

UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Branko D. Stojanović

**REKONFIGURACIJA DISTRIBUTIVNE MREŽE
I KOMPENZACIJA REAKTIVNE SNAGE
KORIŠĆENJEM KOMBINACIJE
SIMULIRANOG KALJENJA I KRUSKALOVOG
ALGORITMA**

doktorska disertacija

Beograd, 2024

UNIVERSITY OF BELGRADE
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING

Branko D. Stojanović

**DISTRIBUTION NETWORK
RECONFIGURATION AND REACTIVE POWER
COMPENSATION USING A COMBINATION OF
SIMULATED ANNEALING AND KRUSKAL
ALGORITHM**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2024

U SEĆANJE NA MOJU MAJKU LEKARA INTERNISTU
GORDANU DOBROSAVLJEVIĆ-STOJANOVIĆ

PODACI O MENTORU I ČLANOVIMA KOMISIJE

Mentor:

dr Tomislav Rajić, docent
(Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet)

Članovi komisije:

dr Darko Šošić, vanredni profesor
(Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet)

dr Zoran Stojanović, redovni profesor
(Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet)

dr Vladica Mijailović, redovni profesor
(Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku)

dr Aleksandar Savić, vanredni profesor
(Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet)

dr Bratislav Iričanin, vanredni profesor
(Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet)

REKONFIGURACIJA DISTRIBUTIVNE MREŽE I KOMPENZACIJA REAKTIVNE SNAGE KORIŠĆENJEM KOMBINACIJE SIMULIRANOG KALJENJA I KRUSKALOVOG ALGORITMA

Rezime

Poboljšanje snabdevanja električnom energijom se može postići različitim mešovitim strategijama, kao što su koordinisano upravljanje izvorima električne energije i smanjenje u gubicima aktivne snage. Zajednička koordinacija ovih strategija može dati optimalne rezultate u cilju minimiziranja gubitaka, popravke naponskog profila i korekcije ulaznog faktora snage distributivne mreže. Povoljni rezultati se mogu ostvariti promenom konfiguracije distributivne mreže – rekonfiguracijom. Cilj doktorske disertacije je da se za relativno dug operativni period od preko 1000 sati rada mreže, nađu optimalne konfiguracije na satnom nivou uz fiksno postavljene distribuirane izvore (vetrogeneratore i solarne panele) i kondenzatorske baterije. U tezi se određuje scenario kojim se postižu minimalni troškovi i cene ugrađenih kondenzatorskih baterija, gubitaka aktivne snage, vrednosti neisporučene i isporučene električne energije i ograničenja broja komutacija. Ovo je urađeno u skladu sa svim tehničkim zahtevima koji se postižu i prisustvom regulatora napona pod opterećenjem, u napojnom čvoru mreže.

U analizu je uključena i ugradnja akumulacionih baterija za skladištenje električne energije. U disertaciji je realizovan algoritam koji je građen na osnovu dva optimizaciona algoritma. Jedan je algoritam simuliranog kaljenja, a drugi je Kruskalov algoritam. Kruskalov algoritam se primenjuje za problem rekonfiguracije, a simulirano kaljenje naknadno za problem kompenzacije. Kruskalov algoritam je primenljiv za problem rekonfiguracije mreža sa velikim brojem čvorova i grana. Za određivanje pozicije obnovljivih izvora energije, koriste se dva pristupa iz literature. Za vetroagregate primenjena je Monte Carlo metoda sa grafičkim prikazom, dok se solarni paneli postavljaju na osnovu druge heurističke metode.

Inženjeri za distributivne mreže su svedoci mnogih promena u današnje vreme. Kada je potrebno da naponi čvorova mreže budu unutar dozvoljenih tolerancija, a da ulazni faktor snage bude veći od 0,85 sve tri moderne strategije pametne mreže: rekonfiguracija, otopna kompenzacija i prisustvo distribuirane proizvodnje, moraju biti angažovane. Čak i u tom slučaju, prisustvo regulatora napona pod opterećenjem u napojnom čvoru je, neophodno. Pametne mreže zahtevaju integrisana rešenja za jasno formulisane probleme, koji odražavaju činjenicu da svi ovi uređaji moraju zajednički da egzistiraju da bi se postigli efikasniji ciljevi kroz minimizaciju gubitaka aktivne snage i visok kvalitet isporučene energije krajnjim potrošačima. U analizu su uključena Gauss-ova i Weibull-ova raspodela za promenu potrošnje i izlazne snage vetrogeneratora, kao i dnevni dijagrami potrošnje za radni i neradni dan i insolacija solarnih jedinica.

Rekonfiguracija distributivnih mreža vezana je za postupak otvaranja i zatvaranja komutacione opreme, da bi se izmenila topologija mreže sa određenim ciljem. Status komutacione opreme je diskretan i binaran. Kompenzacija reaktivne snage zahteva od operatera distributivne mreže da odredi mesto i veličinu kondenzatorskih baterija, koja je diskretna veličina tako da oba optimizaciona problema (rekonfiguracija i otopna kompenzacija) spadaju u klasu mešovito celobrojnog nelinearnog programiranja. Značaj istraživanja su koristi od optimalne lokacije otočnih kondenzatora, optimalne rekonfiguracije i lokacije distribuiranih generatora i sistema za skladištenje električne energije. Poboljšanja se sagledaju u: smanjenju gubitaka u vodovima, popravci naponskog profila, regulisanju vršnog opterećenja, smanjenju preopterećenja distributivnih vodova, smanjenju zagađenja okoline, povećanju ukupne energetske efikasnosti i produženju rada postojećeg sistema.

Disertacija je izložena kroz deset poglavlja. Posebna pažnja je posvećena: jednokriterijumskoj i višekriterijumskoj optimizaciji rekonfiguracije distributivne mreže, očnoj kompenzaciji reaktivne snage, simultanim problemima i obnovljivim izvorima u distributivnim mrežama. Modeli potrošnje i proizvodnje od klasičnih do savremenih prikazani su u posebnom poglavlju. Na primeru dve test mreže (IEEE sa 69 čvorova i 118 čvorova), implementirane su razvijene metode proračuna i dobijeni rezultati su prikazani grafički, numerički i tabelarno. Detaljno je urađena komparativna analiza rezultata proračuna, kada se primenjuje samo simulirano kaljenje i kada se primenjuje kombinacija Kruskalovog algoritma i simuliranog kaljenja, razvijenog u ovoj disertaciji. Tabelarno poređenje po usvojenim kriterijumima komparacije za opsežan deo dosad urađenih članaka i metoda, dat je na kraju disertacije.

Ključne reči: rekonfiguracija, očna kompenzacija, kondenzatorske baterije, distribuirana proizvodnja, simulirano kaljenje, minimalno razgranato stablo - Kruskalov algoritam, akumulacione baterije za skladištenje električne energije

Naučna oblast: Tehničke nauke – Elektrotehnika

Uža naučna oblast: Elektroenergetski sistemi

UDK: 621.3

DISTRIBUTION NETWORK RECONFIGURATION AND REACTIVE POWER COMPENSATION USING A COMBINATION OF SIMULATED ANNEALING AND KRUSKAL ALGORITHM

Summary

Supply improving of electrical energy can be achieved through various mixed strategies, such as coordinated management of electricity sources and reduction in active power losses. The joint coordination of these strategies can yield optimal results in minimizing losses, improving voltage profiles, and correcting the power factor of the distribution network. Favorable outcomes can be attained by changing the configuration of the distribution network – through reconfiguration. The aim of the doctoral dissertation is to find optimal configurations on an hourly basis for a relatively long operating period of over 1000 hours of network operation, with fixed distributed sources (wind generators and solar panels) and capacitor banks. The thesis determines a scenario that achieves minimal costs and prices of installed capacitor banks, active power losses, the value of undelivered and delivered electrical energy, and limitations on the number of commutations. This is done in accordance with all technical requirements along with load tap changer in the network's supply node.

