvana kretanjem oblaka, može dovesti do nepredvidivih napona u čvorovima, uglavnom u ruralnim mrežama. U tipičnim evropskim distributivnim mrežama fluktuacije napona izazvane PV proizvodnjom, generalno ne predstavljaju problem. U slabijim mrežama ili mikromrežama, međutim, situacija se mora ispitati u zavisnosti od konkretnog slučaja. U NN EDM sa visokim nivoom PV penetracije, kretanje oblaka može izazvati neprihvatljive oscilacije napona na krajnjoj tački dugih distributivnih vodova.

ODS ima zadatak da planira i upravlja mrežom na takav način da se napon, koji je pored frekvencije osnovni pokazatelj stabilnosti EES, u svakom čvoru održi u dozvoljenim okvirima. Taj zadatak može biti izazov za elektrodistributivnu mrežu okarakterisanu visokim udjelom distribuirane proizvodnje i radijalnim izvodima.

U istraživanjima u oblasti regulacije napona razmatrano je nekoliko dostupnih strategija za korekciju i sprječavanje previsokog napona. U tehnike za ublažavanje rasta napona pri povišenoj PV penetraciji spadaju [15]:

- a) Ograničenje PV penetracije: ODS nameće a priori ograničenje broja mikro generatora koji mogu biti povezani na mrežu, a da njihov rad u bilo kom trenutku neće izazvati preveliku vrijednost napona u bilo kom čvoru u mreži.
- b) Smanjenje PV proizvodnje: Dozvoljeno je da mikro PV jedinice budu priključene na mrežu pod uslovom da se isključe sa mreže kada napon dostigne vrijednost iznad vrijednosti navedene propisima. To je a posteriori ograničenje koje se aktivira kada integracija mikro PV sistema izazove previsokoki napon. Kada je vrijednost napona u bilo kom čvoru elektrodistributivne mreže iznad granične vrijednosti, izlazna aktivna snaga PV sistema smanjuje se dok napon ne dostigne vrijednost unutar dozvoljenih granica. Kada dođe do prekoračenja dozvoljene vrijednosti napona u čvorovima u blizini potrošača, isključuje se PV jedinica koja je u čvoru sa najvećim odstupanjem, a zatim i druge PV jedinice, dok se napon ne vrati u prihvatljivu vrijednost. Takav pristup ne odgovara investitorima PV sistema, zbog gubitaka u приходима. Stoga se navedena mjera, iako pouzdana, predlaže kada se iscrpe svi uobičajeni načini kontrole napona.
- c) Podrška reaktivnom snagom: Sposobnost PV invertora da upravlja reaktivnom snagom, koristi se za kontrolu napona u čvoru priključenja PV sistema. Invertori u okviru PV sistema, koji imaju mogućnost promjene faktora snage, regulaciju obavljaju lokalno. Takvo rješenje, usljed niskih induktivnih karakteristika NN kablova nije jednostavno. Poboljšanje te tehnike u distributivnim radijalnim mrežama je marginalno, mada postoje primjeri gdje može biti efikasno. Alternativno, podrška reaktive snage može se ostvariti preko uređaja energetske elektronike, kao što su STATCOM (Static Synchronous Compensator) ili SVC (Switched Virtual Circuit), koji apsorpcijom reaktivne snage mogu ublažiti rast napona izazvan PV izvorom. Te lokalne metode kompenzacije imaju nekoliko prednosti u pogledu: efikasnosti, optimizacije gubitaka u mreži, fleksibilnosti, pouzdanosti, maksimiziranja vijeka trajanja opreme itd. One, međutim, imaju neke monetarne implikacije, kao što su potreba za senzorima za komunikaciju i složenim sistemima kontrole [15] [25] [26]. Doprinos reaktivne snage od strane PV invertora može se realizovati jednim od sljedećih oblika:

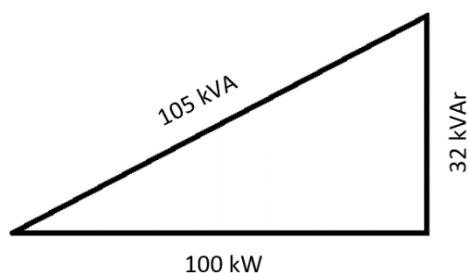
- Fiksni faktor snage, $\cos \varphi$;
- Karakteristika faktora snage kao funkcija injektirane aktivne snage, $\cos \varphi = f(P)$;
- Konstantna reaktivna snaga, Q ;
- Reaktivna snaga kao funkcija izlaznog napona, $Q(U)$.

Prividna nazivna snaga invertora, S može se razložiti na P i Q komponente relacijom 3.4:

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)} \quad (3.4)$$

$P - Q$ sposobnost PV sistema je sposobnost da intenzivno obezbijedi aktivnu i reaktivnu snagu, a postiže se zavisno od nazivne snage invertora i količine DC energije dostupne na ulazu (opširnije je dato u nastavku primjerom b) u poglavlju 3.1).

Implementacija inteligentnog kontrolora omogućava upravljanje generisanjem aktivne i generisanjem/apsorpcijom reaktivne snage. Pomoću odgovarajućeg prekidača, inverter može mijenjati radni režim. Primjera radi, ako je nazivna prividna snaga invertora - S jednaka 10 kVA, a vrijednost aktivne snage koja je dostupna od strane modula - P je 8 kW, inverter je sposoban da isporuči ili apsorbira 6 kVAr reaktivne snage - Q . Ako je dostupna aktivna snaga 4 kW, tada inverter može isporučiti/apsorbovati 9,16 kVAr. Inverter će izgubiti sposobnost raspoloživosti reaktivne snage u slučaju da je vrijednost aktivne snage, koja je dostupna iz modula jednaka nazivnoj prividnoj snazi, a ako je P jednako nuli, kapacitet invertora može poslužiti samo za raspoloživost reaktivne snage. Izbor veličine invertora diktira mogućnost učešća PV sistema u regulaciji napona. Mada je praksa da se nazivna snaga invertora usklađuje sa maksimalnom snagom koju može generisati PV modul, $S = P_{\max}$, postoji mogućnost tzv. predimenzionisanja invertora. Ako se nazivna prividna snaga invertora poveća samo 5 % u odnosu na $P_{\max}$, može se obezbijediti 32 % dodatnog kapaciteta reaktivne snage, kao što je prikazano na slici 3.2 [23]:



Slika 3.2: Efekat predimenzionisanja invertora na raspoloživost reaktivne snage [23]

- d) Automatska regulacija napona na transformatoru: U distributivnu mrežu mogu se ugraditi transformatori koji su opremljeni poprečnom regulacijom pod opterećenjem, koji bi omogućili regulaciju napona podešavanjem magnitude napona i pomjeranjem faznog ugla. Tradicionalni SN/NN transformatori nemaju mogućnost regulacije napona pod opterećenjem. To su transformatori sa manuelnom regulacionim naponom, koriste se za povećanje ili smanjenje napona izvoda, kako bi obezbijedili da je napon duž cijelog izvoda

u granicama iznad minimalnog za vrijeme preopterećenja, a ispod maksimalnog za vrijeme malog opterećenja. Primjena tehnike poprečne regulacije pod opterećenjem je efikasna, ali zahtijeva zamjenu transformatora u trafostanicama, što nije isplativo. Transformatori sa poprečnom regulacijom pod opterećenjem su snabdjeveni relejem, koji automatski povećava ili smanjuje napon promjenom broja namotaja u skladu sa potrebom, što poboljšava performanse, smanjuje troškove održavanja preko tradicionalnih mehanizama i može da obezbijedi koordinisanu kontrolu u komunikaciji. Regulacija je obično moguća u 30 otcjepa sa po 1 %. Podešavanje poprečne regulacije može se postići za nekoliko sekundi, ali se obično pomjera na 20 sekundi, u cilju izbjegavanja nepotrebne operacije zbog mogućih kratkoročnih fluktuacija napona. Distributivni transformatori obično su opremljeni sa po 5 otcjepa, koji se ne mogu podešavati pod opterećenjem. Stoga, njihov doprinos kontroli napona je ograničen. Ipak, koriste se za kompenzaciju pada ili porasta napona na SN strani, a samim tim raspoloživi su za podršku naponu NN mreže.

- e) Kondenzatorske baterije za skladištenje električne energije: U nevršnim periodima višak energije ne injektira se u mrežu, nego se koristi za punjenje uređaja za skladištenje i tako se spriječava da dođe do previsokog napona. U suštini, svaki PV modul bi trebao biti priključen na sistem baterije. U slučaju nastanka povišenja napona iznad dozvoljene vrijednosti u nekom čvoru ili čvorovima, PV sistem koji je doprinio tome će biti isključen sa mreže i počće da puni baterije dok u potpunosti ne popuni svoj skladišni kapacitet. Zatim, u noćnim satima, kada opterećenje dostigne maksimum, tada je napon nizak, baterije završavaju svoju funkciju i vraćaju skladištenu energiju u mrežu. Pražnjenje baterije je umjereno, kako ne bi došlo do naglih promjena napona. Ta procedura može da se primijeni u čvoru sa najvišim odstupanjem napona i nekoliko susjednih čvorova dok se ne dostignu optimalne vrijednosti napona. Umjesto da se vrati u mrežu, energija iz baterije može da se koristi za sopstvene potrebe i tako smanji ukupnu preuzetu energiju iz mreže. U ograničenja koja se odnose na mogućnost skladištenja energije baterijom spadaju: vrijeme pražnjenja i snaga baterije.

Sistemi za skladištenje mogu da pruže značajnu podršku distribuiranim izvorima električne energije. Svojom mogućnošću da skladište električnu energiju i puste je u neko drugo vrijeme, bez ograničenja u intenziviranju, sistemi za skladištenje bi, npr. mogli da učestvuju u alternativnoj regulaciji frekvencije. Skladištenje ima mogućnost da smanji cijene intenziviranja izazvanog promjenljivim izvorima energije (i deterministički i stohastički) samim tim što dopunjavaju mogućnosti termoelektrana i pumpnih hidro skladištenja, koje su odgovorne za te usluge. Osim toga, skladištenje može obezbijediti reaktivnu snagu, doprinoseći tako regulaciji napona i većoj snazi kratkog spoja u mreži. Pored tih relevantno bezbjedonosnih karakteristika za EES, skladištenje može da posluži rasterećenju EDM, izvodeći takozvano poravnanje pikova. Na primjer, u podne sunčanog dana vikenda, kada je opterećenje malo, PV proizvodnja može prevazići nivo koji je dozvoljen od lokalnih termičkih granica za vodove i transformatore, tim prije što je posrijedi činjenica da EDM obično nijesu dimenzionisane u skladu idejom o prisustvu DIEEE. U tom slučaju, sistemi za skladištenje mogu da preuzmu višak energije i rasterete mrežu, a da je opet pruže, kad je potrebna. Iz perspektive sistema velikih razmjera, skladištenje energije tokom viška proizvodnje može omogućiti da nefleksibilne termoelektrane zadrže proizvodnju električne energije. Kako troškovi kWh iz PV sistema

padaju, za vlasnike malih PV sistema, potrošnja energije koju proizvode njihovi sistemi u odnosu na kupovinu od snabdjevača, postaje finansijski privlačnija. Što je razlika u cijeni veća, skladištenje energije, koje se u tom slučaju realizuje baterijom, postaje atraktivnije [6] [15].

- f) Metoda sopstvene potrošnje: Mogućnost odobravanja domaćinstvima da proizvode električnu energiju za sopstvene potrebe, podrazumijeva redukciju opterećenja gledano od strane TS, čime se smanjuje rizik od povišenog napona.
- g) Upravljanje energijom potrošača: Adekvatno upravljanje kućnim aparatima može povećati opterećenje u nevršnim periodima, te spriječiti nedozvoljeni rast napona.
- h) Nova infrastruktura mreže: Na naponske prilike može se uticati izgradnjom novih vodova koji će podnijeti naprezanje izazvano mikro izvorima. Rješenje u vidu promjene elemenata infrastrukture je skupo, samim tim poželjno ga je izbjeći.

Ako se isključi tehnika a), kao restriktivna za PV sisteme, sljedeće četiri tehnike (od b) do e)), u literaturi navedene su i razmotrene kao one koje mogu postići efikasnije rezultate u regulaciji napona.

Glavni problem u vezi sa smanjenjem napona u trafostanici je da ODS mora obezbijediti da smanjenje napona u trafostanici ne utiče negativno na ostale potrošače koji pripadaju ostalim izvodima, ako postoji više od jednog izvoda. Kada je posrijedi regulacioni otcjep, nijesu svi NN transformatori opremljeni regulacijom. Štaviše, s obzirom na to da se regulacioni otcjepi ne mogu često mijenjati, teško je odrediti položaj, koji odgovara u obje situacije: sa PV proizvodnjom i bez nje, a da se ispoštuju gornja i donja granica napona. Jačanje vodova je skupo, naročito kada su posrijedi podzemni kablovi. Zbog relativno malog odnosa X/R u NN mreži, regulacija napona potrošnjom reaktivne snage od strane PV izvora manje je efikasna od ograničenja aktivne snage. Ograničenje aktivne snage, međutim, rezultira potpunom gubitku prihoda, jer PV izvor nije u potpunosti iskorišćen u odnosu na raspoloživu energiju Sunca. Umjesto ograničenja aktivne snage, može se koristiti skladištenje energije, ali u tom slučaju treba uzeti u obzir cijenu kompletne instalacije PV sistema. Regulacija napona u čvorovima u izvjesnoj mjeri je moguća reaktivnom snagom, u cilju potpunog iskorišćenja dostupne energije Sunca. Potrošnja reaktivne energije od PV sistema, međutim, može dovesti do povišenih gubitaka i više struje u vodovima. Konfiguracija mreže, npr. X/R odnos značajno utiče na performanse kontrole napona. U VN mreži, gdje je X/R odnos značajno veći, moduo napona je dominantno pod uticajem reaktivne snage, dok aktivna snaga dominantno utiče na ugao napona. U NN mreži, na moduo napona utiču i aktivna i reaktivna snaga. Manji odnos X/R čini reaktivnu snagu manje efikasnom u regulisanju intenziteta napona. Reaktivna snaga je, takođe, ograničena, kako se ne bi prekoračila dozvoljena granica struje u vodovima ili rejting PV invertora. S ekonomske tečke gledišta, međutim, strategija reaktivne snage smanjuje troškove PV integracije, kao alternativno rješenje za podršku mreži, za razliku od skladištenja i ograničenja aktivne snage, koja podrazumijevaju višu cijenu [24].

Neizvodljivo je jednu od navedenih tehnika za rješavanje ili ublažavanje problema regulacije napona proglasiti najboljom, jer ne postoji jedna univerzalna strategija koja je uvijek efikasna i ekonomski isplativa. Postoje brojni faktori koji utiču na uređaje za regulaciju napona u mreži, kao na primjer: mjesto gdje su smješteni, optimalno dimenzionisanje, kao i profili potrošnje i proizvodnje.

U većini slučajeva, nekoliko generatora malih dimenzija neće uticati na rad distributivnog sistema, a samim tim njihov uticaj na kvalitet električne energije i naponski profil mogu se zanemariti.

Uključivanje većeg broja mikro PV izvora u sistem koji nije konstruisan za takav radni režim, moglo bi, međutim, dovesti do poremećaja u sveobuhvatnoj dinamici EES. S obzirom na to da se obrnuti tok električne energije u distributivnim mrežama smatra problemom bliske budućnosti, predmet je mnogih istraživanja. Ruralna područja, koja karakteriše veća razućđenost i udaljenost potrošača od trafostanice, privlače posebnu pažnju kada je posrijedi analiza uticaja mikro DİEE na naponske prilike.

Dva vremenska perioda za koja su tipični različiti obrasci potrošnje i PV proizvodnje interesantna su za analizu porasta napona i dvosmjernog toka energije. To su noćni sati za koje su tipična visoka potrošnja u stambenim područjima i niska PV proizvodnja, kada može doći do problema pada napona i period oko podneva, kada je nivo PV penetracije visok, a potrošnja u stambenim područjima mala, te može doći do povišenog napona [24].

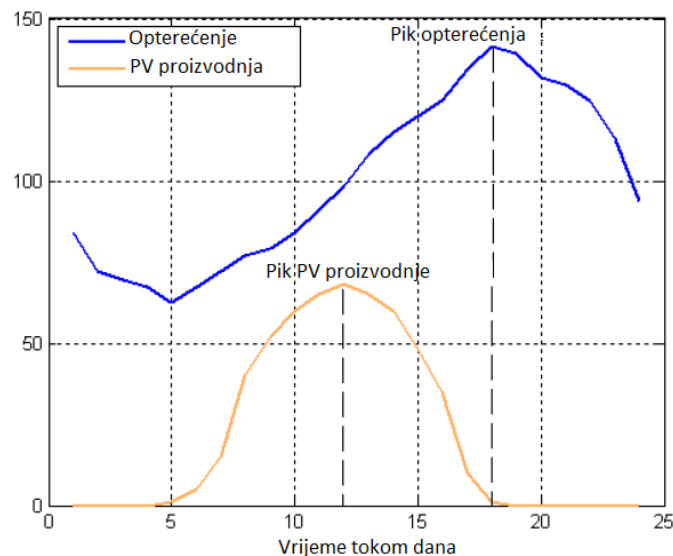
3.1. Pregled istraživanja u oblasti regulacije napona

Integracija PV sistema podstakla je brojna istraživanja u oblasti regulacije napona. Izdvojeno je nekoliko primjera:

a) Primjer automatske regulacije u napojnoj TS

Tipičan dnevni dijagram opterećenja i sunčevog zračenja prikazan je na slici 3.3. Može se primijetiti da je pik opterećenja zabilježen u 18 h, a pik proizvodnje javlja se oko 12 h. Vremenska razlika maksimalne proizvodnje i maksimalne potrošnje rezultira u negativan uticaj na regulaciju napona, a samim tim na smanjeni benefit za EES.

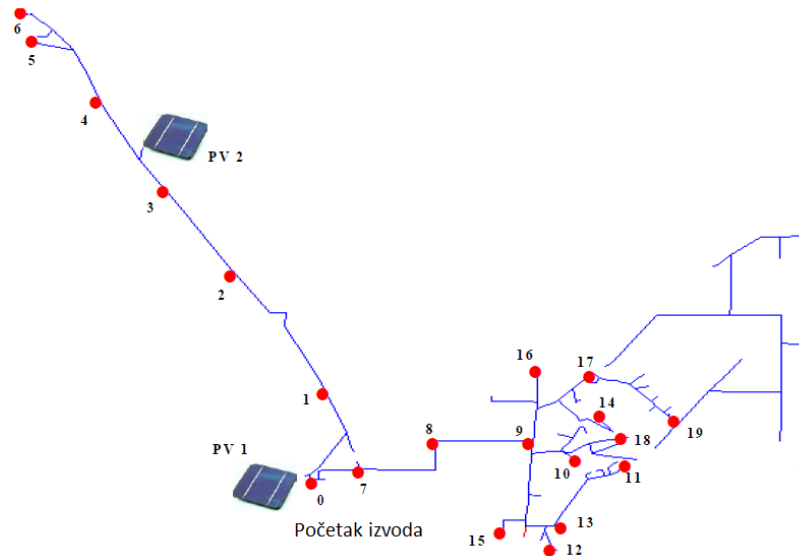
Primjerom analize u kojem su tokovi sanga praćeni u periodu od 24 sata, prikazano je kako porast nivoa PV penetracije utiče na vrijednost napona u ćvoru distributivnog izvoda na kojem je izvor prikljućen [27].



Slika 3.3: Dnevna promjena profila PV proizvodnje i pofila opterećenja [27]

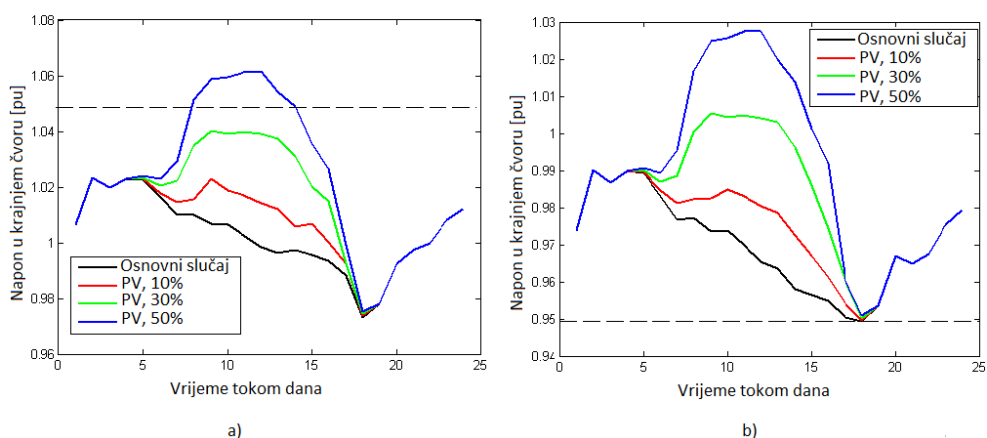
Analizom je uzeta u obzir regulacija napona u TS. Podešavanjem sistema kontrole, omogućeno je regulatoru da promijeni svoj regulacioni otcjep u cilju očuvanja napona u čvorovima sistema u dozvoljenim granicama. Porastom PV penetracije, raste odstupanje napona u krajnjim čvorovima izvoda.

Na slici 3.4 prikazan je model distributivnog izvoda na kojem su priključeni PV sistemi. Prikazani izvod ima dvije grane. Mjesto priključenja jednog PV sistema je na početku izvoda, dok je drugi priključen pri kraju jedne grane.



Slika 3.4: Model distributivnog izvoda na kojem su priključeni PV sistemi [27]

Na slici 3.5 prikazana je promjena napona u krajnjem čvoru grane na kojoj je priključen PV sistem.



Slika 3.5: Napon u krajnjem čvoru u uslovima PV penetracije sa: a) postojećim postavkama kontrole napona, b) regulatorom podešenim na smanjenu vrijednost napona [27]

Promjena napona praćena je od osnovnog slućaja tj. slućaja odsustva PV proizvodnje do 10, 30 i 50 % nivoa PV penetracije, u periodu od 24 sata za dva scenarija: a) početna podešavanja regulatora u TS nepromijenjena su pri porastu PV penetracije i b) automatskom regulacijom smanjena je vrijednost napona kako bi se obezbijedilo da pri nivou PV penetracije od 50 %, vrijednost napona ne izađe iz dozvoljenih okvira. Vrijednost napona izražena je u jedinićnim vrijednostima. Smanjenje početne vrijednosti napona regulacijom, rezultira smanjenjem osnovnog naponskog nivoa u periodu od 24 sata, pri ćemu je napon u periodu vršnog opterećenja, od 17 do 19 h, povišen. Na osnovu rezultata analize prikazanih na slici 3.5 zaključuje se da je regulator napona doprinio povećanju mogućeg nivoa PV penetracije na nivou distributivnog izvoda [27] [28].

U uslovima visokog nivoa PV penetracije, međutim, napon nije moguće ublažiti regulatorima. U cilju ublažavanja uticaja PV proizvodnje na naponske prilike, potrebno je da ODS u skladu sa raspoloživim metodama ukljući znaćajne mjere za doprinos regulaciji napona.

Navedenim primjerom tretiran je SN izvod ćija napojna TS ima mogućnost regulacije napona pod opterećenjem. Trafostanice na NN nivou imaju samo mogućnost manuelne regulacije, koja se podešava u skladu sa potrebom da vrijednost napona duć izvoda ostane u granicama dozvoljenog opsega. U slućaju dugih radialnih vodova, usljed pada napona duć izvoda, regulacija bi trebala biti podešena na veću vrijednost napona u napojnoj taćki, kako bi se obezbijedilo da u krajnjim ćvorovima vrijednost napona ne bude nića do dozvoljene. S druge strane, visok nivo PV penetracije izazvao bi previše visok napon, što znaći da bi na regulaciju napona trebalo uticati tokom dnevnih promjena u dijagramima potrošnje i PV proizvodnje, a takav pristup nije praktićan [27] [29].

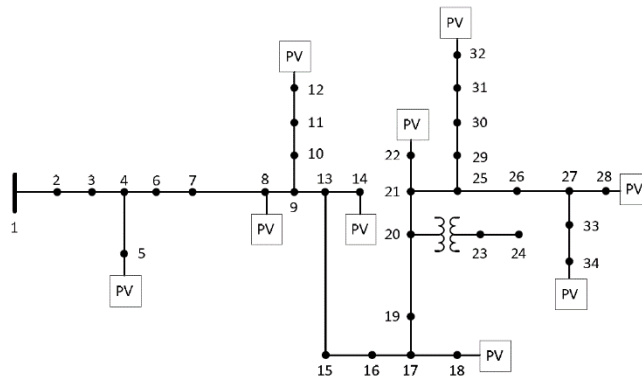
b) Primjer optimizacije ukupne prividne snage PV sistema

Da koordinacija kontrole aktivne i reaktivne snage PV invertora moće riješiti probleme regulacije naponskog profila i pri tome smanjiti potrebu za ukupnom energijom javnog snabdjevaća u EES, prikazano je primjerom analize na IEEE testnom sistemu sa 34 ćvora, koji je dat na slici 3.6. U tu svrhu, definisan je nelinearni problem optimizacije u kojem je minimizovana ukupna potreba za energijom u sistemu, uzimajući u obzir ogranićenja u sistemu kao što su: naponski profil i tokovi snaga. Predloćena praksa znaćajno moće poboljšati funkcionisanje sistema. Ako im se dozvoli regulacija i aktivne i reaktivne snage, PV sistemi mogu da smanje ukupne potrebe za elektrićnom energijom na nivou EDM. Opisani proces naziva se optimizacija prividne snage, a implementiran je rješavanjem nelinearnog problema optimizacije [30].

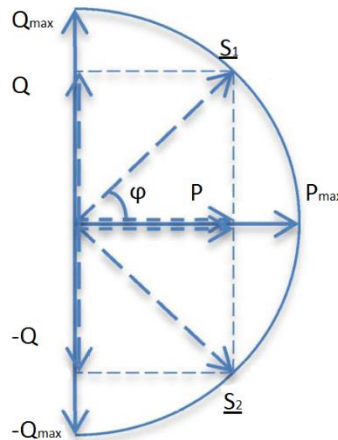
Doprinos istraćivanja je u tome je da pokaće kako u cilju prućanja maksimalne koristi EES, injektiranje snage iz PV sistema moće biti optimizovano u stacionarnim uslovima rada. U tu svrhu predloćena je nadzorna kontrola za odrećivanje aktivne i reaktivne snage u prikljućnim ćvorovima svakog invertora u mreći.

Problem optimizacije pojednostavljeno je formulisan tako da samo PV invertori ućestvuju u optimizaciji. Podešavanjem PV invertora preko nadzornog sistema upravljanja efikasno se moće smanjiti ukupna potreba za energijom od javnog snabdjevaća. U zavisnosti od doba dana i stepena sunćevog zraćenja, svaki PV sistem u stanju je da injektira odrećenu vrijednost aktivne snage u distributivni sistem. Optimizacijom prividne snage, za razliku od uobićajene prakse da se pomoću MPPT algoritma proizvodi maksimalna moguća aktivna snaga, predlaće se podjela ukupnog

proizvodnog kapaciteta na aktivnu i reaktivnu snagu. Pravilnom modulacijom PV invertora moguće je stvoriti fazni pomjeraj između naponskih i strujnih talasa na AC strani, čime se postiže da inverter reaktivnu snagu može injektirati u mrežu ili apsorbovati. S obzirom na to da postoje ograničenja na maksimalnu struju koju prekidač u sklopu invertora može tolerisati, proizvodnja aktivne snage redukuje se u odnosu na svoju maksimalnu vrijednost. Jednostavan i praktičan pristup je u tome da se izjednače najveća moguća aktivna snaga koju može proizvesti PV modul sa maksimalnom prividnom snagom invertora, što znači da će putanja prividne snage biti na dijelu kružnice prikazanom na slici 3.7 [30] [31] [32].



Slika 3.6: IEEE testni primjer mreže sa 34 čvora [30]



Slika 3.7: Šema učešća aktivne i reaktivne snage u ukupnoj prividnoj snazi [30]

Na osnovu dijagrama na slici 3.7 zaključuje se da u slučaju proizvodnje maksimalne aktivne snage $P_{\max}$, reaktivna snaga ne može biti injektirana ili apsorbovana. Ako se maksimalna reaktivna snaga $Q_{\max}$ injektira ili apsorbuje, aktivna snaga ne može biti proizvedena. Cilj optimizacije ukupne prividne snage je pronalaženje optimalne vrijednosti aktivne i/ili reaktivne snage za svaki PV sistem tokom svakog vremenskog perioda, tako da ukupna potreba za energijom gledano do strane

napojne TS bude minimizovana. Po principu optimizacije, PV sistem može raditi u prvom kvadrantu (S_1) koji predstavlja mogućnost proizvodnje reaktivne snage, ili u četvrtom kvadrantu, koji predstavlja mogućnost apsorpcije reaktivne snage (S_2). Prikazani pristup optimizacije pretpostavlja da su vrijednosti svih opterećenja i druga radna stanja sistema, kao što su baterije i podešavanja uređaja za regulaciju napona, za određeni period poznati i fiksni. Pretpostavlja se da je prividna snaga svakog PV sistema poznata. Pod takvim okolnostima ukupna potrebna prividna snaga u distributivnom sistemu može se izraziti kao funkcija ugla faktora snage invertora (relacija 3.5) [30]:

$$S_{\text{potrebno}} = f(\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_{n_{PV}}) \quad (3.5)$$

gdje je: n_{PV} broj PV sistema, φ_i predstavlja uglove faktora snage PV sistema. Ograničenja problema optimizacije mogu se definisati kao [30]:

$$P_i > 0 \text{ za } i = 1, 2, \dots, n_{PV} \quad (3.6)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \text{ za } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.7)$$

$$I_i \leq I_{i \max} \text{ za } i = 1, 2, \dots, m \quad (3.8)$$

U relacijama 3.5 – 3.8 „n“ i „m“ predstavljaju brojeve čvorova i grana u mreži, respektivno. Ograničenje 3.6 ukazuje na to da svi PV sistemi moraju proizvoditi aktivnu snagu. Ograničenjem 3.7 zahtijeva se da naponi u svakom čvoru moraju ostati u granicama dozvoljenog. Ograničenje 3.8 odnosi se na to da struje u svim granama moraju biti manje od maksimalnih graničnih vrijednosti.

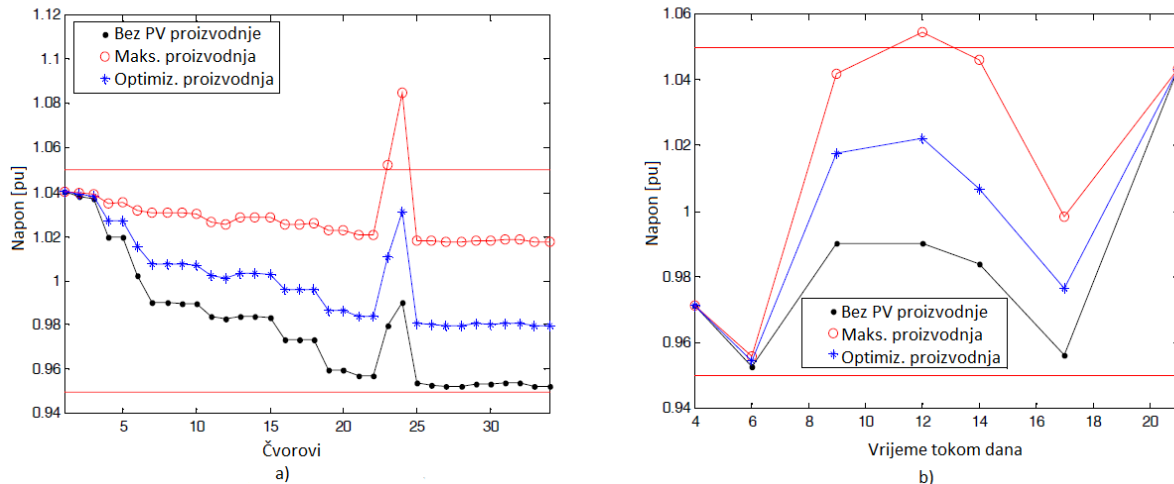
Analizom su uzete u obzir varijacije opterećenja i sunčevog zračenja u pet različitih sati tipičnog sunčanog dana, koje demonstriraju sljedeće uslove: malo opterećenje i mali nivo zračenja (6 h), visoko opterećenje i visok nivo zračenja (9, 12 i 14 h) i visoko opterećenje i mali novo zračenja (17 h).

Simulacija je realizovana prvo za scenario EES bez priključenih PV sistema. Zatim je razmatrano priključenje devet sličnih PV instalacija, čiji je zbirni nivo peretracije 10, 20 i 30 % od ukupnog vršnog opterećenja, respektivno. Pri svakom od navedenih nivoa proizvodnje i za svaki sat, simulacijama je tretirana proizvodnja isključivo aktivne snage.

U cilju prikaza efekata apsorpcije reaktivne snage invertorom, na vrijednosti napona u čvorovima, izdvojen je primjer naponskog profila izvoda za period visokog opterećenja i visokog stepena sunčevog zračenja, slika 3.8. a). Uočava se da kada je maksimalna aktivna snaga plasirana iz PV sistema, naponski profil može doseći vrijednost veću od njegovih dozvoljenih granica.

Na slici 3.8. b) prikazan je primjer naponskih prilika u čvoru sa kraja izvoda, u uslovima 20 % PV penetracije. Sa slike 3.6. b) uočava se da je granična vrijednost napona prekoračena čak i pri nivou PV penetracije od 20 %. Primjerom je, međutim, prikazano da optimizovana energija PV sistema može vrijednost napona efikasno držati u okviru ograničenja [30].

Primjerom analize prikazano je da PV sistemi imaju mogućnost da daju doprinos optimizaciji EES, te da proizvodnja maksimalna moguće aktivne snage ne mora rezultirati najboljom operativnom praksom, kako iz perspektive smanjenja potreba za energijom, tako i iz perspektive naponskih prilika.



Slika 3.8: a) Naponski profil u sistemu u 12 h pri nivou penetracije PV sistema 30 % i b) promjena napona u čvoru tokom 24 sata pri nivou penetracije PV sistema 20 % [30]

c) Primjer statičke karakteristike primarne regulacije frekvencije ($P = f(f)$) i napona ($Q = f(U)$) za PV sistem

Strategija kontrole izlazne aktivne i reaktivne snage iz PV sistema, koja je primjerom predložena, zasniva se na unaprijed određenim referentnim vrijednostima za otpremu aktivne i kompenzaciju reaktivne snage. Implementirana je upotrebom lokalne logike, koja izračunava seriju vrijednosti statičkih $P = f(f)$ i $Q = f(U)$ karakteristika, koje su primijenjene u okviru provjere.

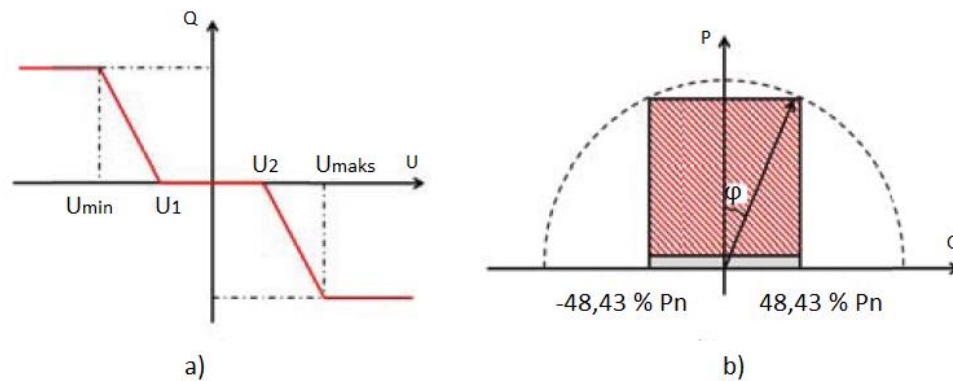
Prema CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) 0-16 i CEI 0-21 standardima, svaki DIEEE, koji je priključen na mrežu preko invertora, a nazivne snage veće od 6 kW, u cilju kontrole napona, treba da učestvuje u regulaciji reaktivne snage u mreži, upotrebom odgovarajuće statičke $Q = f(U)$ karakteristike. Standardima je uvedeno i ograničenje aktivne snage, korišćenjem $P = f(f)$ karakteristike.

DIEEE mogu da mijenjaju reaktivnu snagu, koristeći statičku $Q = f(U)$ karakteristiku, kao što je prikazano na slici 3.9. a), a na osnovu izmjerenog napona na sabirnici, koji je u okviru $\pm(0,4843)P_n$, kao što je prikazano na slici 3.9. b) [28] [33].

Kontrolne šeme, strategije i dinamičke karakteristike invertora, razlikuju se od onih karakterističnih za konvencionalne mašine. Invertorske jedinice imaju mogućnost da kontrolišu promjenu aktivne i reaktivne snage u skladu sa trenutnim stanjem u mreži, uglavnom mijenjanjem

referentnih vrijednosti kontrolora. U praksi, oni kontrolišu moduo i fazno ugao izlaznog napona u cilju modifikacije relacije između napona mreže i reaktanse sprege.

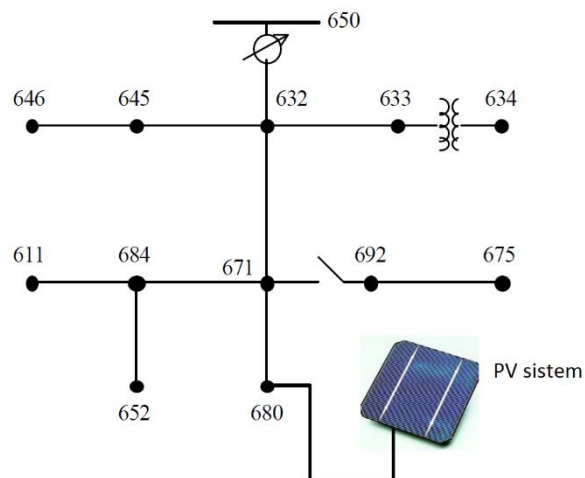
DIEE, takođe, treba da ograniče proizvodnju aktivne snage upotrebom $P = f(f)$ karakteristike, zasnovanoj na lokalnom mjerenju frekvencije, u rasponu od nazivne snage (P_n) do nule. Takav sistem kontrole je naročito važan u cilju sprječavanja pojave nenamjernog ostrvskog rada.



Slika 3.9: a) Statička karakteristika $Q = f(U)$ i b) $P - Q$ sposobnost [33]

d) Primjer uticaja PV sistema na naponski profil izvoda

Studija učešća PV sistema u regulaciji napona realizovana je simulacijama na primjeru IEEE izvoda sa 13 čvorova i PV sistemom priključenim u krajnjem čvoru izvoda. Posmatrani izvod prikazan je na slici 3.10 [34].

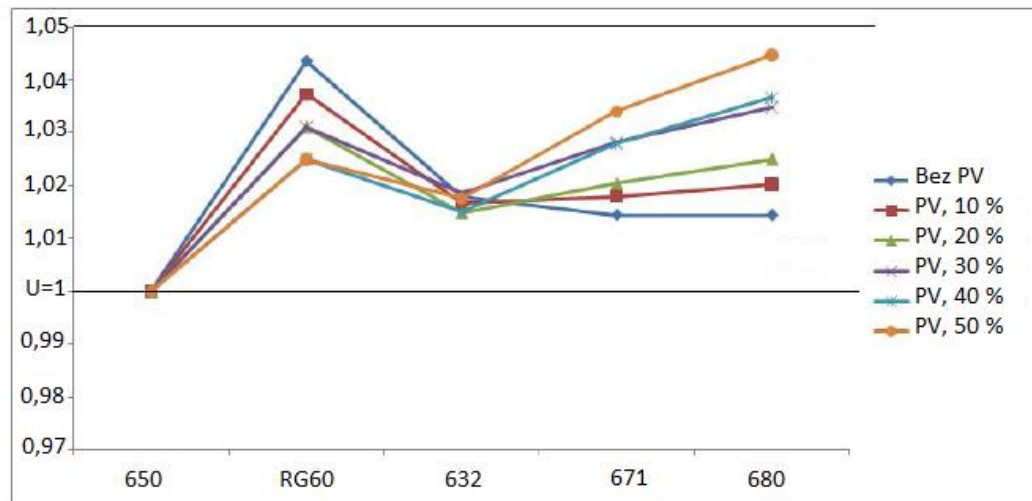


Slika 3.10: IEEE primjer izvoda sa 13 čvorova i PV sistemom priključenim u jednom čvoru [34]

Prototip profila zračenja za različite vrijednosti nivoa PV penetracije: od 10 do 50 %, kreiran je na osnovu podataka o promjeni zračenja tokom godine.

Na slici 3.11 prikazane su promjene napona u čvorovima od TS duž izvoda, do krajnjeg čvora, izazvane promjenom nivoa PV penetracije.

Na grafičkom prikazu čvor 650 predstavlja napojni čvor izvoda, dok RG60 označava vrijednost napona na početku izvoda koja je posljedica regulacije napona u TS. Sa grafičkih prikaza može se primijetiti da je krajnji čvor izvoda (čvor 680, u kojem je priključen PV sistem), najviše podlegao promjenama vrijednosti napona, pod uticajem PV sistema [34].



Slika 3.11: Promjena faznog napona od TS do kraja izvoda za različiti nivo PV penetracije [34]

4. ZASTUPLJENOST I PRISTUPAČNOST PV SISTEMA

4.1. Trend u svijetu

Manje od 2 % od ukupne globalne električne energije proizvodi se iz PV sistema. No, to će se promijeniti. Prema izvještaju IRENA (International Renewable Energy Agency), ta brojka bi do 2030. mogla porasti na 13 % [36].

Prvenstveno usljed smanjenja troškova, solarna industrija spremna je za masovnu ekspanziju, a samim tim i za značajan doprinos revoluciji sistema električne energije.

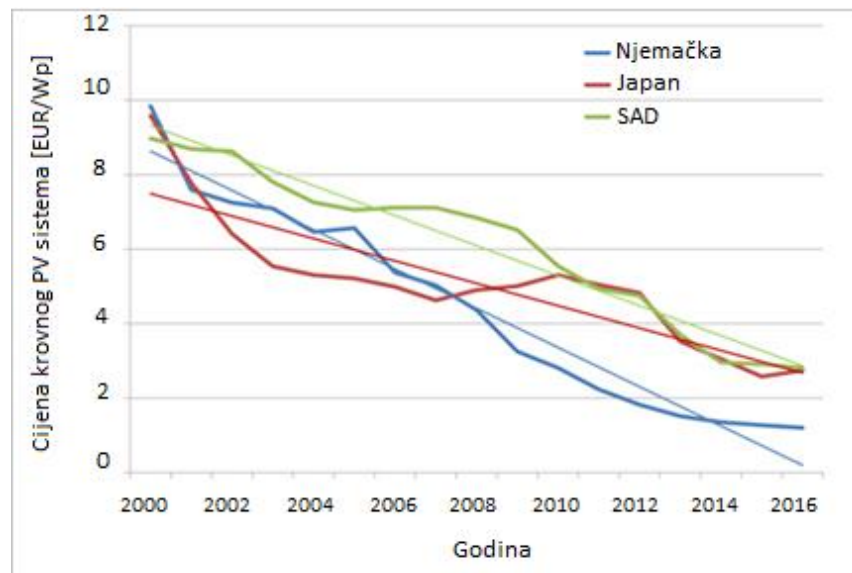
PV sistemi su najrasprostranjeniji izvori električne energije po broju instalacija, koji je u progresiji. U 2015. PV sistemi su, u ukupnom broju svih novih proizvodnih kapaciteta imali učešće od 20 %. Za 5 godina, zaključno sa 2015. globalni kapacitet je porastao sa 40 GW na 227 GW. Novih instalacija je u 2016. u ukupnoj vrijednosti bilo preko 75 GW, sa povećanjem od 33,2 % u odnosu na kraj 2015. Kapaciteti su više nego trostruki u posljednje 4 godine. Najveće povećanje u 2016. zabilježeno je u Kini (34,5 GW) i SAD-u (14,7 GW), što zajedno čini dvije trećine od ukupnog rasta u globalnim solarnim kapacitetima. Sljedeći je Japan sa 8,6 GW. Procijenjuje se da bi kapacitet PV sistema mogao da dostigne između 1760 i 2500 GW do 2030. što je značajno povećanje u odnosu na 227 GW, koliko iznosi vrijednost ukupnih instaliranih kapaciteta zaključno sa 2015.