The analysis includes the installation of battery energy storage systems. An algorithm developed in the dissertation is based on two optimization algorithms: simulated annealing and Kruskal's algorithm. Kruskal's algorithm is applied to the reconfiguration problem, while simulated annealing is subsequently used for the compensation problem. Kruskal's algorithm is applicable to the reconfiguration problem of networks with a large number of nodes and branches. Two approaches from the literature are used to determine the positions of renewable energy sources. For wind turbines, the Monte Carlo method with graphical presentation is applied, while solar panels are placed based on another heuristic method.

Distribution network engineers are witnessing many changes in today's world. When it is necessary for node voltages to be within allowed tolerances and for the power factor to be greater than 0,85, all three modern smart grid strategies: reconfiguration, shunt compensation, and the presence of distributed generation, must be engaged. Even in this case, the presence of a load voltage regulator at the supply node is essential. Smart grids require integrated solutions for clearly formulated problems, reflecting the fact that all these devices must coexist to achieve more efficient goals through minimizing active power losses and ensuring high-quality energy delivery to end consumers. Gaussian and Weibull distributions are included in the analysis for changes in consumption and output power of wind turbines, as well as daily consumption diagrams for working and non-working days and insolation of solar units.

Reconfiguration of distribution networks is related to the process of opening and closing switching equipment to change the network's topology with a specific objective. The status of switching equipment is discrete and binary. Reactive power compensation requires the distribution network operator to determine the location and size of capacitor banks, which is a discrete variable, so both optimization problems (reconfiguration and shunt compensation) fall into the class of mixed integer nonlinear programming. The significance of the research lies in the benefits of optimal shunt capacitor locations, optimal reconfiguration and location of distributed generators and energy storage systems. Improvements are seen in: reducing losses in conductors, improving voltage profiles, regulating peak loads, reducing overloads of distribution lines, reducing environmental pollution, increasing overall energy efficiency, and extending the life of the existing system.

The dissertation is presented in ten chapters. Special attention is paid to: single and multi-criteria optimization of distribution network reconfiguration, reactive power compensation, simultaneous

problems, and renewable sources in distribution networks. Models of consumption and production from classical to modern are presented in a separate chapter. Using two test networks (IEEE with 69 nodes and 118 nodes) as examples, the developed calculation methods are implemented, and the results obtained are presented graphically, numerically, and in tables. A detailed comparative analysis of calculation results is performed when only simulated annealing is applied and when a combination of Kruskal's algorithm and simulated annealing, developed in this dissertation, is applied. A tabular comparison based on adopted comparison criteria for a significant part of previously conducted articles and methods is provided at the end of the dissertation.

Keywords: reconfiguration, compensation, capacitor batteries, distributed generation, simulated annealing, minimum spanning tree - Kruskal algorithm, battery electricity storage systems

Scientific field: Technical science – Electrical engineering

Specific scientific field: Power Systems

UDK: 621.3

SADRŽAJ

1. UVOD	1
1.1. Cilj i motivacija.....	1
1.2. Pregled prethodne literature	2
1.3. Konceptcija doktorske disertacije i njen doprinos	3
2. DISTRIBUTIVNE MREŽE.....	5
2.1. Rekonfiguracija distributivne mreže.....	5
2.1.1. Rekonfiguracija distributivne mreže sa jednokriterijumskom funkcijom cilja.....	6
2.1.2. Rekonfiguracija distributivne mreže sa višekriterijumskom funkcijom cilja	6
2.1.2.1. Višekriterijumska optimizacija sa težinskim koeficijentima	6
2.1.2.2. Fuzzy višekriterijumska optimizacija	7
2.1.2.3. Pareto višekriterijumska optimizacija.....	8
2.2. Otočna kompenzacija reaktivne snage.....	8
3. MODELOVANJE POTROŠNJE I PROIZVODNJE	11
3.1. Statički modeli potrošnje	11
3.1.1. Eksponencijalni model.....	11
3.1.2. Polinomni (ZIP) model	11
3.2. Vremenski promenljiv naponski zavisani model potrošnje	11
3.3. Stohastično modelovanje potrošnje	12
3.4. Dnevni dijagram potrošnje.....	13
3.5. Modelovanje vetrogeneratora (Weibull-ova raspodela)	14
3.6. Modelovanje fotonaponskih sistema.....	16
3.7. Mesto postavljanja distribuiranih generatora i njihove snage.....	18
4. PROVERA POVEZANOSTI ENERGETSKOG SISTEMA	19
5. EFIKASNI ALGORITAM TOKOVA SNAGA ZA SIMETRIČNE RADIJALNE DISTRIBUTIVNE MREŽE-MATPOWER	21
6. NOVI ALGORITAM.....	26
6.1. Izvorni algoritam simuliranog kaljenja (SA)	26
6.2. Algoritam minimalno razgranatog stabla, Kruskalov algoritam (MST).....	31
6.3. Ograničenja u proračunu.....	35
6.4. Grafički prikaz algoritama	41
7. TEST MREŽE	44
7.1. Prva test mreža	44
7.2. Druga test mreža	46
8. NUMERIČKI REZULTATI.....	50
8.1. Rezultati za prvu test mrežu IEEE sa 69 čvorova.....	50
8.2. Rezultati za drugu test mrežu IEEE sa 118 čvorova.....	60
8.3. Sistemi za skladištenje električne energije u distributivnim mrežama	78
8.3.1. Opšta razmatranja	78
8.3.2. Modelovanje sistema za skladištenje električne energije	79
8.3.3. Primer primene baterija za skladištenje električne energije u distributivnoj mreži.....	80
8.3.3.1. Analiza potrebne snage sistema za skladištenja energije.....	80
8.3.3.2. Rezultati i diskusija.....	81
8.4. Analiza različitog broja komutacija po komutujućem elementu u toku 24 sata	97
9. POREĐENJE SA DRUGIM ALGORITMIMA IZ LITERATURE	100
10. ZAKLJUČAK	106

LISTA SLIKA

Slika 2.1 Otočna kompenzacija jednostrukog napojnog voda sa transformatorom i potrošačem priključenim na njegov kraj	9
Slika 3.1 Funkcija gustine raspodele verovatnoća za Gauss-ovu raspodelu	13
Slika 3.2 Tipična kriva potrošnje za radni dan	14
Slika 3.3 Tipična kriva potrošnje za neradni dan	14
Slika 3.4 Funkcija gustine raspodele brzine vetra	15
Slika 3.5 Proizvedena električna snaga vetroturbine u zavisnosti od ustaljene brzine vetra	16
Slika 3.6 Insolacija solarnog panela snage 0,3 MW	17
Slika 3.7 Insolacija solarnog panela snage 0,5 MW	18
Slika 6.1 Verovatnoća prihvatanja u zavisnosti od temperature i promene u funkciji cilja	28
Slika 6.2 a) Upetljana mreža i b) Globalni optimum	32
Slika 6.3 Naponski profil IEEE 69 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla	33
Slika 6.4 Naponski profil IEEE 118 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla	34
Slika 6.5 Struje grana IEEE 69 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla	34
Slika 6.6 Struje grana IEEE 118 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla	35
Slika 6.7 Maksimalan dozvoljeni broj komutacija za dan po daljinski kontrolisanom komutacionom elementu grane za mrežu IEEE 33 sa 33 čvora i 37 grana	38
Slika 6.8 Dijagram toka za simultani algoritam simuliranog kaljenja	42
Slika 6.9 Dijagram toka za Kruskalov algoritam primenjen na problem rekonfiguracije mreže i naknadno algoritam simuliranog kaljenja primenjen na problem otočne kompenzacije mreže	43
Slika 7.1 IEEE mreža sa 69 čvorova	44
Slika 7.2 IEEE mreža sa 118 čvorova	49
Slika 8.1 Broj pojavljivanja kod hibridnog algoritma za: a) vetrogeneratore, b) 300 kvar bateriju, c) 600 kvar bateriju, d) 900 kvar bateriju, e) 1200 kvar bateriju, f) 1500 kvar bateriju, g) otvaranja grana	52
Slika 8.2 Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu	53
Slika 8.3 Potrošnja aktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada	53
Slika 8.4 Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu	54

Slika 8.5 Potrošnja reaktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada	54
Slika 8.6 Snaga vetroturbine postavljene u čvorovima 10 i 20	55
Slika 8.7 $\cos\varphi$ u funkciji od sati - Scenario 4a	56
Slika 8.8 Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati - Scenario 4a	56
Slika 8.9 Minimalni napon mreže u funkciji od sati - Scenario 4a	56
Slika 8.10 Gubici aktivne snage u funkciji od sati - Scenario 4a	57
Slika 8.11 Scenario 4a	57
Slika 8.12 Broj otvaranja grana - Scenario 4a	58
Slika 8.13 Komutacije grane 18 za period od 100 h - Scenario 4a	58
Slika 8.14 Konfiguracija dobijena algoritmom minimalno razgranatog stable	61
Slika 8.15 Optimalna konfiguracija	62
Slika 8.16 Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 50 za 24h bez oblačnosti	63
Slika 8.17 Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 50 za 1008 h uz uvažavanje oblačnosti	63
Slika 8.18 Broj pojavljivanja vetrogeneratora za različite čvorove mreže	64
Slika 8.19 Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu	64
Slika 8.20 Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu	64
Slika 8.21 Potrošnja aktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada	65
Slika 8.22 Potrošnja reaktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada mreže	65
Slika 8.23 Snaga vetroturbine postavljene u čvoru 27	65
Slika 8.24 Snaga vetroturbine postavljene u čvoru 102	66
Slika 8.25 Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 300 kvar-a za 1008 sati rada mreže	67
Slika 8.26 Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 600 kvar-a za 1008 sati rada mreže	67
Slika 8.27 Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 900 kvar-a za 1008 sati rada mreže	67
Slika 8.28 Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 1200 kvar-a za 1008 sati rada mreže	68
Slika 8.29 Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 1500 kvar-a za 1008 sati rada mreže	68
Slika 8.30 Scenario 13	70
Slika 8.31 Minimalni napon mreže u funkciji od sati - Scenario 13	71
Slika 8.32 $\cos\varphi$ u funkciji od sati - Scenario 13	71
Slika 8.33 Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati – Scenario 13	71

Slika 8.34 Gubici aktivne snage u funkciji od sata- Scenario 13	72
Slika 8.35 Trošak na gubitke električne energije za različite scenarije, druga test mreža	72
Slika 8.36 Trošak na neisporučenu električnu energiju za različite scenarije, druga test mreža	75
Slika 8.37 Trošak na gubitke vršne snage za različite scenarije, druga test mreža	76
Slika 8.38 Cena kondenzatorskih baterija za različite scenarije, druga test mreža	77
Slika 8.39 Sadašnje i buduće tehnologije BESS [149]	78
Slika 8.40 Prikaz „peglanja pikova” pomoću BESS [149]	79
Slika 8.41 Satna proizvodnja snage vetroagregata u čvoru broj 34 za 1008 sati rada mreže	82
Slika 8.42 Satna proizvodnja snage vetroagregata u čvoru broj 102 za 1008 sati rada mreže	82
Slika 8.43 Punjenje/praznjenje BESS u čvoru 34 za 1008 sati rada mreže	82
Slika 8.44 Punjenje/praznjenje BESS u čvoru 102 za 1008 sati rada mreže	83
Slika 8.45 Snaga BESS u čvoru 34 za 1008 sati rada mreže	83
Slika 8.46 Snaga BESS u čvoru 102 za 1008 sati rada mreže	83
Slika 8.47 Broj pojavljivanja baterije od 300 kvar za 1008 sati rada mreže	84
Slika 8.48 Broj pojavljivanja baterije od 600 kvar za 1008 sati rada mreže	84
Slika 8.49 Broj pojavljivanja baterije od 900 kvar za 1008 sati rada mreže	84
Slika 8.50 Broj pojavljivanja baterije od 1200 kvar za 1008 sati rada mreže	85
Slika 8.51 Broj pojavljivanja baterije od 1500 kvar za 1008 sati rada mreže	85
Slika 8.52 Scenario 84	87
Slika 8.53 Gubici aktivne snage Scenario 84 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)	88
Slika 8.54 Minimalni napon Scenario 84 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)	88
Slika 8.55 Ulazna reaktivna snaga Scenario 84 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)	88
Slika 8.56 Gubici aktivne snage Scenario 95 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)	89
Slika 8.57 Minimalni napon Scenario 95 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)	89
Slika 8.58 Ulazna reaktivna snaga Scenario 95 za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)	89
Slika 8.59 Gubici aktivne snage Scenario 98 za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)	90

Slika 8.60 Minimalni napon Scenario 98 za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)	90
Slika 8.61 Ulazna reaktivna snaga Scenario 98 za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)	90
Slika 8.62 Uključenost grane 50 Scenario 84 za 100 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)	91
Slika 8.63 Trošak na gubitke električne energije za različite scenarije	93
Slika 8.64 Trošak na neisporučenu električnu energiju za različite scenarije	94
Slika 8.65 Trošak na gubitke vršne snage za različite scenarije	95
Slika 8.66 Cena kondenzatorskih baterija za različite scenarije	96
Slika 8.67 6 komutovanja prekidačkog elementa grane 26 za 24 sata, mreža sa 118 čvorova	98
Slika 8.68 2 komutovanja prekidačkog elementa grane 26 za 24 sata, mreža sa 118 čvorova	99