Električna energija proizvedena iz novih PV postrojenja, koja su puštena u pogon u 2015. košta između 0,06 i 0,10 USD/kWh (američki dolar/kilovat čas) u Evropi, Kini, Indiji, Južnoj Africi, i SAD-u. U 2015. zabilježene su rekordno niske cijene, i to u: Ujedinjenim Arapskim Emiratima 0,0584 USD/kWh, Peru 0,048 USD/kWh i Meksiku 0,045 USD/kWh. Na aukciji održanoj u Dubaiju, u maju 2016. za 800 MW PV proizvodnje, postignuta je ponuda od 0,0299 USD/kWh. Iako se takve, rekordno niske cijene neće ponoviti svugdje, ukazuju na trend i značajan potencijal za dalje smanjenje troškova. Na globalnom nivou, prosječni nivelisani troškovi električne energije ili LCOE (levelized cost of electricity) proizvedene od većih komercijalnih PV sistema iznosili su 0,13 USD/kWh u 2015. Poređenja radi, električna energija proizvedena iz termo elektrana i gasnih elektrana bila je u rasponu od 0,05 do 0,10 USD/kWh. Globalni prosjek LCOE za energiju proizvedenu iz PV sistema, do 2025. mogao bi pasti 59 %. To bi PV proizvodnju učinilo najjeftinijim oblikom proizvodnje električne energije u sve većem broju slučajeva.

Od 2009. cijene solarnih modula pale su 80 %. Svakim udvostručavanjem kumulativnog instaliranog kapaciteta, usljed ekonomskih razmjera i poboljšanja tehnologije, cijena solarnih modula pada 20 %. Smanjenje troškova do 2025. sve će više zavisiti od troškova: za invertore, montažne strukture, građevinske radove itd.), tehnoloških inovacija, troškova ugradnje i održavanja, te kvalitetnog upravljanja projektima. Stoga, mnoge zemlje moraju se fokusirati na usvajanje politike koja može smanjiti troškove na tim frontovima.

Pad cijene PV modula okarakterisao je 2016. ponajviše usljed zasićenosti kineskim modulima koji su neočekivano ušli na tržište. U 2016. takođe, viđene su rekordno niske ponude za projekte u Indiji, Dubaiju i Čileu. Cijene krovnih mrežno vezanih PV sistema su se na globalnom nivou

značajno smanjile u posljednjoj deceniji. Na slici 4.1 prikazan je trend cijena za Njemačku, Japan i SAD. u periodu od 2000. do 2016.



Slika 4.1: Trend pada cijena PV sistema u svijetu [37]

Povećanje cijena u Japanu između 2007. i 2010, kao i povećanje od 2015. do 2016, posljedica su promjene deviznog kursa. U lokalnim valutama, cijene su pale. Uzimajući u obzir evropsku cijenu i dodajući naknadu od 0,14 EUR/Wp za takse, dozvole, osiguranje itd, instalisani PV sistem košta 1350 EUR/kWp bez troškova održavanja i PDV.

Budući da se povećava broj zemalja u kojima je proizvodnja električne energije iz krovnih PV sistema sve povoljnija, to je interesovanje za PV sisteme u porastu. Primjena sopstvene proizvodnje električne energije u vidu krovnih PV sistema obezbjeđuje sredstvo za smanjenje računa električne energije. U slučaju da PV sistem proizvodi više energije nego što domaćinstvo može da potroši tokom godine, u skladu sa stvarnom cijenom električne energije i lokalnim sunčevim zračenjem, investitor će postići dodatnu zaradu.

Više od polovine od ukupnih investicija u sektoru obnovljive energije uloženo je u PV sisteme. Globalna investicija je u 2015. dostigla vrijednosti: 67 milijardi dolara za krovnu PV instalaciju, 92 milijarde za sisteme u javnom sektoru i 672 miliona za off-grid primjene.

PV vrijednostni lanac danas zapošljava 2,8 miliona ljudi u proizvodnji, ugradnji i održavanju, što je najveći broj u odnosu na bilo koji obnovljivi izvor energije. Temelji se na političkom stavu u smislu rješavanja problema životne sredine. Proizvodnja iz PV sistema je već smanjila emisiju CO₂ (ugljen dioksida) 200 do 300 miliona tona godišnje, a učinak se može povećati i na jednu do tri gigatone CO₂ godišnje, do 2030. u zavisnosti od realnog rasta implemetacije PV sistema.

Dostizanje 13 % učešća u globalnoj proizvodnji električne energije do 2030. zahtijevaće više nego dvostruko prosječno godišnje povećanje kapaciteta u narednim godinama. Izvještaj daje pet reporuka koje mogu pomoći da se postigne taj porast, a to su: ažuriranje politike na temelju najnovijih inovacija, omogućavanje validne potpore nastavljanjem istraživačkih i razvojnih

aktivnosti, stvaranje globalnog standardnog okvira, mijenjanje strukture tržišta i usvajanje tehnologija koje omogućavaju pametne mreže i skladištenja električne energije.

2016. vrijedna je osvrt, kao godina koja će ostati zapamćena u istoriji obnovljivih izvora energije kako po padu cijena, tako i po instalisanim kapacitetima. Sveobuhvatnim pregledom solarne industrije, utvrđeno je da smanjenje troškova u kombinaciji sa drugim mogućim faktorima može dovesti do dramatične ekspanzije globalne PV proizvodnje. Tranzicija obnovljive energije uveliko je u toku, a solarna energija igra centralnu ulogu [36] [37] [38].

4.2. Uslovi za PV proizvodnju u Crnoj Gori

U Crnoj Gori trenutno nijesu dostupni pouzdani podaci dobijeni mjerenjima na tlu, pa je stvaranje solarnih mapa zasnovano samo na satelitskim podacima. Zbog relativno male površine teritorije Crne Gore, ne mogu se zapaziti velike razlike u prosječnim vrijednostima sunčevog zračenja. Crna Gora pokazuje veliki potencijal za proizvodnju energije iz PV sistema, budući da broj sati sunčevog zračenja iznosi preko 2000 sati godišnje za veći dio teritorije Crne Gore i više od 2500 sati godišnje duž morske obale. Količina sunčevog zračenja u Crnoj Gori, posebno u priobalnom i centralnom području, može se uporediti sa količinom sunčevog zračenja u Grčkoj ili Južnoj Italiji. Tačnije, Podgorica ima veću godišnju količinu solarne energije (1602 kWh/m^2) u odnosu na druge gradove Jugoistočne Evrope, kao što su Rim ili Atina [39].

Interesovanje za PV sisteme u Crnoj Gori za sada nije izraženo u velikoj mjeri. Zahtjevi su upućeni najčešće za priključenje na SN nivo ili na sabirnicama NN. Crnogorskom elektrodistributivnom sistemu do sada je upućeno oko 20 zahtijeva za priključenje PV sistema na NN nivo, koji su u proceduri priključenja. Njihovi ukupni instalisani kapaciteti su preko 2840 kVA, a pojedinačne instalacije su različitih dimenzija: od 0,8 kVA do 608,4 kVA.

Kao program podrške električnoj energiji proizvedenoj iz obnovljivih izvora energije, Crna Gora je izabrala sistem garantovanog otkupa električne energije po podsticajnoj cijeni od povlašćenih proizvođača, u skladu sa Zakonom o energetici i usvojenim podzakonskim aktima. Operatori postrojenja koja proizvode električnu energiju iz obnovljivih izvora energije mogu dobiti status „povlašćenog proizvođača”, a u skladu s tim stižu pravo na podsticajne cijene za proizvedenu električnu energiju pod zakonskim uslovima. Operator tržišta električne energije, koji sklapa ugovore sa povlašćenim proizvođačima, zakonski je dužan da otkupljuje električnu energiju od njih, u periodu od maksimalno 12 godina nakon sklapanja formalnog ugovora. Na osnovu Izvještaja o realizaciji Nacionalnog akcionog plana korišćenja energije iz obnovljivih izvora do 2020. podsticajna garantovana otkupna cijena za solarne izvore je 12 cEUR/kWh [40].

4.3. Izvod iz Pravila o funkcionisanju distributivnog sistema električne energije i Tehničke preporuke za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori

Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema uređuju pogon i način upravljanja distributivnom mrežom u elektroenergetskom sistemu, s ciljem obezbjeđenja sigurnog i kvalitetnog rada distributivnog sistema u uslovima uspostavljanja slobodnog tržišta električne energije [41].

Studija o priključenju i radu distribuiranih izvora električne energije u elektroenergetskom sistemu Crne Gore: Tehničke preporuke za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori, usaglašena je s važećim tehničkim propisima, priznatim svjetskim standardima i tehničkim preporukama, uz uvažavanje razvoja i primjene savremenih tehničkih rješenja za distribuirane izvore električne energije [42].

Pomenute regulative, koje se oslanjaju na važeće svjetske standarde, navode ograničenja koja je neophodno poštovati u cilju postizanja zadovoljavajućeg kvaliteta napona u distributivnoj mreži. Prema Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije, dozvoljena odstupanja napona u normalnom pogonu iznad i ispod nazivne vrijednosti za potrebe planiranja za 10 kV mrežu su minimalno 9,5 kV i maksimalno 10,7 kV a za 0,4 kV mrežu su minimalno 360 V i maksimalno 420 V [41].

Najveće dozvoljeno odstupanje napona na mjestu priključenja na distributivni sistem u odnosu na nazivne napone generatora u DIEE iznosi:

- u stacionarnom režimu: $\Delta U_m = 5 \%$, ako se mjesto priključenja nalazi na SN mreži; i $\Delta U_m = -10 \%$ do $+5 \%$, ako se mjesto priključenja nalazi na NN mreži;
- u prelaznom režimu: $\Delta U_m = 2 \%$ i $\Delta U_m \leq 5 \%$ - izuzetno kada se mjesto priključenja na distributivni sistem nalazi na NN nivou i pod uslovom da se sa tim saglasi ODS.

Kriterijum dozvoljene snage DIEE garantuje da u prelaznom režimu (uključenje i isključenje generatora) promjena napona na mjestu priključenja na mrežu neće prekoračiti vrijednost: $\Delta U_m = 2 \%$.

Kriterijum dozvoljene snage na osnovu koga se DIEE može priključiti na mrežu definiše se sljedećim uslovom [41] [42]:

$$S_{\text{dozv}} = \frac{2}{100} \frac{S_{\text{ks}}}{k} = \frac{S_{\text{ks}}}{50k} \quad (4.1)$$

gdje je:

S_{dozv} - najveća vrijednost jedinične snage generatora u DIEE, odnosno ukupna snaga više generatora, ako se jednovremeno priključuju na distributivnu mrežu u [MVA];

S_{ks} - snaga trofaznog kratkog spoja (stvarna vrijednost) na mjestu priključenja DIEE na mrežu u [MVA];

$k = I_p/I_n$ - koeficijent određen količnikom maksimalne polazne struje I_p (struje uključenja) i nazivne struje generatora I_n , i ima sljedeće vrijednosti:

- $k = 1$ za sinhronne generatore i jednosmjerne generatore sa invertorom;
- $k = 2$ za asinhronne generatore;
- $k = 8$ za slučaj kada nije poznat podatak o polaznoj struji I_p .

Faktor snage DIEE u odnosu na mrežu u režimu predaje ili prijema električne energije treba da iznosi $\cos \varphi \geq 0,95$.

Kriterijum dozvoljenih struja viših harmonika se provjerava primjenom relacije 4.2 [41]:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs} S_{ks} \quad (4.2)$$

gdje je:

I_{vhdoz} - dozvoljena vrijednost struje višeg harmonika na naponskom nivou generatora, u [A];

I_{vhs} - svedena struja višeg harmonika je vrijednost struje višeg harmonika koja je svedena na snagu trofaznog kratkog spoja na mjestu priključenja na distributivni sistem, u [A/MVA];

S_{ks} - snaga trofaznog kratkog spoja (stvarna vrijednost) na mjestu priključenja na distributivni sistem, u [MVA].

U tabeli 4.1 date su vrijednosti svedenih struja viših harmonika, koje ne smiju da budu prekoračene:

Tabela 4.1: Svedene struje viših harmonika [41]

Redni broj viših harmonika [n]	5	7	11	13	17	19	23	25
Granične vrijednosti svedenih struja viših harmonika I_{vhs} [A/MVA]	0.70	0.60	0.50	0.30	0.30	0.20	0.20	0.20

Ako se mjerenjem utvrdi da struja za neki red n viših harmonika prelazi dozvoljenu vrijednost I_{vhdoz} dobijenu proračunom prema parametrima iz tabele 4.1, za taj red viših harmonika treba proračunati napon viših harmonika U_{vh}

Ako napon viših harmonika iznosi: $U_{vh} \leq 0,2 \% U_n$ za peti red i $U_{vh} \leq 0,1 \% U_n$ za ostale redove viših harmonika iz tabele 4.1 kriterijum dozvoljenih struja viših harmonika je zadovoljen. U suprotnom, vlasnik DİEE mora da obezbijedi atest o tipskom ispitivanju generatora koji ima iste ili slične karakteristike kao generator koji treba da se ugradi u DİEE, ili da preduzme jednu ili više mjera kojima će obezbijediti zadovoljenje postavljenih uslova: ugradnja filtera za odgovarajući red viših harmonika; priključenje DİEE u tački sa većom vrijednošću snage kratkog spoja (priključenje na viši naponski nivo) i druge [41] [42].

5. METODOLOGIJA ZA POSTIZANJE OPTIMALNE KOORDINACIJE RADA PV SISTEMA I NN MREŽE

5.1. MOTIVACIJA I CILJ ISTRAŽIVANJA

Jedan od glavnih ciljeva globalne politike u oblasti tržišta električne energije, svakako je liberalizacija, tj. vlasnik proizvodnog resursa može biti bilo koji pojedinac ili društvo. Uzimajući u obzir sve vidove proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, krovni PV sistem sigurno je najpristupačniji i najpraktičniji DİEE koji može biti u vlasništvu samog potrošača.

NN mreža, kao mreža na koju se priključuju stambeni objekti, najviše je podložna mogućoj integraciji PV sistema. Mjesto priključenja krovnog PV sistema, jednako kao i mjesto priključenja potrošača, može biti bilo koji čvor u mreži. Osim toga, ODS nema mogućnost da u skladu sa idejom o najboljem mogućem tehničkom rješenju odlučuje o mjestu priključenja PV sistema. Mjesto priključenja izvora uslovljeno je interesovanjem potrošača da na svom objektu postavi PV sistem. Sporazumni ugovori između elektroprivrednih organizacija i vlasnika PV sistema baziraju se na novčanoj nadoknadi za aktivnu energiju isporučenu mreži, stoga PV sistemi proizvode samo aktivnu energiju. Za optimalni plasman proizvedene aktivne energije zadužen je invertor, sastavna komponenta PV sistema. Uzimajući prethodno u obzir, invertor radi sa jediničnim faktorom snage, iako ima mogućnost da promjenom faktora snage učestvuje u regulaciji napona u mreži. Važeća pravila o radu ED sistema, međutim, ne predviđaju regulisanje napona NN mreže pomoću PV sistema.

S obzirom na to da je regulacija napona jedan od najvažnijih postupaka neophodnih za normalan pogon EES, kao i to da je naponski profil mreže pod direktnim uticajem tokova snaga, provjera uticaja PV proizvodnje na naponske prilike od velikog je značaja. Prisustvo PV sistema na NN mreži izazvaće promjene u tokovima snaga, a samim tim i promjene u naponskim prilikama i u prirodi funkcionisanja mreže. Da bi vrijednost napona ostala u dozvoljenom opsegu, važno je imati odgovor na niz pitanja, kao što su: kolika maksimalna snaga može biti injektirana u određenom čvoru, u kojoj mjeri topologija mreže i mjesto priključenja PV sistema ograničava mogućnost PV penetracije, koliki je nivo PV penetracije prihvatljiv u slučaju velikog broja prisutnih PV sistema.

Mogućnost pojave previsokog napona usljed injektiranja aktivne snage u radijalni izvod predviđen za tok energije u jednom smjeru, jedna je od najznačajnijih prepreka za integraciju velikog broja mikro PV sistema. U slučaju prekoračenja dozvoljenih vrijednosti radnih parametara mreže, PV sistemi se isključuju sa mreže. Takođe, previsok napon u mreži izazvan priključenjem PV izvora direktno ograničava priključenje novih PV izvora i pored raspoloživog potencijala. Samim tim ograničava ekspanziju korišćenja obnovljive energije, koja je jedan od najvažnijih ciljeva aktuelne politike u oblasti energetike. Osim toga, varijabilnost izlazne snage velikog broja PV sistema može doprinijeti pogoršanju kvaliteta napajanja potrošača u mreži ukoliko se koriste nefleksibilni ili fiksni načini regulacije napona (tradicionalni pristup).

Optimalna koordinacija rada PV sistema i NN mreže je širi pojam, koji osim regulacije napona, podrazumijeva kompromis za više aspekata: težnju vlasnika PV sistema da se što više energije iz PV sistema plasira u mrežu, izbjegavanje isključenja PV sistema sa mreže u slučaju povišenog napona ukoliko je moguće pristupiti alternativnim metodama, neutralisanje ili ublažavanje potencijalnih negativnih efekata PV sistema na mrežu.

U sustet mogućem visokom nivou integracija krovnih PV sistema, potrebno je da ODS raspolaže unaprijed definisanim pravilima za rad PV sistema na NN mrežu, kako bi se obezbijedio nesmetan normalan rad EES. PV sistemi koji su u privatnom vlasništvu nemaju za cilj regulaciju napona, glavni prioritet njihovog funkcionisanja je što veća zarada, tj. što veći plasman aktivne snage u mrežu.

Osnovni cilj istraživanja je da, uzimajući u obzir snagu i mjesto priključenja PV sistema, broj PV sistema priključenih na NN izvod i njihovu raspoređenost, kao i mogućnost fleksibilne promjene režima rada PV sistema (u smislu mogućnosti plasiranja ili trošenja reaktivne snage i mogućnosti predimenzionisanja invertora), rezultira optimalnim parametrima za rad PV sistema na NN mrežu.

5.2. RASPOLOŽIVI PODACI O ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI I UVOD U ANALIZU

Za potrebe analize naponskih prilika u NN mreži posmatrano je pet NN izvoda sa različitih trafo reona, koji su pozicionirani u prigradskim područjima Podgorice, a izabrani su u cilju dobijanja opštih zaključaka. Trafo reoni okarakterisani su radialno napajanom vazdušnom mrežom, čijim potrošačkim konzumom dominiraju domaćinstva. Razlikuju se po nazivnoj snazi transformatora u napojnoj trafostanici mreže, nivou opterećenja, topologiji mreže. Tehnički podaci posmatranih trafo reona, dati su u tabeli 5.1.

NN mrežu čine vazdušni vodovi i potrošači čvorovi. Potrošački čvorovi predstavljeni su kao ekvivalent opterećenja svih potrošača (objekata) priključenih u određenoj tački izvoda (priključni stub). Potrošačkim čvorovima specificirane su aktivna i reaktivna snaga.

Vrijednosti aktivne i reaktivne snage u potrošačkim čvorovima proračunate su zahvaljujući raspoloživim mjernim podacima o mjesečnoj potrošnji aktivne električne energije svih domaćinstava, mjernim podacima o aktivnoj i reaktivnoj energiji preuzetoj u napojnoj tački trafo reona i podacima o angažovanoj snazi svih trafo reona; kao i mapama trafo reona koje su omogućile preciznu ekvivalenciju više potrošača priključenih na zajednički priključni stub.

Tabela 5.1: Tehnički podaci posmatranih trafo reona

Trafo reon	Nazivna snaga TR [kVA]	Dužina izvoda [m]	Tip vazdušnog voda
STS Gostilj	160	660	SKS 4X35 (mm) ² (cijeli izvod)
STS Beri 2	160	800	SKS 4X70 (mm) ² (prvih 540 m) i SKS 4X35 (mm) ² (ostatak)
MBTS Ibričevina A	400	520	SKS 4X70 (mm) ² (cijeli izvod)
MBTS Masline 8	630	310	SKS 4X70 (mm) ² (cijeli izvod)
MBTS Miš	1000	420	SKS 4X70 (mm) ² (cijeli izvod)

Opterećenje trafo reona određeno je za dva režima rada EDM, a to su: režim srednjeg opterećenja (RSO) i režim maksimalnog opterećenja (RMO) na godišnjem nivou. Snage potrošača za RSO na godišnjem nivou određene su odnosom ukupne utrošene električne energije potrošača i broja sati u godini. Snage potrošača za RMO izračunate su na osnovu podataka o angažovanoj snazi na nivou trafo reona. Faktor snage potrošača jedinstven je za sve potrošače jednog trafo reona, a jednak je faktoru snage na pragu trafo reona koji je izračunat na osnovu mjernih podataka.

U tabeli 5.2 dat je pregled opterećenja za pet trafo reona za RSO i RMO, faktora snaga - PF (Power factor) i odnosa maksimalne aktivne snage i srednje aktivne snage na godišnjem nivou ($P_{\max}/P_{\text{sr}}$).

Tabela 5.2: Podaci o opterećenju posmatranih trafo reona za RSO i RMO

		Psr [kW]	Qsr [kVar]	Pmax [kW]	Qmax [kVar]	Opterećenost TR u RSO u odnosu na nazivnu snagu [%]	PF	Pmax/Psr
Gostilj	Trafo reon	38.73	12.24	103.80	32.82	25.48	0.95	2.68
	Posmatrani izvod	17.50	5.53	46.91	14.81			
Beri 2	Trafo reon	83.15	26.83	189.17	61.82	54.71	0.95	2.27
	Posmatrani izvod	19.79	6.13	42.74	13.95			
Ibričevina A	Trafo reon	187.60	30.32	445.32	71.97	47.37	0.99	2.37
	Posmatrani izvod	49.30	7.87	115.53	18.67			
Masline 8	Trafo reon	224.18	40.68	547.46	99.35	34.87	0.98	2.44
	Posmatrani izvod	55.05	9.94	125.44	2.71			
Miš	Trafo reon	148.82	25.92	323.15	56.28	15.03	0.99	2.17
	Posmatrani izvod	45.11	7.63	96.53	16.58			

Upoređivanjem podataka o trafo reonima datih u tabelama 5.1 i 5.2 uočavaju se različitosti. Gostilj je mreža u kojoj su zastupljeni vodovi manjeg poprečnog presjeka i koji imaju manju propusnu moć, ujedno i mreža sa najmanjim opterećenjem. U izvodu Beri 2 prisutni su vodovi manjeg presjeka, ali glavni dio izvoda okarakterisan je SKS-om 4x70 mm², kao što su cijela ostala tri reona. Najduži izvod (rastojanje najudaljenijeg potrošača od trafostanice) ima Beri 2, dok je najkraći izvod Masline 8. Gostilj i Beri 2 karakteriše manji faktor snage u odnosu na ostale trafo reone.

Napojni transformator najmanje je opterećen u slučaju TS Miš, svega 15,03 % u RSO. Gostilj i Beri 2 imaju približne vrijednosti opterećenja posmatranih izvoda, ali se njihovo opterećenje na nivou cijelog reona značajno razlikuje – TR Beri 2 opterećen je više nego duplo u odnosu na Gostilj. Poslije Beri 2, sljedeći po procentu opterećenosti je TR Ibričevina A. Poređenja radi, Miš u RMO ne dostiže procenat opterećenosti TR Ibričevina A u RSO.

U Prilogu A, u tabelama A.1 i A.2, dati su podaci o preciznim dužinama svih particija izvoda (od čvora do čvora) i podaci o aktivnoj i reaktivnoj snazi svakog potrošača, za svih pet izvoda.

Iz tabele 5.2 može se primijetiti da odnos $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ ima približne vrijednosti za svaki trafo reon, najmanji je u slučaju trafo reona Miš, dok je najveći u slučaju Gostilj.

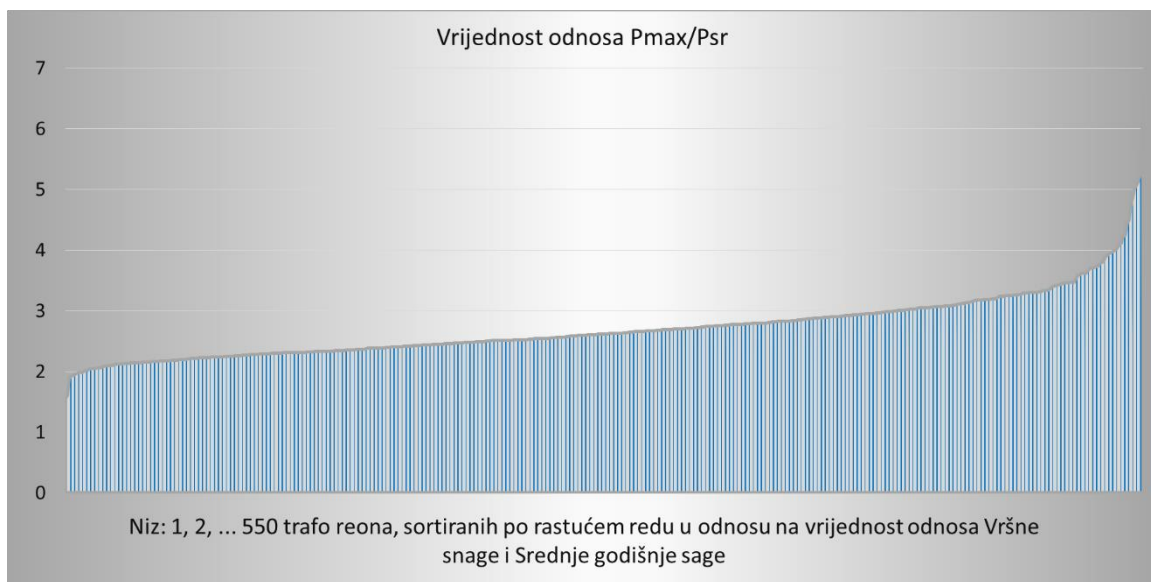
S obzirom na to da istraživanje prati režime srednjeg i maksimalnog opterećenja, odnos $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ provjeren je za 550 trafo reona iz gradskih, prigradskih i ruralnih područja na teritoriji Podgorice i Danilovgrada, a na osnovu raspoloživih mjernih podataka o preuzetoj električnoj energiji u napojnoj trački trafo reona, za godišnji period iz 2016. Cilj provjere odnosa vrijednosti $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ na velikom broju trafo reona jeste da se pokaže da li se i u kojoj mjeri može generalizovati odnos $P_{\max}/P_{\text{sr}}$.

U tabeli 5.3 prikazano je procentualno učešće vrijednosti odnosa $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ na uzorku od 550 trafo reona. Za više od 75 % od ukupnog broja trafo reona, vršno opterećenje je između 2 i 3 puta veće od srednjeg opterećenja, za preko 20 % odnos opterećenja je između 3 i 4 puta, dok je za mali broj trafo reona odnos opterećenja izvan tih vrijednosti.

Tabela 5.3: Procentualno učešće vrijednosti odnosa opterećenja $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ na uzorku od 550 trafo reona

Vrijednost odnosa: $P_{\max}/P_{\text{sr}}$	Participacija u ukupno 550 razmatranih trafo reona [%]
Između 1 i 2	1.81
Između 2 i 3	75.14
Između 3 i 4	20.51
Između 4 i 5	1.63
Između 5 i 6	0.73
Više od 6	0.18

Na slici 5.1 grafički je predstavljen niz diskretnih vrijednosti odnosa $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ (čije je procentualno učešće dato u tabeli 5.3) za 550 tretiranih trafo reona sortiranih po rastućem redosljedu.

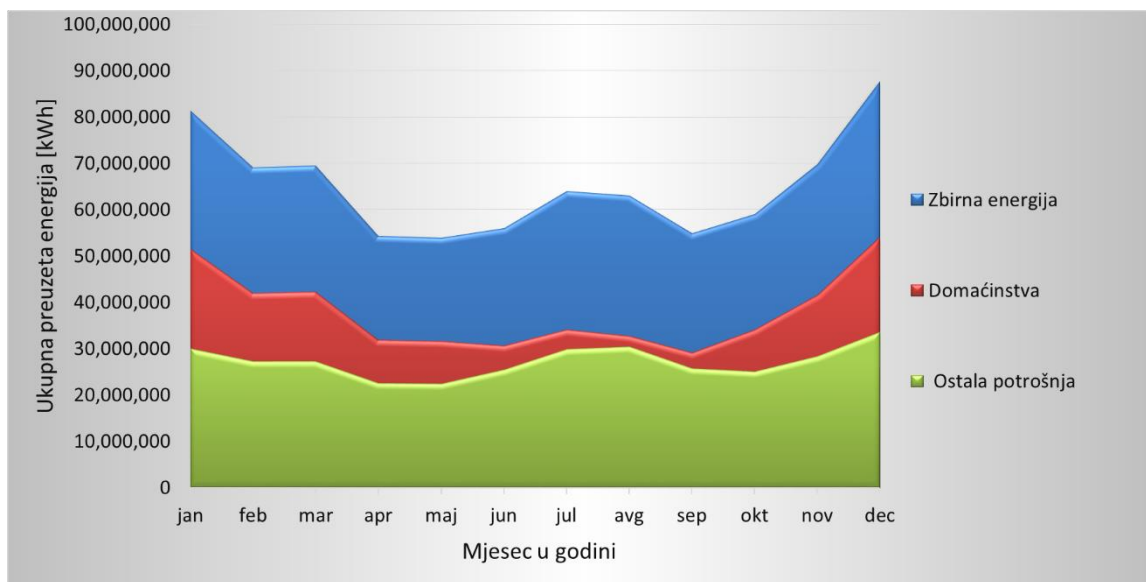


Slika 5.1: Odnos $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ na uzorku od 550 trafo reona na teritoriji Podgorice i Danilovgrada

Na osnovu podataka o odnosu $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ na uzorku od 550 trafo reona, koji su dati tabelom 5.3 i slikom 5.1 može se zaključiti da je u najvećem broju trafo reona odnos $P_{\max}/P_{\text{sr}}$ u opsegu vrijednosti probližnih 2,5 ali da za potrebe konkretnih primjera mreže, generalni pristup ne može biti pouzdan. Odnos vršnog i srednjeg godišnjeg opterećenja jedinstven je za svaki trafo reon posebno. Stoga, za postizanje preciznih podataka potrebni su pojedinačni proračuni.

Pored navedenih, za potrebe rada ekstraktovani su i podaci o energiji koju su preuzeli potrošači u elektrodistributivnoj mreži na teritoriji Podgorice i Danilovgrada, na mjesečnom nivou za 2016. S obzirom na to da se u radu prati priključivanje PV sistema, koji su uslovljeni klimatskim prilikama, a samim tim okarakterisani neravnomjernom proizvodnjom tokom godine, provjereno je kako se

mijenja potreba za električnom energijom tokom godine. Na slici 5.2 prikazan je dijagram preuzete energije potrošača na teritoriji Podgorice i Danilovgrada, na mjesečnom nivou za 2016. u kategorijama: domaćinstvo i ostala potrošnja, kao i njihove zbirne energije. Najveća potrošnja zabilježena je u januaru i decembru, jul i avgust su mjeseci čija je potrošnja najbližija srednjoj godišnjoj potrošnji, dok je najmanja energija preuzeta u aprilu, maju i septembru. Sa grafika se može uočiti veće učešće kategorije domaćinstvo u ukupnoj preuzetoj energiji. Na godišnjem nivou, preuzeta energija u kategoriji domaćinstvo je 1,6 puta veća od preuzete energije u kategoriji ostala potrošnja. Osim toga, preuzeta energija u kategoriji ostala potrošnja manje varira na mjesečnom nivou u odnosu na kategoriju domaćinstvo.



Slika 5.2: Dijagram preuzete električne energije na teritoriji Podgorice i Danilovgrada za 2016.

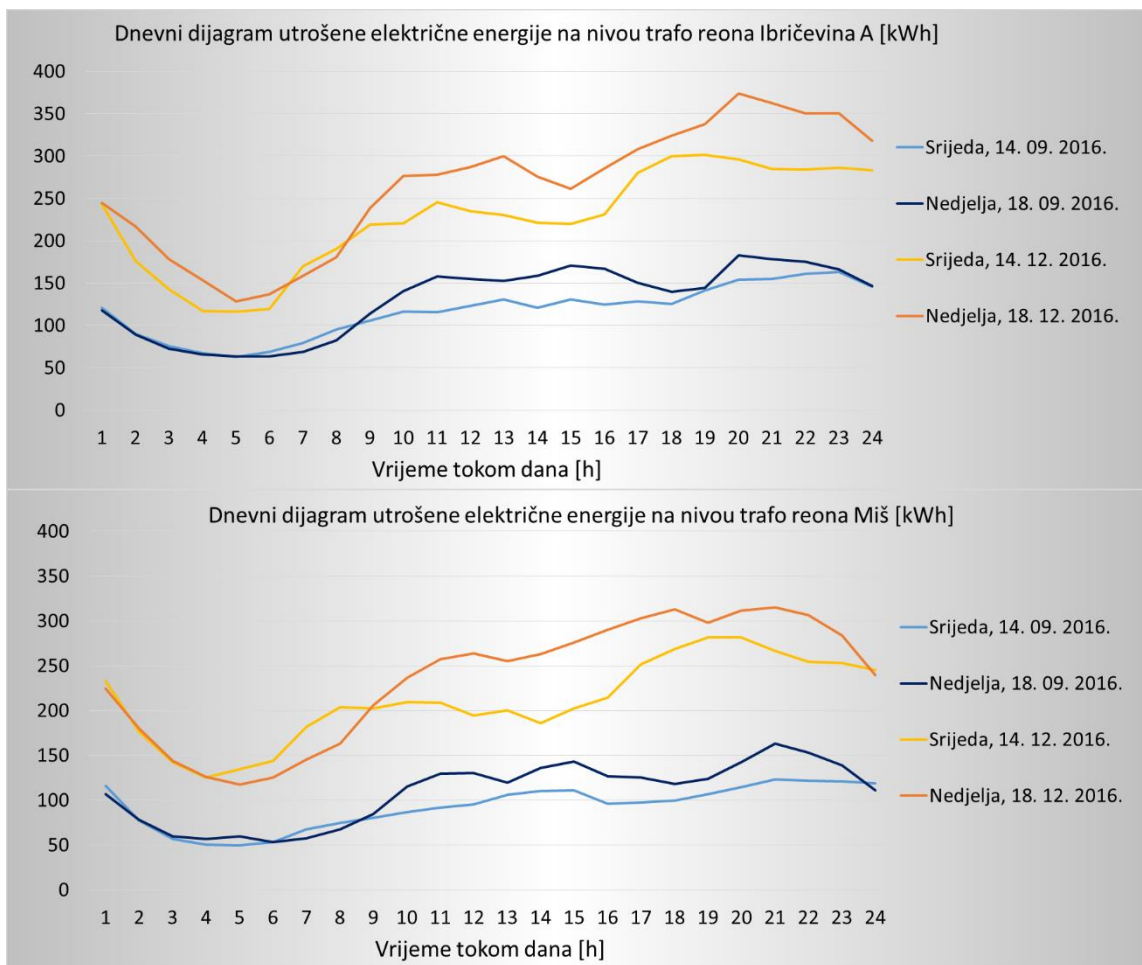
Na uzorku od 550 trafo reona provjereno je koliki je odnos utošene električne energije na nivou trafo reona (W) za karakteristične mjesece. Izabrani mjeseci su: jul, čija je potrošnja najbližija srednjoj godišnjoj potrošnji, septembar kao predstavnik perioda najniže potrošnje i decembar kao mjesec sa najvećom potrošnjom električne energije. U tabeli 5.4 prikazano je procentualno učešće vrijednosti odnosa: $W(\text{decembar } 2016.) / W(\text{jul } 2016.)$ i $W(\text{jul } 2016.) / W(\text{septembar } 2016.)$.

Tabela 5.4: Procentualno učešće vrijednosti odnosa utrošene električne energije na mjesečnom nivou za karakteristične mjesece, na uzorku od 550 trafo reona

Vrijednost odnosa: $W(\text{decembar } 2016.) / W(\text{jul } 2016.)$	Manje od 1	Između 1 i 1.5	Između 1.5 i 2	Između 2 i 2.5	Između 2.5 i 3	Između 3 i 4	Između 4 i 5
Procent od ukupno 550 razmatranih trafo reona [%]	2.94	25.18	48.16	19.85	2.02	1.47	0.37
Vrijednost odnosa: $W(\text{jul } 2016.) / W(\text{septembar } 2016.)$	Između 0.5 i 1	Između 1 i 1.5	Između 1.5 i 2	Više od 2			
Procent od ukupno 550 razmatranih trafo reona [%]	4.95	92.29	2.39	0.37			

Decembarska potrošnja u je najvećem procentu (preko 48 %) od ukupnog broja trafo reona za 1,5 do 2 puta veća od julske. Gledajući širi opseg, 93,2 % od ukupnog broja trafo reona ima decembarsku potrošnju između 1 i 2,5 puta višu od julske. Julska potrošnja je u 92,29 % od ukupnog broja trafo reona za 1 do 1,5 puta veća od septembarske.

Za potrebe analize promjena u naponskim prilikama tokom dana, odabrana su dva trafo reona kojima su tretirani dnevni dijagrami opterećenja: Ibričevina A i Miš. Trafo reoni u svojoj napojnoj tački raspolažu SMART električnim mjernim instrumentima sa sistemom za daljinsko očitavanje, koji imaju mogućnost memorisanja utrošene električne energije na svakih petnaest minuta. Na grafičkim prikazima na slici 5.3 dati su dnevni dijagrami utrošene električne energije za dva trafo reona za po dva odabrana dana (srijedu i nedjelju) iz septembra i decembra 2016.



Slika 5.3: Dnevni dijagrami utrošene električne energije za karakteristične dane u septembru i decembru 2016. trafo reona Ibričevina A i Miš

Raspoloživi podaci obrađeni su tako da su na osnovu njih predstavljeni dnevni dijagrami opterećenja kao niz od dvadesetčetiri diskretne vrijednosti za dvadesetčetiri sata. Raspoloživi podaci o potrošnji na nivou trafo reona preuzeti su za septembar i decembar 2016. Usljed nedostatka podataka za dnevne dijagrame opterećenja realnih potrošača iz odgovarajućih trafo

reona, dnevni dijagrami opterećenja aproksimirani su na osnovu realnog dnevnog dijagrama odgovarajućeg trafo reona, kao i podatka o učešću opterećenja svakog potrošača pojedinačno u ukupnom opterećenju trafo reona.

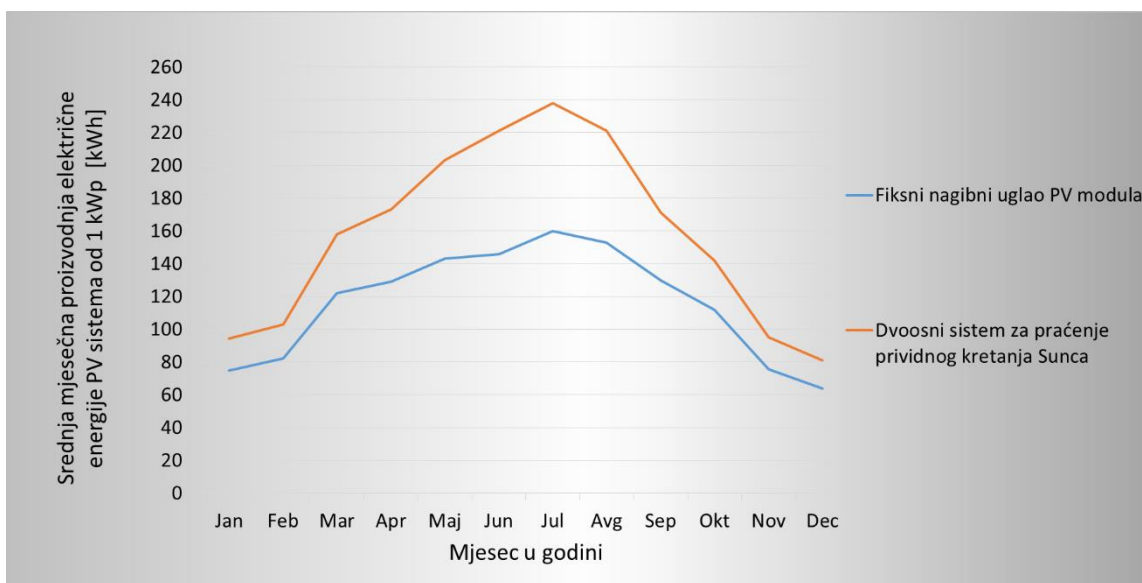
Karakteristični dani odabrani su za mjesec septembar i decembar, kao mjesec sa najmanjom, odnosno najvećom potrošnjom; a srijeda i nedjelja kao radni dan iz sredine sedmice i neradni dan. Na taj način obuhvaćeni su scenariji krajnjih slučajeva obrasca ponašanja dnevnog dijagrama opterećenja.

Sa grafičkih prikaza na slici 5.3 može se primijetiti da se dnevni dijagrami za oba posmatrana reona ponašaju slično. Decembarski dani okarakterisani su značajno većom potrošnjom. Potreba za električnom energijom je najmanja u ranim jutarnjim satima, a najveća u kasnim popodnevним i večernjim satima, za bilo koji dan ili trafo reon. Nedjelja u odnosu na srijedu okarakterisana je većom potrošnjom u dnevnim i večernjim satima. Za predstavnike dana sa najmanjim i najvećim opterećenjem, tj. dana koji će za potrebe analize poslužiti kao prototipi krajnjih obrazaca ponašanja dnevnih dijagrama opterećenja, odabrani su dani: srijeda, 14. 09. 2016. i nedjelja, 18. 12. 2016, respektivno.

5.3. RASPOLOŽIVI PODACI O SUNČEVOM ZRAČENJU

Podaci o sunčevom zračenju i estimaciji proizvodnje električne energije za određeni PV sistem, raspoloživi su na raznim pristupačnim online kalkulatorima.

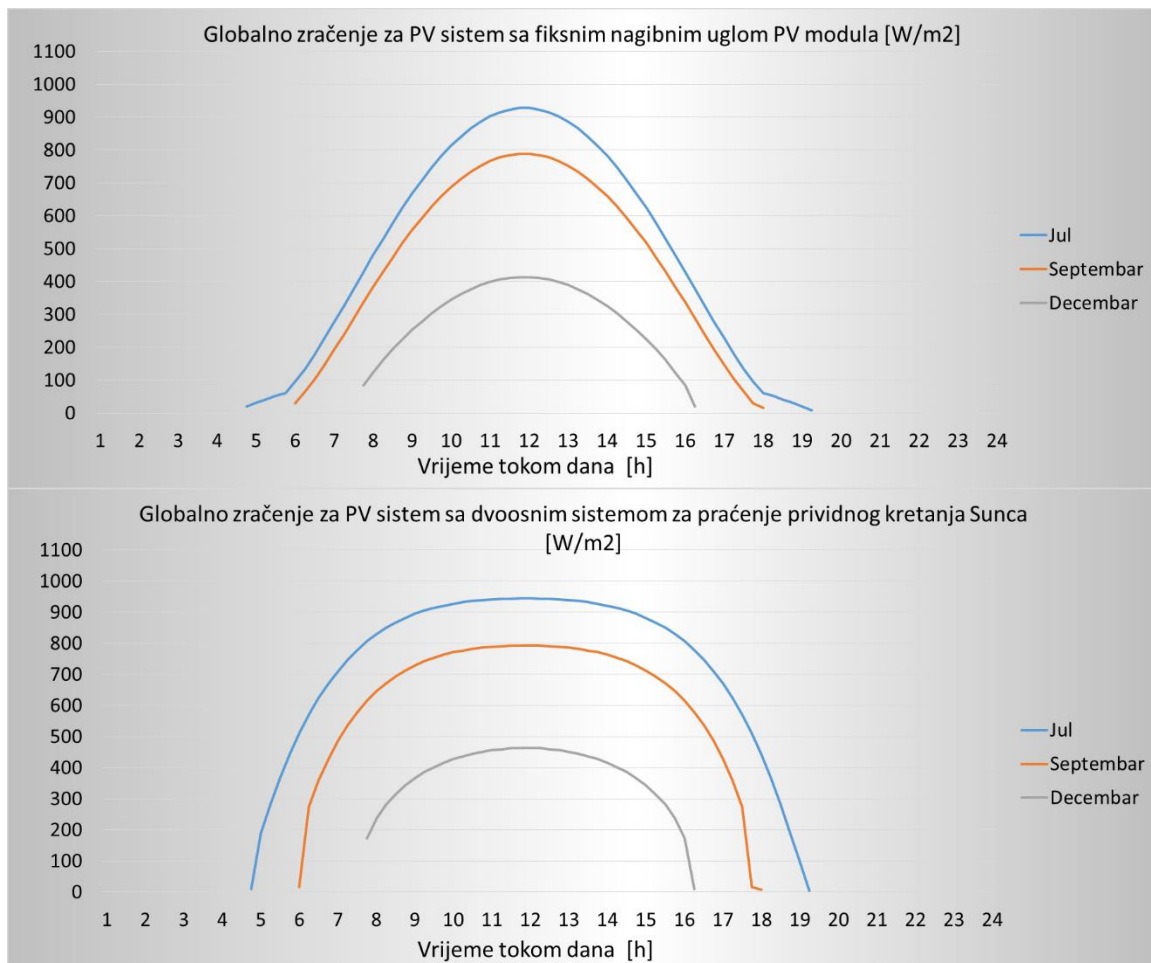
Na slici 5.4 grafički je prikazana procjena srednje mjesečne proizvodnje za PV sistem instalisane snage 1 kWp, za teritoriju Podgorice, za dva slučaja: da je nagibni ugao PV modula fiksiran i da se mijenja na bazi dvoosnog sistema za praćenje prividnog kretanja Sunca [43].