LISTA TABELA

Tabela 3.1 Naponski eksponenti aktivne i reaktivne potrošnje kod naponski zavisnog modela [111]	12
Tabela 6.1 Simulirano kaljenje u poređenju sa fizičkim kaljenjem	27
Tabela 6.2 Elementi mehanizma hlađenja	30
Tabela 6.3 Cena kondenzatorske baterije (\$)	37
Tabela 7.1 Ulazni podaci i rezultati MATPOWER tokova snaga ($P_{loss}=225$ kW) za polaznu konfiguraciju 69, 70, 71, 72 i 73 grane otvorene (Slika 7.1 , nule u A koloni), bazna snaga 100 MVA, $U_n=12.66$ kV	44
Tabela 7.2 Ulazni podaci i rezultati MATPOWER tokova snaga ($P_{loss}=1298.1$ kW) za polaznu konfiguraciju 118-132 grane otvorene (Slika 7.2 , nule u A koloni), bazna snaga 100 MVA, $U_n=11$ kV	46
Tabela 8.1 – Analizirani scenariji za prvu test mrežu sa osvrtom na prisutnost rekonfiguracije, kompenzacije i regulatora napona pod opterećenjem (OLTC)	53
Tabela 8.2 Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati, kada se simultano primenjuje algoritam SA na rekonfiguraciju i kompenzaciju	59
Tabela 8.3 Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati, kada se primenjuje hibridni algoritam SA i MST	59
Tabela 8.4 Pozicije priključenja različitih kondenzatorskih baterija, za različite scenarije	66
Tabela 8.5 Rezultati za 1008 puta puštan program za dva najbolja scenarija	63
Tabela 8.6 Pozicije priljučenja različitih kondenzatorskih baterija, za različite scenarije 71-101	85
Tabela 8.7 Rezultati za 1008 puta puštan program za različite scenarije	92
Tabela 8.8 Parametri analizirani kod scenarija sa različitim brojem komutacija po svakom prekidačkom elementu	98
Tabela 9.1 Prikaz jednog dela prethodne literature iz oblasti rekonfiguracije i kompenzacije uz prisustvo distribuiranih izvora u skladu sa parametrima koji se obrađuju u člancima	101

1. UVOD

1.1. Cilj i motivacija

Poboljšanje snabdevanja električnom energijom se može postići različitim mešovitim strategijama, kao što su koordinisano upravljanje izvorima električne energije i smanjivanje gubitaka aktivne snage. Gubici u distributivnoj mreži su znatno veći nego u prenosnoj, tako da je kod distributivne mreže njihovo smanjenje od vitalnog interesa [1]. Operator distributivnog sistema ima na raspolaganju različite tehnike za smanjenje gubitaka, kao što su rekonfiguracija mreže, kompenzacija reaktivne snage, lokacija distribuiranih generatora (DG, eng. *distributed generation*), automatizacija distributivne mreže, redukcija vršnih opterećenja, korišćenje regulatora napona pod opterećenjem (OLTC, eng. *On Load Tap Changer*), naponskih regulatora, optimalni izbor kablova. U dosadašnjoj literaturi, nije mnogo pažnje posvećeno simultanom dejstvu DG, kompenzacije, rekonfiguracije i uticaja OLTC. Zajednička koordinacija ovih strategija može dati optimalne rezultate u cilju minimiziranja gubitaka, popravke naponskog profila i korekcije ulaznog faktora snage distributivne mreže. Povoljni rezultati se mogu ostvariti promenom konfiguracije distributivne mreže – rekonfiguracijom.

Kada se posmatra rekonfiguracija sa aspekta smanjenja gubitaka aktivne snage, potrebno je naći optimalnu šemu uključenja, to jest isključenja grana, pri čemu funkcija cilja treba da je minimalna a postignuta konfiguracija radijalna. Struktuirani, kao slabo upetljane mreže, poželjno je da distributivni sistemi budu radijalni da bi olakšali koordinaciju relejne zaštite i smanjili struje kratkih spojeva. Ovo se postiže manipulacijom komutacione opreme. Rekonfiguracija distributivne mreže pripada klasi mešovito-celobrojnih nelinearnih optimizacionih problema (MINLP eng. *mixed integer non linear programing*). Rešenje ovih problema je detaljno proučavano u literaturi matematičkim, heurističnim i metaheurističnim algoritmima.

Rekonfiguracija mreže i lociranje kondenzatorskih baterija su tradicionalno korišćeni za smanjenje gubitaka, popravku naponskog profila i rasterećenje trafo stanica distributivne mreže. Poslednjih godina, visok stepen priključenja DG (vetrogeneratori, fotonaponski sistemi) kao posledica povećane cene goriva, liberalizacije tržišta električne energije i brige za okolinu, načinio je značajne promene u postojećoj strukturi distributivne mreže. Promenljivost vremenskih uslova, negativno utiče na distribuirane izvore energije [2]. Prevazilaženje nesigurnosti u napajanju, uz promenljivost potrošnje konzuma, predstavlja izazove za inženjere koji nadziru i upravljaju energetsom mrežom. Osim toga, da bi se rešili problemi snabdevanja, kada obnovljivi izvori energije nisu u stanju da proizvedu dovoljno električne energije, u distributivnim sistemima se koriste i baterije za skladištenje električne energije (BESS, eng. *Battery Energy Storage Systems*).

Planiranje distributivnih mreža u prisustvu kondenzatorskih baterija, DG i BESS, uz postojeće nesigurnosti proizvodnje i potrošnje, predstavlja najozbiljniji izazov za operatere. Predloženi metod u disertaciji daje smernice za najbolje rešenje sa tehničkog, ekonomskog i aspekta uticaja na okolinu, uz zadovoljenje odgovarajućih operacionih ograničenja. U disertaciji se primenjuje kombinacija postojećih optimizacionih metoda minimalno razgranatog stabla (Kruskalov algoritam) i simuliranog kaljenja na problem rekonfiguracije i kompenzacije distributivne elektroenergetske mreže. Uz Monte Carlo metodu predstavljenu graphicima, sve zajedno čini jedinstven pristup za rešavanje datog problema u poređenju sa algoritmima iz literature. Za testiranje su korišćene IEEE mreže od 69 i 118 čvorova. Takođe, detaljno je razrađena i funkcija cilja, koja se sastoji od cene kondenzatora i troškova za gubitke aktivne snage i neisporučene električne energije.

1.2. Pregled prethodne literature

Neki autori koriste metodu simuliranog kaljenja (SA eng. *simulated annealing*,) za rešavanje problema kompenzacije reaktivne energije. Veliki je broj članaka, koji su se bavili ovom problematikom [3-6]. U [5] su uključena oba efekta pri kompenzaciji (smanjenje gubitaka i popravka naponskog profila). Pionirske radove iz oblasti rekonfiguracije, uradili su Civanlar i Grainger 1988. godine [7], i nezavisno od njih Shirmohammadi i Hong 1989. godine [8], gde su razvijeni algoritmi za smanjenje mogućih kalkulacija. Rad Shirmohammadi-ja se pokazao kao krucijalan sa razrađenim efikasnim algoritmom tokova snaga i metodom potpuno upetljane mreže. Algoritam koji podrazumeva otvaranje grane sa najmanjom strujom do postizanja radijalne konfiguracije, doživeo je nadogradnje mnogih sledećih istraživača [9-11]. SA u dva stepena, prvi za nalaženje globalnog neinferiornog optimuma i drugi sa epsilon ograničenjima (ϵ), uz razmatranje dozvoljenog broja komutacija primenjuje se na rekonfiguraciju u [12, 13].

Metode rekonfiguracije distributivne mreže mogu se svrstati kao: 1) heuristične [7, 10, 14] ili kao mešavina heuristike (iskustveno, ne-matematičko znanje) i drugih optimizacionih metoda [8, 12, 13, 15-18], 2) metaheuristične [19-21], 3) zasnovane na veštačkoj inteligenciji [9, 11] i 4) matematičke [22-25]. Heurističnim algoritmima se za prihvatljivo vreme proračuna nalaze dovoljno dobra rešenja, ali se i ne zna, koliko je rešenje udaljeno od globalnog optimuma. Metaheuristika kao metoda prilagođava heuristične metode, da bi se one primenile za širok opseg različitih problema. Metaheurističnim rešavanjem problema obezbeđuje se jednostavnost, fleksibilnost, odsustvo izvoda i izbegavanje lokalnih optimuma [26]. Algoritam Kruskal-a, koji je unapređen za rekonfiguraciju mreža velikih dimenzija, prikazan u radu [27], konvergira samo u jednom proračunu tokova snaga za vrlo kratko vreme. Rešenje predloženo u ovoj disertaciji uvažava upravo ovaj algoritam zbog njegove brze konvergenije.

Primenom metode otvaranja jednog prekidača i zatvaranja drugog, vrši se višekriterijumska optimizacija rekonfiguracije distributivne mreže sa među-prenosnim sistemom [28]. Algoritmi poput genetskog (eng. *genetic algorithm*, GA) i gravitacionog pretraživanja (eng. *gravitational search algorithm*, GSA) koriste se u novijim radovima [29 i 30]. Sa druge strane, višekriterijumska optimizacija rekonfiguracije mreže, primenom metode Lagrange-ove relaksacije data je u [31-33]. Metoda SA se koristi u kombinaciji sa diskretni optimizacionim algoritmom ili tabu pretraživanjem (TS) [34-36]. Ipak, često se ne uzima ekonomski aspekt [37 i 38], što je velika mana. Zanimljivi su radovi koji pored SA primenjuju algoritam mrava (eng. *ant colony search algorithm*, ACSA), algoritam roja čestica (PSO) ili pak modifikovani posvećeni genetski algoritam (eng. *modified dedicated genetic algorithm*, MDGA) za pronalaženje višekriterijumskog optimuma [39-46]. Naravno, svoje mesto u pronalaženju odgovarajuće konfiguracije, pronašla je i Fazi logika [47]. Algoritam koji je prikazan u ovoj disertaciji takođe koristi SA ali u kombinaciji sa Kruskalovim algoritmom.

Napredak u ovoj tematici je uvažavanje postojanja DG u distributivnim mrežama. Pored toga, autori su pokazali da se dovoljno dobri rezultati mogu dobiti korišćenjem do tada novih algoritama kao što su nedominantni sortirajući genetski algoritam (eng. *nondominated sorting guided genetic algorithm*, NSGA II), harmonizovana tehnika pretraživanja (eng. *harmony search algorithm*, HSA) ili poboljšani mačiji algoritam (eng. *cat swarm optimization*, CSO) [48-53]. Veliki korak je napravljen u simultanom postavljanju DG i određivanju optimalne konfiguracije. Autori u radovima [54-57] koriste već pomenute algoritme za rešavanje problema. Novi algoritmi su bakterijski algoritam (eng. *bacterial foraging optimization*, BFO), LSHADE-EpSin metoda diferencijalne evolucije ili modifikovani metaheuristički algoritam oprašivanja cveća (eng. *modified flower pollination algorithm*, MFPA) [58-61]. Problem ovih rešenja je što ne razmatraju satne promene potrošnje, što nije realan pristup. U ovoj disertaciji, uvažena je i satna promena potrošnje ali i proizvodnje električne energije iz DG.

Skorašnji radovi pokazuju da inženjeri u distributivnim kompanijama nalaze nove aspekte optimizacije mreže, kako u fazi eksploatacije, tako i planiranja. Granica do koje se može ići pri povećanju potrošnje se stavlja u prvi plan u [62], ostrvski rad je predmet rada [63], povećanje elastičnosti mreže (eng. *grid resilience enhancement*) je obrađeno u [64] i novi efikasni metaheuristični algoritam (eng. *metaheuristic modified slime mold algorithm*, MSMA) u [65]. Kod pomenutih referenci je ekonomska analiza izostala. Takođe, nijedna od njih ne uzima u obzir promenljivost potrošnje (radni i neradni dani), proizvodnje (Weibull-ova distribucija i dnevna oblačnost), maksimalni broj komutacija koji je dozvoljen tokom 24 sata i regulator napona pod opterećenjem u balansnom čvoru mreže (OLTC). Sve pomenuto je uzeto u obzir u ovoj disertaciji.

Nekoliko autora se odlučilo za promenu rekonfiguracije distributivne mreže na satnom nivou. Rekonfiguracija na nivou sata uz potrebu balansiranja snage vetra, nova je tema kojom se bave autori u nekoliko radova [66-69]. Solarna iradijacija se tretira stohastički na nivou sata pomoću Markovljevog modela (eng. *self-adaptive modified crow search algorithm*, SAMCSA) [70]. Proces planiranja distributivnih mreža je otežan zbog stohastičnosti kako proizvodnje, tako i potrošnje. Nedostatak detaljne ekonomske analize, predstavlja manu u istraživanjima [66-73]. Procena heurističnih optimizacionih metoda je data u preglednom radu [74]. Elastičnost aktivnih distributivnih mreža pomoću rekonfiguracije je predmet rada [75]. Stohastičan metod za uključenje kondenzatorskih baterija pomoću aritmetike (eng. *affine arithmetics*) objašnjen je u [76] dok je virtuelizacija mikro-PMU uređajima za promenu topologije mreže data u [77]. Cilj je smanjiti gubitke aktivne snage. Kao i u prethodnim radovima, i ova disertacija prati aktuelne teme. Stohastika proizvodnje električne energije iz DG se mora uzeti u obzir kod planiranja konfiguracije distributivne mreže na satnom nivou. Upravo to je i jedan od doprinosa disertacije.

Bez obzira na sve gore pomenute radove, na temu rekonfiguracije, otočne kompenzacije i postavljanja DG, mnogi aspekti ovog problema su još uvek neistraženi. Prezentovana metoda u ovoj disertaciji, kada se potrošnja menja po Gauss-ovoj raspodeli, proizvodnja vetrogeneratora po Weibull-ovoj, a solarni paneli u skladu sa dijagramom insolacije tokom dana, nije do sada analizirana u literaturi. Ova disertacija daje odgovor i na ova pitanja, uz uvažavanje postojanja BESS.

1.3. Konceptcija doktorske disertacije i njen doprinos

Disertacija je izložena kroz deset poglavlja.

U Prvom poglavlju, izloženi su: cilj i motivacija, konceptcija doktorske disertacije i njen doprinos kao i ciljevi istraživanja. Drugo poglavlje tretira distributivne mreže sa aspekta rekonfiguracije i otočne kompenzacije. Modelovanje potrošnje i proizvodnje uz analizu statičkih, naponski zavisnih i stohastičkih modela potrošnje, kao i modelovanje vetrogeneratora i solarnih panela uz naglasak na dosadašnju praksu u lociranju i izboru njihovih snaga dato je u trećem poglavlju. Četvrto poglavlje, posvećeno je problemu ograničenja tipa povezanosti i radijalnosti u distributivnim mrežama. Usvojeni fleksibilan algoritma tokova snaga (usvojen u proračunu), objašnjen je u petom poglavlju. Novi algoritam, koji predstavlja metodu Kruskalovog algoritma, primenjenog na rekonfiguraciju i metodu simuliranog kaljenja koja se primenjuje na problem kompenzacije, dat je u poglavlju šest. Kruskalov algoritam, pogodan je za rekonfiguraciju distributivne mreže zbog svoje brzine, a simulirano kaljenje za problem otočne kompenzacije, gde nema ograničenja tipa radijalnosti mreže. Test mreže, date su u poglavlju sedam, a numerički rezultati u poglavlju osam kroz grafički i tabelarni prikaz (grafička Monte Carlo metoda). U poglavlju osam analizira se i primer postavljanja akumulacionih baterija za skladištenje električne energije (BESS, eng. *battery electricity storage systems*) na primeru najsloženije mreže. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature izneto je u poglavlju devet. Zaključak je dat u poslednjem poglavlju (deset) sa kratkim osvrtom na moguću nadogradnju postojećeg istraživanja (smernice za dalje istraživanje).