Slika 5.4: Srednja mjesečna PV proizvodnja za PV sistem od 1 kWp za teritoriju Podgorice

Osim da PV modul sa dvoosnim sistemom za praćenje ostvaruje veću proizvodnju u odnosu na PV module čiji je nagibni ugao fiksni (a naročito u mjesecima veće proizvodnje), uočava se da PV proizvodnja svoj maksimum ostvaruje u julu, i to 160 kWh odnosno 238 kWh za dva slučaja respektivno. Srednja mjesečna proizvodnja na godišnjem nivou iznosi 115,94 kWh odnosno 158,36 kWh, što znači da je proizvodnja u julu 1,38 odnosno 1,50 puta veća u odnosu na srednju godišnju proizvodnju, a 1,23 odnosno 1,39 puta veća u odnosu na proizvodnju u septembru. Samim tim mogućnost PV proizvodnje u septembru je 81,25 % odnosno 71,85 % od maksimalne (julske). Decembarska proizvodnja u odnosu na julsku manja je 2,50 odnosno 2,93 puta, što znači da je mogućnost proizvodnje u decembru 40,00 % odnosno 34,12 % od maksimalne u dva navedena slučaja, respektivno. Podaci na osnovu kojih je formiran grafik na slici 5.4 i proračunat odnos julske i septembarske odnosno decembarske proizvodnje, preuzeti su sa online kalkulatora [43].

Na slici 5.5: prikazan je dnevni dijagram sunčevog zračenja za teritoriju Podgorice u julu, septembru i decembru mjesecu, za dva slučaja: da je nagibni ugao PV modula fiksiran i da se mijenja na bazi dvoosnog sistema za praćenje prividnog kretanja Sunca.



Slika 5.5: Dnevni dijagrami sunčevog zračenja za jul, septembar i decembar na teritoriji Podgorice

PV proizvodnja u julu je dostupna u periodu od 5 do 19 h, a u periodu oko podneva doseže svoj maksimum. U septembru je period dostupnosti Sunca manji, a u decembru najmanji. Istim redom manji je i intenzitet zračenja. Mogućnost dvoosnog praćenja značajno mijenja dnevni dijagram tako što doprinosi boljem iskorišćenju sunčevog zračenja, najviše u vanvršnom periodu. Na dnevnom nivou za jul, opcija praćenja, u prosjeku na svakih sat doprinosi $246,85 \text{ Wh/m}^2$ u odnosu na slučaj sa fiksnim nagibnim uglom.

Dnevni dijagrami zračenja sa slike 5.5 iskorišćeni su za modelovanje dnevnog dijagrama PV proizvodnje. S obzirom na to da je PV proizvodnja direktno srazmjerna sunčevom zračenju, dijagram je prilagođen tako da se sačuva putanja, a da se umjesto maksimalne vrijednosti sunčevog zračenja postavi instalisana snaga PV sistema. Prema podacima [43] na osnovu kojih su formirani grafici na slici 5.5 vrijednost zračenja u 12 h za septembar je 1,18 za slučaj sa fiksnim nagibnim uglom manje u odnosu na zračenje u 12 h u julu, dok je decembarsko zračenje u 12 h u odnosu na julske manje 2,25 puta. Za slučaj dvoosnog sistema za praćenje prividnog kretanja Sunca maksimalno zračenje u septembru je 1,19 puta, a u decembru 2,04 puta manje u odnosu na julske.

5.4. REALIZACIJA ANALIZE TOKOVA SNAGA

5.4.1. Modelovanje mreže

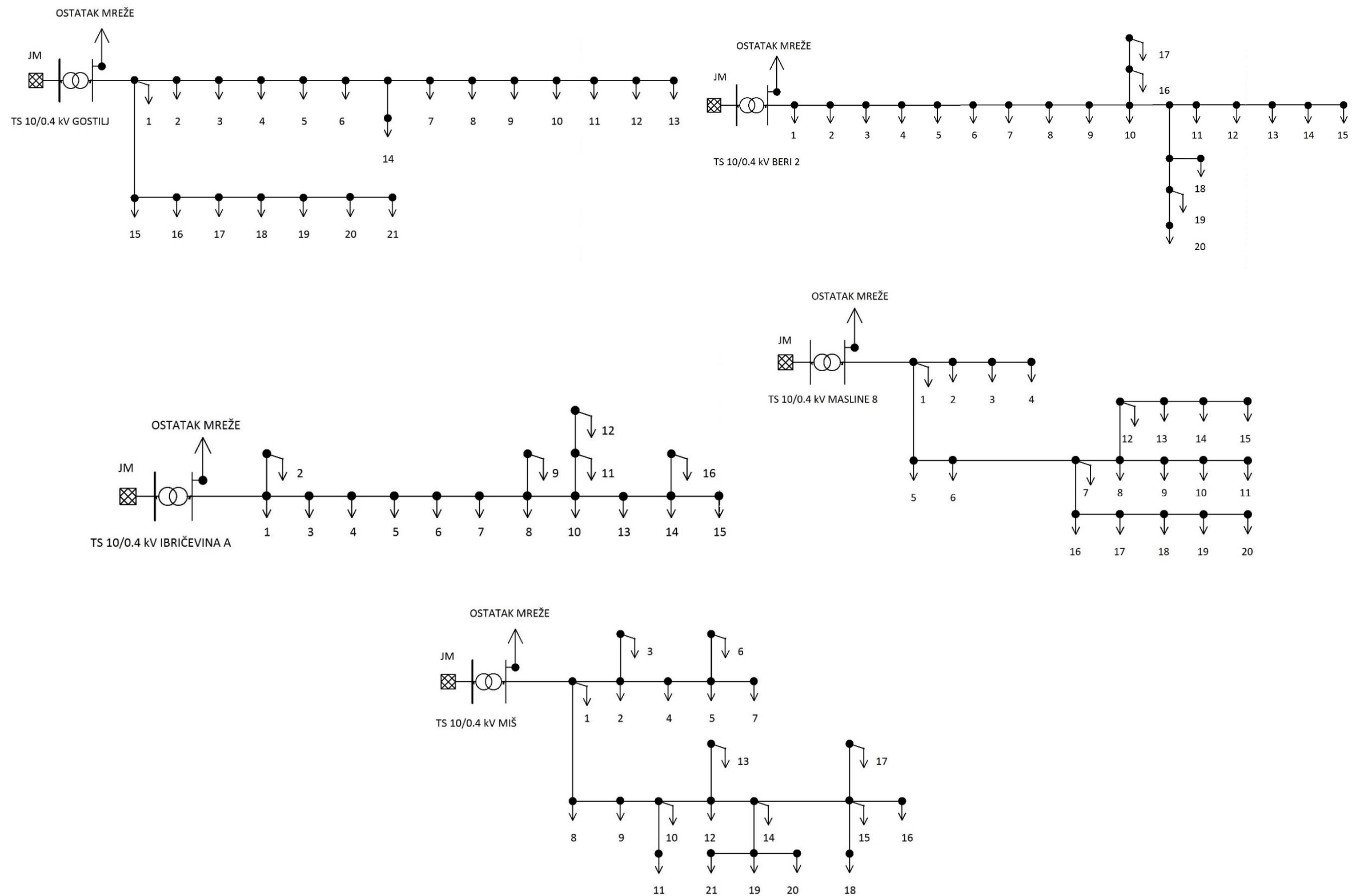
Modelovanje mreže, simulacije i analiza tokova snaga realizovani su u okviru programskog paketa MATLAB i njegovog dodatka, grafičke programske podloge, SIMULINK. Sprovedena analiza oslanja se na Newton-Raphson-ov postupak za proračun tokova snaga. U prilogu B prikazan je opis postupka razvoja koda realizovanog u okviru programskog paketa MATLAB, kao i modeli analiziranih mreža, koji su kreirani u grafičkoj podlozi SIMULINK.

Mreže su modelovane uniformno, a u skladu sa kriterijumom analize trofaznog simetričnog sistema. Modelom je prikazana topologija posmatranog izvoda, dok je ostali dio mreže predstavljen zbirnim opterećenjem priključenim na sabirnicama TS. Napojna SN mreža predstavljena je balansnim čvorom, kojem se aktivna i reaktivna snaga ne specificiraju kako bi se mogle prilagođavati promjenama režima u sistemu, te obezbijediti balansiranje distributivnih gubitaka, koji nijesu poznati do kraja proračuna.

Na slici 5.6 prikazani su posmatrani izvodi odabranih pet trafo reona. Jaka mreža označena je sa JM. Svaka TS 10/0,4 kV označena je svojim nazivom.

Potrošački čvorovi označeni su redom, numerički: 1, 2, n (broj čvorova na izvodu). Ostali dio NN mreže koji nije predmet istraživanja, modelovan je potrošačkim čvorom kao ekvivalent ostatka opterećenja trafo reona, a na slici označen kao „Ostatak mreže“.

Nazivni naponi transformatora napojne trafostanice SN/NN su 10/0,42 kV. Distributivni transformator opremljen je manuelnom regulacijom sa pet položaja: ravnotežni položaj, $\pm 2,5 \%$, $\pm 5 \%$, a u nekim slučajevima postoje samo tri položaja: ravnotežni položaj i $\pm 5 \%$. Na osnovu podataka koje daje proizvođač (nazivna snaga, nazivni napon, napon kratkog spoja, gubici u bakru, gubici u gvožđu, Džulovi gubici) proračunati su parametri transformatora.



Slika 5.6: Posmatrani izvodi odabranih pet NN trafo reona

Vodovi tipa SKS 4X35 mm² i SKS 4X70 mm² modelovani su ekvivalentnom PI šemom, uvažavanjem stvarnih vrijednosti aktivne i induktivne otpornosti. Potrošači su modelovani PQ čvorom, kojem su specificirane aktivna i reaktivna snaga. PV sistemi, su takođe, modelovani kao PQ čvor ali suprotnog predznaka za aktivnu snagu u odnosu na potrošače (aktivnu snagu PV sistem predaje mreži), a reaktivnoj snazi je, u zavisnosti od potrebe analize dodijeljena vrijednost nula ili je dodijeljena odgovarajuća vrijednost u zavisnosti od željenog faktora snage i dodijeljen predznak u skladu sa režimom rada PV sistema.

5.4.2. Tretirani režimi rada EDM

U cilju predstavljanja graničnih vrijednosti naponskih prilika u mreži, uzeti su u obzir granični režimi rada EDM. Granični režimi postignuti su na osnovu raspoloživih mjernih podataka o energiji na nivou trafo reona i mjernih podataka o naponu na primarnoj strani TS 10/0,4 kV.

Prema „Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije“ [41], dozvoljeni napon 10 kV nivoa SN mreže je u granicama od 9,5 do 10,7 kV. Za potrebe analize, tretirana je nazivna vrijednost napona napojne SN mreže, 10 kV. Granične vrijednosti napona na primarnoj strani TS 10/0,4 kV usvojene su na osnovu mjernih podataka realnog stanja u EDM.

Izmjerene granične vrijednosti su 9,7 i 10,4 kV. Te vrijednosti su, pored nazivne, obuhvaćene analizom, a što je realizovano specifikacijom modula napona u balansnom čvoru (JM). Granične vrijednosti okarakterisane su kratkim trajanjem u periodima maksimalne ili minimalne opterećenosti mreže.

Granične vrijednosti napona NN mreže za normalni režim rada, prema [41] su u granicama od 360 V do 420 V, što je izraženo u jediničnim vrijednostima od 0,9 do 1,05 pu.

Očekivano je da je će usljed većeg opterećenja napon mreže biti niži, a pri manjem opterećenju napon će biti viši, stoga, pored razmatranja režima srednjeg i režima maksimalnog opterećenja pri nazivnom naponu SN mreže, uzeta su u obzir još dva krajnja slučaja. Najniži napon NN mreže očekuje se pri minimalnom naponu SN mreže i maksimalnom opterećenju potrošačkog konzuma NN mreže. Najviše vrijednosti napona posljedica su maksimalnog napona na SN strani i malih opterećenja u NN mreži.

Na samom početku, simulacijama tokova snaga provjerene su naponske prilike u potrošačkim čvorovima pri svim karakterističnim režimima rada elektrodistributivne mreže, a to su sljedeći scenariji:

- a) Vrijednost napona na SN strani jednaka je 9,7 kV pri RMO,
- b) Vrijednost napona na SN strani jednaka je 10 kV pri RSO,
- c) Vrijednost napona na SN strani jednaka je 10 kV pri RMO,
- d) Vrijednost napona na SN strani jednaka je 10,4 kV pri RSO.

Grafički prikazi naponsih prilika u potrošačkim čvorovima za pet trafo reona pri određenim pogonskim uslovima rada sistema, koje su rezultat simulacije tokova snaga, dati su uniformno na slikama 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, i u Prilogu C: slika C.1 i slika C.2. Na njima su označeni svi potrošački čvorovi izvoda, uključujući i napojnu tačku izvoda (sabirnice TS). Obuhvaćen je cijeli opseg dozvoljenih vrijednosti napona u NN mreži za normalni režim rada EDM u stacionarnom stanju

(od 0,9 do 1,05 pu), a vrijednost 1,05 pu (tamo gdje je potrebno i vrijednost 0,9 pu) obilježena je boldovanom linijom, kao oznaka gornje (donje) granične vrijednosti napona.

Na slici 5.7 predstavljeni su pogonski uslovi iz scenarija: a) - RMO pri najmanjoj vrijednosti napona na SN strani (9,7 kV). U tim pogonskim uslovima vrijednosti napona su najniže. U slučaju bilo kojeg izvoda, može se primijetiti prisustvo pada napona duž izvoda. Napon ima najveću vrijednost u napojnom čvoru, a najniži je u krajnjim čvorovima izvoda. Trafo reon Ibričevina A okarakterisan je najvećim padom napona duž izvoda, dok su naponske prilike najpovoljnije u slučaju trafo reona Miš. Za svaki trafo reon, napon u potrošačkim čvorovima u okviru je dozvoljenih granica.

Scenariji: b) i c) - pogonskih stanja: RSO i RMO za vrijednost napona na SN strani 10 kV, upoređeni su i predstavljeni na slici 5.8. Upoređivanjem grafičkih prikaza sa slike 5.7 i 5.8 uočava se jasan uticaj promjene napona u napojnom čvoru na vrijednost napona u svakom potrošačkom čvoru. Povećanje napona na sabirnicama TS izazvalo je ravnomjerno povećanje napona u svim čvorovima duž izvoda. Promjena opterećenja iz RMO u RSO dodatno je promijenila naponske prilike.

Najveći pad napona i najveća promjena napona izazvana promjenom opterećenja zabilježena je za slučaj trafo reona Ibričevina A. Sa slike 5.8 može se uočiti da su u svakom od pet primjera, naponi u čvorovima na kraju izvoda najosjetljiviji na promjenu opterećenja. Što je čvor bliži napojnoj trački, to su promjene napona manje. Što je čvor udaljeniji od TS, to napon u čvoru podliježe dominantnijem uticaju promjene opterećenja.

Pad napona duž izvoda uslovljen je topologijom mreže (slika 5.6). Npr. u skladu sa prostom topologijom u slučaju Ibričevina A, napon u potrošačkim čvorovima opada od prvog, redom do krajnjeg čvora; dok u slučaju izvoda Miš, koji je razgranat, svaka grana ima svoj pad napona: pad napona od 1. do 7. čvora i pad napona od 1. preko 8. do 16. ili 21. čvora.

Upoređivanjem grafičkih prikaza naponskih prilika izvoda na slici 5.8 uočava se i to da su promjene napona manje u mrežama čiji su izvodi kraći i više razgranati: Masline 8 i Miš, dok izvod Ibričevina A, usljed većeg opterećenja, proste topologije i veće dužine izvoda, trpi najveće odstupanje napona.

Na slici 5.9 predstavljeni su rezultati simulacije tokova snaga za scenario d) - RSO pri vrijednosti napona na SN strani 10,4 kV. S obzirom na to da su dati pogonski uslovi rada EDM rezultirali prekoračenjem gornje granične vrijednosti napona, analizom su obuhvaćeni i scenariji koji uključuju manuelnu regulaciju napona u TS. Pored ravnotežnog položaja, provjereni su i položaji -2,5 % i -5 %. Sa grafičkih prikaza na slici 5.9 jasno je da je 10,4 kV na SN strani, za mrežu prihvatljivo jednio uz regulacioni položaj - 5 % koji podrazumijeva da je promjenom prenosnog odosa TS na NN strani umjesto 420 V postignuta vrijednost napona od 400 V. Uticaj regulacije napona je ravnomjeran za sve čvorove duž izvoda. Smanjenje napona u napojnoj tački, jednako je smanjilo napon u svim čvorovima, pa je slika naponskog profila promijenjena samo po intenzitetu.

Kako bi se provjerilo u kojem pogonskom stanju naponi u čvorovima NN izvoda postižu najveće vrijednosti, naponske prilike za dva slučaja: 10 kV na SN strani pri RSO i 10,4 kV na SN strani pri RSO uz regulacioni položaj - 5 % upoređene su, što je prikazano u Prilogu C, slika C.1. Vrijednosti napona u čvorovima bliže su gornjoj graničnoj vrijednosti za slučaj 10 kV na SN strani pri RSO.

S obzirom na to da su u EDM zastupljeni transformatori prenosnog odnosa 10/0,42 kV i 10/0,4 kV, te da se napon na NN strani, manuelnom regulacijom podešava pretežno na 420 V ili 400 V;

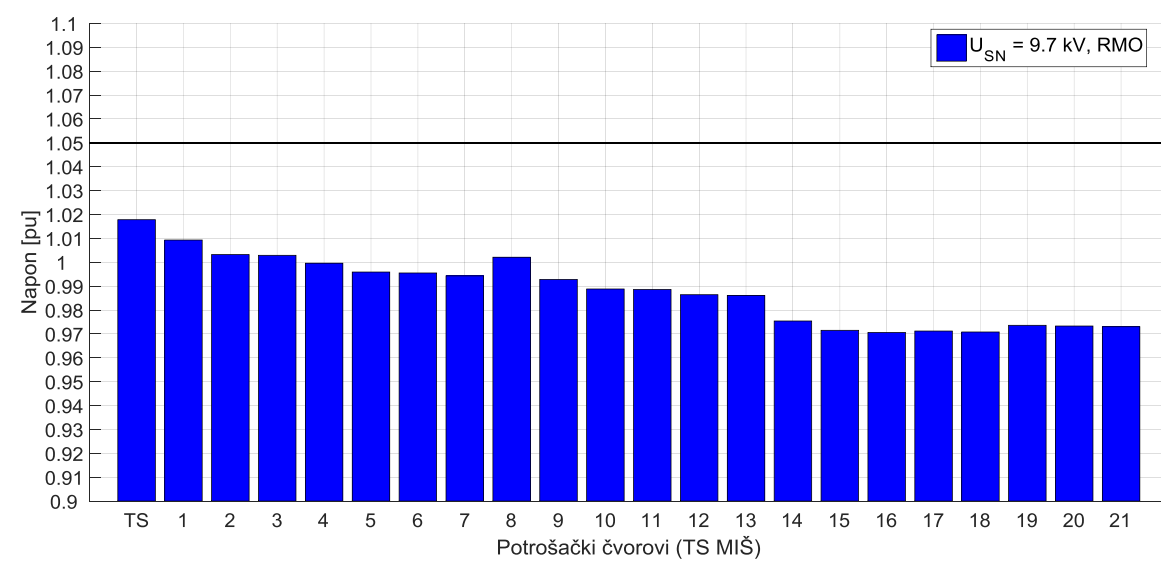
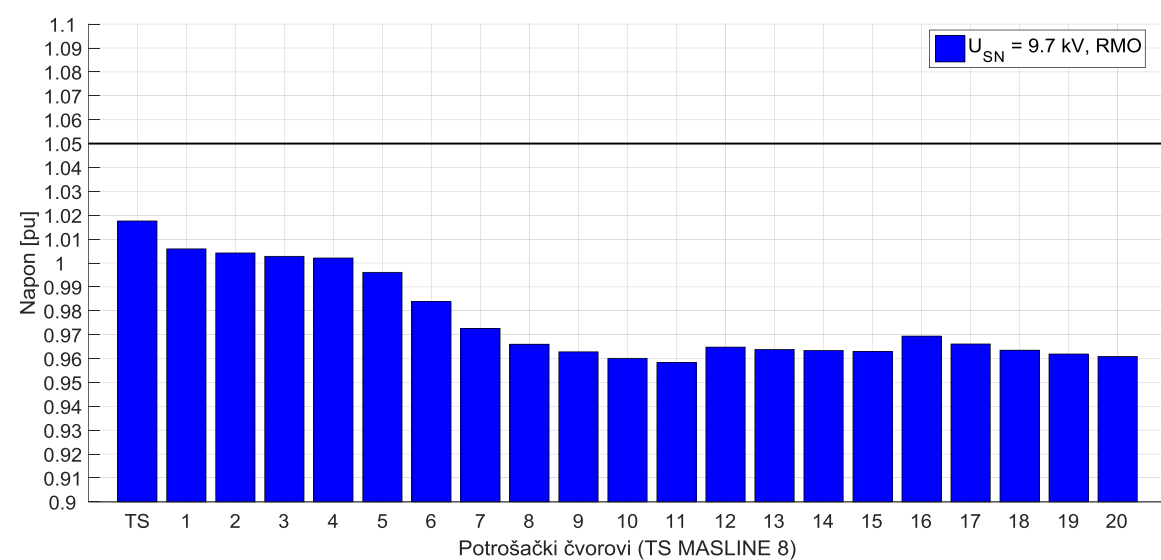
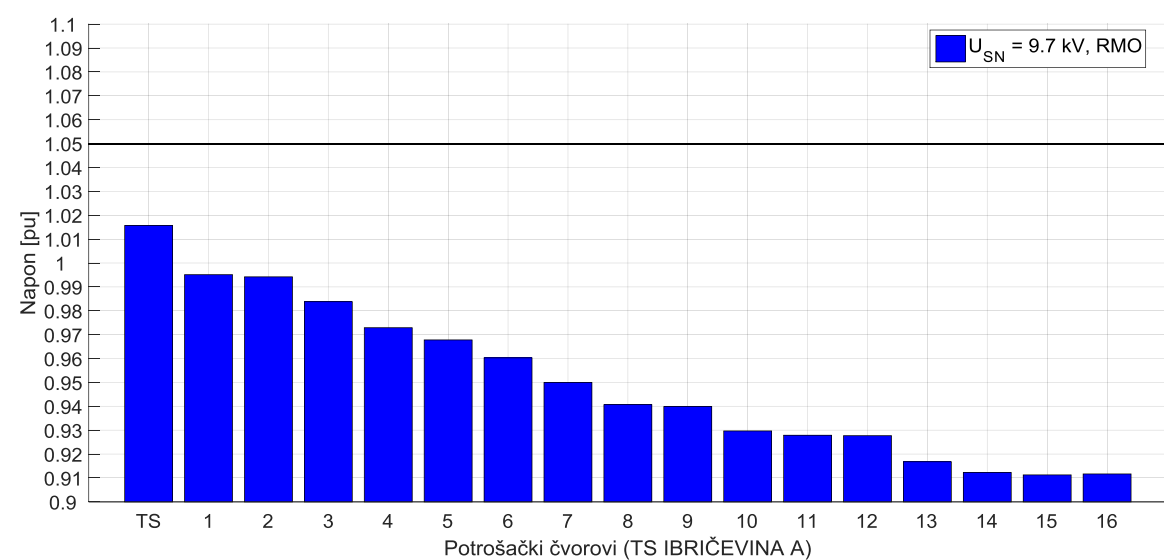
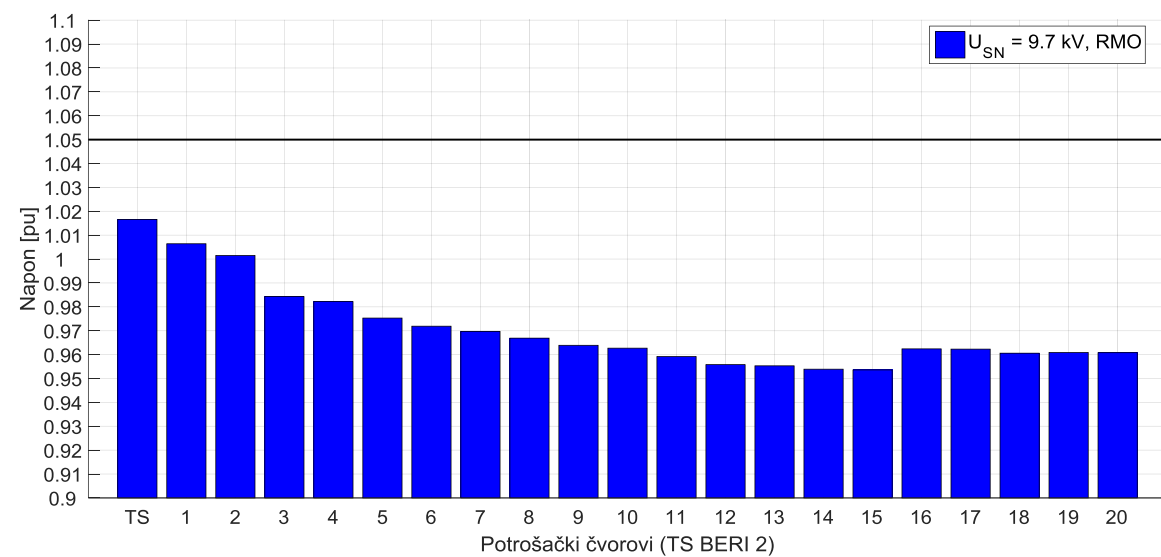
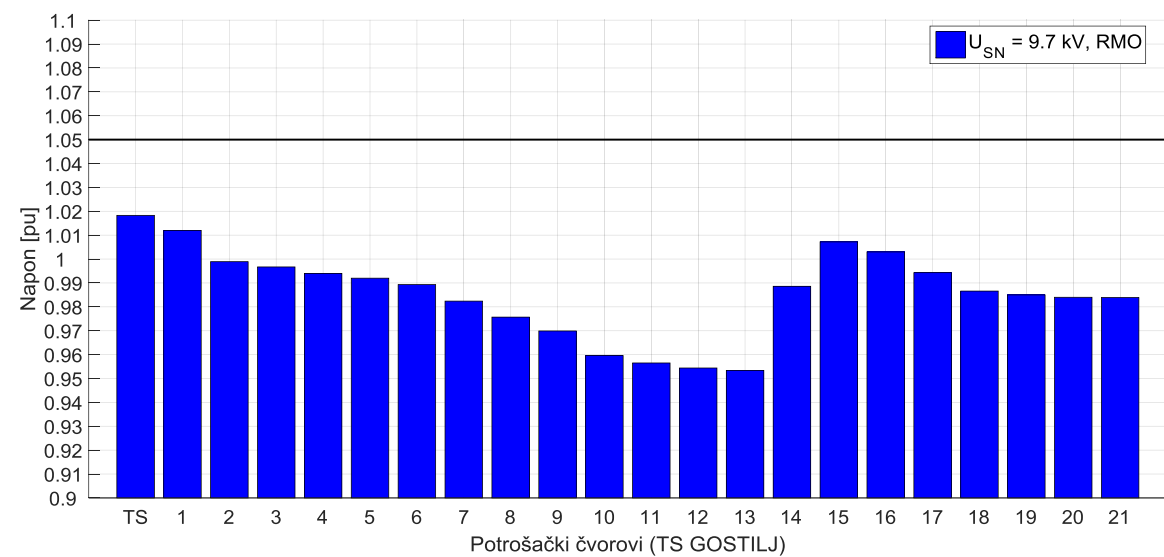
kao i to da se manuelnoj regulaciji ne pristupa često, već se podešava prilikom postavljanja transformatora i mijenja eventualno sezonski i u slučaju potrebe, scenario od značaja svakako je: 10 kV na SN strani pri RSO uz regulacioni položaj – 5 %, za koji su rezultati simulacija dati na slici 5.10. U tom slučaju, vrijednosti napona niže su u odnosu na scenario sa ravnotežnim regulacionim položajem, ali ostaju u propisanim granicama.

Scenario koji bi se, takođe, mogao javiti u slučaju da je napon na NN strani transformatora jednak 400 V, jeste RMO pri 9,7 kV na SN strani pri i regulacionim položajem – 5 %, prikazan je u Prilogu C, na slici C.2. U tom slučaju, postignute su najniže vrijednosti napona u odnosu na sve prikazane scenarije. Naponi u krajnjim potrošačkim čvorovima trafo reona Gostilj, Beri 2 i Masline 8 približili su se dozvoljenoj donjoj granici, dok su se vrijednosti napona u čvorovima sa većeg dijela izvoda trafo reona Ibričevina A, spustile ispod granične vrijednosti.

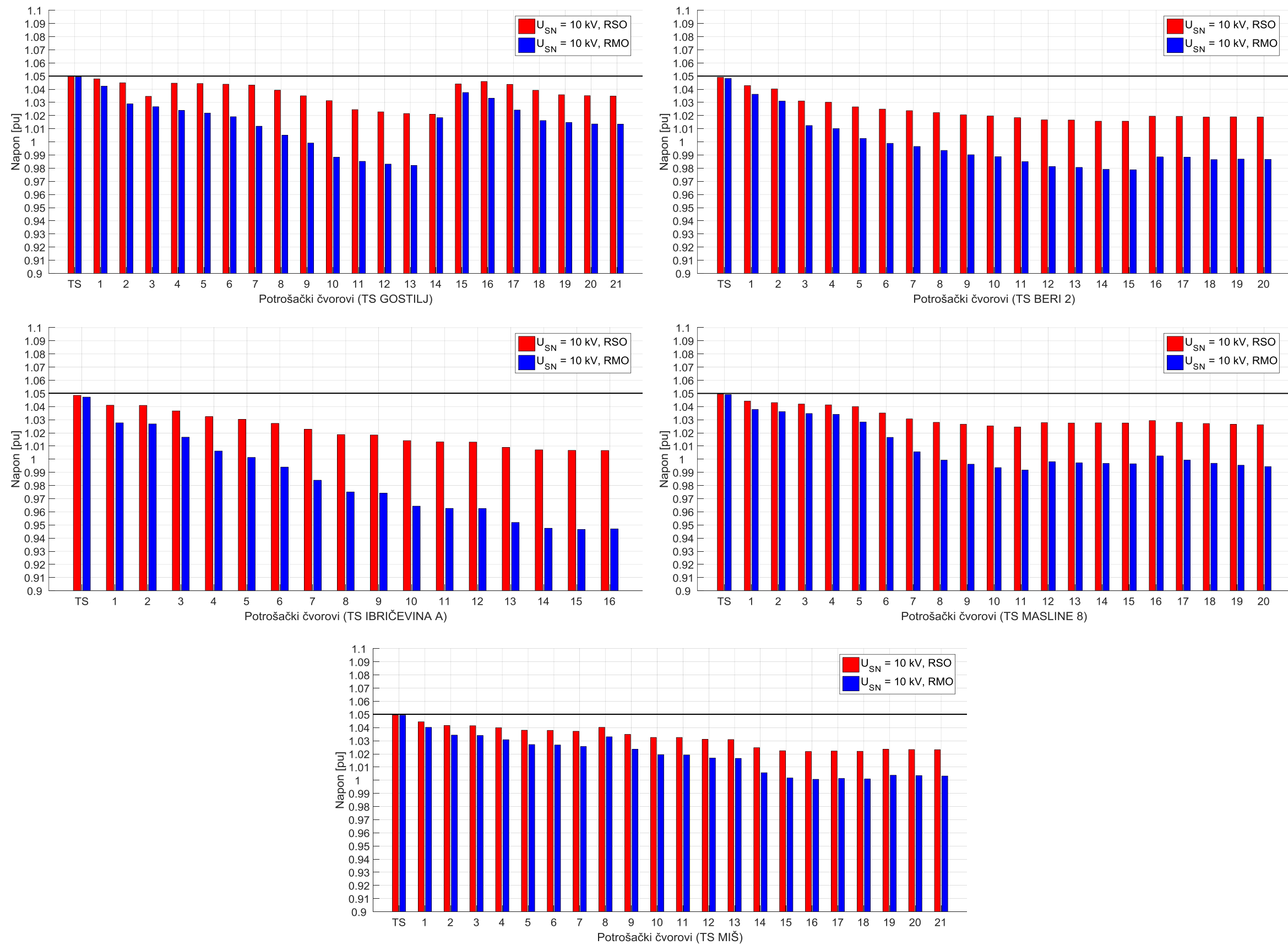
Na osnovu prikazanih rezultata simulacija, može se zaključiti da normalan režim rada EDM ne trpi 420 V na NN strani 10/0,4 kV transformatora uz povišeni napon na SN strani (10,4 kV), već ga je potrebno spustiti na 400 V. Suprotna situacija, u vidu 9,7 kV na SN strani i 400 V na NN sabirnicama 10/0,4 kV transformatora izazvala je narušavanje naponskih prilika u jednom od pet trafo reona, dok je u tri trafo reona izazvala da vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima budu bliske donjoj granici. Mreže kod kojih je vrijednost napona na sekundarnoj strani napojnog transformatora 400 V, imaju tendenciju rizika od pada napona ispod dozvoljene vrijednosti u periodu najviših opterećenja. S obzirom na to da se očekuje da će priključivanje distribuiranih izvora izazvati rast napona u čvorovima NN izvoda, scenario od interesa za istraživanje je stanje EDM u RSO pri 10 kV na SN strani, kao scenario u kojem su vrijednosti napona najbližije gornjoj graničnoj vrijednosti. Stoga, simulacije tokova snaga za scenarije priključivanja PV sistema u čvorovima NN izvoda realizovane su u tim pogonskim uslovima.

U nekim djelovima analize, koja će biti prikazana u nastavku, povučena je paralela između RSO pri 10 kV na SN strani i 420 V na NN strani (na primerima označeno simbolički: REG 0 %) i RSO pri 10 kV na SN strani i 400 V na NN strani (na primerima označeno simbolički: REG -5 %). To upoređivanje predstavljeno je iz razloga zastupljenosti različitih transformatora (i sa različito podešenom regulacijom) u NN mreži, a potrebno je u cilju postizanja generalnih zaključaka.

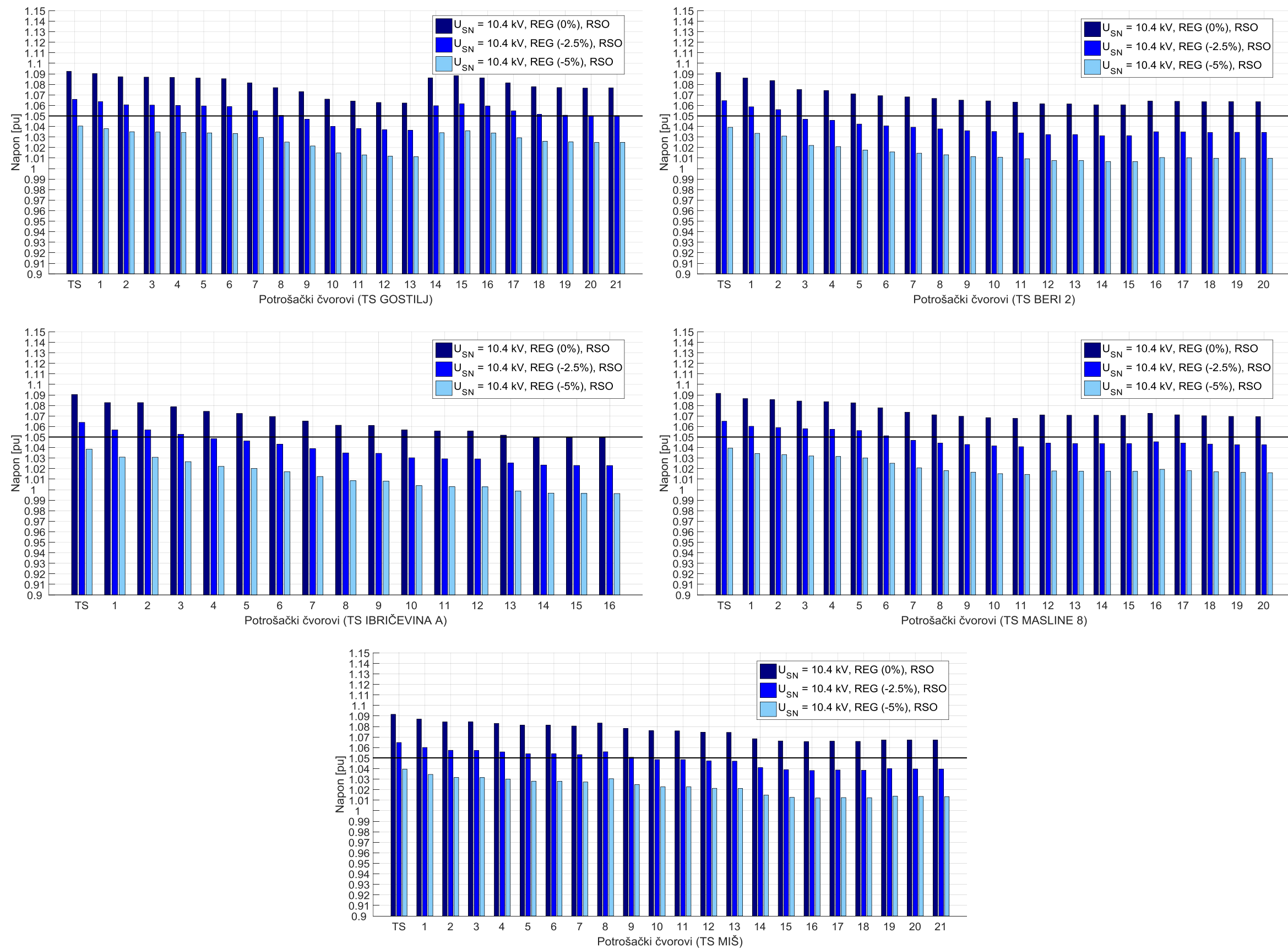
U prikazanom dijelu analize upoređeni su pogonski uslovi EDM, koji se mogu javiti. Prikazano je kako se napon mijenja u skladu sa promjenom napona u napojnoj tački i promjenom opterećenja konzuma. Distribuirani izvori imaju drugačiji karakter uticaja na naponske prilike NN izvoda, koji je analizom provjeren za RSO pri 10 kV na SN strani, a prikaz će uslijediti u nastavku rada. Rezultati postignuti za navedene pogonske uslove, mogu se uporediti i primijeniti na ostale režime rada EDM.



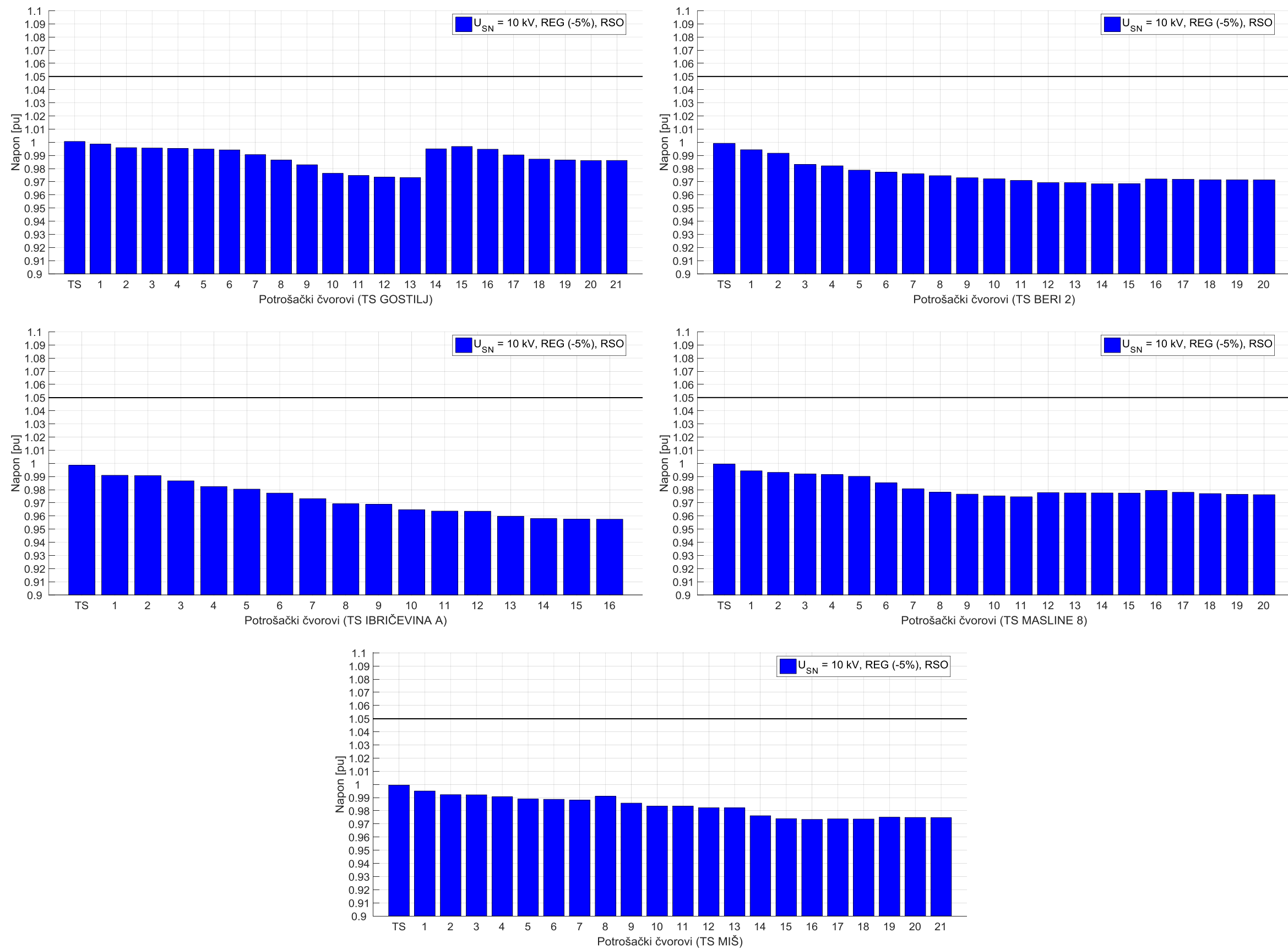
Slika 5.7: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 9,7 kV, pri RMO



Slika 5.8: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10 kV, pri RSO ili RMO



Slika 5.9: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10,4 kV, pri RSO i tri regulaciona položaja (ravnotežni položaj, - 2,5 % i – 5 %)



Slika 5.10: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10 kV pri RSO i regulaciji – 5 %

5.4.3. Uticaj PV sistema na naponske prilike NN mreže - Priključivanje PV sistema sa jediničnim faktorom snage ($PF = 1$, $Q_{PV} = 0$) u jednom čvoru NN izvoda

U cilju provjere kolika snaga PV sistema je prihvatljiva naponskim prilikama u mreži, a u zavisnosti od mjesta priključenja izvora, simulirani su tokovi snaga za slučaj priključenja PV sistema sa jediničnim faktorom snage u svakom čvoru izvoda pojedinačno na primjerima pet odabranih trafo reona.

Priključenje mikro PV sistema na NN izvod izaziva promjene u funkcionisanju EDM. Prisustvo jednog PV sistema utiče na promjene u tokovima snaga, a samim tim i na naponske prilike. Koliko će dominantan uticaj izvora na elektrodistributivnu mrežu biti zavisi od dva faktora: mjesta priključenja i instalisane snage izvora.

Na slici 5.11 prikazane su promjene napona u svim potrošačkim čvorovima duž izvoda, na primjeru trafo reona Ibričevina A za tri situacije: da je PV sistem priključen na početku (potrošački čvor 1), sredini (potrošački čvor 8) ili na kraju izvoda (potrošački čvor 16); da li je izvor snage 10, 20 ili 30 kW priključen u čvoru 1, 8 ili 16 na grafiku je označeno sa P_{PV1} , P_{PV8} ili P_{PV16} , respektivno.