Glavni doprinosi ove disertacije su:

- Postizanje optimalne konfiguracije mreže na satnom nivou, zarad dobijanja minimalnih troškova i minimalnih gubitaka električne energije,
- Uvažavanje stohastičke promene potrošnje u čvorovima mreže (Gauss-ova raspodela),
- Uključenje dnevnog dijagrama potrošnje za neradne i radne dane pri analizi potrošnje mreže i promena na satnom nivou,
- Uključenje solarnih panela sa promenljivom iradijacijom u najopterećenijim čvorovima mreže,
- Uvažavanje stohastičke promene snage vetrogeneratora u čvorovima mreže (Weibull-ova raspodela),
- Primena Monte Carlo metode sa grafičkim prikazom za određivanje čvorova u koje se priključuju vetrogeneratori,
- Postizanje ulaznog faktora snage mreže iznad 0,85 primenom kondenzatorskih baterija,
- Primena višestruke funkcije cilja, koja pored gubitaka vršne snage i cene kondenzatorskih baterija uključuje i cenu gubitaka električne energije, cenu neisporučene električne energije i cenu komutacija,
- Ograničenje broja komutacija na maksimalno 6 u toku 24 sata po jednom komutujućem elementu,
- Primena kombinacije optimizacionih metoda minimalno razgranatog stabla (Kruskalov algoritam) i simuliranog kaljenja na problem rekonfiguracije i kompenzacije distributivne elektroenergetske mreže,
- Značajno smanjenje vremena trajanja programa u odnosu na slučaj simultane rekonfiguracije i kompenzacije metodom simuliranog kaljenja,
- Široki vremenski dijapazon analize realnog rada mreže (više od 1000 sati) uz zadovoljenje svih tehničkih ograničenja (minimalnih napona čvorova, maksimalnih dozvoljenih vrednosti struja grana i neprekompensovanosti mreže) i
- Uključenje BESS u analizu rada najsloženije mreže od 118 čvorova.

2. DISTRIBUTIVNE MREŽE

Distributivni sistem je deo elektroenergetskog sistema, koji vrši prenos električne energije od prenosne mreže do krajnjih potrošača. On je širi pojam od distributivne mreže, pošto može da uključi i male elektrane. Pod distributivnom mrežom, podrazumeva se skup električnih vodova, trafostanica i prateće opreme različitih napona povezanih u jedinstven sistem. Njihovo planiranje omogućava dobar nivo pouzdanosti i isporuke kao i ekonomičnost. Distributivne mreže se karakterišu velikim brojem čvorova, vodova i transformatorskih stanica SN/NN u čvorovima (sabitricama) mreže. One su uglavnom radijalne ili slabo upetljane (eng. *weakly meshed*) sa malim stepenom interkonekcije [78] i sa slabo popunjenom matricom admitansi nezavisnih čvorova (Ybus) koja je za obrađene test primere mreža i singularna (susceptanse čvorova mreža prema referentnom čvoru su nule). Odnos R/X za vodove i transformatore mreže, kreće se u širokim granicama. Zbog velikog broja potrošačkih čvorova (nekad i nekoliko desetina hiljada) od velikog interesa je i vreme proračuna. Zato je u disertaciji izabran algoritam minimalno razgranatog stabla, Kruskalov algoritam.

U disertaciji će, zbog jednostavnosti distributivna mreža biti modelovana kao trofazna i simetrična što se najčešće primenjuje u praksi pri proračunu normalnih stanja. Čvorovi distributivne mreže su uglavnom pasivni (PQ) sa poznatom aktivnom i reaktivnom snagom. Balansni čvor (eng. *slack node*) je sa poznatim faznim stavom napona i modulom napona za koji se obično uzima da je 1 r.j. sem ako u njemu nije postavljen i regulator napona pod opterećenjem (OLTC) kada ova vrednost više nije 1 r.j.

2.1. Rekonfiguracija distributivne mreže

Rekonfiguracija radijalnih distributivnih mreža postaje realno rešenje za poboljšanje njihovih performansi. Konfiguracije se mogu menjati sa ručnim ili automatskim uključenjima, tako da se napajaju svi potrošači, smanje gubici, poveća sigurnost u napajanju i poboljša kvalitet isporučene električne energije. Rekonfiguracijom se takođe, smanjuje preopterećenje komponenata mreže. Ona se vrši sa sekcijom (eng. *sectionalizing*) ili spojom (eng. *tie*) komutacionom opremom (prekidači, rastavljači, rastavljači snage). Pri ovome, mora se zadržati radijalna konfiguracija i napajanje svih potrošača. Rekonfiguracija u realnom vremenu, koja je moguća samo u potpuno automatizovanom sistemu, zahteva brzu manipulaciju ulaznim podacima i brze algoritme. Veliki je broj istraživača, koji su pokušali da reše ovaj problem (rekonfiguraciju mreže) pomoću različitih algoritama.

Počevši od prve zabeležene metode od strane Merlin-a i Back-a [79] iz 1975. rekonfiguracija mreže, prešla je dug put od jednokriterijumske optimizacije, računarski sporih i uglavnom heurističnih metoda do današnjih modernih višekriterijumskih stohastičkih metoda, opremljenih super brzim simulatorima i savremenim vizuelnim alatima. S obzirom na postojeću opsežnu literaturu, u poslednje tri dekade, može se zaključiti da je ovo jedan od najviše diskutovanih optimizacionih problema za istraživače. Postoje dva osnovna izazova kod rekonfiguracije distributivnih mreža, a to su izuzetno veliki kombinatorni prostor za rešavanje problema i drugo, potreba za vrlo brzom tehnikom tokova snaga radi ponovljive i kontinualne procene svake od ovih konfiguracija. Postepena pojava pametnih distributivnih sistema sa uključenjem distribuiranih generatora, primena savremenih informacionih i komutacionih tehnika za obezbeđenje pouzdane distribucije sa visokim kvalitetom, raspoloživost novih metaheurističkih optimizacionih tehnika i stohastičko okruženje su učinile metode rekonfiguracije sve izazovnijim.

Minimizacija gubitaka aktivne snage, ostala je kao jedan od najvažnijih ciljeva jednokriterijumske optimizacije. U stvari, glavni cilj pri rekonfiguraciji u normalnim uslovima, je minimizacija gubitaka, a pri kvaru ili planiranom prekidu da se obezbedi napajanje što većem broju potrošača, što

je poznato u literaturi kao restauracija sistema. U nekim radovima se razmatra minimizacija gubitaka električne energije umesto gubitaka aktivne snage. U ranije metode rekonfiguracije distributivne mreže spadaju: simetriranje opterećenja napojnih vodova ili balansiranje opterećenja transformatora, prevencija preopterećenja transformatora i napojnih vodova, minimizacija troška koji otpada na komutacije i broja komutacija, maksimizacija indeksa naponske stabilnosti i ostalih ciljeva ali uglavnom onih koji se postižu minimizacijom gubitaka.