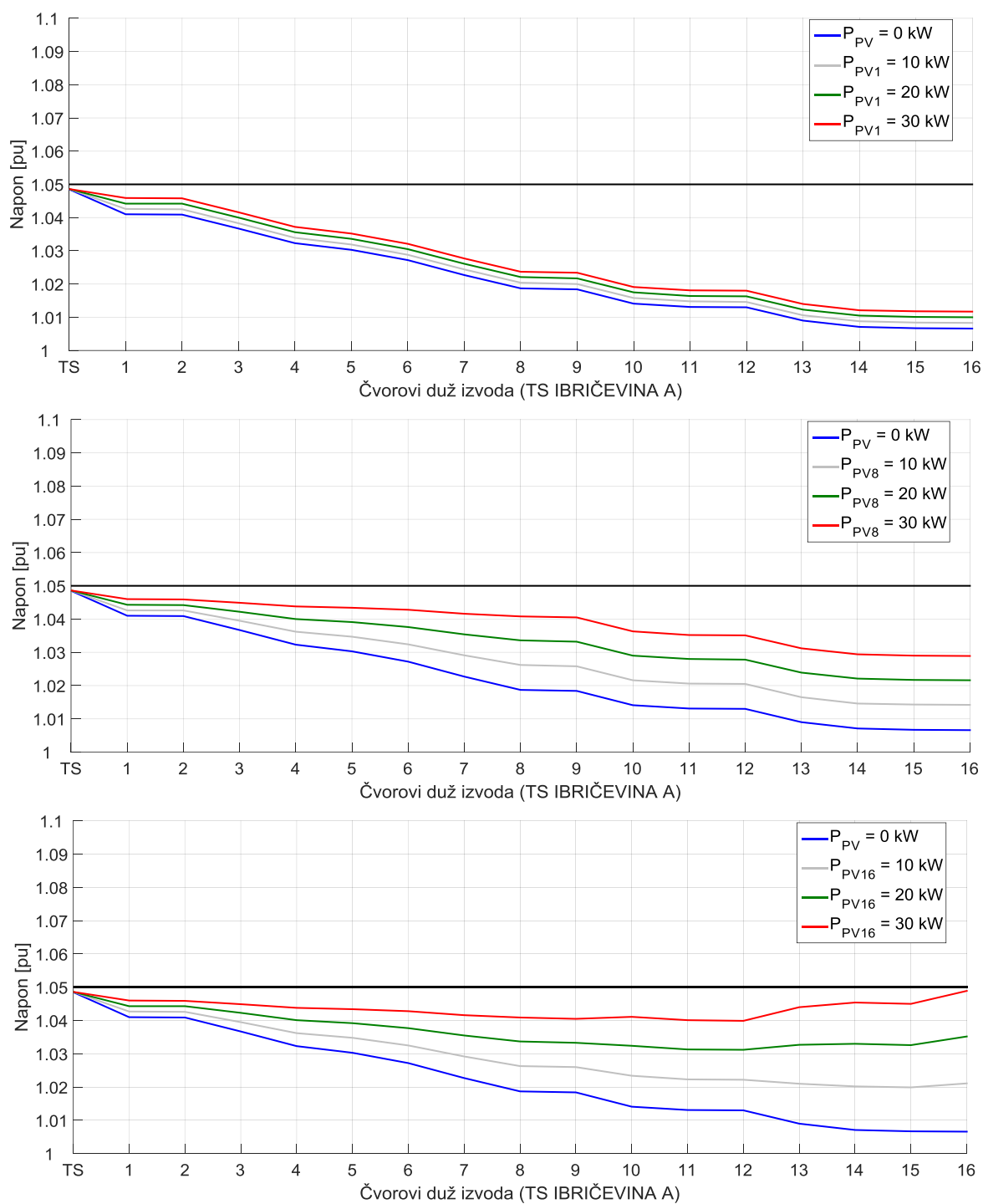
Sa slike 5.11 jasan je uticaj mjesta priključenja PV sistema na naponske prilike izvoda. 10 kW injektirano na početku izvoda ima mali uticaj na promjenu naponskog profila. Ako se izvor pomjeri na sredinu izvoda, uticaj na naponske prilike će biti dominantniji, ali najveće promjene izazvaće ako je priključen na samom kraju mreže. PV sistem snage 30 kW priključen na početku izvoda ima blaži uticaj na naponski profil nego PV sistem snage 10 kW priključen na sredini ili kraju mreže.

PV sistem priključen na početku izvoda ravnomjerno podiže napon u svim čvorovima duž izvoda. 30 kW injektirano u čvoru 1 utiče na povišenje napona u čvoru 16 za 0,005 pu, što je jednako 2,04 V. Ako je, međutim, 30 kW injektirano na kraju izvoda, napon u čvoru 16 povišen je za 0,042 pu ili 16,90 V i dostiže vrijednost blisku gornjoj graničnoj vrijednosti. PV sistem priključen u čvoru 16 najviše utiče na čvorove sa kraja mreže, a što je čvor bliži TS, uticaj je manje dominantan.

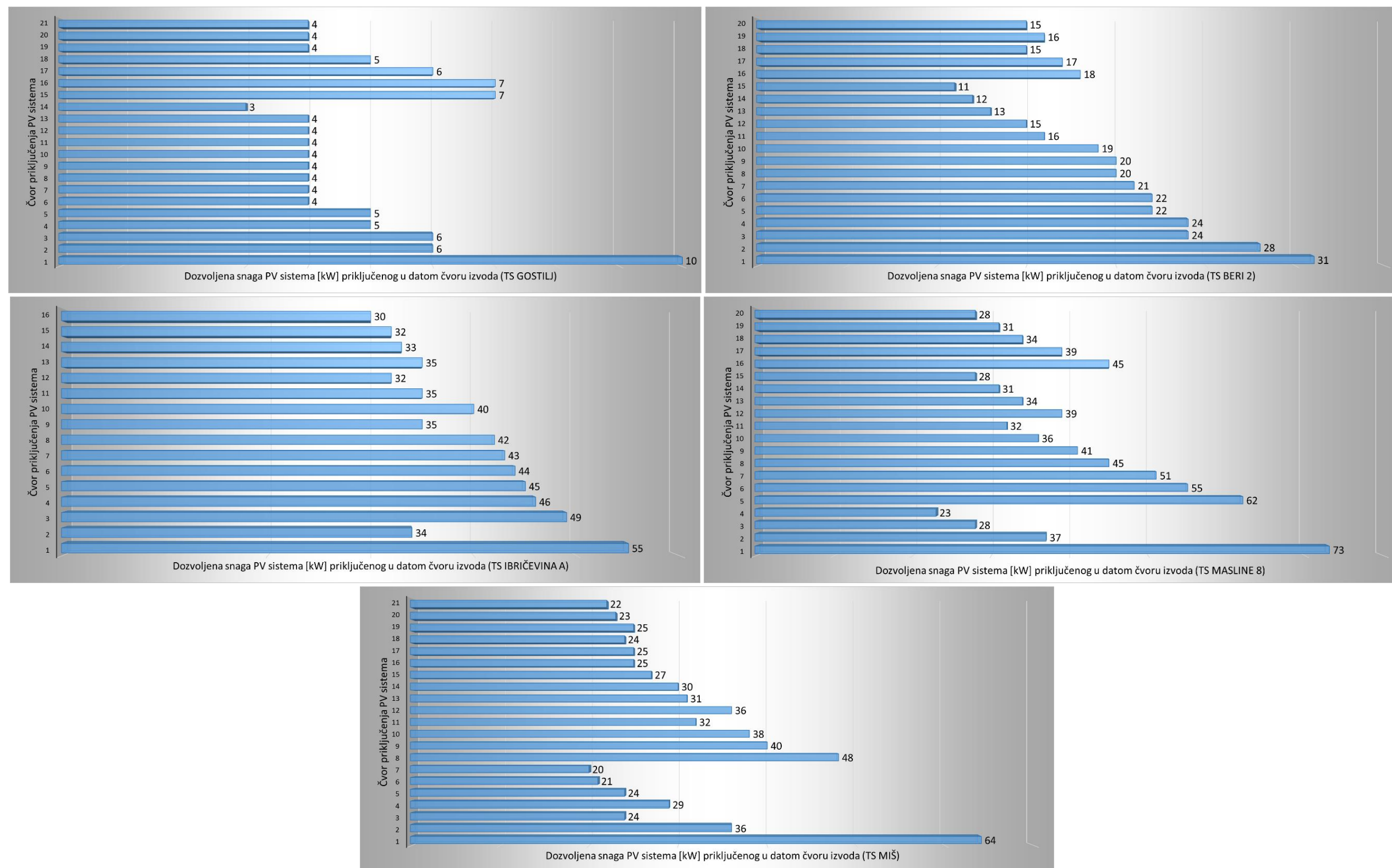
S obzirom na to da je NN mreža radijalno napojena, postavljanje izvora u bilo kojem čvoru duž izvoda, promijenice opis naponskih prilika. Iz izvora će se najprije opskrbiti potrošači koji se nalaze poslije njega, gledano iz napojne tačke NN mreže (trafostanice). Ako je izvor dovoljno veliki da snabdije cjelokupno opterećenje iza sebe, preostalu energiju usmjeriće ka trafostanici, a ako nije, snabdjeće dio opterećenja, te tako smanjiti potrebe za električnom energijom od primarnog izvora. U radijalnim mrežama, što je čvor bliži kraju izvoda, to je manje opterećen, te će najprije biti izložen promjeni toka snaga, a samim tim i povećanju napona.

Na slici 5.12 grafički je prikazano koliku snagu je moguće injektirati u jednom čvoru, pod uslovom da je samo u tom čvoru priključen PV sistem, pri čemu su tretirani svi potrošački čvorovi odabranih trafo reona. Trafo reoni su na grafičkim prikazima naznačeni redom. Vrijednost snage koja je dodijeljena datom čvoru je snaga pri kojoj vrijednosti napona u svakom čvoru izvoda ostaju u dozvoljenim granicama, a injektiranje 1 kW više od navedene vrijednosti, izazvalo bi narušavanje naponskih prilika.

Trafo reon Gostilj najmanje može podnijeti distribuirano injektiranje snage. Svega 3 kW moguće je injektirati u čvoru 14, dok se na početku ne može priključiti izvor veći od 10 kW. Po tehničkim karakteristikama, to je od posmatranih pet, najslabija mreža. U većem dijelu mreže pad napona je neznatan, što ograničava priključenje i u čvorovima gdje je pad napona veći.



Slika 5.11: Uticaj jednog PV sistema na naponske prilike NN izvoda u zavisnosti od pozicije priključenja i instalisane snage, na primjeru izvoda Ibričevina A



Slika 5.12: Dozvoljena snaga jednog PV sistema priključenog u čvoru NN izvoda na primjeru pet trafo reona

Najveće promjene u naponskim prilikama izazvane su u čvorovima priključenja. Ako, međutim, u mreži postoje čvorovi kojima je potrebna mala promjena napona da bi dostigli graničnu vrijednost, vrijednost napona u tački priključenja nije mjerodavna za određivanje mogućnosti priključenja, već vrijednost napona onog čvora, u kojem najprije dostigne graničnu vrijednost, 420 V.

Upoređivanjem trafo reon Beri 2 sa trafo reonom Gostilj, uočavaju se sličnosti i razlike u karakteristikama. Napojni transformatori su jednakih snaga. Ukupno opterećenje izvoda približno je jednako (opterećenje izvoda trafo reona Gostilj je 17,50 kW, u slučaju Beri 2 je 19,79 kW, u RSO). Ukupno opterećenje kompletnog trafo reona, međutim, značajno se razlikuje. Beri 2 je više nego duplo opterećen od izvoda Gostilj (Tabela 5.2). Vrijednost faktora snage jednaka je za oba trafo reona i iznosi 0,95. Beri 2 okarakterisan je prisustvom vazdušnog voda većeg presjeka, za razliku od izvoda Gostilj koji kompletno pokriven SKS-om presjeka 4x35 mm². Izvod iz TS Beri 2 je duži za 140 m a značajne su razlike i u samoj topologiji mreže.

Vodovi manjeg poprečnog presjeka imaju manju propusnu moć, a usljed male vrijednosti opterećenja, manji je doprinos padu napona, što umanjuje pogodnost mreže za prijem distribuiranih izvora.

Različitost u topologiji mreže odnosi se na raspodjelu opterećenja duž izvoda. Izvod iz TS Gostilj se na samom početku dijeli na dvije grane, što za posljedicu ima da opterećenje čvorova od 15. do 21. za čvorove od 2. do 14. ne predstavlja opterećenje duž izvoda, već se njihov uticaj manifestuje samo u jednom čvoru koji ih povezuje, u čvoru 1. Kako se čvor 1 nalazi na početku izvoda, to se dvije grane ponašaju kao dva izvoda manjeg opterećenja.

Beri 2 na kraju izvoda može da primi 11 kW, što je veća snaga od snage koju naponske prilike trafo reona Gostilj dozvoljavaju izvoru na početku izvoda.

Slično, mogu se uporediti trafo reoni: Ibričevina A, Masline 8 i Miš. Ibričevina ima najduži izvod i najveći pad napona duž izvoda, dok se kod ostala dva trafo reona izvod dijeli. Kao trafo reon sa najvećim padom napona, Ibričevina A u krajnjem čvoru može podnijeti veći izvor. Na kraju izvoda iz Ibričevina A može se priključiti PV sistem od 30 kW, dok u slučaju Masline 8 moguće je injektirati svega 23 kW (krajnji čvor kraće grane) i 28 kW (krajnji čvor duže grane), a u krajnjim čvorovima grana izvoda iz TS Miš 20 kW i 22 kW, respektivno. Izvod iz Beri 2, po svojim karakteristikama ipak je bliskiji toj grupaciji nego izvodu Gostilj, prvenstveno zbog vodova većeg presjeka, kao i većeg opterećenja trafo reona.

Može se zaključiti da pad napona duž izvoda igra značajnu ulogu u determinisanju mogućnosti priključenja izvora. Pad napona duž izvoda, najviše je uslovljen vrijednošću i raspodjelom opterećenja, kao i samom dužinom izvoda.

S obzirom na to da je svaki izvod jedinstven po svojim karakteristikama, snage priključenih izvora upoređene su sa ukupnim opterećenjem izvoda u cilju određivanja nivoa PV penetracije. Nivo penetracije PV sistema provjeren je za dva scenarija: prenosni odnos transformatora 10/0,42 kV pri RSO (REG 0 %) i prenosni odnos 10/0,4 kV pri RSO (REG -5 %). Paralela je povučena u cilju upoređivanja nivoa penetracije u zavisnosti od vrijednosti napona na NN sabirnicama TR, tj. u zavisnosti od toga da li je napon na NN strani TR jednak 420 ili 400 V.

U tabelama 5.5 i 5.6 prikazano je upoređivanje opterećenja izvoda sa snagom PV sistema priključenog na početku ili kraju izvoda, respektivno. Za posmatranih pet trafo reona redom su

prikazane vrijednosti: opterećenje izvoda, snaga PV sistema priključenog u čvoru za slučaj da je regulacija u ravnotežnom položaju i da je regulacija u položaju -5 %, zatim nivo PV penetracije za slučaj da je regulacija u ravnotežnom položaju, i na kraju upoređeno je koliko puta je PV penetracija veća ako je regulacija u položaju -5 %.

Prikazanim rezultatima prethodile su pojedinačne simulacije za svaki tretirani scenario i poziciju priključenja PV sistema.

Naznaka: „Čvor sa početka izvoda“ odnosi se na 1. čvor, dok se „Čvor sa kraja izvoda“ odnosi na numerički posljednji čvor izvoda (Gostilj i Miš čvor 21, Beri 2 i Masline 8 čvor 20, a Ibričevina A čvor 16).

Iz tabela 5.5 i 5.6 jasno je da u uslovima 420 V na NN strani SN/NN transformatora, Gostilj kao slabija mreža ne može se porediti sa preostale četiri mreže. Dok u ostalim izvodima čvor sa početka mreže može podnijeti izvor od najmanje 111,56 % PV penetracije u odnosu na opterećenje izvoda (u slučaju Ibričevina A) do čak 156,64 % (u slučaju Beri 2), čvor sa početka izvoda Gostilj trpi svega 57,14 %. U slučaju čvora sa kraja izvoda, razlika u mogućnostima PV penetracije takođe je značajna.

Tabela 5.5: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistem priključen je u jednom čvoru na početku izvoda)

Uticao regulacije napona u napojnoj TS na mogućnost PV penetracije u NN mreži (PV sistem je priključen u jednom čvoru na početku izvoda)					
Trafo reon	Gostilj	Beri 2	Ibričevina A	Masline 8	Miš
Opterećenje izvoda [kW]	17.50	19.79	49.30	55.05	45.11
Snaga PV sistema (REG 0%)[kW]	10.00	31.00	55.00	73.00	64.00
Snaga PV sistema (REG -5%)[kW]	327.00	263.00	365.00	700.00	695.00
Nivo PV penetracije (REG 0%)[%]	57.14	156.64	111.56	132.61	141.88
Odnos nivoa penetracije PV (REG -5%)/PV (REG 0%)	32.70	8.48	6.64	9.59	10.86

Tabela 5.6: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistem priključen je u jednom čvoru na kraju izvoda)

Uticao regulacije napona u napojnoj TS na mogućnost PV penetracije u NN mreži (PV sistem je priključen u jednom čvoru na kraju izvoda)					
Trafo reon	Gostilj	Beri 2	Ibričevina A	Masline 8	Miš
Opterećenje izvoda [kW]	17.50	19.79	49.30	55.05	45.11
Snaga PV sistema (REG 0%)[kW]	4.00	15.00	30.00	28.00	22.00
Snaga PV sistema (REG -5%)[kW]	18.00	40.00	63.00	83.00	62.00
Nivo PV penetracije (REG 0%)[%]	22.86	75.80	60.85	50.86	48.77
Odnos nivoa penetracije PV (REG -5%)/PV (REG 0%)	4.50	2.67	2.10	2.96	2.82

Ako se uzmu u obzir rezultati kompletne analize naponskih prilika (poglavlje 5.4.2), kao i rezultati analize priključenja PV sistema, može se zaključiti da je za slabije mreže, kao što je Gostilj pogodnije da se napon na sabirnicama TR održava na 400 V (u najkritičnijem slučaju u smislu niskih vrijednosti napona, napon je ostao u dozvoljenim granicama). U tom slučaju, prihvatljiva snaga PV sistema priključenog na početku mreže je čak 327 kW ili 32,7 puta više nego u prvom slučaju. I za čvor sa kraja izvoda značajno je povećan nivo penetracije zahvaljujući režimu REG -5 %. U

suprotnom, priključivanje PV sistema značajno je ograničeno. Mada, može se uočiti i to da i u slučaju režima REG -5 %, Gostilj kao slabija mreža, na kraju izvoda može prihvatiti značajno manji nivo PV penetracije u odnosu na ostale izvode.

Kad su posrijedi ostali trafo reoni, zaključuje se da je u slučaju 420 V na sabirnicama TS na početku svakog od izvoda moguće injektirati više od 100 % od opterećenja cijelog izvoda (u slučaju Beri 2 preko 150 %), dok se u slučaju smanjenja napona u napojnom čvoru na 400 V nivo penetracije povećava najmanje 6,64 puta u slučaju Ibričevine A, do čak 10,86 puta u slučaju Miš.

U čvorovima sa kraja mreže, najmanju moć ima PV sistem priključen na izvodu Miš, 48,77 %, dok u slučaju Beri 2, nivo PV penetracije dostiže 75,80 %. Regulacijom napona -5 % postiže se povećanje PV penetracije 2 do 3 puta.

Nakon što je generalno prikazano kakve su mogućnosti priključenja PV sistema u zavisnosti od pozicije priključenja izvora, analiza je usmjerena na preciznije određivanje zavisnosti PV penetracije od parametara kao što su: distanca, vrijednosti napona u čvoru i pad napona duž izvoda. Rezultati istraživanja dati su u sljedećim stavkama:

- Uticaj distance i pada napona duž izvoda na nivo PV penetracije u jednom čvoru

U cilju provjere uticaja distance i pada napona duž izvoda na mogućnost PV proizvodnje, vrijednosti napona u čvorovima koji su rezultat simulacije tokova snaga za režim REG 0 % (poglavlje 5.4.2) poslužili su kao polazna tačka u tekućem dijelu analize.

U prilogu D, na slici D.1. prikazan je pad napona duž izvoda uvažavajući udaljenost čvora od TS za trafo reone Gostilj, Beri 2, Ibričevina A, Masline 8 i Miš. Izvodi iz TS Gostilj, Masline 8 i Miš su razgranati, pa su shodno tome i tretirani i predstavljeni grafički (svaka grana može se posmatrati kao izvod). Nije svaki potrošački čvor predstavljen grafički, neki su izostavljeni, kako bi bila ispraćena jedna linija od početka izvoda ili grane, do krajnjeg čvora. Takav prikaz je dovoljan, jer omogućava stvaranje jasne slike o mogućnostima PV proizvodnje u čvorovima duž cijelog izvoda.

Krak Gostilj 1/2 čine potrošački čvorovi od 1. do 13, a Gostilj 2/2 čine čvorovi 1, 15. do 21. Krak Beri 2 čine potrošački čvorovi od 1. do 15; a krak Ibričevina A: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 13, 14. i 16. Krak Masline 8 1/2 čine čvorovi: 1, 2, 3. i 4, dok krak Masline 8 2/2 čine čvorovi: 1, 5, 6, 7, 8, 9, 10. i 11. Krak Miš 1/2 čine čvorovi: 1, 2, 4, 5. i 7, a krak Miš 2/2 čine: 1, 8, 9, 10, 12, 14, 15. i 16.

Navedeni prikaz niza čvorova kao predstavnika izvoda ili grane upotrebljen je i za prikaze rezultata u nastavku analize (Prilog D, slike D.2 i D.3 kao i slika 5.14).

Grafički prikaz na slici D.2 u Prilogu D potvrđuje da je pad napona uslovljen opterećenjem duž izvoda. U cilju upoređivanja izvoda Beri 2 i Ibričevina A, potrebno je uzeti u obzir da je izvod iz Beri 2 opterećen sa ukupno 19,79 kW, a Ibričevina A sa ukupno 49,30 kW. Iz tog razloga, bez obzira na to što je izvod Beri 2 duži za 280 m, njegovi krajnji čvorovi ostvaruju blaži pad napona u odnosu na krajnje čvorove izvoda iz Ibričevina A. S druge strane, dvije grane izvoda Gostilj: 1/2 i 2/2, opterećene su sa 12,22 kW i 5,28 kW, respektivno. Mada su im dužine približnih vrijednosti, pad napona se značajno razlikuje. Dvije kraće grane od izvoda: Masline 8 1/2 i Miš 1/2, sa svega 4, odnosno 6 potrošača, trpe blaži pad napona. Grana Masline 2/2 opterećena je sa 48,66 kW, što je približno jednako opterećenju izvoda Ibričevina A, ali je opterećenje drugačije raspoređeno (više su opterećeni čvorovi sa sredine mreže: čvor 7 i čvor 8) pa je pad naponja manji u odnosu na izvod Ibričevina A, koji je dužinom izvoda više opterećen.

U cilju pronalaženja načina određivanja nivoa PV penetracije koji se može ostvariti u zavisnosti od mjesta priključenja provjerena je zavisnost nivoa penetracije PV sistema priključenog u nekom čvoru od vrijednosti napona koju je taj čvor imao prije priključenja PV sistema. To je prikazano na slici D.2 u Prilogu D. S obzirom na to da je Gostilj izdvojen kao značajno slabiji od ostalih, u daljoj analizi i traženju zaključka o mogućnostima PV penetracije, izostavljen je iz posmatrane grupe. Taj trafo reon bi trebalo upoređivati sa njemu sličnim u cilju dobijanja odgovora na pitanja mogućnosti priključenja PV sistema.

Sa slike D.2 u Prilogu D. uočava se da što je napon u čvoru izvoda veći, veća je i mogućnost PV penetracije. Svaki izvod ili grana, međutim, ima svoju putanju pada napona duž izvoda i odgovarajućeg nivoa PV penetracije. Primjera radi, na kraju izvoda Ibričevina A moguć je veći nivo penetracije nego na kraju bilo kojeg kraka izvoda Miš ili Masline 8, iako su im naponi na krajevima veći u odnosu na izvod Ibričevina A. Stoga, iz date zavisnosti nije izvučeno pravilo koje bi moglo koristiti određivanju mogućnosti priključenja PV sistema u nekom čvoru.

Provjereno je i to kako se nivo PV penetracije mijenja u zavisnosti od udaljenosti čvora priključenja PV sistema od TS, a grafički je prikazano na slici D.3 u Prilogu D. Upoređivanjem izvoda iz Ibričevina A i grana iz Miš i Masline 8, moglo bi se zaključiti da što je udaljenost krajnjeg čvora veća, veći je i nivo PV penetracije iz tog čvora. Ako se, međutim, uporede Beri 2 i Ibričevina A, to ne važi. Beri 2 ima najduži izvod, ali malo opterećenje. Ibričevina A ima kraći izvod, koji je više opterećen.

Uzimajući u obzir pojedinačna razmatranja prikazana na slikama D.2 i D.3 u Prilogu D. kao i pad napona duž izvoda može se zaključiti da se u cilju određivanja dozvoljene snage PV sistema u jednom čvoru, zavisnost od bilo kojeg od datih faktora ne može posmatrati nezavisno.

Vrijednost napona u čvoru uslovljena je i udaljenošću čvora od TS, kao i opterećenjem cijelog izvoda i opterećenjem samog čvora. Usljed radijalnog karaktera izvoda, čvor što je udaljeniji ima manju moć za prihvatanje PV penetracije. To pravilo, međutim, važi za čvorove unutar jednog izvoda, a svaki izvod karakteriše drugačiji pad mogućnosti PV penetracije od početne do krajnje tačke.

- Promjena napona u čvoru priključenja PV sistema i nivo PV penetracije

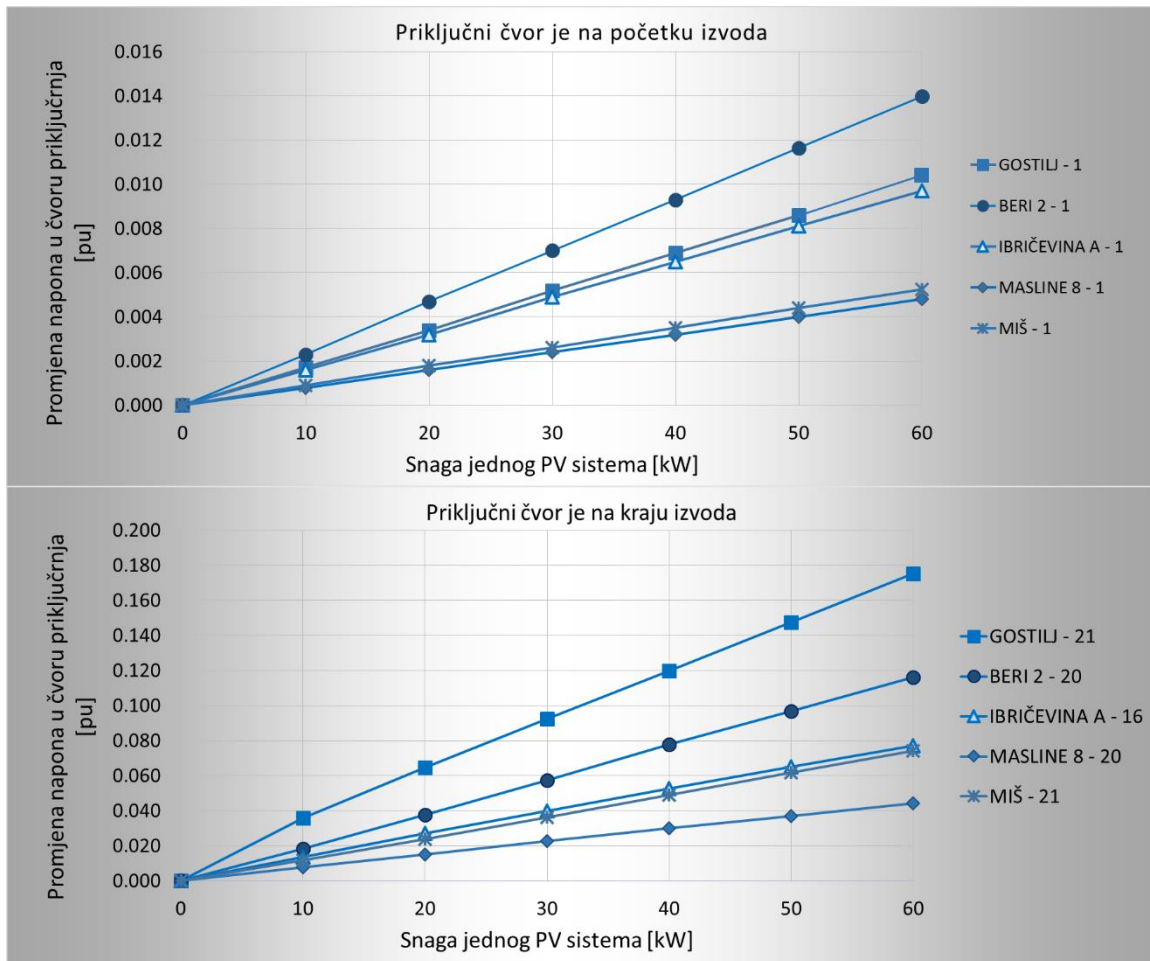
Za svaki potrošački čvor razmatranih izvoda provjereno je kako se napon u čvoru priključenja PV sistema mijenja u zavisnosti od vrijednosti injektirane snage. Na slici 5.13 prikazana je promjena napona u čvoru priključenja PV sistema u zavisnosti od injektirane snage za slučaj da je čvor priključenja na početku ili na kraju izvoda. Injektirana snaga mijenja se u koracima: 10, 20, 30, 40, 50 i 60 kW, a trend uticaja PV sistema na naponske prilike drugačiji je za svaki čvor. Rast napona izazvan PV penetracijom najblaži je u čvoru sa početka, a najstrijmiji je u krajnjem čvoru. Na grafičkom prikazu na slici 5.13 označen je izvod i čvor na koji se odnosi karakteristika promjene napona u zavisnosti od injektirane snage npr. Gostilj – 1 ili Gostilj – 21 znači izvod Gostilj, čvor 1 ili 21, respektivno. Trend linije za sve čvorove su linearne i mogu se predstaviti odgovarajućom relacijom. Relacijama 5.1 do 5.4 prikazane su karakteristike za prvi i krajnji čvor izvoda Beri 2 i Masline 8.

$$\Delta U_{(\text{Beri 2}-1)} = 0.0002 P_{PV} - 2 \times 10^{-17} \quad (5.1)$$

$$\Delta U_{(\text{Masline 8}-1)} = 8 \times 10^{-5} P_{PV} - 9 \times 10^{-17} \quad (5.2)$$

$$\Delta U_{(\text{Beri}-20)} = 0.0019 P_{PV} + 0.0007 \quad (5.3)$$

$$\Delta U_{(\text{Masline 8}-20)} = 0.0007 P_{PV} + 0.0005 \quad (5.4)$$



Slika 5.13: Zavisnost promjene napona u čvoru priključenja od snage priključenog PV sistema u slučaju da je priključni čvor na početku ili na kraju izvoda, na primjeru pet trafo reona

Poređenjem karakteristika izraženih relacijama 5.1 i 5.3 na primjeru izvoda Beri 2, zaključuje se da je u cilju postizanja promjene napona u čvoru priključenja: $\Delta U = 1$ V, u čvoru 1 potrebno injektirati 12,5 kW, a ta snaga injektirana u čvoru 20, napon u čvoru priključenja mijenja za 9,78 V (1,32 kW mijenja napon za 1 V). U slučaju trafo reona Masline 8 (relacije 5.2 i 5.4), u prvom čvoru injektiranje 31,25 kW mijenja napon za 1 V, dok ta snaga u krajnjem čvoru izaziva promjenu napona za 8,27 V.

Rezultati prikazani na slici 5.13 i relacijama 5.1 do 5.4 odabrani su kao prikaz krajnjih vrijednosti. Za potrebe analize, tretirani su svi čvorovi posmatranih izvoda. Linearne trend linije ili karakteristike za sve ostale čvorove svakog izvoda imaju nagib između nagiba karakteristika prvog i krajnjeg čvora.

Linearna karakteristika zavisnosti promjene napona u čvoru priključenja od injektirane snage PV sistema, za svaki potrošački čvor sa posmatranih izvoda može se predstaviti jedinstvenom relacijom 5.5:

$$\Delta U_{(\text{čvora})} = pP_{PV} + a \quad (5.5)$$

Konstanta „a“ iz relacije 5.5 ima malu vrijednost za bilo koji čvor. Najveću vrijednost ima u krajnjim čvorovima, npr. za Beri 2 – 20: $a = 0,0007$, a za Beri 2 – 1: $a = -2 \times 10^{-17}$. Apsolutna vrijednost konstante „a“, u poređenju sa naponom u jediničnim vrijednostima je zanemarljiva. Poređenja radi, $1 \text{ V} = 0,0025 \text{ pu}$, a $0,0007 \text{ pu} = 0,28 \text{ V}$. Za čvorove sa početka mreže konstanta a ima mnogo manju vrijednost.

Provjereno je kako koeficijent „p“ zavisi od vrijednosti napona u čvoru priključenja prije priključenja izvora, tj. vrijednosti napona za pogonske uslove: REG 0 %. Rezultat provjere dat je na grafičkom prikazu na slici 5.14. U tom dijelu analize, usljed malih vrijednosti koeficijenta „p“ za slučaj da je napon izražen u jediničnim vrijednostima (relacije 5.1. do 5.4), te izbjegavanja proračuna sa veoma malim vrijednostima, napon nije predstavljen u [pu] već u [V].

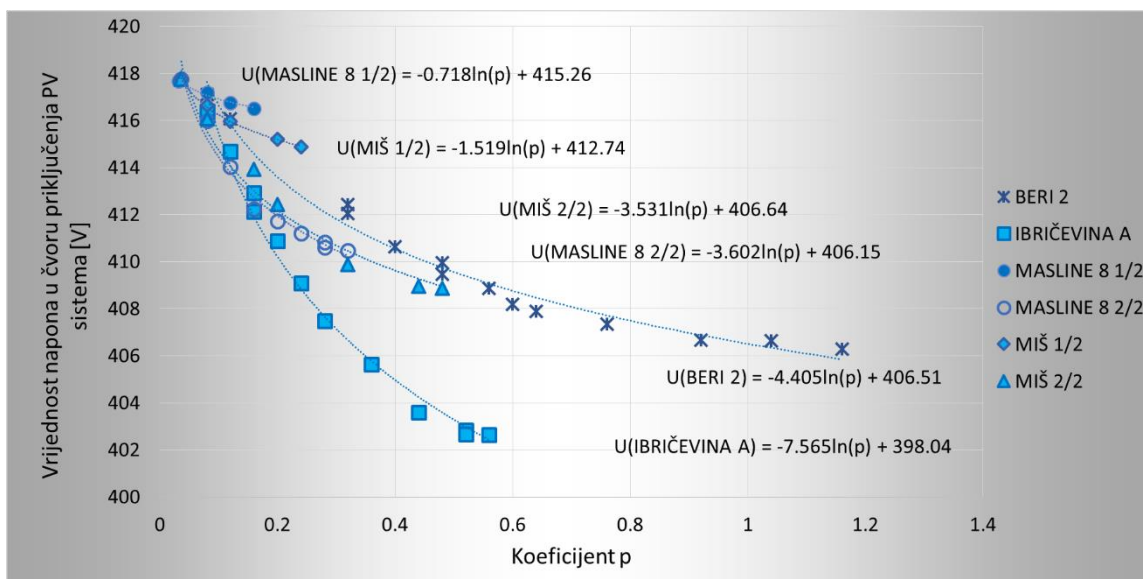
U cilju aproksimacije zavisnosti koeficijenta „p“ od vrijednosti napona u čvoru priključenja PV sistema, tražena je odgovarajuća trend linija koja prati čvorove duž jednog izvoda. Odabrana je logaritamska karakteristika kao karakteristika sa najmanjim odstupanjem vrijednosti napona u čvorovima u odnosu na trend kretanja linije, što je, takođe, prikazano na slici 5.14.

Sa grafičkog prikaza na slici 5.14 može se primijetiti da svaki izvod može biti aproksimiran jednom logaritamskom krivom tipa:

$$U_{(\text{čvora})} = -m (\ln p) + n \quad (5.6)$$

Kako je, međutim, cilj pronaći generalno rješenje za određivanje mogućnosti PV proizvodnje u bilo kom čvoru bilo kojeg izvoda, u tom slučaju trebalo bi definisati trend promjene koeficijenta „m“ i konstante „n“.

Trend promjene koeficijenta „m“ i konstante „n“, prikazan je u zavisnosti od vrijednosti napona u krajnjem čvoru izvoda tj. u zavisnosti od pada napona duž izvoda ili grane. Rezultati su predstavljeni grafički u Prilogu D, slike D.4 i D.5. Koeficijent „m“ je manji što je napon u krajnjem čvoru izvoda ili grane veći. Konstanta „n“ ima vrijednost približnu vrijednosti napona u krajnjem čvoru izvoda. Sa grafičkih prikaza u Prilogu D, može se uočiti da za četiri trafo reona koeficijent „m“ i konstanta „n“ nemaju kakarakteristiku promjene koja bi se mogla predstaviti jedinstvenim matematičkim obrascem. Za date izvode i grane, vrijednosti za „m“ i „n“ mogu se očitati sa grafika zavisnosti datih u Prilogu D.



Slika 5.14: Trend promjene koeficijenta „p“ u zavisnosti od vrijednosti napona u čvoru priključenja PV sistema

Nakon što se odredi vrijednost „p“ (relacija 5.6) na osnovu vrijednosti koeficijenta „m“ i konstante „n“, moguće je iz relacije 5.5 odrediti približnu vrijednost dozvoljene snage PV sistema za priključenje u bilo kojem čvoru izvoda. Proračun se oslanja na vrijednost napona u krajnjem čvoru izvoda i vrijednost napona u čvoru priključenja PV sistema, koje bi, unapređenjem mjerenja mogle biti dostupne.

Uvrštavanjem dobijenih vrijednosti potrebnih parametara za bilo koji čvor na odgovarajućem izvodu, moguće je dobiti istu ili približnu vrijednost snage PV sistema, koja je rezultat prethodno simuliranih tokova snaga (slika 5.12).

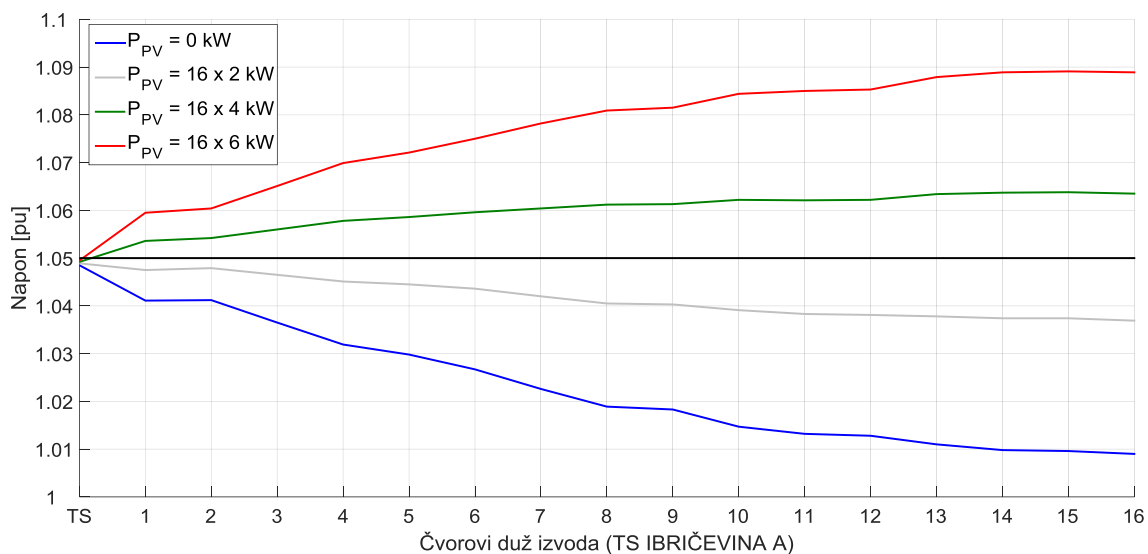
Četiri odabrana izvoda nijesu dovoljna da bi se došlo do generalnog pristupa za bilo koji trafo reon. Ako bi se, međutim, analiza sproveda na većem uzorku izvoda i grana, mogle bi se napraviti grupacije sličnih i definisati trend promjene parametara za njih. Stvorio bi se uslov za približno doređivanje dozvoljene snage priključenja PV sistema u nekom čvoru na NN izvodu.

Na prikazani način, uz raspoloživost informacije o vrijednostima napona u čvoru predviđenom za priključenje izvoda, kao i napona u čvoru na kraju izvoda, može se doći do približne vrijednosti dozvoljene snage PV sistema.

5.4.4. Priključivanje PV sistema sa jediničnim faktorom snage ($PF = 1, Q_{PV} = 0$) u svakom čvoru NN izvoda

Simulacijama je provjereno kolika je dozvoljena snaga PV sistema priključenog u nekom čvoru pod uslovom da su PV sistemi jednakih snaga priključeni u svakom potrošačkom čvoru izvoda.

Na slici 5.15 prikazana je promjena naponskog profila izvoda izazvana injektiranjem snage u svakom potrošačkom čvoru izvoda, a na primjeru izvoda Ibričevina A.



Slika 5.15: Uticaj PV sistema na naponske prilike NN izvoda, u slučaju da je u svakom čvoru injektirana jednaka snaga, na primjeru izvoda Ibričevina A

U 16 potrošačkih čvorova priključivani su PV sistemi jednakih snaga. Na grafičkom prikazu na slici 5.15 naponski profil se mijenja od svog početnog stanja, prije priključivanja PV sistema ($P_{PV} = 0$), do stanja u kojem je priključeno 16 PV sistema čije su snage 2, 4 ili 6 kW (injektirano je ukupno 32, 64 ili 96 kW). Priključivanje PV sistema od po 2 kW značajno je ublažilo pad napona duž izvoda. Injektiranje veće snage izazvalo je prekoračenje dozvoljene granične vrijednosti napona, najprije u čvorovima sa kraja izvoda.

Kao i u slučaju priključivanja jednog PV sistema na mrežu, za priključivanje PV sistema jednakih snaga u svakom čvoru, provjereno je koliku je snagu moguće injektirati za dva scenarija: REG 0 % i REG -5 %. Rezultati simulacija dati su u tabeli 5.7. Osim podataka o opterećenju izvoda, navedeno je redom: moguća snaga jednog PV sistema u datim uslovima i ukupna snaga svih PV sistema priključenih na izvod za oba pogonska stanja respektivno, nivo PV penetracije za slučaj REG 0 %, i na kraju, odnos nivoa PV penetracije za dva tretirana pogonska stanja.

Tabela 5.7: Nivo PV penetracije u NN mreži u zavisnosti od opterećenja izvoda i regulacije napona u napojnoj TS (PV sistemi jednakih snaga priključeni su u svakom čvoru)

Trafo reon	Gostilj	Beri 2	Ibričevina A	Masline 8	Miš
Opterećenje izvoda [kW]	17.50	19.79	49.30	55.05	45.11
Snaga jednog PV sistema (REG 0%)[kW]	0.30	1.15	3.15	2.90	2.55
Snaga jednog PV sistema (REG -5%)[kW]	2.90	2.75	7.60	8.90	7.20
Ukupna snaga svih PV sistema (REG 0%)[kW]	6.30	23.00	50.40	58.00	53.55
Ukupna snaga svih PV sistema (REG -5%) [kW]	60.90	55.00	121.60	178.00	151.20
Nivo PV penetracije (REG 0%) [%]	36.00	116.22	102.23	105.36	118.71
Odnos nivoa penetracije PV (REG -5%)/PV (REG 0%)	9.67	2.39	2.41	3.07	2.82

Iz tabele 5.7 može se vidjeti da je u slučaju izvoda Gostilj, moguće injektirati svega 36 % od ukupnog opterećenja izvoda, dok je nivo PV penetracije za ostale izvode najmanje 102,23 % u

slučaju Ibričevina A, a najviše 118,71 % u slučaju Miš. Mogućnost PV penetracije se u uslovima regulacije u napojnoj TS (REG -5 %) povećava 2,39 puta u slučaju Beri 2, do 3,07 puta u slučaju Masline 8, uz izuzimanje izvoda Gostilj, gdje je nivo PV penetracije pri REG -5 % u odnosu na REG 0 % veći 9,67 puta.

U cilju postizanja generalne slike o mogućnostima priključivanja PV sistema na NN izvod, a imajući u vidu kompleksnost međusobne zavisnosti parametara i stanja EES (što je prikazano u poglavlju 5.4.3) provjereno je kako vrijednost ukupne PV snage koju je moguće injektirati na nivou izvoda zavisi od raspodjele opterećenja duž izvoda. Provjera je realizovana za REG 0 % i REG -5 %.

Na primjeru izvoda Ibričevina A pri REG 0 %, na dužinu izvoda od 520 m, ukupno opterećenje izvoda je 49,30 kW. Nasuprot tom, na primjeru izvoda Masline 8, 55,05 kW raspodijeljeno je tako da je najudaljenija tačka udaljena 310 m. Opterećenje po dužini izvoda može se definisati relacijom:

$$P_1 = P_{\text{izvoda}}/l \quad (5.7)$$

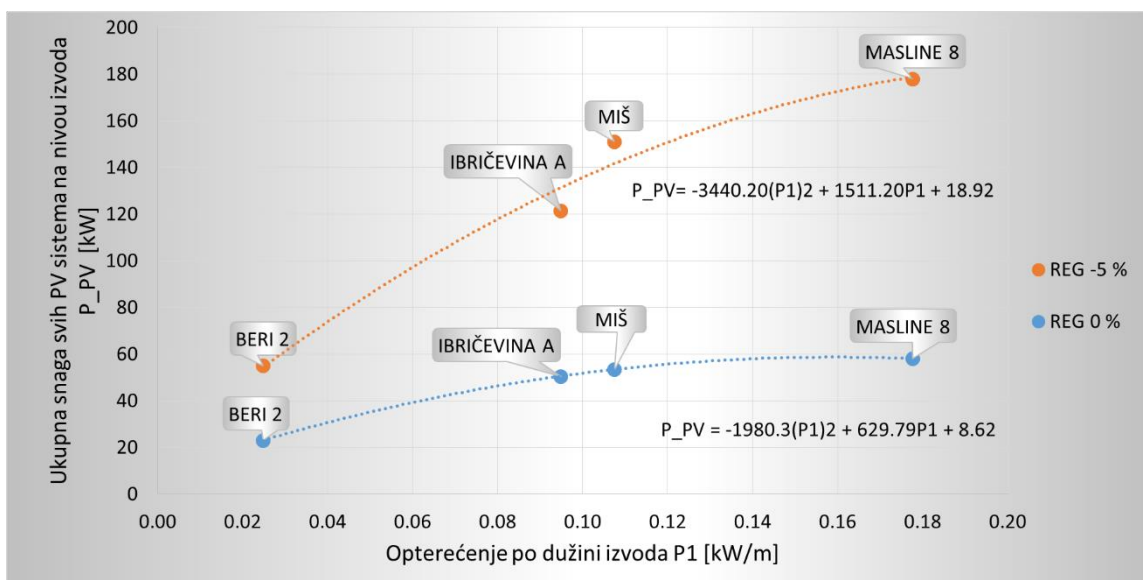
Za izvod Ibričevina A opterećenje po dužini izvoda iznosi: $P_1 = P_{\text{izvoda}}/l = 49,30 \text{ kW}/520 \text{ m} = 0,095 \text{ kW/m}$, dok je u slučaju Masline 8 $P_1 = 0,177 \text{ kW/m}$.

Traženjem trend linija koje opisuju zavisnosti ukupne PV snage koja se može injektirati u izvod od opterećenja po dužini izvoda za četiri trafo reona tj. traženjem funkcije $P_{PV}[\text{kW}] = f(P_1[\text{kW/m}])$, dobijene su krive koje je moguće predstaviti kvadratnim funkcijama kao što je prikazano na slici 5.16 i relacijama 5.8 i 5.9 za REG 0 % i REG -5 %, respektivno.

$$P_{PV} = -1980,3(P_1)^2 + 269,79P_1 + 8,62 \quad (5.8)$$

$$P_{PV} = -3440,2(P_1)^2 + 1511,2P_1 + 18,92 \quad (5.9)$$

Potrebno je napomenuti da je vrijednost P_{PV} na grafičkom prikazu sa slike 5.16 jednaka ukupnoj snazi svih PV sistema u slučaju odgovarajućeg od dva pogonska stanja, što je postignuto simulacijama i prikazano u tabeli 5.7. P_1 je izračunato za svaki izvod pojedinačno, a na osnovu podataka o opterećenju izvoda datih u tabeli 5.7 i podataka o dužini izvoda datih u Prilogu A. U slučaju REG 0 % linija opisana kvadratnom funkcijom (relacija 5.8) prolazi kroz svaku tačku od tretirane četiri. Kad je posrijedi slučaj REG -5 %, kvadratna funkcija (relacija 5.9) koja je izabrana za trend liniju spajanja četiri tačke, odstupa od tačaka koje predstavljaju izvode: Ibričevina A i Miš. Vrijednost koja se odbija predstavljenom krivom odstupa od vrijednosti dobijenom simulacijama za manje od 10 kW u slučaju oba izvoda. Ako se vrijednosti opterećenja po dužini izvoda: $P_{1-\text{IBRIČEVINA A}} = 0,095$ i $P_{1-\text{MIŠ}} = 0,107$ uvrste u kvadratnu krivu sa grafika na slici 5.16 ili u relaciju 5.9 dobiće se vrijednosti ukupne injektirane snage na nivou izvoda $P_{PV-\text{IBRIČEVINA A}} = 131,27 \text{ kW}$ i $P_{PV-\text{MIŠ}} = 141,54 \text{ kW}$, a vrijednosti postignute simulacijama su 121,60 kW i 151,20 kW, respektivno (tabela 5.7).



Slika 5.16: Zavisnost ukupne dozvoljene snage PV sistema na nivou NN izvoda od opterećenja po dužini izvoda

Može se zaključiti da prikazani pristup ima mogućnost za postizanje približne ili tačne vrijednosti dozvoljene snage svih PV sistema priključenih na NN izvodu. Prikazana metoda zahtijeva samo dvije informacije: rastojanje najudaljenijeg potrošačkog čvora od TS i srednje godišnje opterećenje na nivou izvoda. Preciznija karakteristika bi se mogla postići na većem uzorku različitih NN izvoda.

Upoređivanjem postignutih rezultata iz poglavlja 5.4.3. i 5.4.4. može se zaključiti da je na osnovu raspoloživih podataka, u cilju izbjegavanja proračuna tokova snaga za svaki pojedinačni slučaj, značajno kompleksnije odrediti dozvoljenu snagu PV sistema u jednom čvoru, u odnosu na određivanje dozvoljene snage na nivou izvoda.

Na osnovu uzorka od četiri trafo reona, sa sigurnošću se, međutim, može konstatovati da snaga PV sistema priključenog na kraju izvoda koja sigurno neće izazvati narušavanje naponskih prilika, iznosi 48,77 % (može se reći ≈ 50 %) od ukupnog opterećenja izvoda (tabela 5.6). Uz taj podatak, imajući u vidu da je krajnji čvor pozicija priključenja sa najmanjim mogućnostima za instalisanu snagu PV sistema, kao i podatak da svaki izvod može podnijeti više od 100 % PV penetracije u odnosu na sopstveno opterećenje (tabela 5.7) na jednostavan način može se steći okvirna slika o mogućnostima PV proizvodnje na nivou izvoda.

Provjereno je i to da li se u slučaju poznavanja podatka o ukupnoj dozvoljenoj snazi PV sistema na nivou izvoda može odrediti snaga jednog izvora koji je priključen na početku ili kraju izvoda, a poređenje odnosa navedenih vrijednosti dato je u tabeli 5.8.

Za REG 0 %, u čvoru sa početka mreže u najgorem slučaju moguće je priključiti PV sistem čija je snaga 109,13 % od dozvoljene PV snage na nivou izvoda, dok je u krajnjem čvoru moguće 41,08 %. U slučaju REG – 5 % u čvoru sa početka moguće je injektirati značajno veću snagu, najmanje 300,16 %, a u krajnjem 41,01 % od dozvoljene PV snage na nivou izvoda, ako se izuzme Gostilj kao slabiji izvod koji toleriše svega 29,56 %.

Na osnovu podataka iz tabele 5.8 zaključuje se da se odnos dozvoljene snage PV sistema na nivou izvoda i dozvoljene snage PV sistema u čvoru sa početka ili kraja izvoda, ne može generalizovati. Jasne su samo okvirne vrijednosti.

Tabela 5.8: Odnos ukupne snage koja se može injektirati na nivou izvoda i snage jednog PV sistema ako je on priključen na početku ili kraju mreže.

Trafo reon	Gostilj	Beri 2	Ibričevina A	Masline 8	Miš
Snaga PV sistema na početku izvoda/Ukupna PV snaga na nivou izvoda (REG 0 %) [%]	158.73	134.78	109.13	125.86	119.51
Snaga PV sistema na kraju izvoda/Ukupna PV snaga na nivou izvoda (REG 0 %) [%]	63.49	65.22	59.52	48.28	41.08
Snaga PV sistema na početku izvoda/Ukupna PV snaga na nivou izvoda (REG -5 %) [%]	536.95	478.18	300.16	393.26	459.66
Snaga PV sistema na kraju izvoda/Ukupna PV snaga na nivou izvoda (REG -5 %) [%]	29.56	72.73	51.81	46.63	41.01

5.4.5. First come, first served

Uzimajući u obzir činjenicu da je za sada mali broj interesenata za postavljanje krovnih PV sistema priključenih na NN mrežama u Crnoj Gori, razmotreno je kakav uticaj PV sistem koji postoji na mreži ima na mogućnosti priključivanja novih PV sistema. Pojam „First come, first served“ podrazumijeva politiku prema kojoj se zahtjevi klijenata za prisustvo na mreži razmatraju redom kojim su podnijeli zahtjev. Prednost ima prvi koji zahtijeva, i tako redom.

Simulacijama tokova snaga provjereno je kako prisustvo PV sistema u određenom dijelu mreže ograničava mogućnosti injektiranja snage. U tabeli 5.9 na primjeru trafo reona Ibričevina A, upoređeno je koliku snagu je moguće injektirati ako su PV sistemi priključeni: u prvih pet čvorova izvoda (1, 2, 3, 4 i 5), u krajnjih pet (9, 11, 12, 15 i 16), u prvih pet čvorova duž glavne grane izvoda (izostavljen je čvor 2 kao čvor na kraju mreže iako je njegova udaljenost od TS mala) i u deset čvorova duž glavne grane izvoda (izostavljeni su čvorovi na završecima).

Iz tabele 5.9 jasno je da je mogućnost najvećeg nivoa PV penetracije otvorena ako su PV sistemi priključeni u čvorovima na glavnoj grani, bilo da su samo čvorovi sa početka ili čvorovi duž cijelog izvoda. Na taj način na nivou izvoda injektirano je 50 kW, što je približna vrijednost snazi postignutoj ravnomjernim priključivanjem izvora u svakom čvoru. Ako su izvori priključeni samo u krajnjim čvorovima, nivo penetracije je smanjen 15 kW (ili 30 %). Upoređivanjem slučaja priključivanja izvora na početku izvoda, prisustvo izvora u čvoru 2 smanjilo je mogućnost injektiranja snage za 5 kW.

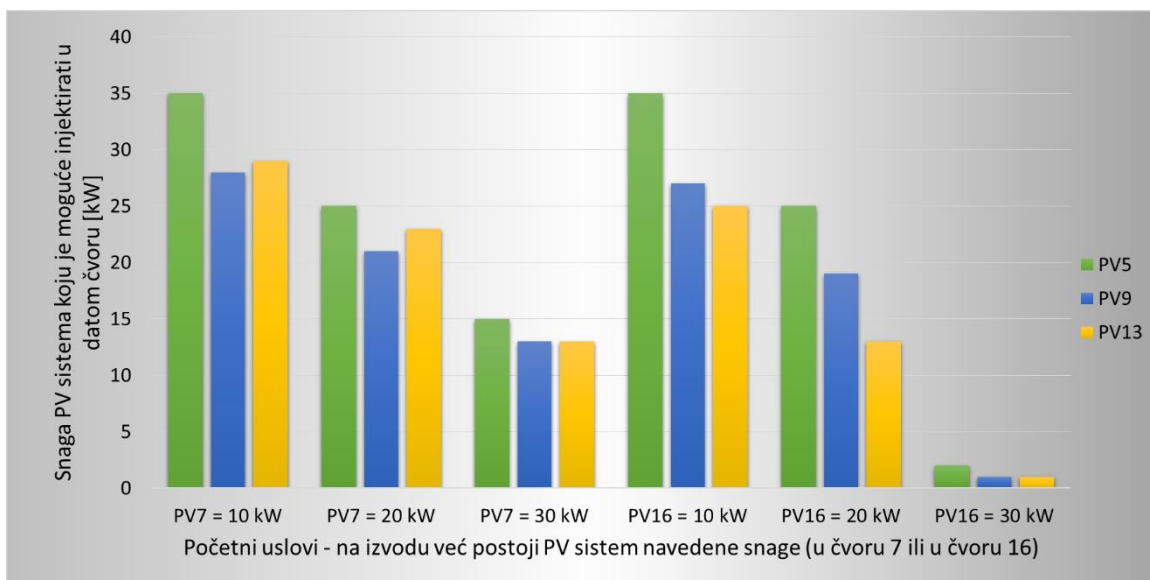
Zatim je provjereno kako prisustvo PV sistema snage od 10, 20 ili 30 kW u čvoru sa sredine (7) ili čvoru sa kraja izvoda (16) ograničava mogućnost priključivanja u ostalim čvorovima (na primjeru su izdvojeni čvorovi 5, 9 i 13), što je grafički prikazano na slici 5.17.

Bilo da je PV sistem priključen na sedini ili kraju izvoda, najmanji uticaj će imati na čvor koji je najbliži početku izvoda (čvor 5). 10 kW injektirano u čvoru 7 ili 16 jednako će ograničiti priključivanje izvora u čvoru 5, na 35 kW. Ako je u čvoru 7 ili u čvoru 16 priključen PV sistem od 20 kW, ograničenje PV sistema u čvoru 5 opet je identično, moguće je injektirati 25 kW. 30 kW priključenih u čvoru 7 ili u čvoru 16 neće na isti način ograničiti mogućnost izvora u čvoru 5. Veći izvor na kraju mreže značajno će ograničiti mogućnosti priključenja izvora u bilo kojem drugom

čvoru. U tom slučaju u čvoru 5 bi se mogao priključiti samo PV sistem od 2 kW, a u čvorovima 9 i 13 po 1 kW.

Tabela 5.9: Uticaj preraspodjele PV sistema na mogućnost PV penetracije

Čvorovi priključenja PV sistema	Snaga jednog PV sistema [kW]	Ukupna snaga svih PV sistema [kW]
1, 2, 3, 4 i 5	8.00	40.00
9,11,12,15 i 16	7.00	35.00
1, 3, 4, 5 i 6	10.00	50.00
1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 13 i 14	5.00	50.00



Slika 5.17: Ograničenja mogućnosti novih PV sistema na mreži, uslovljena već postojećim izvorom

Generalno, sa slike 5.17 može se zaključiti da što je snaga PV sistema veća, to je razlika u uticaju tog izvora na ograničenja potencijalnih novih PV sistema na izvodu, u zavisnosti od pozicije priključenja veća. Priključivanje PV sistema od 10 kW bilo gdje na mreži pokazaće neznatnu razliku u ograničavanju mogućnosti novog PV sistema. PV sistem od 20 kW na kraju mreže, više će ograničiti priključenja u krajnjim čvorovima nego što bi ako je priključen na sredini mreže. 30 kW injektirano na sredini mreže, značajno će ograničiti priključenje u bilo kojem drugom čvoru, ali taj izvor na kraju mreže skoro da će onemogućiti priključenje bilo kojeg drugog izvora.

Važno je napomenuti da vrijednosti postignute po principu preraspodjele opterećenja koje su prikazane u tabeli 5.9 ne prevazilaze mogućnosti injektiranja snage po principu da su PV sistemi jednskih snaga priključeni u svakom čvoru (tabela 5.7).

5.4.6. Doprinos promjene faktora snage PV sistema regulaciji napona u čvorovima NN izvoda

Nakon što je utvrđeno kakve su mogućnosti i kakav je uticaj PV sistema sa jediničnim faktorom snage na naponske prilike EDM, provjereno je kako promjena faktora snage može doprinijeti regulaciji napona. Faktor snage mijenjan je u pet koraka: 1; 0,95 induktivni režim (ind); 0,85 ind; 0,95 kapacitivni režim (cap) i 0,85 cap.

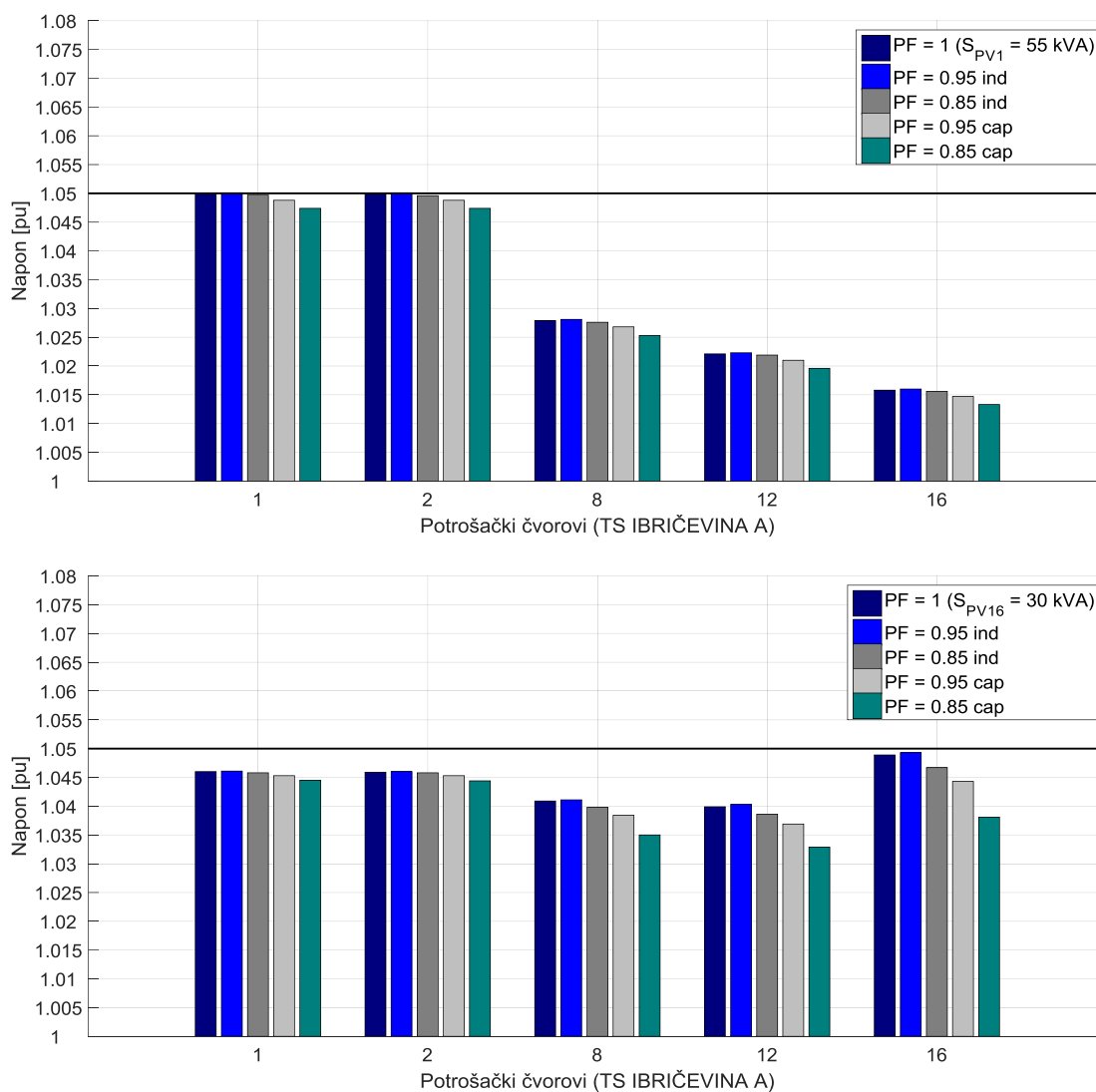
0,95 je vrijednost faktora snage dozvoljena Pravilima o funkcionisanju distributivnog sistema, a 0,85 je vrijednost za PF, radom odabrana u cilju prikaza mogućih benefita kojima može doprinijeti prošireni opseg promjene faktora snage. Faktor snage dodjeljivan je tako da je za aktivnu snagu izvora u slučaju $PF = 1$, vrijednost S , sačuvana ($S = P \cos \varphi = P$, $Q = 0$). Za $PF \neq 1$, vrijednost P smanjena je u skladu sa vrijednošću PF i vrijednost $Q \neq 0$ dodijeljena u skladu sa vrijednošću i karakterom PF ($S = Q \sin \varphi$), uvažavajući nepromijenjenu početnu vrijednost prividne snage, S .

Za prikaz rezultata tekućeg dijela analize odabrano je po pet čvorova sa tri izvoda trafo reona: Beri 2 (čvorovi: 1, 5, 10, 15 i 20), Ibričevina A (čvorovi: 1, 2, 8, 12 i 16) i Miš (čvorovi 1, 7, 10, 16, 21). Čvorovi su izabrani tako da budu karakteristični predstavnici cijelog izvoda (početak, sredina i kraj). PV sistemima su dodijeljene snage jednake dozvoljenim snagama priključenja sistema u datom čvoru ili u svakom čvoru, u skladu sa postignutim rezultatima u prethodnom dijelu istraživanja (tabele 5.5, 5.6 i 5.7).

Uticaj promjene faktora snage iz jednog PV sistema na mreži, dat je kroz primjer izvoda Ibričevina A. Na slici 5.18 prikazani su rezultati simulacija za situaciju da je u čvoru sa početka (čvor 1) ili u čvoru sa kraja (čvor 16) izvoda Ibričevina A priključen PV sistem snage 55 kVA ili 30 kVA, respektivno, a PF tog PV sistema mijenja se po navedenom opsegu vrijednosti. Tretirano pogonsko stanje je REG 0 %.

Sa slike 5.18 može se uočiti da promjena faktora snage PV sistema u čvoru sa početka mreže ravnomjerno utiče na naponske prilike u svakom čvoru izvoda. Režim 0,95 ind izaziva povećanje napona. To se može objasniti blagim smanjenjem aktivne snage uz prisustvo injektiranja reaktivne snage u mrežu. S obzirom na to da aktivna snaga ima dominantniji uticaj na naponske prilike u odnosu na reaktivnu, ograničeno injektiranje aktivne snage na 95 % uz dodatno injektiranje reaktivne u vrijednosti 31 % od nazivne, u režimu $PF = 0,95$ ind ima veći doprinos rastu napona nego što mu doprinosi stoprocentno prisustvo aktivne snage u režimu $PF = 1$. Ostali režimi smanjuju napone u čvorovima. Najveći efekat ima režim 0,85 cap, kao režim pri kojem se najmanja aktivna snaga injektira u mrežu pri najvećem uticaju apsorbovanja reaktivne snage.

Uticaj promjene faktora snage PV sistema priključenog na kraju izvoda najviše je izražen u čvoru priključenja i čvorovima koji su mu bliski. Što je čvor bliži TS, uticaj na naponske prilike je manji. Upoređivanjem rezultata simulacija na graficima na slici 5.18 jasno je da promjena faktora snage PV sistem sa kraja mreže, čija je snaga manja za 15 kVA od PV sistema sa početka mreže, ima dominantniji uticaj na naponske prilike u čvorovima duž izvoda, osim u čvorovima sa početka mreže.



Slika 5.18: Uticaj promjene faktora snage PV sistema na naponske prilike izvoda u slučaju da je jedan PV sistem priključen u čvoru sa početka ili kraja izvoda na primjeru izvoda Ibričevina A

Kako promjena faktora snage PV sistema utiče na naponske prilike izvoda u slučaju da je PV sistem priključen u svakom čvoru izvoda na primjeru tri trafo reona: Beri 2, Ibričevina A i Miš, prikazano je na slici 5.19. Tretirani su režimi rada EDM REG 0 % i REG -5 %, koji su na slici 5.19 prikazani paralelno: a) REG 0 % i b) REG -5 %, za tri trafo reona redom. Na svakom grafiku je označena snaga: $S_{PV} = \text{broj PV sistema na izvodu} \times \text{instalirana snaga jednog PV sistema}$, koja je jednaka maksimalnoj dozvoljenoj snazi za određeni režim i izvod, u skladu sa rezultatima prethodnog dijela analize.

Najprije, upoređujući rezultate simulacija za $PF = 1$, za dva režima može se zaključiti da je usljed većeg nivoa PV penetracije u slučaju REG -5 %, veći uticaj PV sistema na naponske prilike. Veća PV penetracija u kombinaciji sa nižim vrijednostima napona duž izvoda, u slučaju REG -5% (uporediti naponske profile na slikama 5.8 i 5.10 za pogonska stanja: RSO, 10 kV na SN strani, REG

0 % i RSO, 10 kV na SN strani, REG -5 %, respektivno) izazvala je promjenu naponskog profila tako da su vrijednosti napona u krajnjim čvorovima najveće, a opadaju što je čvor bliži TS. U slučaju REG 0 % naponi u čvorovima su približnih vrijednosti, dok je u slučaju REG -5 % naponski profil dobio izgled suprotan od naponskog profila NN izvoda za koji je tipično radijalno napajanje.

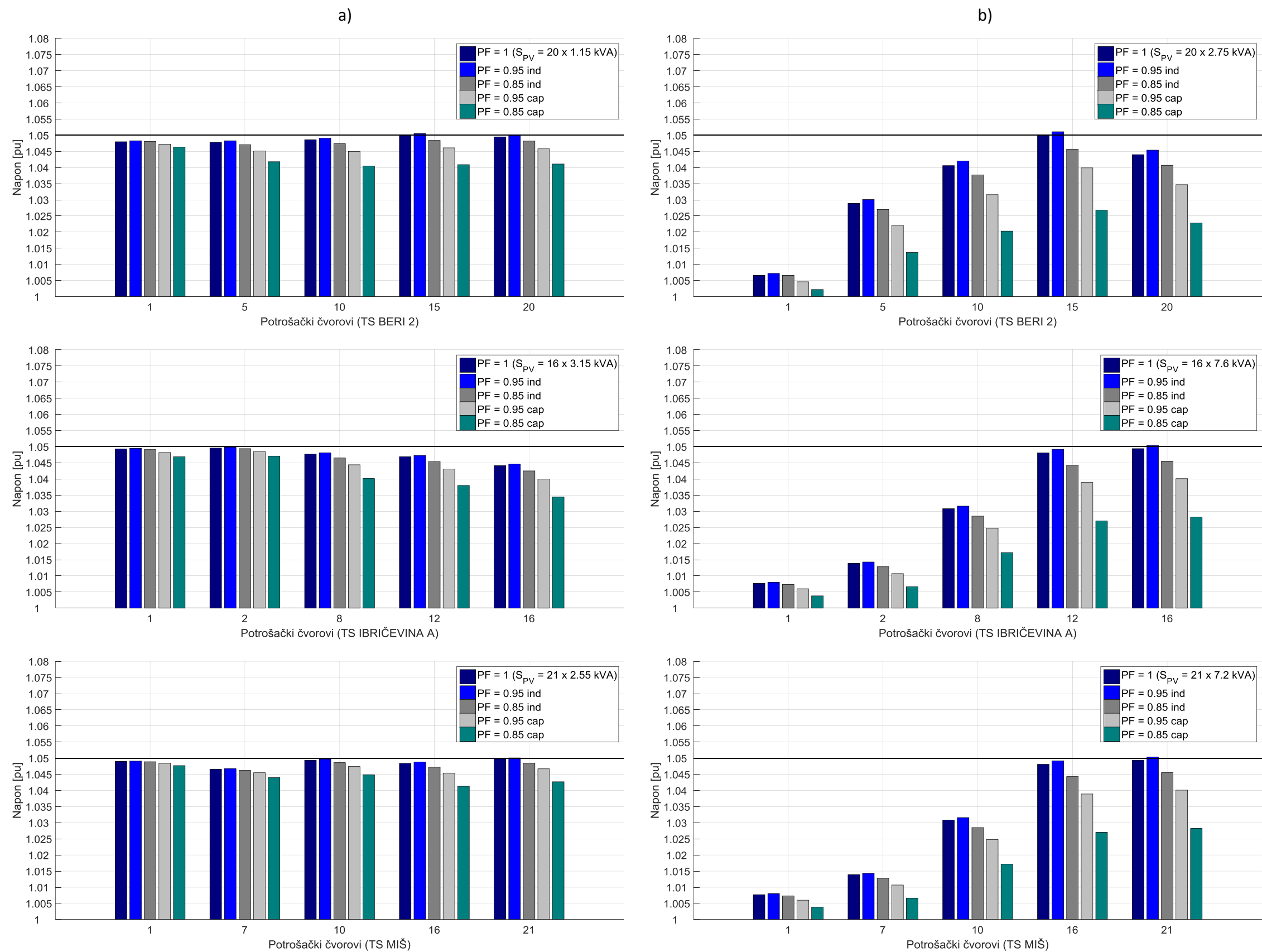
Zajedničko za dva režima je to da su čvorovi sa kraja izvoda najpodložniji promjenama. Efekat promjene faktora snage na naponske prilike veći je u režimu REG -5 %. Veća instalisana snaga podrazumijeva veće ograničenje aktivne snage promjenom faktora snage, ali i veći uticaj reaktivne snage na naponske prilike. Režim rada invertora $PF = 0,95$ ind povećava vrijednost napona u svakom slučaju, što ga čini nepoželjnim za potrebe regulacije napona u periodu većeg nivoa PV penetracije. Režim $PF = 0,95$ cap više smanjuje napone u čvorovima nego što to postiže režim $PF = 0,85$ ind. S obzirom na to da će režim $PF = 0,95$ cap za 10 % manje ograničiti injektiranje aktivne snage u odnosu na režim $PF = 0,85$ ind, to ga čini pogodnijim za potrebe regulacije napona. U režimu REG 0 % efekat PF regulacije napona u najboljem slučaju ($PF = 0,85$ cap) iznosi 0,01 pu što je jednako 4 V. U režimu REG -5 % efekat je duplo veći.

Uzimajući u obzir mogućnost predimenzionisanja invertora u odnosu na nazivnu snagu modula, simulacijama je provjereno koliki doprinos radu PV sistema na elektrodistributivnoj mreži, u smislu regulacije napona promjenom faktora snage u uslovima prekoračenja dozvoljene granice napona, mogu pružiti invertori koji su predimenzionisani za 5 % ili 10 % od nazivne snage modula. Ako je inverter predimenzionisan 5 % ili 10 %, PV sistem je sposoban da u režimu rada sa faktorom snage 0,95 ili 0,90, respektivno, proizvede maksimalnu aktivnu snagu i pri tome pruži vrijednost reaktivne snage definisanu faktorom snage. Rezultati simulacija, na primjeru izvoda Ibričevina A, za dva pogonska stanja: REG 0 % i REG -5 %, prikazani su na slici 5.20, gdje je maksimalna snaga PV sistema koju može injektirati u mrežu označena je sa P_{PV} ; instalisana snaga invertora, koja je jednaka 105 % ili 110 % P_{PV} , označena je sa S_i . Vrijednost faktora snage prilagođena je tako da se zadrži proizvodnja maksimalne aktivne snage iz modula, a takođe je označena na graficima.

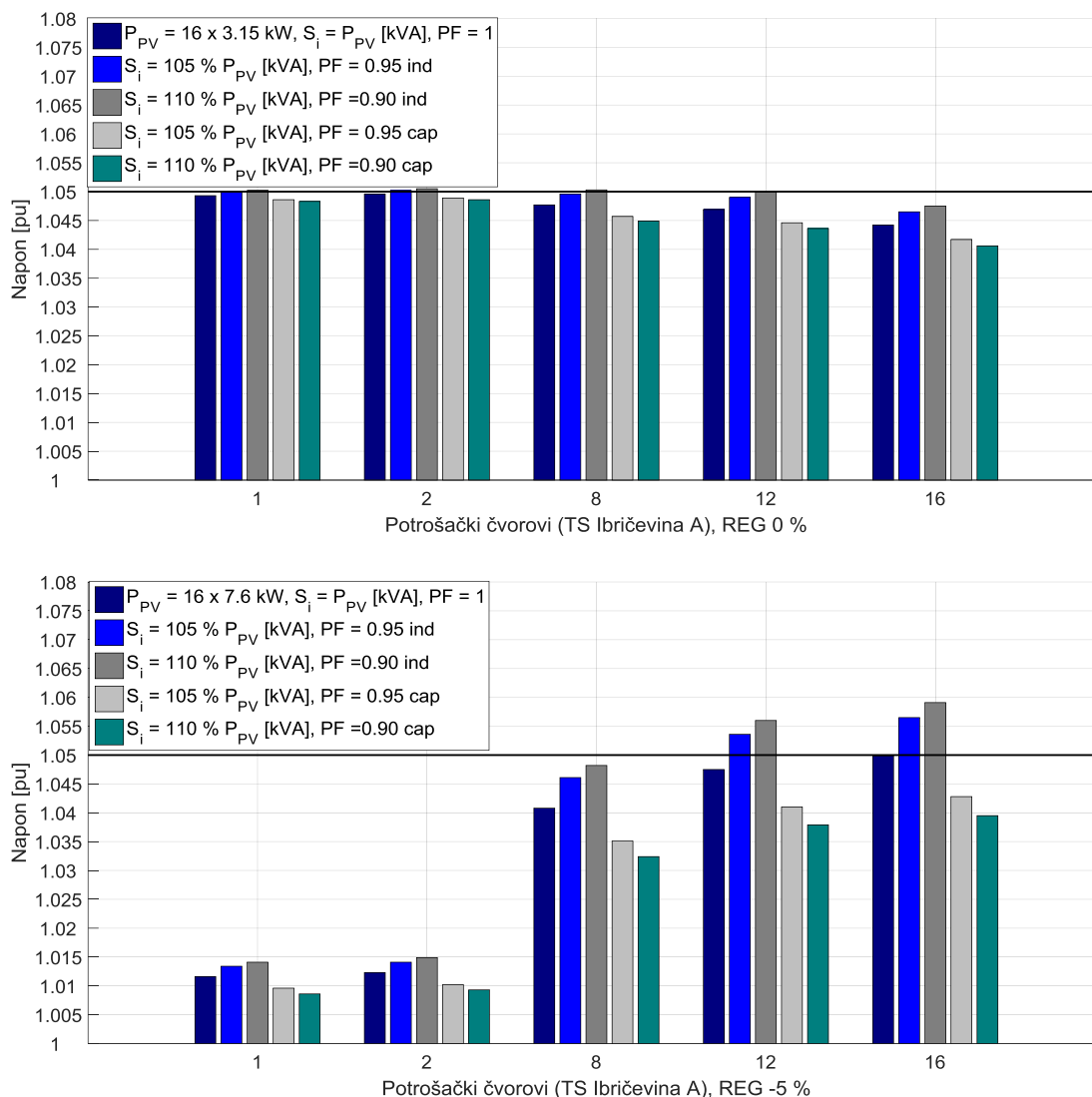
Upoređivanjem grafičkih prikaza sa slika 5.19 (grafici za izvod Ibričevina A) i 5.20 može se zaključiti da je predimenzionisanje invertora doprinijelo značajnijem uticaju na naponske prilike i u induktivnom i u kapacitivnom režimu. U slučaju induktivnog režima, napon u čvorovima je povišen, dok je u slučaju kapacitivnog režima smanjen u odnosu na scenario u kojem je nazivna snaga invertora jednaka snazi modula (slika 5.19). Režim rada pri $PF = 0,90$ cap u slučaju da je $S_i = 110 \% P_{PV}$ efikasniji je u regulaciji napona nego režim rada $PF = 0,95$ cap u slučaju da je $S_i = 100 \% P_{PV}$. Pritom, efikasnija regulacija je ostvarena, a da aktivna snaga nije redukovana.

Primjerom datim na slici 5.20 tretirane su vrijednosti faktora snage pri kojima aktivna snaga ostaje maksimalna, ne redukuje se. Dodatno smanjenje faktora snage podrazumijevalo bi redukciju aktivne snage, što bi svakako, usljed većeg opsega raspoložive reaktivne snage, bilo efikasnije u odnosu na slučaj da je $S_i = 100 \% P_{PV}$.

Uticaj na naponske prilike je najviše izražen u krajnjim čvorovima u slučaju oba tretirana pogonska stanja. Ako se uporede REG 0 % i REG -5 %, jasno je da je u slučaju REG -5 % regulacija efikasnija, što je posljedica veće ukupne instalisane snage na nivou izvoda koja omogućava veći opseg raspoložive reaktivne snage.



Slika 5.19: Uticaj promjene faktora snage PV sistema na naponske prilike izvoda u slučaju da je u svakom čvoru izvoda priključen PV sistem maksimalne dozvoljene snage, u pogonskim uslovima a) REG 0 % i b) REG -5 %, na primjerima trafo reona: Beri 2, Ibričevina A i Mis



Slika 5.20: Regulacija napona u uslovima da je inverter predimenzionisan u odnosu na modul 5 % ili 10 %, za pogonska stanja REG 0 % i REG -5 %

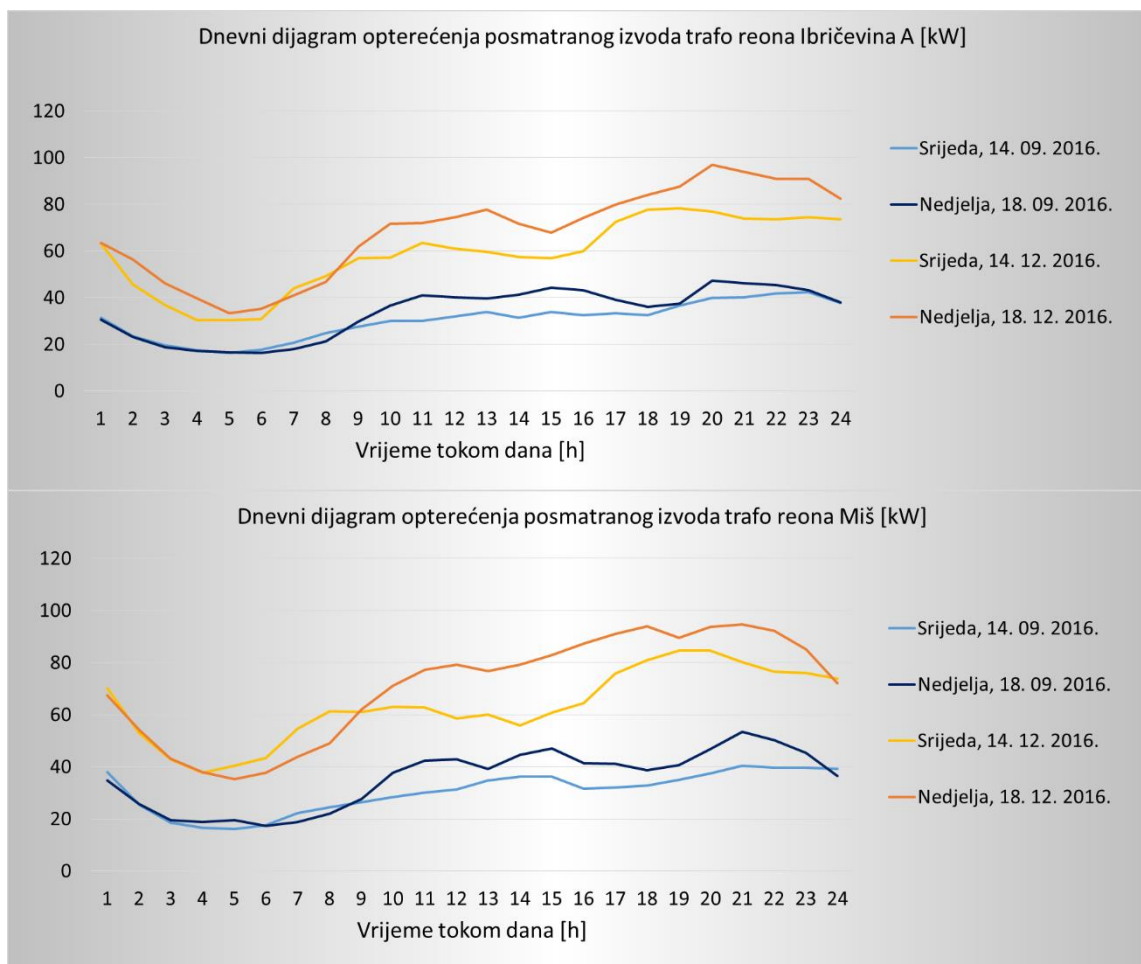
Prikazan je način na koji se može doprinijeti izbjegavanju isključivanja PV sistema sa mreže u slučaju prekoračenja dozvoljenog napona, ali i većoj PV penetraciji i većem iskorišćenju PV sistema, jer predimenzionisani invertori bi mogli produžiti vremenski period rada PV sistema pri punim kapacitetima.

Fleksibilno funkcionisanje invertora može dati doprinos u smanjenju napona u slučaju potrebe za regulacijom usljed visokog nivoa PV penetracije. Na takav način bi se, zahvaljujući mogućnosti invertora da pametno upravlja svojim režimima rada bez potrebe za isključivanjem PV sistema sa mreže, povećala pouzdanost napajanja.

5.4.7. Dnevni dijagram opterećenja i promjena faktora snage

U cilju prikazivanja dnevnih promjena napona u čvorovima NN izvoda, izazvanih proizvodnjom iz PV sistema, simulirano je stanje sistema u karakterističnim danima tokom 24 sata. U tekućem dijelu analize, rezultati simulacija prikazani su na primjerima izvoda Ibričevina A i Miš.

Dijagrami opterećenja trafo reona prate ponašanje dnevnih dijagrama utrošene električne energije. Dijagram decembarskog opterećenja predstavnik je dana sa maksimalnim opterećenjima tokom godine, dok septembarski dijagram opisuje dnevni dijagram okarakterisan minimalnim opterećenjima. Iz septembra i decembra 2016. kao dva krajnja slučaja za dijagram opterećenja tokom godine, izabrane su po jedna srijeda i jedna nedjelja kao predstavnici radnog i neradnog dana. Takvom logikom izabrani su karakteristični dani koji su od interesa za analizu, a to su: 14. 09. 2016, 18. 09. 2016, 14. 12. 2016. i 18. 12. 2016. Dnevni dijagrami opterećenja trafo reona Ibričevina A i Miš za karakteristične dane prikazani su na slici 5.21.



Slika 5.21: Dnevni dijagrami opterećenja trafo reona Ibričevina A i Miš za karakteristične dane iz 2016.

Sa dijagrama prikazanih na slici 5.21 jasno je da je u slučaju oba trafo reona decembarsko opterećenje značajno veće od septembarskog, kao i to da je nedjeljom opterećenje u dnevnim i večernjim satima veće u odnosu na srijedu.

Aproksimacija dnevnih dijagrama opterećenja potrošača postignuta je na osnovu dnevnih dijagrama opterećenja trafo reona prikazanih na slici 5.21 i podataka o učešću svakog potrošača pojedinačno u ukupnom opterećenju trafo reona (Prilog A). Aproksimacija je primijenjena usljed nedostatka podataka o realnim dijagramima utrošene električne energije svakog potrošača pojedinačno. Na takav način stvoreni su uslovi za analizu tokova snaga za 24 vrijednosti opterećenja potrošača, tj. za 24 sata tokom odgovarajućeg karakterističnog dana.

Na slici 5.22. a) i b) prikazane su naponske prilike tokom 24 sata za četiri karakteristična dana iz 2016. u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda Ibričevina A (čvorovi 1, 8 i 16) i Miš (čvorovi 1, 10 i 21), respektivno.

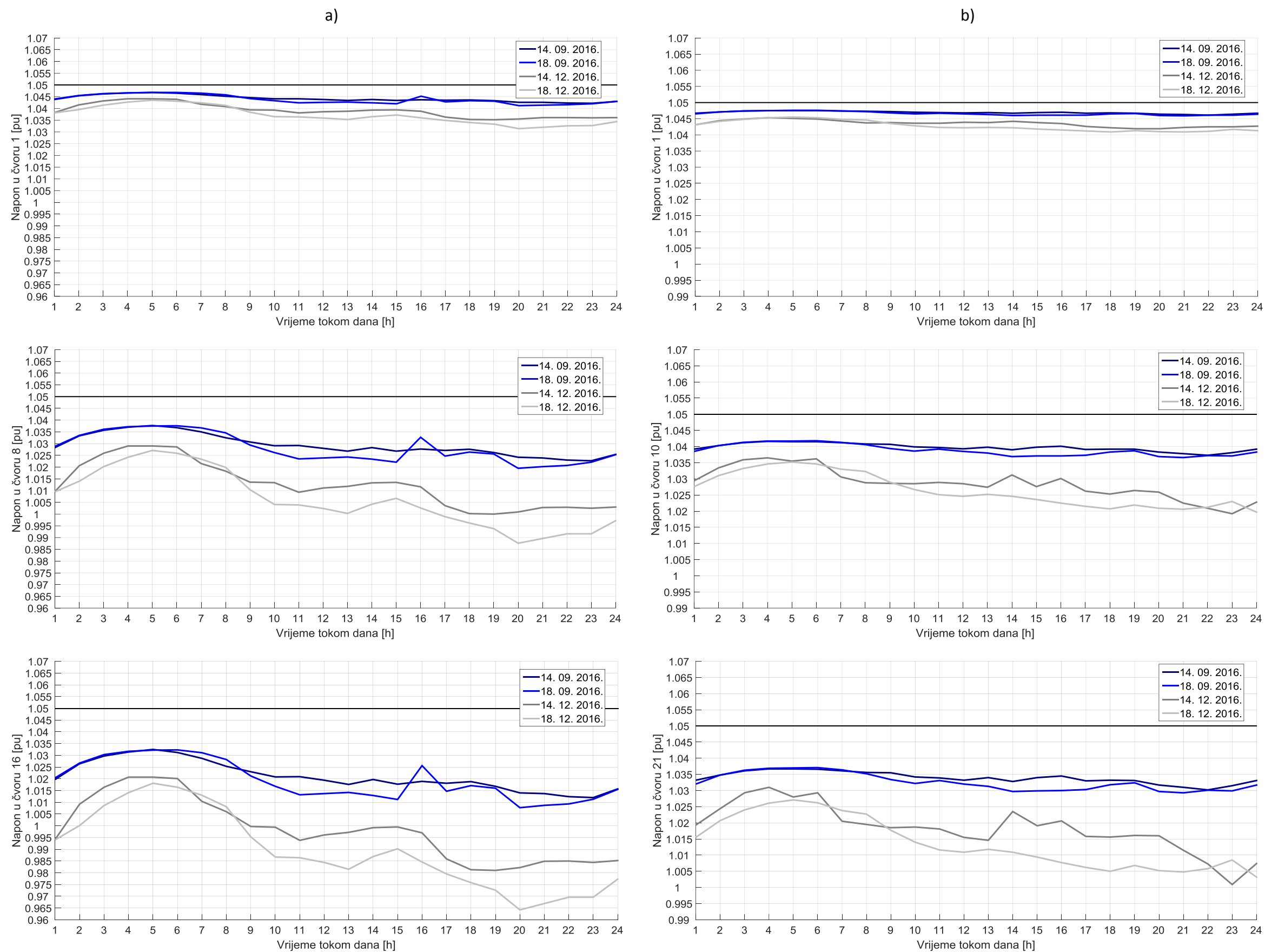
Sa dijagrama dnevnih promjena napona, na slici 5.22 uočava se da se tendencija rasta i pada napona ponaša suprotno od tendencije rasta i pada opterećenja (slika 5.21). U periodu malih opterećenja u jutarnjim satima, napon ima najveće vrijednosti, a u periodu većih opterećenja, napon je manji. Uticaj promjene opterećenja na naponske prilike je najmanji u čvorovima sa početka izvoda, a najveći i krajnjim čvorovima.