2.1.1. Rekonfiguracija distributivne mreže sa jednokriterijumskom funkcijom cilja

U najvećem broju radova, posmatra se problem rekonfiguracije, kao jednokriterijumska funkcija cilja sa strujnim, naponskim i ograničenjem radikalnosti [80]:

$$\text{Min} \sum_{b=1}^{Nbr} |Ib|^2 \cdot Rb \cdot Kb \rightarrow \text{Minimizacija gubitaka snage.} \quad (2.1)$$

Pri ograničenjima:

$$Kb \cdot |Ib| < I_{max} \rightarrow \text{Strujno ograničenje,} \quad (2.2)$$

$$V_{i \min} < V_i < V_{i \max} \rightarrow \text{Naponsko ograničenje,} \quad (2.3)$$

$$g_I(I, k) = 0 \rightarrow \text{Kirchoff-ov prvi zakon, za struje,} \quad (2.4)$$

$$g_V(V, k) = 0 \rightarrow \text{Kirchoff-ov drugi zakon, za napone,} \quad (2.5)$$

$$\psi(k) \rightarrow \text{ograničenje radikalnosti.} \quad (2.6)$$

U gornjim izrazima Nbr je broj zatvorenih grana, Rb , Ib i Kb su rezistansa, efektivna vrednost struje i topološki status grane mreže, respektivno. V_i je napon i -og čvora, a $V_{i \min}$ i $V_{i \max}$ su redom maksimalni i minimalni dozvoljeni napon mreže. Ograničenja (kao strujna ili naponska), mogu se formulisati kao penalizacione funkcije u funkciji cilja u kojoj su gubici aktivne snage glavna komponenta, a odstupanja napona i ograničenje struja sa penalizacionim koeficijentima:

$$M = PL + p_1 \cdot f_V + p_2 \cdot f_C. \quad (2.7)$$

U izrazu (2.7), f_V i f_C su penalizacione funkcije za devijaciju napona i maksimalne vrednosti struja, redom a p_1 i p_2 su odgovarajući penalizacioni koeficijenti, PL su gubici aktivne snage.

2.1.2. Rekonfiguracija distributivne mreže sa višekriterijumskom funkcijom cilja

2.1.2.1. Višekriterijumska optimizacija sa težinskim koeficijentima

U nekim radovima, prikazana je ova optimizacija za minimizaciju gubitaka aktivne snage. U [81] se predlaže funkcija cilja:

$$M = \omega_1 \cdot P_{loss} + \omega_2 \cdot TLB + \omega_3 \cdot WVD + \omega_4 \cdot SIF + \omega_5 \cdot BSIC. \quad (2.8)$$

U izrazu (2.8) je:

- M – višestruka funkcija cilja,
- $\omega_1 - \omega_5$ – težinski koeficijenti,
- P_{loss} – gubici aktivne snage,
- TLB – balansiranje opterećenja transformatora,
- WVD – najveći pad napona,
- SIF – frekvencija prekida napajanja i
- $BSIC$ – izbalansirano učešće važnijih potrošača.

Rešenje je u dva nivoa. Na prvom nivou, nalazi se podoptimalno rešenje analizom upetljane mreže u kojoj su svi spojni rastavljači zatvoreni. Primenom posebnog algoritma tokova snaga, generiše se radijalna konfiguracija kao međurešenje. U drugoj fazi ovo rešenje se kontinualno poboljšava metodom zamene grana. Pojedini elementi funkcije cilja su suštinski različiti i pridruženi su im težinski koeficijenti da bi se njihovi uticaji pravilno izvagali.

U [82] je funkcija cilja:

$$M = \omega_1 \cdot P_{loss} + \omega_2 \cdot EENS + \omega_3 \cdot SAIFI + \omega_4 \cdot SAIDI + \omega_5 \cdot ASAI. \quad (2.9)$$

U izrazu (2.9) je:

EENS – očekivana neisporučena energija,
SAIFI – srednja frekventnost prekida u sistemu,
SAIDI – srednje trajanje prekida u sistemu i
ASAI – indeks srednje raspoloživosti sistema.

U radu je prezentovana analiza intervala da bi se kvantifikovao uticaj nepouzdanosti podataka i maksimizirala pouzdanost i/ili smanjenje gubitaka pretraživanjem „susedstva“ u najčešće dve iteracije prolaska kroz celu mrežu kod primene rekonfiguracije. Poređenje je izvršeno sa metodom simuliranog kaljenja za koje je pokazano da je deset puta sporije od predloženog algoritma.

Sreću se i druge formulacije funkcije cilja, npr. [83]:

$$M = \omega_1 \cdot EL + \omega_2 \cdot EENS + \omega_3 \cdot ESAIFI, \quad (2.10)$$

gde je

EL – gubitak električne energije,
ESAIFI – očekivani *SAIFI*.

Glavni doprinos predložene metode je rekonfiguracija u realnom vremenu, modelovanje distribuirane proizvodnje iz različitih izvora (vetroturbine, solarni paneli i male hidro elektrane), primena analitičkog procesa hjerarhije za višekriterijumsko odlučivanje i kompjuterska integracija daljinski kontrolisane rasklopne opreme pomoću SCADA-a sistema koji omogućuju rekonfiguraciju pametne mreže.

2.1.2.2. Fuzzy višekriterijumska optimizacija

Kada se istovremeno posmatra više ciljeva optimizacije, pre se ide na fuzzy granice ulaznih promenljivih nego na njihove krute vrednosti. Jedan od primera je [84], referenca u kojoj se maksimizira funkcija cilja:

$$MaxM = \omega_1 \cdot \mu_p + \omega_2 \cdot \sum_{i=1}^{nb} \mu_{vi} + \omega_3 \cdot \sum_{i=1}^{nbr} \mu_{ii} + \omega_4 \cdot \mu_s, \quad (2.11)$$

gde je

nb - broj čvorova mreže,
nbr - broj grana mreže,
 μ_p - fuzzy faktor učešća za minimizaciju gubitaka aktivne snage,
 μ_{vi} - fuzzy faktor učešća za minimizaciju odstupanja napon čvorova,
 μ_{ii} - fuzzy faktor učešća za minimizaciju narušavanja vrednosti za dozvoljenim strujama grana,
 μ_s - fuzzy faktora učešća za minimizaciju narušavanja dozvoljenog broja komutacija.