Za analizu naponskih prilika u potrošačkim čvorovima na dnevnom nivou, u uslovima PV penetracije, od četiri tretirana dana izabrani su dani: srijeda, 14. 09. 2016. i nedjelja, 18. 12. 2016. kao dan sa najvećim, odnosno najmanjim vrijednostima napona u dnevnim satima (u periodu najvećeg sunčevog zračenja). Preostala dva dana nijesu tretirana, jer je očekivano da će, osim jednoličnosti rezultata, postignute vrijednosti biti u opsegu između vrijednosti za dva odabrana dana.

Dnevni dijagrami naponskih promjena, koji su prikazani na slici 5.22 polazna su osnova analize dnevnih promjena napona u čvorovima izazvanih PV proizvodnjom.

Prije same analize ponašanja naponskih dnevnih dijagrama, upoređene su vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima za pogonske uslove: 10 kV na SN strani pri RSO i RMO sa vrijednostima napona u 12 h, u karakterističnim danima izabranim za anлізу, što je grafički prikazano na slici 5.23. S obzirom na to da su pogonski uslovi 10 kV na SN strani pri RSO i RMO prihvaćeni kao predstavnici režima rada na godišnjem nivou, na osnovu kojih se donose opšti zaključci, upoređeni su sa realnim dnevnim naponskim dijagramima za dva dana koja su predstavnici minimalnog i maksimalnog opterećenja u periodu aktivne PV proizvodnje. Za poređenje vrijednosti napona sa RSO i RMO iz dnevnog dijagrama izabrana je diskretna vrijednost napona koja odgovara 12 h. U podne je sunčevo zračenje najjače, pa je tada i najveći uticaj PV proizvodnje na naponske prilike. Upoređivanje, koje je predstavljeno na slici 5.23 demonstrirano je na čvorovima: 1, 8 i 16 izvoda Ibričevina A i čvorovima 1, 10 i 21 izvoda Miš.

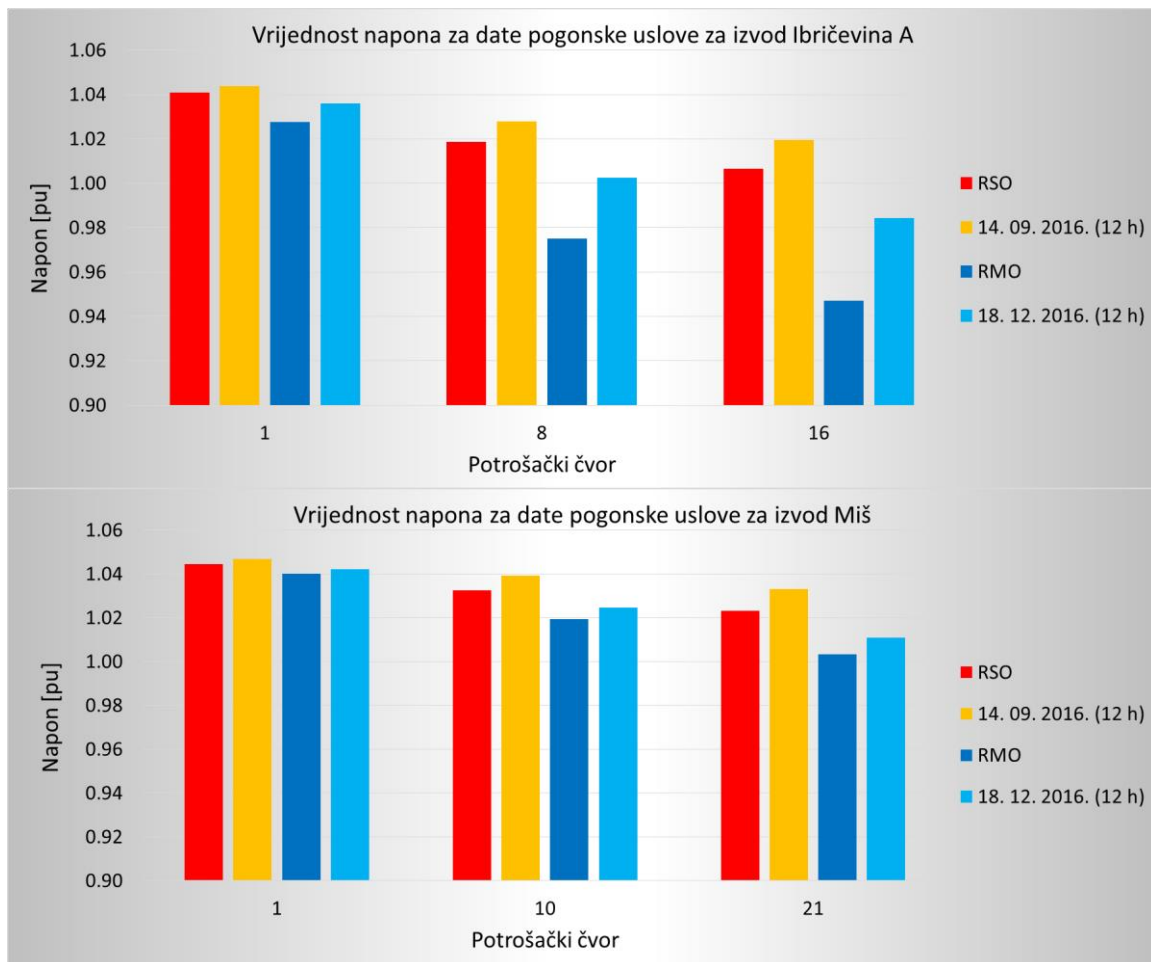
Vrijednosti napona na dan 18. 12. 2016. u 12 h, veće su od vrijednosti napona u RMO u odgovarajućim čvorovima. Vrijednosti napona u svakom satu tokom dana nijesu niže od vrijednosti napona u RMO (uporediti sa dijagramima sa slike 5.22). To potvrđuje validnost metode određivanja RMO u cilju predstavljanja maksimalnih opterećenja i najnižih vrijednosti napona na godišnjem nivou.



Slika 5.22: Dnevni dijagram napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda za četiri karakteristična dana u početnim uslovima (prije priključivanja PV sistema) na primjerima izvoda a) Ibricevina A i b) Miš

Upoređivanjem vrijednosti napona na dan 14. 09. 2016. u 12 h sa vrijednostima napona u RSO, može se zaključiti da se u danima malih opterećenja mogu javiti naponi veći od onih koji su rezultirali u RSO. Npr. u slučaju izvoda Ibričevina A - čvor 16, razlika u vrijednostima napona je 0,013 pu, što je jednako 5,2 V. Ipak, treba imati u vidu da je u godini mali broj dani sa visokim vrijednostima napona, a ti dani nijesu karakteristični za period najvećeg sunčevog zračenja.

Samim tim, prikazano poređenje ne može dovesti u pitanje određivanje mogućnosti PV proizvodnje na osnovu RSO, ali ukazuje na to da se u uslovima visoke PV penetracije mogu javiti dani čije naponske prilike zahtijevaju redukciju PV proizvodnje.



Slika 5.23: Poređenje vrijednosti napona u čvorovima izvoda u RSO i RMO sa vrijednostima napona sa dnevnih dijagrama iz septembra i decembra 2016.

Dnevni dijagrami PV proizvodnje za septembar i decembar određeni su na osnovu obrazaca sa slike 5.5, tako što je sačuvan odnos između maksimalnog julskog i maksimalne septembarskog zračenja i maksimalnog julskog i maksimalnog decembarskog zračenja, te je prenet na odnos maksimalnih snaga. Tim proračunom maksimalna snaga za septembar je 1,18 puta manja od instalisane (2,674 kW za čvorove na izvodu Ibričevina A, a 2,165 kW za čvorove na izvodu Miš), a maksimalna snaga za decembar je 2,25 puta manja od instalisane (1,401 kW za čvorove na izvodu

Ibričevina A, a 1,131 kW za čvorove na izvodu Miš). Na isti način formirani su PV dijagrami za PV sistem sa fiksnim nagibnim uglom i za PV sistem sa dvoosnim sistemom za praćenje prividnog kretanja Sunca.

Potrebno je naglasiti da iako je julska proizvodnja maksimalna, za prikaz krajnjih režima rada sistema odabrani su septembar i decembar kao mjeseci sa najmanjim i najvećim opterećenjem. To je opravdano ako se uzme u obzir podatak da je julska (ujedno i instalisana) PV proizvodnja za 1,18 puta veća od septembarske, dok je preuzeta energija a samim tim i opterećenje u najvećem broju trafo reona između 1 i 1,5 puta veća u julu nego u septembru. Procijenjeni pik PV proizvodnje u septembru je 85 % od instalisane snage, dok septembarsko opterećenjem može biti i do 66,66 % manje u odnosu na julsko. Dakle, za krajnji slučaj scenarija maksimalne PV proizvodnje i maksimalnih napona u mreži nije izabran mjesec sa maksimalnom proizvodnjom već mjesec sa minimalnim opterećenjem. Julsko opterećenje je najbliže srednjem godišnjem, a po tom scenariju je određena instalisana snaga. U tekućem dijelu analize, cilj je prikazati i provjeriti ponašanje naponskih prilika u uslovima koju se mogu smatrati krajnjim, na primjeru realnih dnevnih dijagrama opterećenja iz konkretnih dana.

Na slici 5.24 prikazani su modeli dnevnih PV dijagrama za septembar i decembar, na primjeru instalisane snage jednog PV sistema u slučaju da je u svakom čvoru izvoda priključen PV sistem jednake snage, na primjeru izvoda Ibričevina A. Instalirana snaga jednog PV sistema je 3,15 kW.

Sa slike 5.24 je jasno da za instalisanu snagu od 3,15 kW ni septembarski ni decembarski dijagram PV proizvodnje ne dostiže maksimalnu vrijednost, već su to vrijednosti čiji je odnos unaprijed izračunat u odnosu na julski dnevni dijagram. Za podne vedrog julskog dana tipično je da će PV proizvodnja dostići maksimum.

Simulacijama tokova snaga postignuti su rezultati vrijednosti napona za pogonske uslove u danima 14. 09. 2016. i 18. 12. 2016. i odgovarajuću PV proizvodnju za tretirani godišnji period.

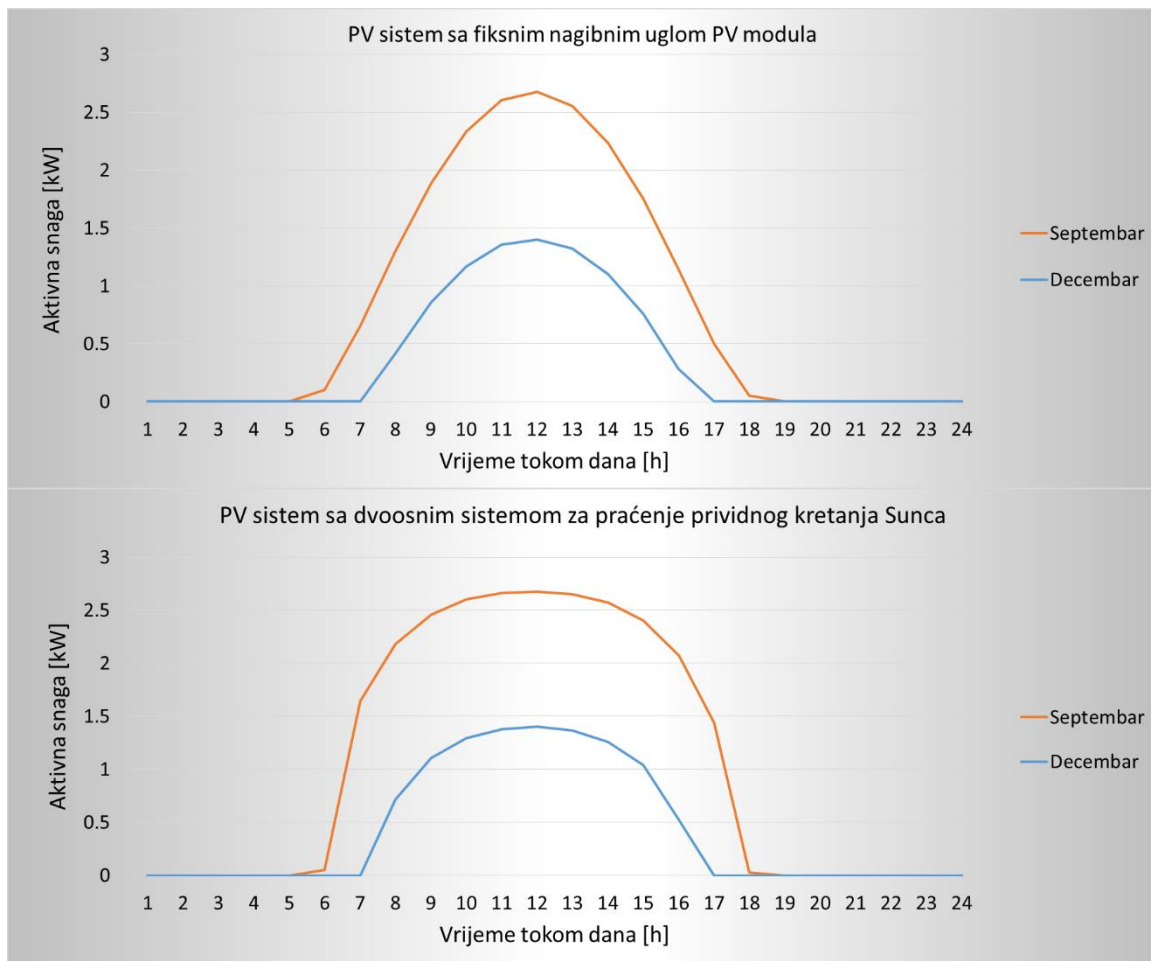
Na slici 5.25. a) i b) prikazani su naponski dnevni dijagrami za srijedu, 14. 09. 2016. za čvorove izvoda Ibričevina A (1, 8 i 16) i izvoda Miš (1, 10 i 21), respektivno. Snage koje su označene na grafičkim prikazima na slici 5.25 su vrijednosti dozvoljene snage za dati izvod. $P_{PV} = 16 \times 2,674 \text{ kW}$ u slučaju Ibričevina A je vrijednost snage koja se, u skladu sa jačinom zračenja, može očekivati za septembar mjesec za instalisanu snagu $P_{PV} = 16 \times 3,15 \text{ kW}$.

Sa grafičkih prikaza na slici 5.25 jasno je da je u slučaju oba posmatrana izvoda, u svim čvorovima, usljed prisustva PV proizvodnje, došlo do značajne promjene naponskog profila. U skladu sa rastom ili padom PV proizvodnje, napon u čvoru raste ili opada. U prikazanim pogonskim uslovima, u periodu najveće PV proizvodnje došlo je do prekoračenja dozvoljene vrijednosti napona.

Poređenja radi, čvorovi sa početka oba izvoda trpe približno isto prekoračenje, koje je u odnosu na ostale čvorove u mreži najblaže. Kad su u posrijedi ostali čvorovi, izvod Ibričevina A trpi prekoračenja u manjem vremenskom periodu u odnosu na izvod Miš.

Uzimajući u obzir poređenje vrijednosti napona u čvorovima izvoda za RSO i za dan koji je predstavnik perioda malih opterećenja, koje je dato na slici 5.24 jasno je da u uslovima velike PV penetracije na nivou izvoda, u danima sa malim opterećenjem, PV sistemi predstavljaju opasnost za naponske prilike izvoda. Scenario prikazan na slici 5.25 zahtijeva isključenje PV sistema ili ograničenje proizvodnje.

Analogno dijagramima sa slike 5.25, dijagrami naponskih promjena za dan predstavnik maksimalnih opterećenja, 18. 12. 2016. prikazani su na slici 5.26. U decembarskim naponskim prilikama situacija je značajno povoljnija. Usljed manjeg nivoa PV proizvodnje naponi u čvorovima su povećani u malim vrijednostima, pa generalna slika dnevnog naponskog dijagrama nije pretrpjela značajne promjene. Naponi u čvorovima s početka izvoda neznatno su odstupili od početnih vrijednosti u oko podnevnim satima, a krajnji čvorovi kao i u prethodnom slučaju trpe najveće promjene koje su u prikazanim pogonskim uslovima neznatne.



Slika 5.24: Model dnevnog dijagrama PV proizvodnje čija je maksimalna snaga prilagođena dozvoljenoj snazi na izvodu Ibričevina A

5.4.8. Promjena faktora snage u uslovima aktivne PV proizvodnje

Analogno koracima u analizi promjene faktora snage za RSO (poglavlje 5.4.6.) provjereno je kako promjena faktora snage može doprinijeti regulaciji napona tokom 24 sata. Na primjeru naponskog dijagrama od 14. 09. 2016. u uslovima PV proizvodnje u svakom čvoru izvoda Ibričevina A i Miš, faktor snage mijenjan je u nizu vrijednosti: PF = 1, 0,95 ind; 0,85 ind; 0,95 cap i 0,85 cap. Rezultati

simulacija prikazani su na slici 5.27. a) (čvorovi izvoda Ibričevina A: 1, 8 i 16) i b) (čvorovi izvoda Miš: 1, 10 i 21).

Režim rada invertora: $PF = 0,95$ ind povećava napon za male vrijednosti u odnosu na režim $PF = 1$. Njihove krive na dijagramu skoro se poklapaju. Svi ostali režimi rada invertora imaju pozitivan efekat na regulaciju napona u periodu velikog nivoa PV penetracije.

Sa slike 5.27 može se uočiti da je najveći efekat regulacije promjernom faktora snage izražen u periodu najveće PV proizvodnje, oko podneva. Gledajući sate iz opsega uticaja PV proizvodnje na naponski dnevni dijagram, jasno je da što je sat bliži 6 h ili 18 h efekat promjene faktora snage je manji.

U slučaju izvoda Ibričevina A, samo su kapacitivni režimi vratili napone u čvorovima u okviru dozvoljenih vrijednosti. U čvoru 16. Režim $PF = 0,95$ ind vratio je napon u dozvoljnim granicama, međutim, u čvoru 8 vrijednost napona je regulisana jedino za $PF = 0,85$ a to je slučaj i za čvor 1.

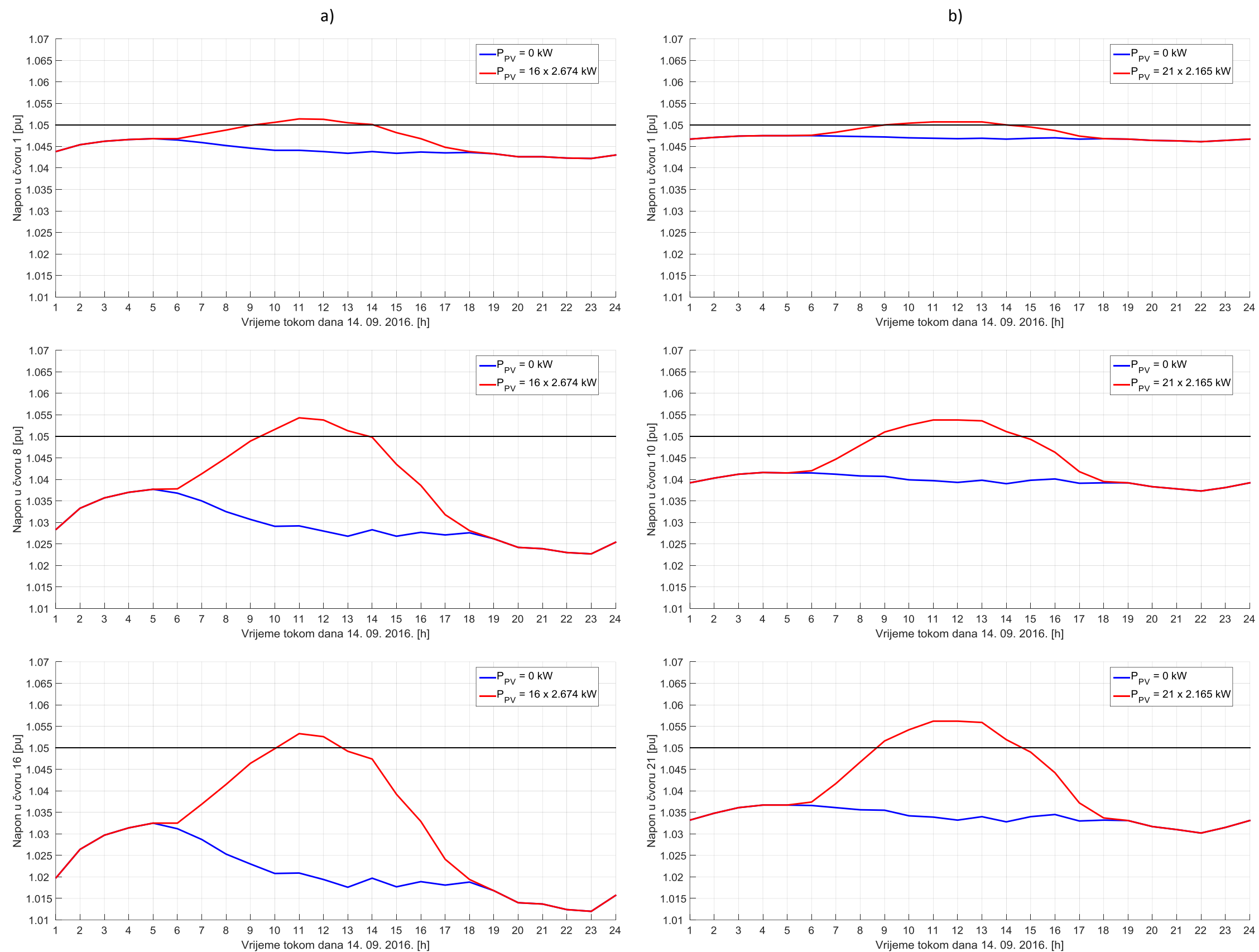
Za čvorove izvoda Miš u prikazanom vidu regulacije, za period veće PV proizvodnje prihvatljiv je samo režim $PF = 0,85$, jer je u svim ostalim napon u vrijednostima iznad dozvoljene. Može se primijetiti i to da su krajnji čvorovi najosjetljiviji na promjene faktora snage, pa je kod njih efekat regulacije najviše dominantan. U čvorovima sa početka uticaj promjene faktora značajno je manji.

Svakako, sa grafičkih prikaza je jasno da se promjenom režima rada invertora može izbjeći isključenje PV sistema sa mreže. Prateći vrijednost napona iz sata u sat, inverter može raditi u režimu $PF = 1$, a po potrebi preći u režim manjeg faktora snage.

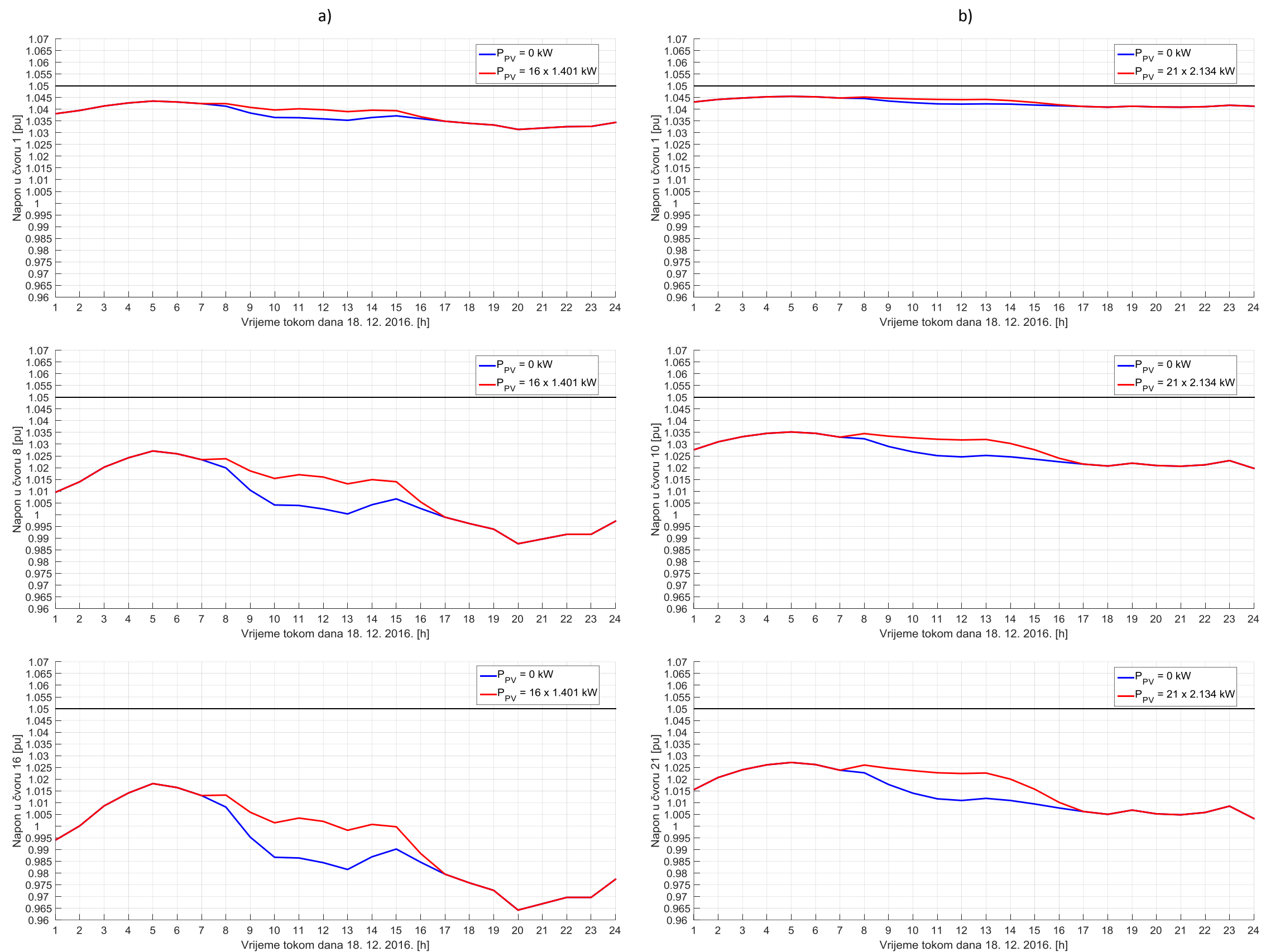
Promjena naponskog dijagrama provjerena je i za slučaj pogonskih uslova REG -5 %, na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda Ibričevina A, a rezultati su grafički prikazani u Prilogu E, na slici E.1. a) ($PF = 1$) i b) (promjena faktora snage po ranije definisanom nizu vrijednost), za čvorove 1, 8 i 16.

Kao što je provjereno analizom (poglavlje 5.4.4.) pogonski uslovi REG -5 % okarakterisani su nižim naponima i većom dozvoljenom snagom PV sistema. Upoređivanjem rezultata analize na slici E.1. u Prilogu E. sa rezultatima 5.25. a) i 5.27. a) koji se odnose na pogonske uslove REG 0 %, mogu se uočiti prednosti pogonskih uslova REG -5 % kada je posrijedi visok nivo PV penetracije. Prvo, ako je dozvoljena snaga PV sistema 2,41 puta veća (na primjeru izvoda Ibričevina A) u uslovima REG -5 %, u odnosu na REG 0 %, to će u periodu malih opterećenja, kao što su septembarski dani i nivo PV penetracije biti umanjen 2,41 puta, nego što je to slučaj sa pogonskim uslovima REG 0 %. Kao rezultat tih okolnosti, naponske prilike su na dan 14. 09. 2016. u uslovima septembarske PV proizvodnje, bez obzira na veće instalisane PV kapacitete, ostale u okviru dozvoljenih granica, što nije bio slučaj u uslovima REG 0 %. Drugo, efekat regulacije napona promjenom faktora snage je veći što je veći nivo PV penetracije.

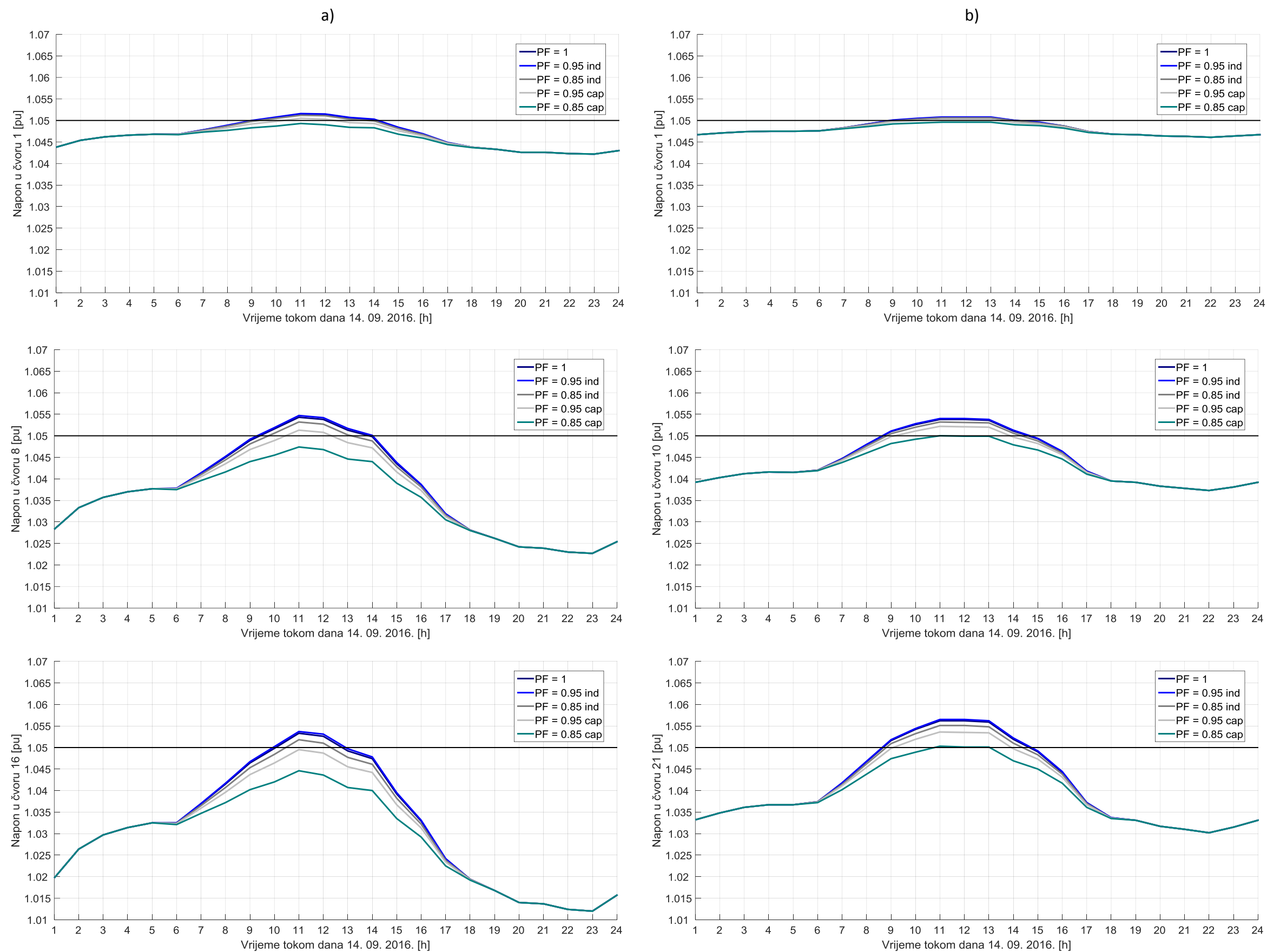
Na primjeru izvoda Ibričevina A (Prilog E, slika E.1. b)) nije bilo potrebe za uključivanjem režima rada invertora sa manjim faktorom snage, što je ipak provjereno, kako bi se ukazalo na mogućnost doprinosa invertora regulaciji napona. U datim pogonskim uslovima, ograničenja mogućnosti PV proizvodnje diktiraju krajnji čvorovi, čiji su naponi najpodložniji promjeni i imaju najveću vrijednost. U krajnjim čvorovima uticaj promjene faktora snage je najefikasniji, a ujedno i najpotrebniji.



Slika 5.25: Promjena dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u uslovima maksimalne PV proizvodnje i pogonskim uslovima na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda a) Ibričevina A i b) Miš



Slika 5.26: Promjena dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u uslovima maksimalne PV proizvodnje i pogonskim uslovima na dan 18. 12. 2016, na primjeru izvoda a) Ibričevina A i b) Miš



Slika 5.27: Uticaj promjene faktora snage na pomjenu dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda u pogonskim uslovima na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda: a) Ibričevina A i b) Miš

Na primjeru izvoda Ibričevina A simulirani su tokovi snaga i za mogućnost da su PV sistemi opskrbljeni sistemom za dvoosno praćenje prividnog kretanja Sunca. Tretirani su pogonski uslovi REG 0 % i REG -5 %, a PV sistemi su, kao i u prethodnim slučajevima priključeni u svakom čvoru, snaga dozvoljenih za odgovarajuće stanje EES. Rezultati su prikazani u Prilogu E, na slici E.1. a) (REG 0 %) i b) (REG -5 %). U prikazanom scenariju PV sistemi većinu vremena ostavaruju proizvodnju blisku maksimalnoj (slika 5.24). Sami tim utiču da naponi u čvorovima u većem vremenskom opsegu budu povišeni na najveću vrijednost.

Kao što je prikazano na graficima u Prilogu F, na slici F.1. a) naponi u čvorovima su u velikom vremenskom periodu od ukupnog perioda PV proizvodnje, iznad dozvoljene vrijednosti. U takvim okolnostima, u danima malih opterećenja, kao što je 14. 09. 2016. regulacija napona aktivnim učešćem invertora bila bi potrebna u većem vremenskom opsegu PV proizvodnje. Na datom primjeru, PV proizvodnja je aktivna od 6 do 18 h, a naponi u čvorovima su iznad dozvoljene vrijednosti u periodu od 7 do 15 h. U pogonskim uslovima REG -5 %, regulacija nije potrebna, a obim proizvodnje je značajno povećan.

Situaciju da svaki PV sistem na mreži ima mogućnost dvoosnog praćenja kretanja Sunca, nije realno očekivati. Ipak, dnevne promjene napona za tu situaciju su prikazane, jer ako na mreži postoji makar jedan PV sistem takvih karakteristika, njegov doprinos bi pratio obrazac sa slike F.1. iz Priloga F.

5.4.9. Doprinos reaktivne snage PV invertora u uslovima odsustva PV proizvodnje

Nakon što je prikazan uticaj aktivnog rada invertora u cilju smanjenja faktora snage za dati opseg vrijednosti, provjereno je koliko može doprinijeti injektiranje ili apsorpcija reaktivne snage invertorom u uslovima nedostatka PV proizvodnje.

U Prilogu G, na slici G.1. prikazano je kako injektiranje ili apsorpcija reaktivne snage PV invertorom doprinosi promjeni napona u čvorovima NN mreže u uslovima odsustva injektiranja aktivne snage iz PV sistema. Grafički prikazi promjene napona tokom 24 sata u čvorovima 1 i 16 izvoda Ibričevina A, na slici G.1. a), b) i c) u Prilogu G, dati su redom za: 14. 09. 2016. pri REG 0 %, 18. 12. 2016. pri REG 0 % i za 18. 12. 2016. pri REG -5 %. Promjena faktora snage prikazana je za $PF = 0,85 \text{ ind}$ i $PF = 0,85 \text{ cap}$, koji su, uzimajući u obzir sve vrijednosti koje su praćene analizom, krajnosti doprinosa reaktivne snage PV sistema. Ukupna reaktivna snaga koja se može pružiti mreži ili povući iz nje ograničena je ukupnim instalisanim kapacitetima i faktorom snage. Ukupna instalisana snaga za REG 0 % na primjeru izvoda Ibričevina A je 3,15 kVA, a za REG -5 % je 7,6 kVA.

Doprinos reaktivne snage regulaciji napona značajno se razlikuje u slučajevima aktivne PV proizvodnje i njenog odsustva. U slučaju aktivne PV proizvodnje, PV invertor promjenom režima rada istovremeno redukuje aktivnu snagu i doprinosi reaktivnom snagom.

Sama redukcija aktivne snage značajno doprinosi regulaciji napona. U slučaju odsustva aktivne PV proizvodnje, reaktivna snaga ima skromniji doprinos.

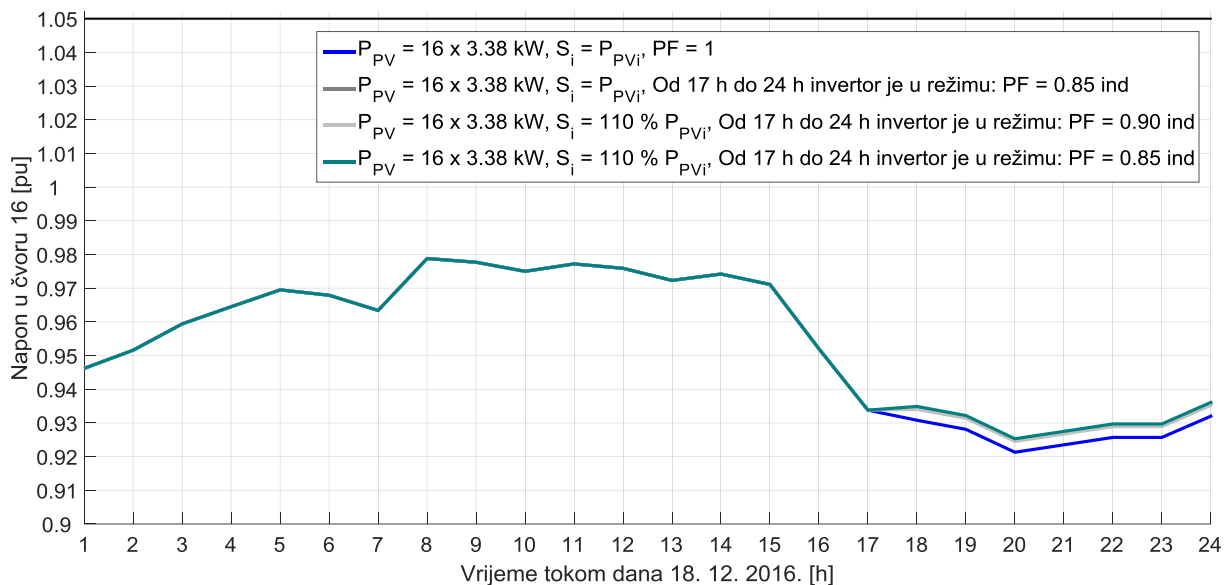
Sa grafičkih prikaza na slici G.1. u Prilogu G, jasno je da u čvoru sa početka mreže za sva tri prikazana scenarija doprinos reaktivne snage neznatan. Bilo da je induktivni ili kapacitivni režim, napon se povećao ili smanjio za manje od 1 V.

U čvoru sa kraja izvoda, razlike u doprinosu reaktivne snage naponu su primjetne. Za septembar i decembar pri REG 0 % uticaj je identičan (ista je instalisana snaga). Napon je povećan svega 2 V.

Uzimajući u obzir da napon decembarskog dijagrama u popodnevnim satima ima niže vrijednosti, to je razmotren i slučaj decembarskog dijagrama pri REG -5 %. U tim uslovima napon u čvoru 16 povećan je ili smanjen 4 V.

Analizom su obuhvaćeni i induktivni i kapacitivni režim u cilju prikaza mogućnosti. Osnovni cilj tekućeg dijela analize je, međutim, provjera mogućnosti doprinosa induktivnog režima rada PV invertora u periodima niskih napona, kao što su popodnevni sati decembarskog dana, kada naponi mogu biti bliski donjoj granici.

Na slici 5.28 prikazano je kako bi izgledao naponski dnevni dijagram čvora 16 izvoda Ibričevina A u uslovima da je 18. 12. 2016. nakon prestanka PV proizvodnje u 17 h aktiviran induktivni režim PV invertora u cilju povećanja napona. Tretirani režimi rada invertora su: prividna snaga invertora S_i jednaka je snazi modula $P_{i_{PV}}$ a $PF = 0,85$; $S_i = 110 \% P_{i_{PV}}$ a $PF = 0,90$ i $S_i = 110 \% P_{i_{PV}}$ a $PF = 0,85$.



Slika 5.28: Efekat regulacije napona reaktivnom snagom PV invertora u periodu kada PV sistem ne proizvodi aktivnu snagu u pogonskim uslovima na dan 18. 12. 2016. na primjeru krajnjeg čvora izvoda Ibričevina A

Simulacije su realizovane za pogonsko stanje REG -5 %, koje prihvata veću ukupnu instalisanu snagu PV sistema, a samim tim otvara veću mogućnost doprinosa reaktivnom snagom. Prikazani scenario odabran je kao maksimalna mogućnost doprinosa reaktivne sange PV sistema za potrebe regulacije napona.

Obrazac ponašanja napona tokom dana u potrošačkom čvoru, prikazan na slici 5.28 posljedica je rada PV sistema pri proizvodnji tipičnoj za decembar (decembarska proizvodnja je 2,25 puta manja od instalisane, a za instalisanu snagu 7,6 kW to je 3,38 kW), a poslije 17 h, kad prestaje proizvodnja snage iz modula, aktiviran je jedan od navedenih režima rada invertora.

Za sva tri prikazana režima, doprinos reaktivne snage ima približnu vrijednost. Može se reći da se dijagrami skoro preklapaju. Najbolji efekat ostvaren je za scenario $S_i = 110 \% P_{i\text{PV}}$ a $PF = 0,85$, ali ta prednost je neznatna.

Može se zaključiti da prikazani princip ne može predstavljati oslonac u cilju regulacije napona u uslovima odsustva PV proizvodnje. U slučaju postojanja fleksibilnih PV invertora i omogućenog opsega vrijednosti faktora snage koji ima svoj značaj za regulaciju napona u uslovima visokog nivoa PV penetracije i mogućnost prikazana na slici 5.28 se može iskoristiti, ali se mora imati u vidu da je njen doprinos skroman.

5.5. GUBICI NA NIVOU NN IZVODA

Gubici aktivne snage u distributivnoj mreži važan su parametar, čija optimizacija spada u niz najvažnijih cijeva ODS. Samim tim, u susret novom načinu funkcionisanja EDM, uticaj PV sistema na gubitke u NN mreži predstavlja važan parametar koji je neophodno razmotriti i uzeti u obzir.

Na primjeru izvoda proste radijalne topologije i najvećeg pada napona od tretiranih pet izvoda, Ibričevina A, provjereno je kako prisustvo PV proizvodnje utiče na gubitke aktivne snage u mreži. Na slici 5.29 prikazani su gubici na nivou posmatranog izvoda za situaciju odsustva PV proizvodnje i za niz vrijednosti nivoa PV penetracije pri jediničnom faktoru snage, a tretirani su režimi REG 0 % i REG -5 %.

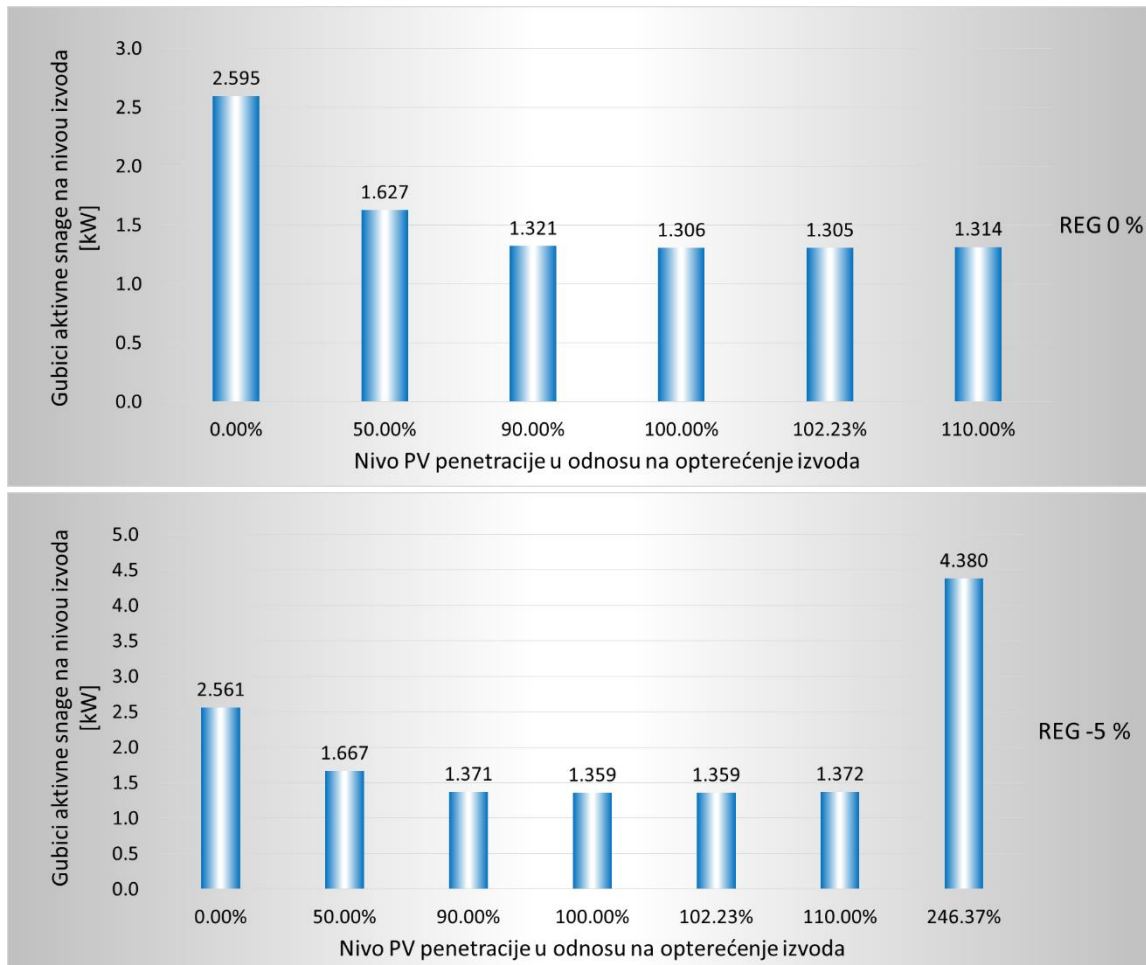
Na slici 5.29 za režime REG 0 % i REG -5 %, redom su označeni nivoi PV penetracije: 0 % - nema PV sistema na mreži; 50 % - ukupna snaga PV sistema jednaka je polovini od ukupnog opterećenja izvoda (opterećenje izvoda je 49,30 kW (tabela 5.7)); 90 % - ukupna snaga PV sistema jednaka je 90 % od ukupnog opterećenja izvoda; 100 % - ukupna snaga PV sistema jednaka je ukupnom opterećenju izvoda; 110 % - ukupna snaga PV sistema je jednaka 10 % više od ukupnog opterećenja izvoda; 102,23 % predstavlja nivo PV penetracije koji je dozvoljen naponskim prilikama za REG 0 %; 246,37 % predstavlja nivo PV penetracije koji je dozvoljen od strane naponskih prilika za REG -5 % (tabela 5.7).

Za REG 0 % i REG 5 %, gubici su približnih vrijednosti u uslovima odsustva PV penetracije. Prisustvo PV sistema može smanjiti gubitke. 50 % penetracije povoljno utiče na gubitke, a povećavanjem procenta PV penetracije gubici se smanjuju. Vrijednosti bliske 100 % penetracije su najoptimalnije (gubici su najmanji). 110 % PV penetracije izaziva veće gubitke u odnosu na 100 %, ali ti gubici značajno su manji od početnih. Nivo penetracije koji je dozvoljen naponskim prilikama u režimu REG -5 % izaziva povećanje gubitaka u odnosu na početne za 1,82 kW, što je loša strana tog scenarija.

Na primjeru Ibričevina A, pokazalo se da je nivo PV penetracije koji je dozvoljen naponskim prilikama u režimu REG 0 % povoljan u cilju smanjenja gubitaka u mreži, a da nivo PV penetracije koji se može ostvariti u uslovima REG -5 % značajno povećava gubitke. Nivo PV penetracije u vrijednosti približnoj 100 % u odnosu na opterećenje izvoda, okvirno je optimalan u smislu doprinosa PV sistema smanjenju gubitaka.

Vrijednosti gubitaka NN izvoda jesu male, ali distributivnu mrežu čini veliki broj mreža malih razmjera, zbog čega prikazani gubici imaju značajnu ulogu u ukupnom iznosu na nivou mreže.

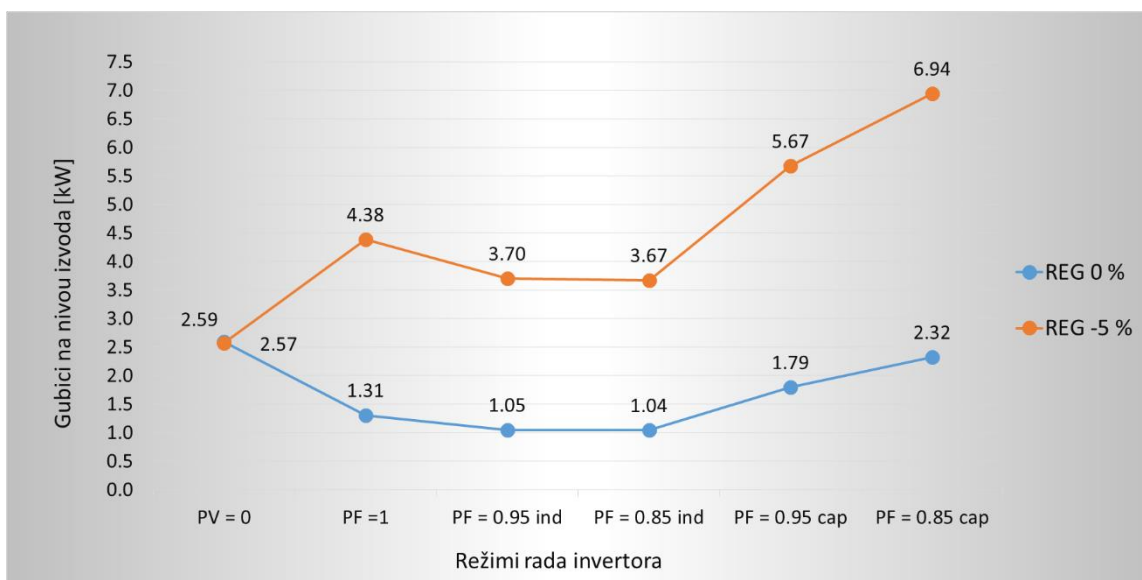
Na istom primjeru provjereno je i kako promjena faktora snage utiče na gubitke NN izvoda. Na slici 5.30 za režime REG 0 % i REG -5 % prikazana je promjena gubitaka u skladu sa promjenom faktora snage. PF = 1 podrazumijeva jedinični faktor snage za ukupnu snagu PV sistema koja je dozvoljena za odgovarajući režim: 102,23 % i 246,37 %, respektivno.



Slika 5.29 Gubici u NN mreži u zavisnosti od nivoa PV penetracije pri jediničnom faktoru snage

Sa slike 5.30 jasno je da u oba prikazana slučaja induktivni režim u odnosu na jedinični, utiče pozitivno na gubitke, dok kapacitivni povećava gubitke. Uticaj faktora snage izraženiji je za REG -5 %, za koji je tipična veća instalisana snaga. Za slučaj REG 0 % gubici pri faktoru snage 0,85 cap povećni su i dostižu vrijednost približnu gubicima u odsustvu PV proizvodnje, dok za slučaj REG -5 % učešće invertora u regulaciji napona stvara značajno veće gubitke.

Rezultati prikazani na slikama 5.29 i 5.30 ukazuju na to da visok nivo PV penetracije, preko 100 % ima trend negativnog uticaja na gubitke. Učešće invertora u regulaciji napona u smislu smanjenja napona usljed visokog nivoa PV penetracije ima negativan uticaj na gubitke, koji je veći što je veći nivo PV penetracije. Gubici koji su izazvani učešćem invertora u regulaciji u uslovima REG -5 % značajno su veći od početnih, dok se uticaj regulacije invertorom u uslovima REG 0 % ne može smatrati negativnim jer su gubici u slučaju najšireg opsega regulacije u vrijednostima manjim od početnih.



Slika 5.30: Gubici u NN mreži u zavisnosti od vrijednosti faktora snage PV sistema

Treba imati u vidu da kapacitivni režimi rada za potrebe regulacije napona ne trebaju biti konstantno aktivni. Naprotiv, predloženi su samo u slučaju potrebe regulacije napona u uslovima visoke PV penetracije.

5.6. GENERALNI ZAKLJUČCI ZASNOVANI NA REZULTATIMA ANALIZE

Istraživanje koje je realizovano u okviru rada oslanja se na raspoložive, realne podatke, koji su detaljno obrađeni i prilagođeni analizi. S obzirom na to da prikazani vid analize nije dovoljno jednostavan da bi se primjenjivao redovno u slučaju priključivanja PV sistema na bilo koju NN mrežu, istraživanje je rezultiralo nizom opštih zaključaka, koji su s ciljem rezimiranog isticanja navedeni u daljem tekstu.

Vršno opterećenje u NN mrežama, u najvećem broju trafo reona je za približno 2,5 puta veće u odnosu na srednje godišnje opterećenje. Ipak, navedeni odnos nije moguće generalizovati, jer je njegova vrijednost za svaki trafo reon jedinstvena. Podatak o vršnom opterećenju raspoloživ je za sve trafo reone, bez potrebe za bilo kakvim vidom proračuna, ali ne može biti oslonac u procesu određivanja mogućnosti distribuirane proizvodnje. Mogućnost distribuirane proizvodnje na nivou izvoda određuje se na osnovu podataka o srednjem godišnjem opterećenju za dati izvod.

Prema podacima iz 2016. decembar, kao mjesec predstavnik maksimalne potrošnje električne energije na godišnjem nivou u najvećem broju trafo reona bilježi 1,5 do 2 puta veću potrošnju u odnosu na julsku, koja je bliska srednjoj godišnjoj potrošnji. Septembarska potrošnja, kao najmanja godišnja, u najvećem broju trafo reona je 1 do 1,5 puta manja od julske.

Na osnovu estimacije sunčevog zračenja za teritoriju Podgorice, maksimalna mjesečna PV proizvodnja ostvaruje se u julu, što je 1,23 puta više u odnosu na septembarsku, a čak 2,5 puta više u odnosu na decembarsku. Kada je posrijedi maksimalni intenzitet sunčevog zračenja, tj. podnevno zračenje, za septembarski dan je 1,18 puta, a za decembarski dan 2,25 puta slabije u

odnosu na julski. Navedeni podaci iskorišćeni su u cilju formiranja dnevnih dijagrama PV proizvodnje, tipičnih za određeno godišnje doba.

Upoređene su naponske prilike NN izvoda za pogonske uslove EES, koji se mogu javiti u zavisnosti od: vrijednosti napona u napojnoj tački i opterećenja na nivou izvoda. Osim što je vrijednost napona u naponjnoj tački od ključnog značaja za nivo naponskog profila, analiza je pokazala da je pad napona duž izvoda najviše uslovljen vrijednošću i raspodjelom opterećenja, kao i samom dužinom izvoda. Naponske prilike pri pogonskom stanju: režim srednjeg opterećenja pri nazivnoj vrijednosti napona na SN strani, prihvaćene su kao mjerodavne za donošenje zaključaka o mogućnostima PV proizvodnje, jer u tim uslovima u odnosu na ostale, napon dostiže najveću vrijednost. Pritom, tretirana su dva slučaja: da je napon u napojnoj tački podešen na 420 V ili 400 V.

Provjereno je kakve su mogućnosti priključenja PV sistema u svim potrošačkim čvorovima izvoda, u slučaju da je samo jedan PV sistem priključen na mreži. Značajnu ulogu u determinisanju mogućnosti priključenja izvora igra pad napona duž izvoda. U slučaju da je vrijednost napona u napojnoj tački izvoda podešena na 420 V, PV sistem priključen na početku izvoda u najgorem slučaju može imati snagu 111,56 % u odnosu na nivo opterećenja. Izuzet je primjer trafo reona slabijih performansi (vodovi slabijeg presjeka) u čijem slučaju snaga PV sistema u čvoru sa početka mreže iznosi 57,14 %. Smanjenje napona u napojnoj tački sa 420 V na 400 V ima za posljedicu povećanje nivoa PV penetracije najmanje 6,64 puta, a čak i do 10,86 puta. U čvoru sa kraja mreže, najmanja postignuta snaga PV sistema iznosi 48,77 %, a može dostići i nivo penetracije 75, 80 %. Usljed radialnog karaktera izvoda, čvor što je udaljeniji od TS, ima manju moć za prihvatanje PV penetracije. To pravilo, međutim, važi za čvorove unutar jednog izvoda, a svaki izvod karakteriše drugačiji pad mogućnosti PV penetracije od početne do krajnje tačke.

Traganjem za preciznijim određivanjem snage, koju je moguće injektirati u određenom čvoru izvoda, analiza je ukazala na karakteristiku zavisnosti promjene napona u čvoru priključenja izvoda od snage PV sistema koja ima linearni karakter. Taj odnos definisan je relacijom 5.5: $\Delta U_{(\text{čvoru})} = pP_{PV} + a$, a proračun je pokazao da se pad koeficijena „p“ u zavisnosti od vrijednosti napona u čvoru priključenja PV sistema može definisati logaritamskom funkcijom. Pad koeficijenta „p“, za svaki izvod ili granu može se predstaviti krivom tipa prirodnog logaritma, negativnog predznaka. Iako, nijesu postignuti generalni zaključci, analiza je pokazala mogućnost za postizanje približne vrijednosti dozvoljene snage priključenja PV sistema u bilo kom čvoru NN izvoda.

Kada je posrijedi priključivanje PV sistema jednakih snaga u svakom čvoru izvoda, u slabijoj mreži moguće je injektirati svega 36 % od ukupnog opterećenja izvoda, dok je nivo PV penetracije za ostale izvode najmanje 102,23 %, a najviše 118,71 %. Mogućnost PV penetracije se u uslovima nižeg napona u napojnoj tački povećava 2,39 puta do 3,07, uz izuzimanje slabijeg izvoda gdje je nivo penetracije povećan 9,67 puta.

Potrebno je napomenuti da se u uslovima određenog broja PV sistema distribuiranih duž izvoda, čiji je zbirni nivo PV proizvodnje blizak nivou opterećenja izvoda, neutrališe pad napona duž izvoda. Veći nivo PV penetracije koji dozvoljava scenario sa nižom vrijednošću napona u napojnoj tački, usljed velike osjetljivosti napona u krajnjim čvorovima, međutim, može izazvati da naponski profil u potpunosti promijeni obrazac, pa da krajnji čvorovi dostignu najviše vrijednosti napona, te da je tim čvorovima regulacija napona najpotrebnija.

U cilju postizanja preciznih podataka o mogućnostima PV proizvodnje na nivou NN izvoda, istraživanjem se došlo do karakteristike koja opisuje zavisnost ukupne dozvoljene snage PV sistema na nivou izvoda od ukupnog opterećenja po dužini izvoda. Pristup koji je dat relacijama 5.8 i 5.9 (za dvije vrijednosti napona u napojnoj tački) ima mogućnost za postizanje približne ili tačne vrijednosti dozvoljene snage svih PV sistema priključenih na NN izvod. Elem, srednje godišnje opterećenje na nivou izvoda predstavlja parametar od važnosti za određivanje mogućnosti PV proizvodnje, a rad predlaže metodu koja zahtijeva samo dvije informacije: rastojanje najudaljenijeg potrošačkog čvora od TS i srednje godišnje opterećenje na nivou izvoda. Provjereni su scenariji različite raspodjele PV sistema po NN izvodu i dat je odgovor na pitanje u kolikoj mjeri prisustvo PV sistema u nekom čvoru može ograničiti priključivanje novih PV sistema na izvodu. Analiza je pokazala da bilo kakva raspodjela PV sistema po mreži ne može postići da NN izvod prihvati veću snagu od one koja je rezultirala priključivanjem PV sistema jednake snage u svakom potrošačkom čvoru. Ograničenja za priključivanje novih sistema različita su u zavisnosti od toga gdje je priključen prvi PV sistem i kolika je njegova snaga. PV sistem male snage (npr. 20 % opterećenja izvoda) neće u velikoj mjeri ograničiti priključenje PV sistema u nekom drugom čvoru. Veći izvor daje veća ograničenja, koja su najviše izražena ako je već postojeći PV sistem priključen na kraju izvoda. Ako je na kraju izvoda priključen PV sistem čija je snaga bliska dozvoljenoj snazi za taj čvor, on pretenduje da onemogući priključenje drugog PV sistema na mrežu. Zaključeno je i to da je za ravnomjerenije naponske prilike duž izvoda i veći broj PV sistema na mreži pogodnije ako se priključuju u čvorovima duž glavnog izvoda, tj. ako se izbjegne priključenje u krajnjim potrošačkim čvorovima.

Tretiranjem uticaja promjene faktora snage PV invertora na naponske prilike, zaključeno je da rad invertora u induktivnom režimu pri faktoru snage 0,95 povećava vrijednosti napona u čvorovima u odnosu na vrijednosti koje imaju pri jediničnom faktoru snage. Dodatno smanjenje faktora snage u induktivnom režimu ili rad u kapacitivnom režimu može doprinijeti regulaciji napona u čvorovima NN izvoda, s tim što je kapacitivni režim efikasniji u pogledu manje potrebe za redukcijom aktivne snage. Doprinos promjene režima rada invertora značajno je efikasniji ako je pozicioniran pri kraju mreže nego na početku. Ukupna instalisana snaga PV sistema na mreži značajno utiče na efikasnost regulacije. Što je ukupna PV snaga veća, to je mogućnost regulacije napona promjenama režima rada invertora veća ali i potrebija.

Predimenzionisanje invertora 10 % u odnosu na snagu modula može doprinijeti značajnijem uticaju na naponske prilike i u induktivnom i u kapacitivnom režimu u odnosu na scenario u kojem je nazivna snaga invertora jednaka snazi modula. Predimenzionisanje invertora pruža mogućnost efikasnije regulacije uz izbjegavanje redukcije aktivne snage. U slučaju predimenzionisanja invertora za 10 %, rad pri faktoru snage jednakom 0,9 (ind ili cap) ne zahtijeva redukciju aktivne snage, a niže vrijednosti od 0,9 podrazumijevaju redukciju aktivne snage. Za potrebe dodatnog učešća u regulaciji, otvorena je mogućnost dodatnog smanjenja faktora snage.

Simuliranjem dnevnih dijagrama naponskih prilika u realnim danima iz 2016. detaljno su prikazane očekivane promjene napona iz sata u sat, izazvane prisustvom PV sistema. U septembarskom danu procijenjena snaga PV sistema za taj period, a pri unaprijed definisanoj instalisanoj snazi, izazvala je prekoračenje dozvoljene gornje granice napona. Analiza je pokazala da je u takvim situacijama, fleksibilnim upravljanjem režimima rada invertora iz sata u sat, moguće izbjeći isključivanje PV sistema sa mreže. Potrebna efikasnost ostvarena je tek pri režimu 0,85 cap, koji regulativom nije dozvoljen. Zaključeno je i to da je uključivanje invertora u regulaciju napona

efikasnije pri većoj količini instaliranih PV kapaciteta na mreži. U uslovima velikog nivoa PV penetracije, učešće invertora u regulaciji napona sigurno bi doprinijelo povećanju pouzdanosti napajanja potrošača električnom energijom.

Kada je posrijedi učešće invertora u regulaciji napona u uslovima odsustva PV proizvodnje i niskih napona u NN izvodu, analiza je pokazala da je efikasnost tog tipa regulacije mala, te da ne može biti oslonac u potrebi za povećanjem napona.

Uticaj PV proizvodnje na gubitke u mreži nije jednoličan. PV sistemi će smanjiti gubitke u mreži ako je nivo PV penetracije najviše u vrijednosti približnoj 100 %, veće vrijednosti, čak i u uslovima da naponske prilike to dozvoljavaju, izazvaće tendenciju rasta gubitaka. Učešće invertora u regulaciji, u smislu smanjenja napona, ima negativan efekat u odnosu na rad PV sistema pri jediničnom faktoru snage. Ako su, međutim, zbirni instalirani PV kapaciteti približni 100 % u odnosu na opterećenje, tada će gubici u periodu aktivne regulacije biti veći u odnosu na gubitke pri radu PV sistema sa jediničnim faktorom snage, ali manji od gubitaka koje je mreža imala prije priključivanja PV sistema.

U slučaju mogućnosti učešća invertora u aktivnoj regulaciji napona, u uslovima visokog nivoa PV penetracije, a uzimajući u obzir pogonska stanja mreže, može se zaključiti da je za dobrobit naponskim prilikama duž izvoda, napon u napojnoj tački pogodno podesiti na 420 V, kako bi se doprinijelo boljim naponskim prilikama u periodu maksimalnog opterećenja. Tako bi se aktivna regulacija napona svela samo na smanjenje napona u periodu minimalnih opterećenja. Navedena konstatacija izuzima izvode slabijih performansi, koji usljed malog opterećenja i malog pada napona pri 420 V u napojnoj tački nemaju značajno slabiju sposobnost prihvatanja PV proizvodnje. U takvim slučajevima napon u napojnom TR, mogao bi biti podešen na 400 V, što bi otvorilo veću mogućnost za PV penetraciju.

Uzimajući u obzir sveobuhvatne rezultate istraživanja može se zaključiti da manuelna regulacija napona u napojnoj TS, u smislu smanjenja napona u napojnoj tački sa 420 na 400 V, značajno doprinosi povećanju dozvoljenog nivoa PV proizvodnje. Povišen nivo proizvodnje, međutim, ima negativan uticaj na naponski profil i na gubitke. Pogodnije efekte na mrežu ima nivo PV integracija koji je dozvoljen u uslovima 420 V u napojnoj tački izvoda, bez obzira na to da li je taj nivo primijenjen u uslovima vrijednosti napona od 420 ili 400 V u napojnoj tački.

Za optimalnu koordinaciju PV sistema i NN mreže najprihvatljivija je integracija PV sistema u vrijednosti približnoj 100 % u odnosu na opterećenje izvoda. Na taj način mogu se izbjeći prevelika odstupanja napona u čvorovima duž izvoda tj. pad ili rast napona duž izvoda i optimizovati gubici u mreži. Osim toga, u kritičnim scenarijima visokog nivoa PV penetracije i malih opterećenja, invertori, svojim kapacitetima i pametnim upravljanjem mogu biti sposobni da ublaže rast napona i omoguće da PV sistemi ostanu priključeni na mrežu. U takvim uslovima ublažen je negativni uticaj rada invertora pri smanjenom faktoru snage. Svakako, potreba za učešćem invertora u aktivnoj regulaciji napona tipična je za mali vremenski period tokom godine, kada se javlja pogonsko stanje okarakterisano visokim nivoom PV penetracije i povišenim vrijednostima napona NN izvoda. Rad je pokazao metodologiju za određivanje mogućnosti PV proizvodnje na nivou NN izvoda. Obuhvatanjem i razmatranjem svih pogonskih stanja normalnog rada EDM, lokacije i snage PV sistema, broja priključenih PV sistema, kao i regulacione sposobnosti PV invertora, istraživanje je rezultiralo pozitivnim i negativnim efektima, te ukazalo je na optimalne uslove rada PV sistema na NN mreži.

ZAKLJUČAK

Važnost optimizacije koordinacije PV sistema i NN mreže ogleda se u aspektima kao što su: siguran rad EES, pouzdano napajanje potrošača električnom energijom i manji gubici. Optimalna koordinacija postiže se pogodnom lokacijom i odgovarajućim dimenzionisanjem PV sistema, kao i njegovim regulacionim sposobnostima usklađenim sa aktuelnim pogonskim uslovima EES, a sve to uz cilj očuvanja postojeće infrastrukture.

Tradicionalni pristup regulacije napona u pasivnoj NN mreži svodi se na manuelnu regulaciju u napojnom transformatoru. Prisustvo PV sistema, a naročito mogućnost većeg nivoa integracije PV sistema, donosi značajne pomjene za NN mrežu. U susret promjeni obrasca ponašanja naponskog profila mreže, koju prisustvo PV sistema čini aktivnom, potrebno je razmotriti i proširiti regulativne teze, kako bi ODS po jasnim, unaprijed definisanim pravilima prihvatio nove okolnosti u funkcionisanju EDM.

U prvom dijelu rada data je teorijska podloga za predstojeće istraživanje. Objašnjeni su princip rada PV sistema, njegove osnovne komponente, zatim karakteristike PV proizvodnje i modelovanje PV sistema u analizama EES. Opisana je elektrodistributivna mreža kao dio EES kao i pozitivni i negativni uticaji PV proizvodnje na naponski profil EDM. Radom su tretirane dostupne strategije za regulaciju napona i izdvojen je pregled istraživanja u toj oblasti.

Opisano je trenutno stanje u svijetu i u Crnoj Gori, kada su posrijedi mogućnosti za ostvarivanje PV proizvodnje. Prema aktuelnim podacima, sasvim je izvjesna mogućnost masovne ekspanzije PV sistema u svijetu. Iz važećih regulativa izdvojeni su uslovi za priključenje PV sistema u Crnoj Gori.

U istraživačkom dijelu rada, koji se oslanja na konkretne primjere crnogorskih elektrodistributivnih NN mreža, a sprovedeno je upotrebom programskog paketa MATLAB i njegovog dodatka, grafičke programske podloge SIMULINK, uzeti su u obzir svi pogonski režimi normalnog rada EDM, snaga i lokacija PV sistema, nivo PV penetracije kao i sposobnost invertora da učestvuje u aktivnoj regulaciji napona i mogućnost predimenzionisanja invertora u odnosu na modul PV sistema.

Analiza je rezultirala nizom opštih zaključaka. Tretiranjem realnih mjernih podataka iz 2016. provjereno je i pokazano da je vršno opterećenje u najvećem broju trafo reona približno 2,5 puta veće od srednjeg godišnjeg opterećenja, ali da se taj odnos ne može generalizovati, ni biti oslonac u procesu određivanja mogućnosti integracija PV sistema. Za određivanje mogućnosti distribuirane proizvodnje na nivou NN izvoda, ključni podatak je vrijednost srednjeg godišnjeg opterećenja za tretirani izvod.

Kada su posrijedi mogućnosti PV proizvodnje u skladu sa lokacijom, zaključeno je da na kraju radijalnog izvoda dozvoljena snaga PV sistema u najkritičnijem slučaju iznosi približno 50 %, dok PV sistem priključen na početku izvoda može imati snagu iznad 110 % od ukupnog srednjeg godišnjeg opterećenja izvoda. Analiza je pokazala da je postupak preciznog određivanja dozvoljene instalisane snage PV sistema u bilo kom čvoru, kompleksan, ali da je približne vrijednosti moguće postići bez potrebe za pojedinačnim simulacijama tokova snaga.

Istraživanje je dalo opšti način za određivanje dozvoljene snage PV sistema na nivou izvoda, a koji zahtijeva samo dvije informacije: rastojanje najudaljenijeg potrošačkog čvora od TS i srednje godišnje opterećenje na nivou izvoda.

Smanjenje napona manuelnom regulacijom u napojnoj TS, značajno doprinosi povećanju mogućnosti PV integracije na nivou NN izvoda. Smanjenjem napona 5 %, nivo PV penetracije može se povećati i do oko tri puta. Visok nivo PV integracije, međutim, negativno utiče na naponski profil i na gubitke u NN mreži. Dok nivo PV penetracije blizak nivou opterećenja izvoda neutrališe pad napona duž radijalnog izvoda, povećanje PV integracije koje dozvoljava smanjenje napona u napojnoj tački uzrokuje promjenu naponskog profila, tako da naponi u krajnjim čvorovima dostižu najviše vrijednosti. U tim uslovima, regulacija napona u smislu sprječavanja prekoračenja gornje granične vrijednosti, najpotrebnija je u krajnjim čvorovima.

Analiza je pokazala da je optimalni nivo PV penetracije 100 % od vrijednosti opterećenja izvoda. Integracija PV sistema ima tendenciju pozitivnog uticaja na smanjenje gubitaka, dok njen nivo ne dostigne 100 %, njen dalji rast mijenja karakter uticaja na gubitke. Nivo PV penetracije omogućen smanjenjem napona u napojnoj tački 5 %, može izazvati duplo veće gubitke od gubitaka koje NN mreža ima u uslovima odsustva distribuirane proizvodnje.

Osim toga, dat je odgovor na pitanje u kojoj mjeri regulaciona sposobnost PV sistema ima moć i kakvi su njeni efekti na NN mrežu. Sposobnost invertora da iz sata u sat mijenja radni režim, kao i mogućnost njegovog predimenzionisanja, doprinose regulaciji napona i očuvanju stabilnog napajanja potrošača električnom energijom. Doprinos je veći, što su veći instalisani PV kapaciteti. Kapacitivni režim rada invertora u cilju smanjenja napona, međutim, doprinosi povećanju gubitaka. U uslovima optimalnog nivoa PV penetracije, ti gubici ostaju u vrijednostima manjim od gubitaka tipičnim za NN mrežu bez prisustva DİEE. Invertor, usljed male vrijednosti reaktivne otpornosti u NN vodovima, neznatno doprinosi regulaciji napona reaktivnom snagom u uslovima odsustva PV proizvodnje. Uzimajući u obzir činjenicu da učešće invertora u regulaciji napona nije konstantno potrebno, već u kritičnim scenarijima visokog nivoa PV penetracije i malih opterećenja, negativni uticaj rada invertora pri smanjenom faktoru snage, može se smatrati prihvatljivim u cilju ublažavanja rasta napona i omogućavanja da PV sistemi ostanu priključeni na mrežu.

Analiza, sprovedena u okviru rada ukazala je na ključne parametre koje je potrebno uzeti u obzir prilikom planiranja strategije prihvatanja integracije PV sistema u NN mrežu. Postignuti su zaključci o pozitivnim i negativnim efektima PV sistema na NN mrežu u određenim radnim uslovima. Elem, uzimajući u obzir sve aspekte od važnosti, radom su predloženi optimalni parametri za funkcionisanje PV sistema u NN mreži u uslovima visokog nivoa PV penetracije. Samim tim pružen je doprinos potencijalnoj dopuni postojećih regulativa, kako bi prisustvo PV proizvodnje na NN mrežama uz očuvanje već postojeće infrastrukture pružilo optimalan doprinos sigurnom i pouzdanom radu EES.

LITERATURA

- [1] Klaus Jäger, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij, Miro Zeman „Solar Energy - Fundamentals, Technology, and Systems“, Delft University of Technology, 2014;
- [2] http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/cells_modules_arrays.htm;
- [3] <http://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/>;
- [4] Kjær, Søren Bækthøj, „Design and Control of an Inverter for Photovoltaic Applications“, IEEE, Aalborg Universitet: Institut for Energiteknik, 2005;
- [5] S. Baekhoej Kjaer, J. K. Pedersen, F. Blaabjerg, „A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules“ IEEE, 2005;
- [6] Savita Nema, Rajesh Nema, „Inverter topologies and control structure in photovoltaic applications“, Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2011;
- [7] D. Meneses, Frede Blaabjerg, O. Garcia, J. A. Cobos, „Review and Comparison of Step-Up Transformerless Topologies for Photovoltaic AC-Module Application“, IEEE, 2013;
- [8] G. W. Arnold, M. Lanzerotti, L. Shafer, D. Goldgof, P. Mak, M. Zhou, E. Hossain, R. Perez, G. Zobrist, „Optimization Of Power System Operation“, IEEE, 2015;
- [9] http://www.mpoweruk.com/solar_power.htm;
- [10] V. Čuk, Paulo F. Ribeiro, Joseph F.G. Cobben, Wil L. Kling, Fridrik R. Isleifsson, Henrik W. Bindner, Nis Martensen, Afshin Samadi, and Lennart Söder, „Considerations on the Modeling of Photovoltaic Systems for Grid Impact Studies“, Smooth PV, 2011;
- [11] A. Samadi, R. Eriksson, „Equivalent modelling of several PV power plants“, Smooth-PV, 2014;
- [12] K.Krushna Murthy, Dr. S.V. Jaya Ram Kumar, „Three-Phase Unbalanced Radial Distribution Load Flow Method“, IRJES, 2012;
- [13] V. K. Mehta, Rohit Mehta, „Principles of Power System“, <http://www.electricaledition.com/2016/09/principles-of-power-systems-by-vk-mehta-pdf-free-download.html> , 2016;
- [14] https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Electricity_Grid_Schematic_English.svg;
- [15] António Manzonni, Rui Castro, „Microgeneration Impact on LV Distribution Grids: A Review of Recent Research on Overvoltage Mitigation Techniques“, International Journal of Renewable Energy Research, 2016;
- [16] A. S. Mubarak, „Impact Of Photovoltaic System Penetration On The Operation Of Voltage Regulator Equipment“, the Faculty of California Polytechnic State University, 2013;
- [17] S. Eftekharnajad, „The Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Smart Grids“, Arizona State University, United States, 2012;
- [18] Guangya Yang, Francesco Marra, Miguel Juamperez, Søren Bækthøj Kjær, Seyedmostafa Hashemi, Jacob Østergaard, Hans Henrik Ipsen, Kenn H. B. Frederiksen, „Voltage rise mitigation for solar PV integration at LV grids“, PVNET. dk, 2015;
- [19] S. Ali, N. Pearsall, G. Putrus, „Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network“, Northumbria University, United Kingdom, 2012;

- [20] J. Wong, P. Baroutis, R. Chadha, R. Iravani, M. Graovac, X. Wang, „A Methodology for Evaluation of Permissible Depth of Penetration of Distributed Generation in Urban Distribution Systems“, IEEE, 2008;
- [21] T. Vu Van, E. Lemmens, A. Goršek, B. Bletterie, T. Fawzy, J. Jahn, B. Blazic, „Projection for network operation with additional benefits from PV being exploited at the demonstration sites“, Meta PV, 2010;
- [22] A. Anwar, H. Roy Pota, „Loss reduction of power distribution network using optimum size and location of distributed generation“, IEEE, ResearchGate, 2013;
- [23] Smrutirekha Sahoo, „Distrib Ustteudd Yg:Epnheorttoavioolnt Oainc Power System“, Mälardalen University Sweden, 2016;
- [24] T. Ackermann, S. Cherevatskiy, T. Brown, R. Eriksson, A. Samadi, M. Ghandhari, L. Söder, D. Lindenberger, C. Jägemann, S. Hagspiel, V. Čuk, P. F. Ribeiro, S. C. H. Bindner, F. R. I. L. Mihet-Popa, „Smart modeling of optimal integration of high penetration of PV - Smooth PV“, 2013;
- [25] I. Kim, R. G. Harley, R. Regassa, „The Effect of the Volt/Var Control of Photovoltaic Systems on the Time-Series Steady-State Analysis of a Distribution Network“, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA USA, 2014;
- [26] P. Jahangiri, „Voltage and reactive power regulation by photovoltaics in distribution systems“, Iowa State University, United States, 2014;
- [27] S. K. Solanki, V. Ramachandran, J. Solanki, „Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder“, IEEE, 2012;
- [28] Kyriakos Pantziris, „Voltage support strategies in a rural low voltage network with high photovoltaic penetration“, Delft University of Technology, 2014;
- [29] Elena Anamaria Man, Dezso Sera, Tamas Kerekes, „Improved voltage regulation strategies by PV, 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, 2012;
- [30] M. Zarghami, B. Kaviani, F. Tavatli, M. Vaziri, „Complex Power Optimization of Photovoltaic Systems“, IEEE, 2014;
- [31] S. Abdel-Hady Soliman, A. Hassan Mantawy, „Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems, Panos M. Pardalos, University of Florida“, USA, 2012;
- [32] J. Olamaei, T. Niknam, M. Nayeripour, „Effect of Distributed Generators on the Optimal Operation of Distribution Networks“, World Academy of Science, 2008;
- [33] R. Caldon, M. Coppo, R. Sgarbossa, L. Sgarbossa, R. Turri, „Risk of unintentional islanding in LV distribution networks with inverter-based DGs“, Department of Industrial Engineering University of Padova, Italy, IEEE, 2013;
- [34] V. Ramachandran, S. K. Solanki, J. Solanki, „Steady State Analysis of Three Phase Unbalanced Distribution Systems with Interconnection of Photovoltaic Cells“, IEEE, 2011;
- [35] S. A. Pourmousavi, A. S. Cifala, M.H. Nehrir, „Impact of High Penetration of PV Generation on Frequency and Voltage in a Distribution Feeder“, IEEE, 2012;
- [36] Dolf Gielen, Ruud Kempener, Michael Taylor, Francisco Boshell and Amr Seleem, „Letting In The Light - How Solar Photovoltaics Will Revolutionise The Electricity System“, IRENA, 2016;

- [37] Dr. Arnulf Jäger, „Costs And Economics Of Electricity From Residential PV Systems In Europe“, <http://www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Winter-2016/Costs-and-Economics-of-Electricity-from-Residential-PV-Systems-in-Europe> , 2016;
- [38] <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/solar-energy.html>;
- [39] Carlo Barbieri, Gianluca Cassulo, „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007;
- [40] Uredba Vlade Crne Gore, „Uredba o izmjenama i dopune Uredbi o tarifnom sistemu za podsticajne cijene električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije“, 2015;
- [41] EPCG AD Nikšić, „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije“, 2012;
- [42] „Tehnička preporuka za priključenje distribuiranih izvora u Crnoj Gori“, Elektroinštitut Milan Vidmar, 2012;
- [43] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.

PRILOZI

Prilog A:

Tabela A.1: Podaci o srednjem godišnjem i vršnom opterećenju potrošača posmatranih pet trafo reona, koji su prikazani na slici 5.6.

GOSTILJ					BERI 2					IBRIČEVINA A				
Potrošač	Psr [W]	Qsr [Var]	Pmax [W]	Qmax [Var]	Potrošač	Psr [W]	Qsr [Var]	Pmax [W]	Qmax [Var]	Potrošač	Psr [W]	Qsr [Var]	Pmax [W]	Qmax [Var]
P1	865.64	273.36	2319.91	732.60	P1	1555.25	507.50	3530.42	1152.03	P1	4238.58	685.02	10061.53	1626.11
P2	1173.74	370.66	3145.63	993.36	P2	394.86	128.85	896.33	292.49	P2	4912.90	794.00	11662.21	1884.80
P3	1151.37	363.59	3085.67	974.42	P3	562.56	183.57	1277.01	416.70	P3	2888.24	466.79	6856.09	1108.06
P4	724.89	228.91	1942.69	613.48	P4	943.15	307.76	2140.95	698.62	P4	2670.32	431.57	6338.79	1024.45
P5	347.95	109.88	932.49	294.47	P5	2517.47	821.49	5714.66	1864.78	P5	543.49	87.84	1290.14	208.51
P6	1206.62	381.04	3233.74	1021.18	P6	1522.37	496.77	3455.78	1127.67	P6	632.31	102.19	1500.96	242.58
P7	122.95	38.82	329.49	104.05	P7	1371.23	447.45	3112.69	1015.71	P7	3330.48	538.26	7905.87	1277.72
P8	535.16	169.00	1434.23	452.91	P8	988.93	322.70	2244.87	732.53	P8	3730.37	602.89	8855.12	1431.13
P9	843.26	266.29	2259.95	713.67	P9	680.14	221.94	1543.92	503.80	P9	1860.27	300.65	4415.91	713.68
P10	1059.70	334.64	2840.00	896.84	P10	841.78	274.69	1910.84	623.55	P10	4046.80	654.03	9606.28	1552.53
P11	972.03	306.96	2605.05	822.65	P11	584.93	190.87	1327.79	433.27	P11	2504.34	404.74	5944.78	960.77
P12	1665.75	526.03	4464.22	1409.75	P12	2536.42	827.67	5757.67	1878.81	P12	437.10	70.64	1037.59	167.69
P13	693.72	219.07	1859.17	587.11	P13	111.64	36.43	253.42	82.70	P13	1946.00	314.51	4619.41	746.57
P14	864.73	273.07	2317.47	731.83	P14	1054.57	344.12	2393.87	781.15	P14	8638.59	1395.57	20473.46	3307.51
P15	1320.66	417.05	3539.37	1117.70	P15	632.65	206.44	1436.12	468.62	P15	6397.49	1033.94	15162.05	2450.44
P16	653.88	206.49	1752.40	553.39	P16	1034.36	338.03	2348.00	767.32	P16	522.72	84.48	1238.85	200.22
P17	773.52	244.27	2073.02	654.64	P17	272.60	88.95	618.80	201.92	Ostatak mreže	138300.00	22342.49	327771.00	52951.70
P18	15.98	5.05	42.83	13.53	P18	829.11	270.55	1882.08	614.15					
P19	862.44	272.35	2311.35	729.90	P19	1185.39	386.81	2690.84	878.06					
P20	1088.93	343.87	2918.32	921.58	P20	167.81	54.76	380.93	124.31					
P21	560.96	177.14	1503.37	474.75										
Ostatak mreže	21227.12	6717.44	56888.68	18002.75	Ostatak mreže	63364.57	20703.41	143837.57	46996.74					

MASLINE 8					MIŠ				
Potrošač	Psr [W]	Qsr [Var]	Pmax [W]	Qmax [Var]	Potrošač	Psr [W]	Qsr [Var]	Pmax [W]	Qmax [Var]
P1	2257.88	414.71	5231.50	960.89	P1	1787.21	306.90	3880.73	666.39
P2	568.04	104.33	1316.14	19.16	P2	2854.34	490.14	6197.87	1064.28
P3	2015.18	370.14	4669.18	67.98	P3	1545.66	265.42	3356.23	576.32
P4	634.70	116.58	1470.61	21.41	P4	3017.81	518.21	6552.82	1125.23
P5	2534.59	465.54	5872.65	85.51	P5	4714.95	809.64	10237.98	1758.04
P6	2278.42	418.49	5279.11	76.86	P6	2396.12	411.45	5202.90	893.43
P7	1846.35	339.12	4277.99	62.29	P7	4700.11	807.09	10205.76	1752.50
P8	2473.17	454.26	5730.35	83.43	P8	2592.01	445.09	5628.25	966.47
P9	6173.74	1133.95	14304.57	208.28	P9	1334.70	229.19	2898.15	497.66
P10	2291.78	420.94	5310.06	77.32	P10	1531.96	263.06	3326.48	571.21
P11	6581.16	1208.79	15248.56	222.02	P11	1692.12	290.57	3674.25	630.93
P12	2831.16	520.01	6559.81	95.51	P12	1377.40	236.52	2990.86	513.58
P13	1645.32	302.20	3812.21	55.51	P13	1450.34	249.05	3149.25	540.78
P14	2173.20	399.49	5041.82	926.81	P14	1579.86	271.45	3428.30	589.06
P15	2493.49	457.99	5777.43	84.12	P15	2797.83	480.44	6075.17	1043.21
P16	3320.89	609.96	7694.51	112.03	P16	2275.80	390.79	4941.64	848.56
P17	2799.54	514.20	6486.54	94.45	P17	1632.65	280.35	3545.11	608.76
P18	1680.37	308.64	3893.41	56.69	P18	2417.24	415.08	5248.75	901.30
P19	2109.70	387.50	4888.18	71.17	P19	1840.41	316.03	3996.24	686.22
P20	6341.32	1164.73	14692.85	213.93	P20	588.24	101.01	1277.30	219.33
Ostatak mreže	169130.00	31090.07	392381.60	72128.97	P21	983.22	168.84	2134.95	366.61
					Ostatak mreže	103710.00	17819.59	225050.70	38668.51

Prilog A:

Tabela A.2: Podaci o dužini i presjeku vodova za pet razmatranih NN izvoda prikazanih na slici 5.6.

GOSTILJ				BERI 2				IBRIČEVINA A			
Od čvora	Do čvora	Dužina voda [m]	Poprečni presjek voda [mm ²]	Od čvora	Do čvora	Dužina voda (m)	Poprečni presjek voda [mm ²]	Od čvora	Do čvora	Dužina voda (m)	Poprečni presjek voda [mm ²]
TS	1	30	4X35	TS	1	80	4X70	TS	1	60	4X70
1	2	100	4X35	1	2	40	4X70	1	2	40	4X70
2	3	20	4X35	2	3	150	4X70	1	3	40	4X70
3	4	30	4X35	3	4	20	4X70	3	4	40	4X70
4	5	20	4X35	4	5	70	4X70	4	5	20	4X70
5	6	30	4X35	5	6	40	4X70	5	6	30	4X70
6	7	40	4X35	6	7	30	4X70	6	7	40	4X70
7	8	50	4X35	7	8	40	4X70	7	8	40	4X70
8	9	50	4X35	8	9	50	4X70	8	9	60	4X70
9	10	100	4X35	9	10	20	4X70	8	10	60	4X70
10	11	50	4X35	10	11	60	4X70	10	11	60	4X70
11	12	40	4X35	11	12	60	4X35	10	13	100	4X70
12	13	120	4X35	12	13	40	4X35	11	12	40	4X70
6	14	30	4X35	13	14	50	4X35	13	14	40	4X70
1	15	60	4X35	14	15	50	4X35	14	15	20	4X70
15	16	60	4X35	10	16	20	4X35	14	16	50	4X70
16	17	150	4X35	16	17	20	4X35				
17	18	200	4X35	10	18	80	4X35				
18	19	40	4X35	10	19	60	4X35				
19	20	40	4X35	19	20	20	4X35				
20	21	80	4X35								

MASLINE 8				MIŠ			
Od čvora	Do čvora	Dužina voda (m)	Poprečni presjek voda [mm ²]	Od čvora	Do čvora	Dužina voda (m)	Poprečni presjek voda [mm ²]
TS	1	30	4X70	TS	1	30	4X70
1	2	40	4X70	1	2	50	4X70
2	3	40	4X70	2	3	40	4X70
3	4	30	4X70	2	4	40	4X70
1	5	30	4X70	4	5	50	4X70
5	6	40	4X70	5	6	30	4X70
6	7	40	4X70	5	7	50	4X70
7	8	40	4X70	1	8	40	4X70
7	16	30	4X70	8	9	60	4X70
8	9	30	4X70	9	10	30	4X70
8	12	30	4X70	10	11	30	4X70
9	10	40	4X70	10	12	20	4X70
10	11	40	4X70	12	13	30	4X70
12	13	30	4X70	12	14	110	4X70
13	14	30	4X70	14	15	60	4X70
14	15	30	4X70	15	16	40	4X70
16	17	40	4X70	15	17	30	4X70
17	18	40	4X70	15	18	50	4X70
18	19	30	4X70	14	19	70	4X70
19	20	30	4X70	19	20	40	4X70
				19	21	60	4X70

Prilog B: Razvoj koda za analizu tokova snaga u MATLAB-u

Kod, koji je razvijen u programskom paketu MATLAB, baziran je na povezivanju modela mreže kreiranog u okviru grafičke podloge SIMULINK (npr. model mreže izvoda Ibričevina A, sačuvan je pod nazivom: IbričevinaA), m file-a u kojem su inicijalizovane vrijednosti aktivne i reaktivne snage potrošača i vrijednosti aktivne i reaktivne snage PV sistema (za izvod Ibričevina A, m file sa podacima je sačuvan pod nazivom: PodaciIbričevinaA. S obzirom na to da analiza tretira niz vrijednosti snaga PV sistema, u m file-u su vrijednosti aktivne i reaktivne snage PV sistema inicijalizovane i izjednačene sa nulom, a u okviru koda stvorena je mogućnost da se aktivnoj i reaktivnoj snazi dodijeli određena vrijednost ili niz vrijednosti.

U narednom tekstu slijedi pojašnjenje najvažnijih djelova razvijenog koda:

```
close all
PodaciIbričevinaA;      % Pozivanje fajla u kojem su smješteni podaci o
    aktivnoj i reaktivnoj snazi potrošača i PV sistema.
SINF=0;      % Vrijednost se odnosi na jedinični factor snage.
for sinf=SINF
    figure
    hold on
    NP=0; % Vrijednost prividne snage PV sistema jednaka je nuli. To
    podrazumijeva analizu tokova snaga za početne uslove (kada PV sistemi
    nijesu priključeni na mrežu. Navedena vrijednost se mijenja u skladu sa
    potrebama analize, a moguće ju je inicijalizovati kao niz vrijednosti sa
    određenim korakom promjene. Ukoliko je potrebno samo jednom PV sistemu
    dodijeliti određenu vrijednost snage, prvo se snage svih PV sistema
    izjednače sa nulom, a zatim se izuzetno određenom PV sistemu dodijeli
    željena vrijednost snage.
        for k=NP
            for i=1:16 % Jednaka vrijednost snage dodjeljuje se svakom PV
            sistemu, tj. proračun prolazi kroz svaki čvor.
                eval(sprintf('U%d(1) =(%d*cos(asin(abs(sinf))));', i,k)); % Ako
                je aktivna snaga različita od nule, primjenjuje se navedena relacija pod
                uslovom da je prethodno dodijeljena vrijednost prividne snage.
                eval(sprintf('U%d(2) = (%d*sinf);', i,k)); % Ukoliko je faktor
                snage manji od jedan, tada je vrijednost reaktivne snage različita od nule,
                a to se definiše navedenom relacijom.
            end
            a=power_loadflow('-v2','IbričevinaA','nouupdate');      %Navedena
            funkcija daje rezultate analize tokova snaga.

TAB=[NP' TAB];
filename = 'NazivFajla.xlsx'; % postavljanjem .xlsx domena omogućava se
prenos rezultata analize tokova snaga u Excel file-u.
```

U slučaju potrebe za promjenom faktora snage PV sistema, „sinf” može se definisati nizom vrijednosti: SINF=[0.31:0.22:0.53] što predstavlja vrijednosti faktora snage 0,85; 0,9 i 0,95, koje su tretirane radom. „cosf” je uvijek pozitivno, ali „sinf” može biti i pozitivno i negativno,

u zavisnosti od režima rada PV Sistema, pa je prikazani niz vrijednosti potrebno tretirati sa oba predznaka, a to se postiže relacijom $SINF=[SINF -SINF]$;

Kada je posrijedi dnevni dijagram opterećenja, umjesto jedne vrijednosti za aktivnu i reaktivnu snagu (npr. režim srednjeg opterećenja), u m file-u unose se podaci u vidu niza od 24 vrijednosti aktivne i reaktivne snage potrošača, za 24 sata tokom dana.

U kodu se otvaraju dvije for petlje: jedna kojom se prolazi kroz 24 vrijednosti snaga potrošača i druga kojom se prolazi kroz svaki potrošački čvor.

Primjer m file-a za izvod Ibričevina A:

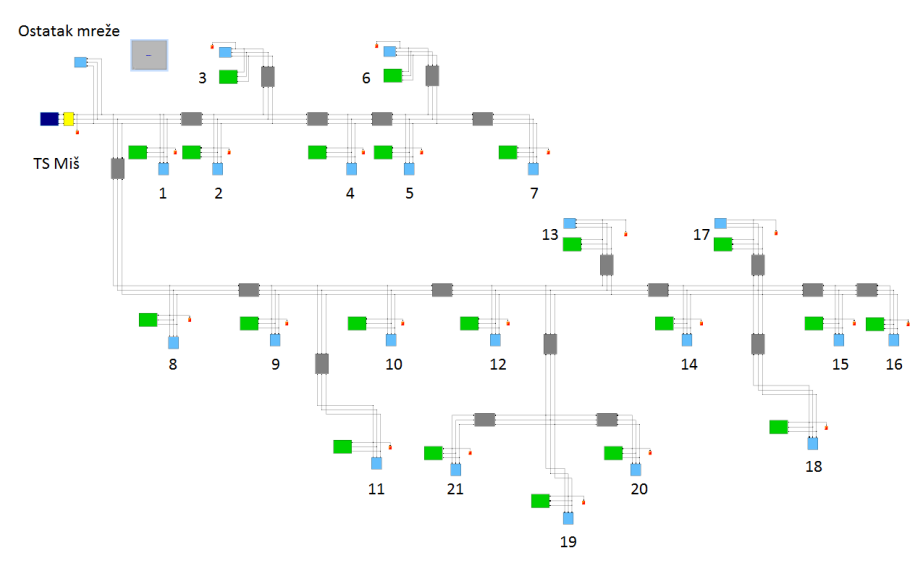
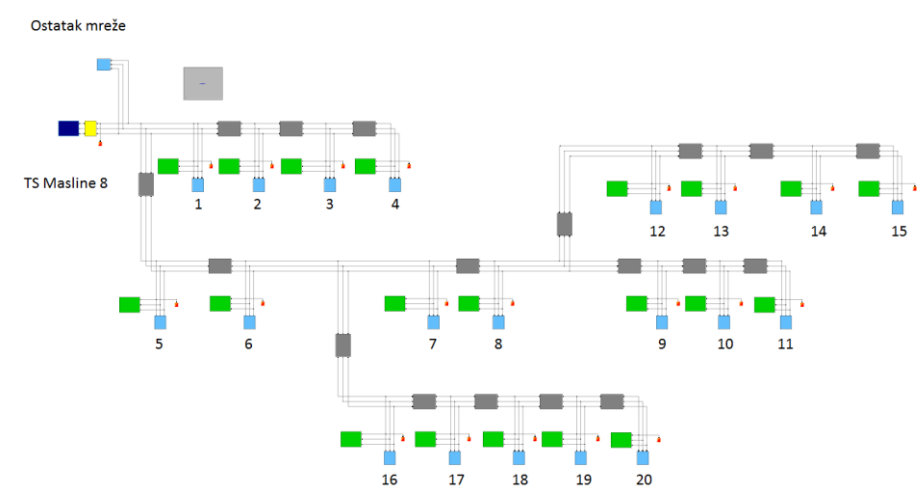
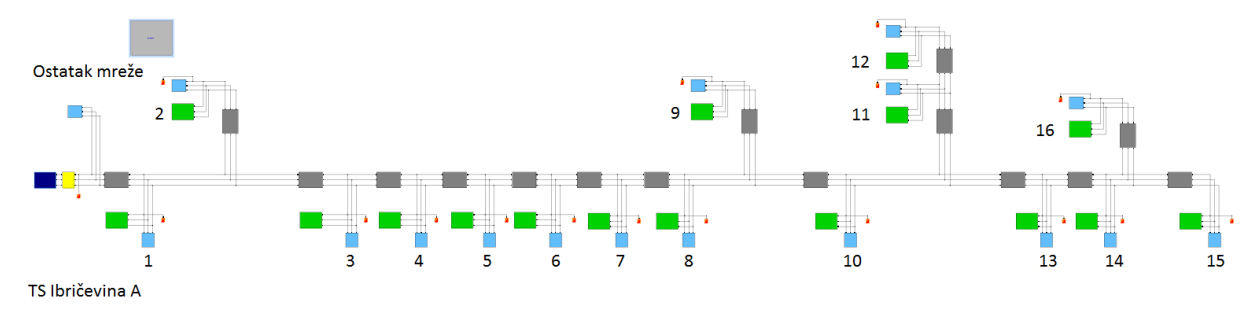
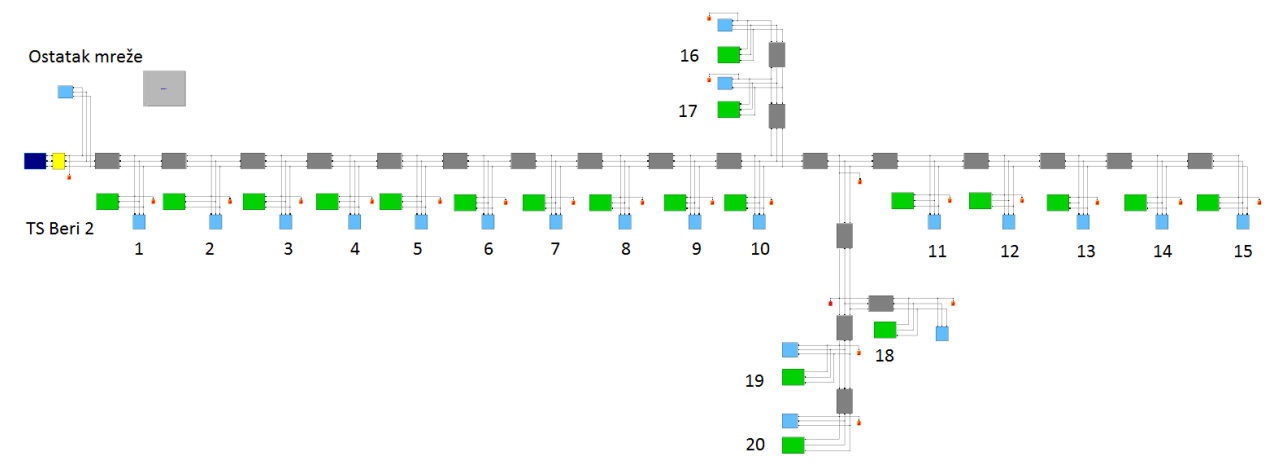
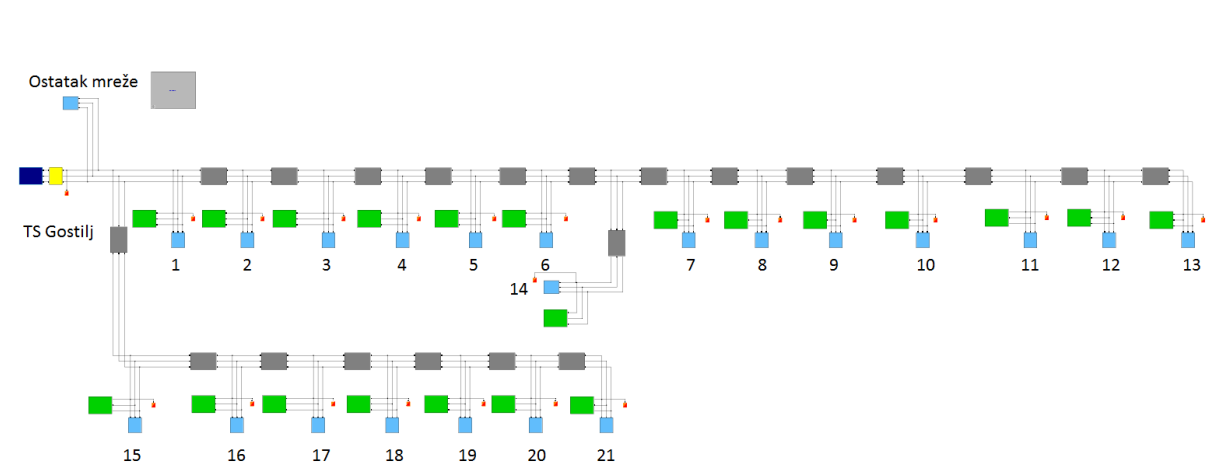
```
% Podaci za RSO: aktivna i reaktivna snaga potrošača (u [W] i [VAr])
P1    =    [    4238.58    685.02    ];
P2    =    [    4912.9     794     ];
P3    =    [    2888.24    466.79    ];
P4    =    [    2670.32    431.57    ];
P5    =    [    543.49     87.84    ];
P6    =    [    632.31    102.19    ];
P7    =    [    3330.48    538.26    ];
P8    =    [    3730.37    602.89    ];
P9    =    [    1860.27    300.65    ];
P10   =    [    4046.8     654.03    ];
P11   =    [    2504.34    404.74    ];
P12   =    [    437.1    70.64    ];
P13   =    [    1946    314.51    ];
P14   =    [    8007.31    1294.11    ];
P15   =    [    6397.49    1033.94    ];
P16   =    [    522.72     84.48    ];
Postalo    =    [    138930.98    22453.49    ];

% Podaci za RSO: aktivna i reaktivna snaga PV sistema
U1    =    [    0    0    ];
U2    =    [    0    0    ];
U3    =    [    0    0    ];
U4    =    [    0    0    ];
U5    =    [    0    0    ];
U6    =    [    0    0    ];
U7    =    [    0    0    ];
U8    =    [    0    0    ];
U9    =    [    0    0    ];
U10   =    [    0    0    ];
U11   =    [    0    0    ];
U12   =    [    0    0    ];
U13   =    [    0    0    ];
U14   =    [    0    0    ];
U15   =    [    0    0    ];
U16   =    [    0    0    ];
Uostalo    =    [    0    0    ];
```

Za crtanje grafika kreirani su posebni kodovi, za koje su korišćeni rezultati simulacija iz Excel file-a. Slijedi primjer dijela koda za grafik dnevnog dijagrama pri promjenama faktora snage:

```
A=[1.0318 1.0347 1.0416 1.046 1.0523 1.0572 1.0586 1.0569
1.0513 1.0444 1.0344 1.0272 1.0191
1.0318 1.0348 1.0418 1.0463 1.0526 1.0576 1.0589 1.0573 1.0517
1.0447 1.0346 1.0273 1.0191
1.0318 1.0346 1.0414 1.0457 1.0519 1.0568 1.0581 1.0565 1.051
1.0442 1.0342 1.0271 1.0191
1.0317 1.0343 1.0409 1.045 1.0511 1.0558 1.0571 1.0555 1.0501
1.0435 1.0338 1.0269 1.019
1.0316 1.034 1.0403 1.0442 1.0501 1.0547 1.056 1.0544 1.0492
1.0427 1.0333 1.0266 1.019
1.0315 1.0337 1.0398 1.0435 1.0493 1.0538 1.055 1.0536 1.0484
1.0421 1.0329 1.0264 1.0189
1.0314 1.0331 1.0387 1.0419 1.0472 1.0515 1.0527 1.0513 1.0465
1.0406 1.0318 1.0259 1.0188]; % rezultati analize koje je potrebno
predstaviti grafi?ki
close all
Boje=[0.00 0.00 0.80;
1.00 0.00 0.00;
0.50 0.00 0.50 ;
1.00 0.00 1.00 ;
0.47 0.53 0.60 ;
0.39 0.58 0.93 ;
0.00 1.00 1.00]; % Postavljanje palate boja
set(gca, 'ColorOrder', Boje, 'NextPlot', 'replacechildren');%
Dodjeljivanje boje
yd=1.015; % Donja granica
yg=1.06; % Gornja granica
axis([1 24 yd yg])% Prikaz 24 vrijednosti za 24 sata
legend('PF = 1', 'PF = 0.95 ind', 'PF = 0.9 ind', 'PF = 0.85 ind', 'PF =
0.95 cap', 'PF = 0.9 cap', 'PF = 0.85 cap')
Labels = {};
for i=1:13
    Labels(i)={strcat('{',num2str(i+5),'}')}; % Labelle za x - osu
end
set(gca, 'XTick', 1:24, 'XTickLabel',
Labels, 'FontSize',20);xlabel('Vrijeme [h]')
set(gca, 'YTick', yd:0.005:yg, 'YTickLabel',
yd:0.005:yg, 'FontSize',20);ylabel('Napon [pu]')
box off
grid on
hold on
xlim=get(gca, 'xlim');
plot(xlim,[1.05 1.05], 'k', 'LineWidth',2)
```

Prilog B: Modeli posmatranih izvoda, koji su kreirani u okviru grafičke podloge SIMULINK



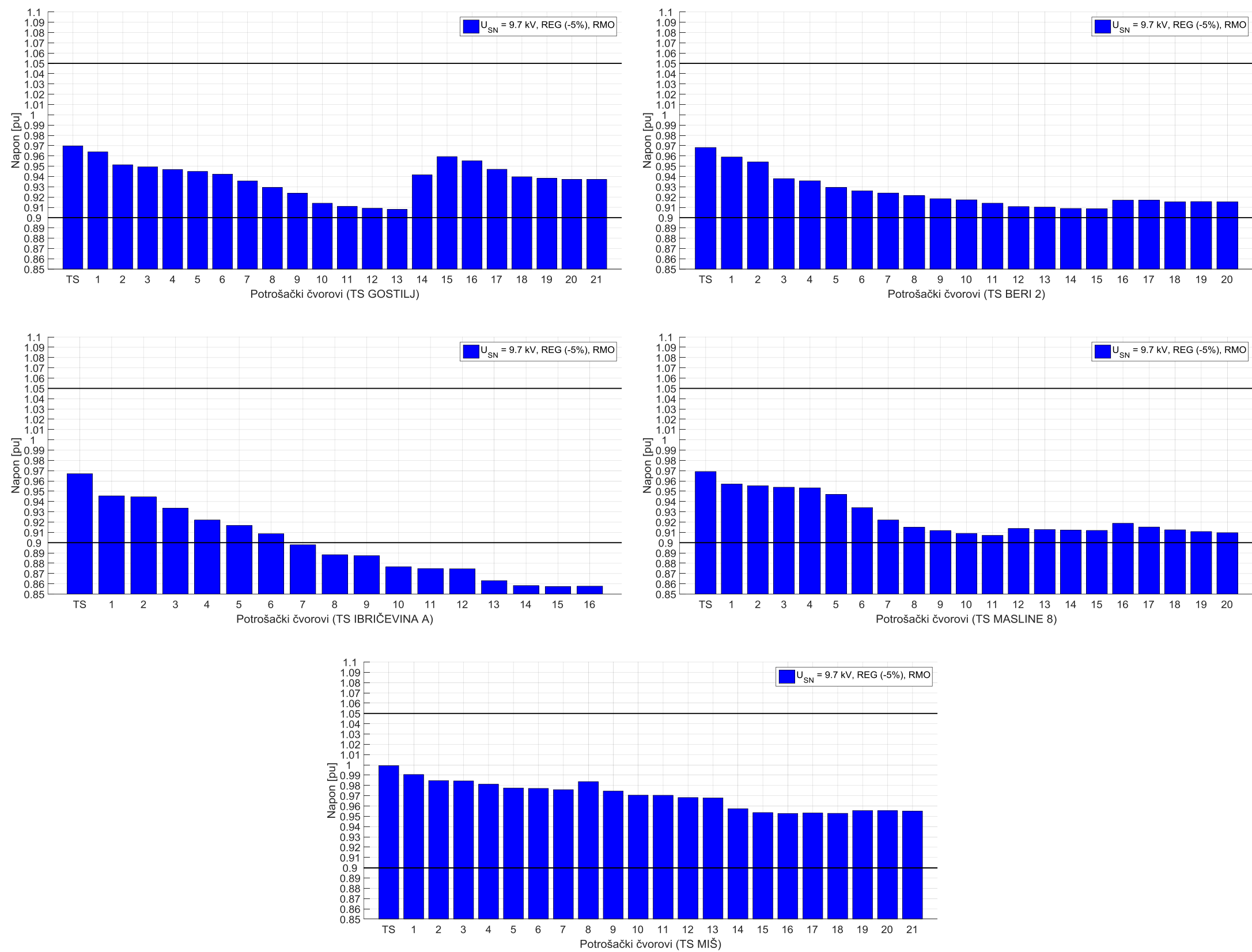
- Legenda:
- Blok za sprovođenje specijalizovanih tehnoloških SimPowerSystems metoda (Powergui)
 - Model Jake mreže (Three-Phase Source)
 - Model transformatora (Three-Phase Transformer)
 - Model NN voda (Three-Phase PI Section Line)
 - Model potrošača (Three-Phase Series RLC Load)
 - Model PV sistema (Three-Phase Source)
 - Model za specifikaciju lokacije i parametara čvora (Load Flow Bus)

Prilog C:



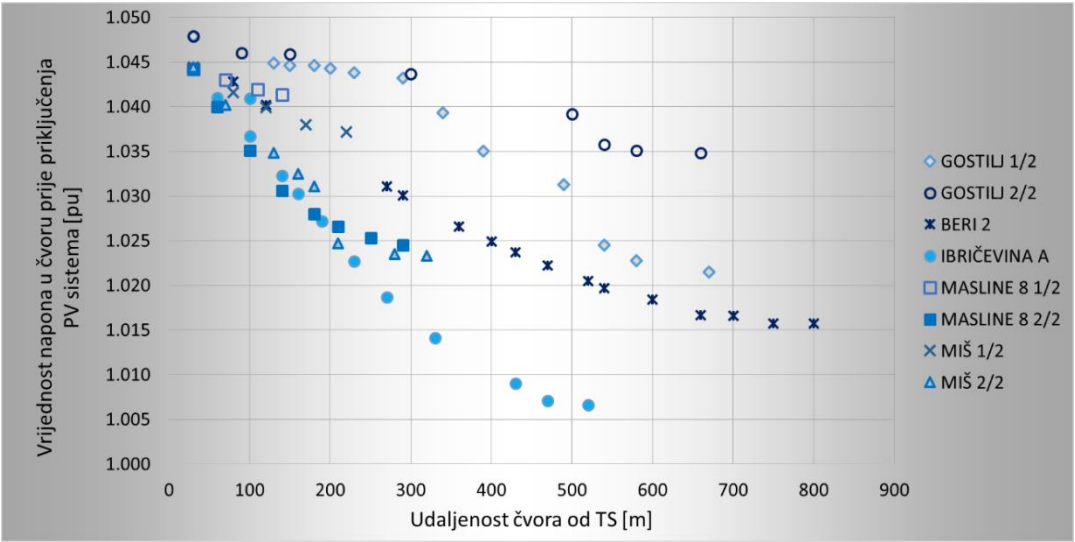
Slika C.1: Upoređivanje vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 10 kV pri RSO i napon na SN strani je 10.4 kV pri RSO i regulaciji – 5%

Prilog C:

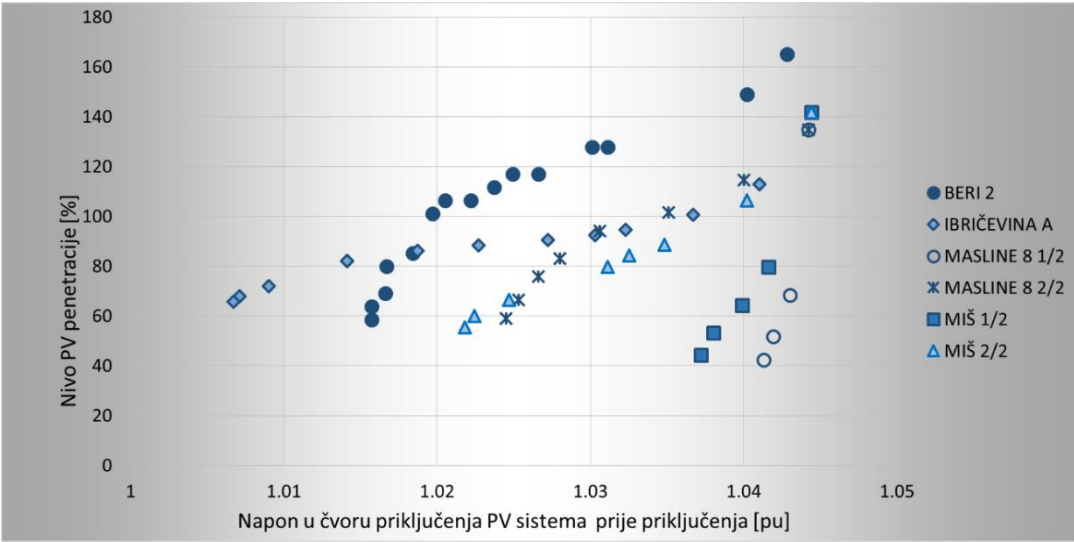


Slika C.2: Vrijednosti napona u potrošačkim čvorovima posmatranih pet NN izvoda za pogonske uslove EDM: napon na SN strani je 9.7 kV pri RMO i regulaciji - 5 %

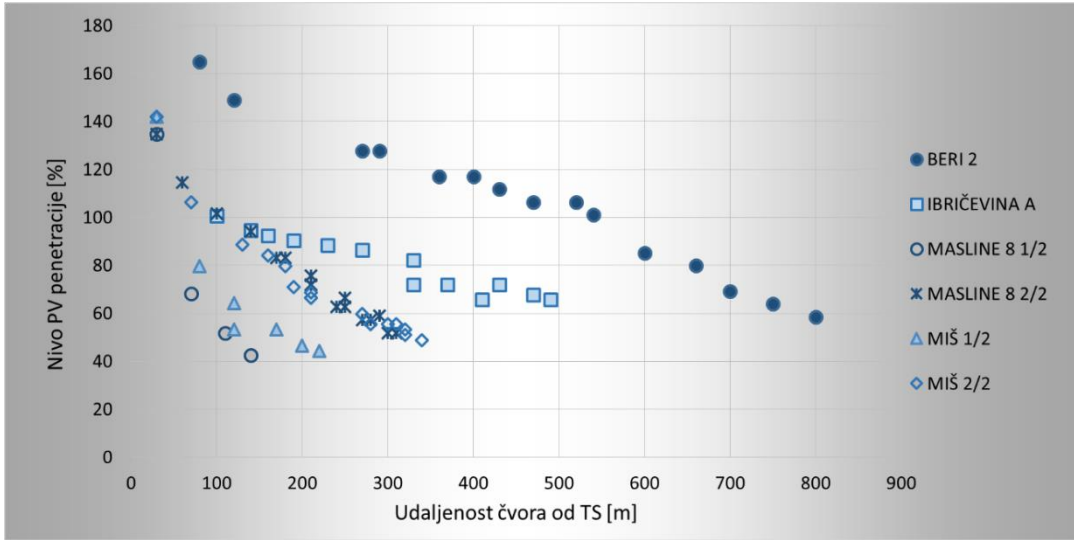
Prilog D:



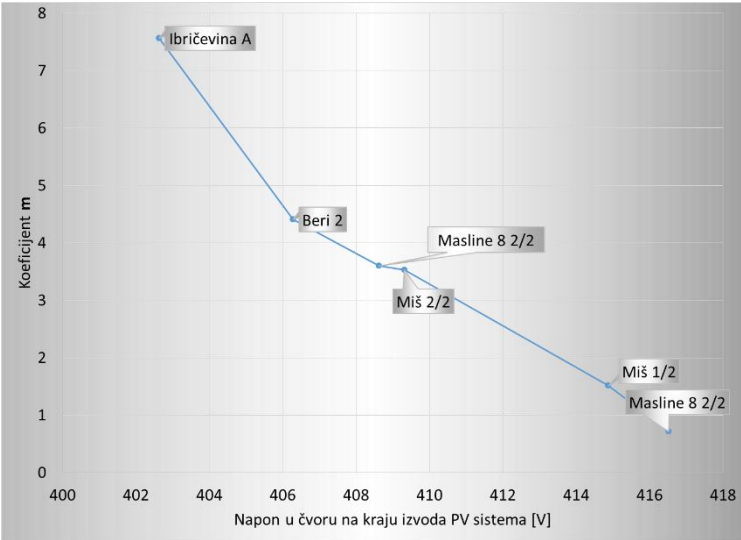
Slika D.1: Pad napona u potrošačkim čvorovima redom duž izvoda, na primjeru pet trafo reona



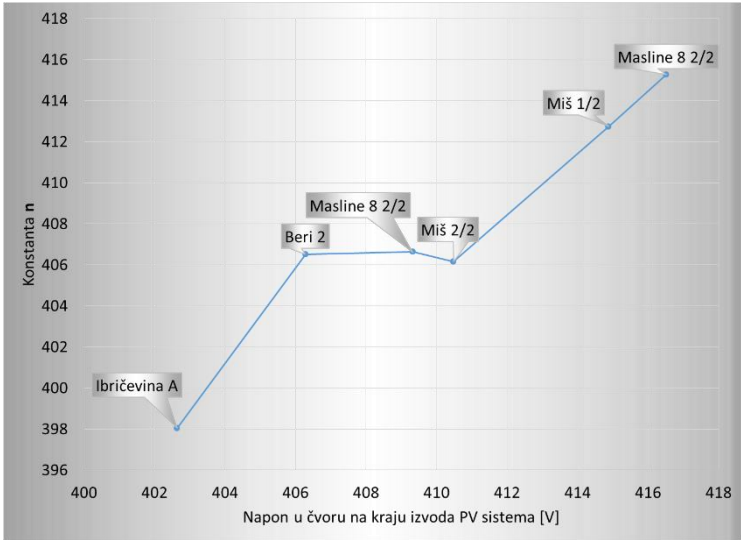
Slika D.2: Zavisnost nivoa PV penetracije od vrijednosti napona u čvoru priključenja PV sistema prije priključenja



Slika D.3: Zavisnost nivoa PV penetracije od udaljenosti čvora priključenja PV sistema od TS

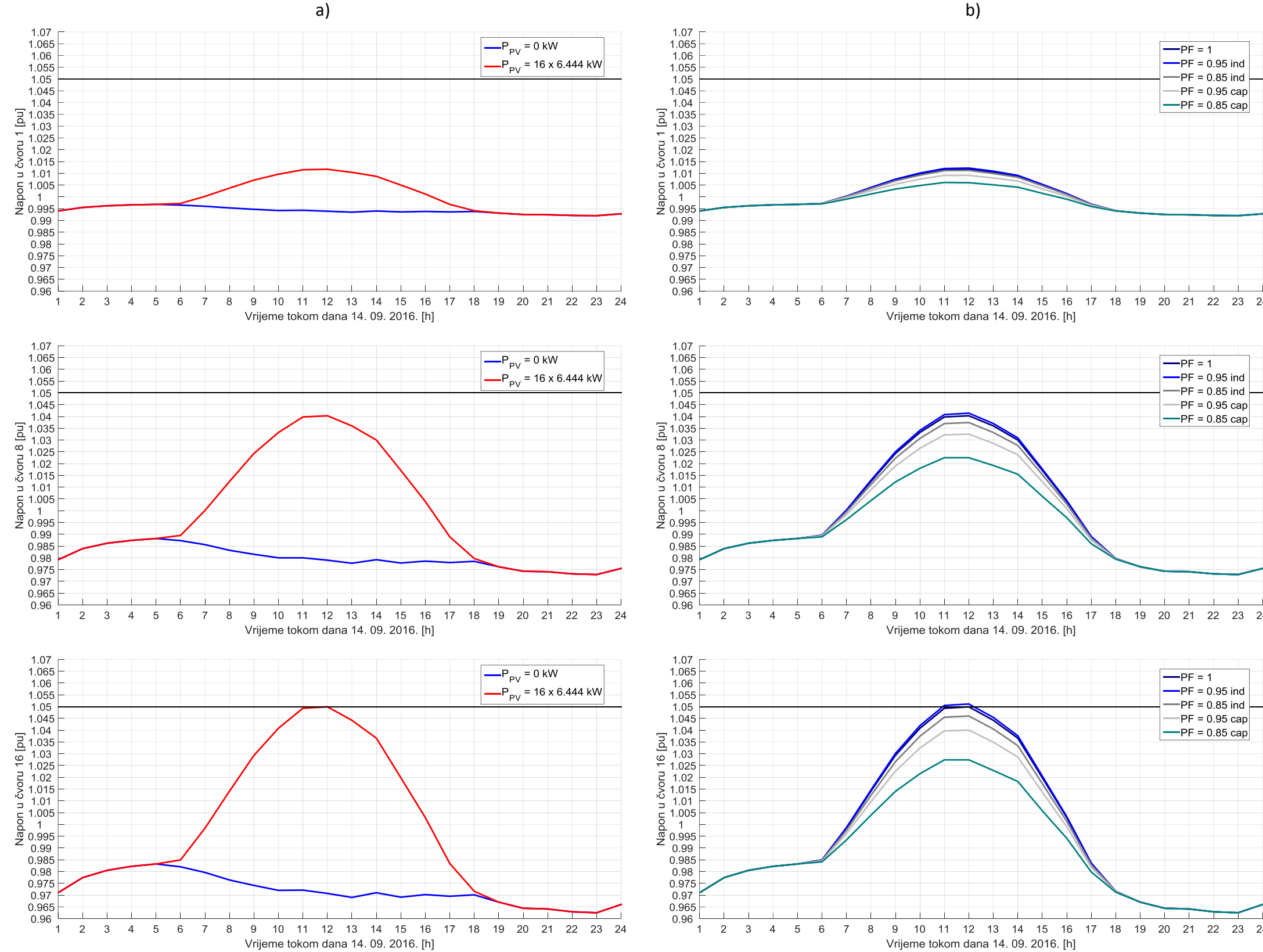


Slika D.4: Promjena koeficijenta „m“ u zavisnosti od vrijednosti napona u krajnjem čvoru izvoda ili grane



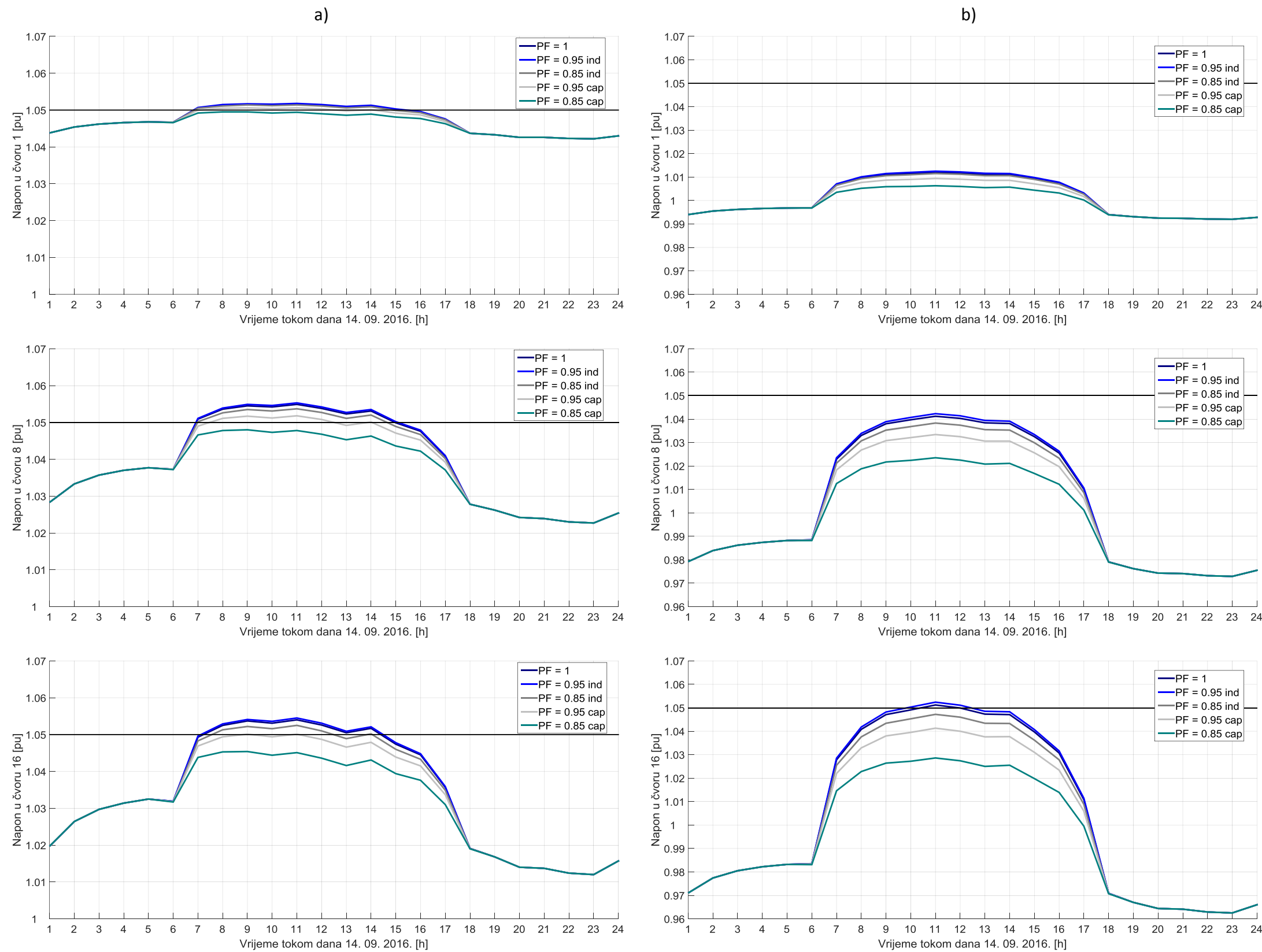
Slika D.5: Promjena konstante „n“ u zavisnosti od vrijednosti napona u krajnjem čvoru izvoda ili grane

Prilog E:



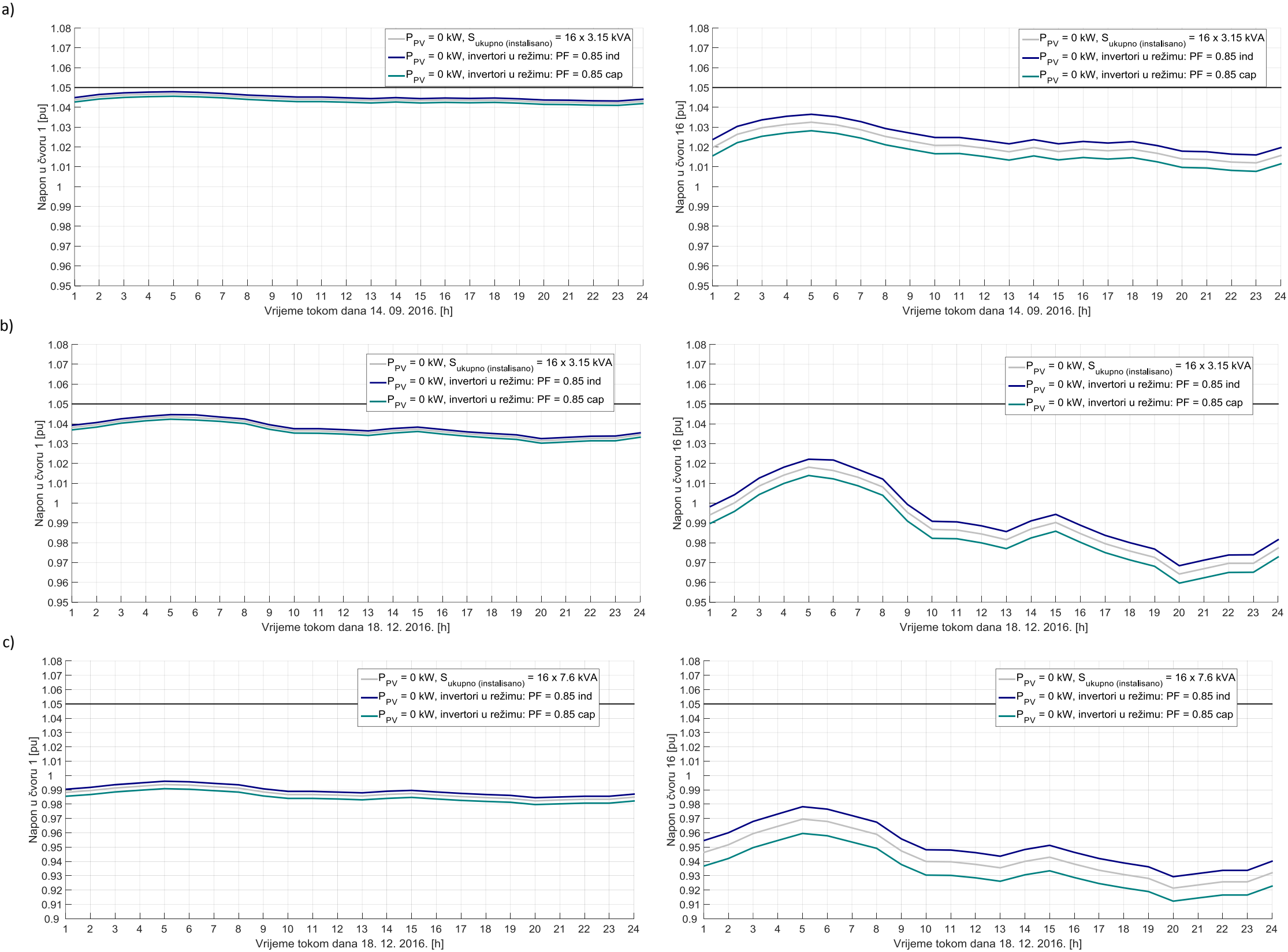
Slika E.1: Promjena dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda za: a. PF = 1 i b. promjenu PF u pogonskim uslovima REG -5 % na dan 14. 09. 2016, na primjeru izvoda Ibričevina A

Prilog F:



Slika F.1: Promjene dnevnog dijagrama napona u čvorovima sa početka, sredine i kraja izvoda , usljed promjene PF na dan 14. 09. 2016, u slučaju da je svaki PV sistem opskrbljen sistemom za dvoosnim sistemom za praćenje prividnog kretanja Sunca: a. REG 0 % i b. REG -5% na primjeru izvoda Ibričevina A

Prilog G:



Slika G.1: Uticaj reaktivne snage PV invertora kada PV sistem ne proizvodi aktivnu snagu na napon u čvorovima sa početka i kraja izvoda u pogonskim uslovima: a. 14.06.2016 (REG 0), b. 18.12.2016. (REG 0), c. 18. 12. 2016. (REG -5 %), na primjeru izvoda Ibričevina A