Studija prezentuje rigorozni matematički i heuristični pristup pojačanim genetskim algoritmom u postupku pronalaženja optimalnog ili rešenja bliskog optimalnom. Četiri elementa funkcije cilja se

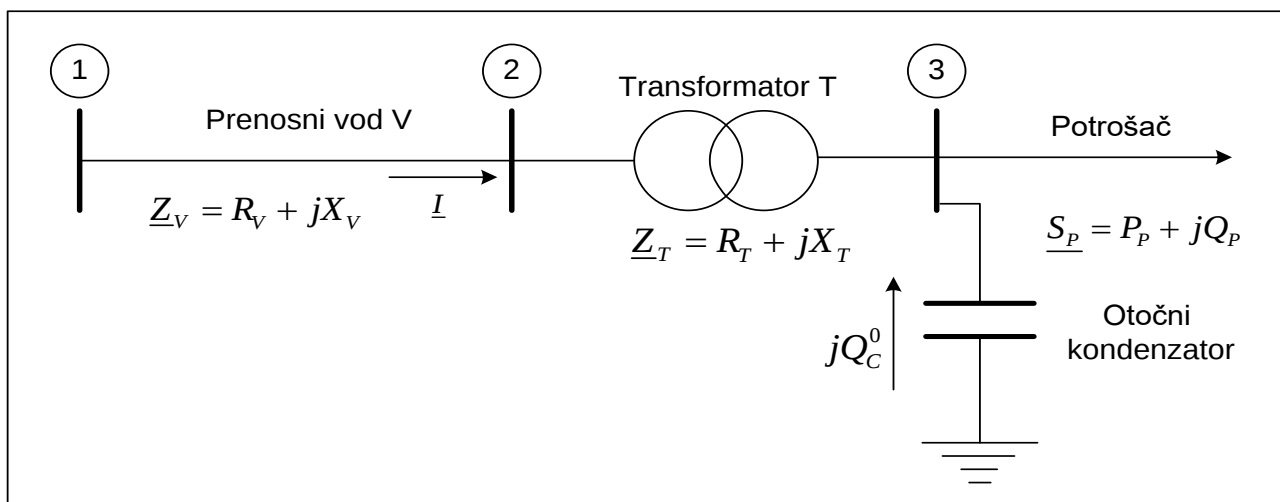
prvo fazifikuju a zatim množe sa težinskim koeficijentima. Upotrebljen je uprošćeni algoritam tokova snaga [14]. Sva četiri težinska koeficijenta imaju istu vrednost 0,25 i mogu se menjati shodno želji operatera. Poređenje sa prostim genetskim algoritmom i simuliranim kaljenjem ide u prilog autorovog algoritma u pogledu vremena trajanja primenjenog programa.

2.1.2.3. Pareto višekriterijumska optimizacija

Kako distributivne mreže sve više postaju pametne mreže (eng. *smart grids*), ciljevi zasnovani na pouzdanosti i kvalitetu isporučene električne energije, postaju sve značajniji, ali ne treba zanemariti činjenicu, da su oni u suštini konfliktni. Na ovaj način se problem optimizacije komplikuje. U ovakvim situacijama kada ne postoje bolje vrednosti za sve individualne funkcije cilja ne-dominantna rešenja sa najboljom nagodbom (eng. *trade-off*) između njih su poželjnija, skup ovakvih rešenja se naziva Pareto frontom i najčešće je poželjniji od pojedinih rešenja i može biti vrlo koristan kod razmatranja praktičnih problema. Takva višekriterijumska optimizacija sa težinskim koeficijentima je poznata kao konveksni Pareto front pristup, drugi pristup je višekriterijumska optimizacija sa ε -ograničenjima kod koje je jedna funkcija cilja glavna meta minimizacije i ona određuje granice (ili ε ograničenja) za sve ostale funkcije cilja. ε se može smanjivati u koracima tako da se generišu različita ne-dominantna rešenja. Primer za ovo je referenca [12, 13] u kojoj se izlaže dvostepena ε ograničena rekonfiguracija sa minimizacijom gubitaka snage i ograničenjem broja komutacija kao funkcijama cilja. Metaheuristične optimizacije zasnovane na pretraživanju populacije su u prednosti, kada se radi o iterativnom direktnom generisanju Pareto fronta. Neki od primera evolucionih metoda Pareto višekriterijumske optimizacije su NSGA algoritam (eng. *non-dominated sorting genetic algoritam*), PAES algoritam (eng. *pareto archived evolution strategy*), μ GA algoritam (eng. *micro-genetic algorithm*), SPGA metoda (eng. *strong pareto genetic algorithm*), MOPSO metoda (eng. *multi-objective particle swarm optimization*), MOTO optimizacija (eng. *multi-objective tabu search optimization*) itd. [80].

2.2. Otočna kompenzacija reaktivne snage

Uključenje kondenzatorskih baterija i rekonfiguracija se koriste za povećanje efikasnosti u isporuci električne energije, kao i za poboljšanje njenog kvaliteta. Problem otočne kompenzacije i rekonfiguracije zahteva dosta računarskog vremena, pa je potrebno naći novu metodu koja bi ovo prevazišla. Kondenzatorska baterija je izvor reaktivne snage i ona smanjuje induktivnu reaktansu u čvorovima priključene potrošnje, kao i gubitke reaktivne snage u mreži, kada se locira na određeni način. U početku, one su korišćene za regulaciju napona, a kasnije za minimizaciju gubitaka. Na sledećem primeru pokazan je uticaj baterija na smanjenje pada napona kao i gubitaka aktivne i reaktivne snage (Slika 2.1).



Slika 2.1 – Otočna kompenzacija jednostrukog napojnog voda sa transformatorom i potrošačem priključenim na njegov kraj

Označimo ukupnu impedansu voda i transformatora sa $\underline{Z} = (R_V + R_T) + j(X_V + X_T) = R + jX$ i $\underline{S}_p = P_p + jQ_p$ za prividnu snagu potrošača na kraju voda. Približna vrednost ukupnog pada napona od tačke jedan do tačke 3 je:

$$\Delta U \approx \frac{RP_p + XQ_p}{U_n} + j \frac{XP_p - RQ_p}{U_n}, \quad (2.12)$$

Gubici aktivne i reaktivne snage se mogu predstaviti pomoću sledećih izraza:

$$\Delta P_g \approx R \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_n^2}; \Delta Q_g \approx X \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_n^2}. \quad (2.13)$$

Neka je snaga priključene kondenzatorske baterije $Q_C^0 = CU_n^2$, pa se za pad napona i gubitke posle otočne kompenzacije dobijaju sledeći izrazi:

$$\Delta U^{C0} = \frac{RP_p + X(Q_p - Q_C^0)}{U_n} + j \frac{XR_p - R(Q_p - Q_C^0)}{U_n}, \quad (2.14)$$

$$\Delta P_g^{C0} = R \frac{P_p^2 + (Q_p - Q_C^0)^2}{U_n^2}, \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_g^{C0} = X \frac{P_p^2 + (Q_p - Q_C^0)^2}{U_n^2}. \quad (2.16)$$

Zanemarenjem poprečnog pada napona dobijaju se sledeći izrazi za smanjenje pada napona kao i gubitaka:

$$\Delta U - \Delta U^{C0} \approx \frac{XQ_C^0}{U_n}, \quad (2.17)$$

$$\Delta P_g - \Delta P_g^{C0} = R \frac{Q_C^0(2Q_p - Q_C^0)}{U_n^2}, \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_g - \Delta Q_g^{C0} = X \frac{Q_C^0(2Q_p - Q_C^0)}{U_n^2}. \quad (2.19)$$

Iz iznetog je očigledno da otočna kompenzacija rezultuje u smanjenju pada napona i aktivnih i reaktivnih gubitaka snage zbog smanjene prenete reaktivne snage.

Novčane uštede iznose 3-5% (u zavisnosti od konkretnog primera) i njihov najveći deo je ušteda na prekomernu reaktivnu energiju s tim što primena regulacionih baterija povećava ekonomsku dobit za samo 5-10% u odnosu na fiksne baterije kondenzatora. Simulirano kaljenje, primenjeno na problem kompenzacije u distributivnoj mreži sa glavnim napojnim vodom i ograncima uz približnu formulu za određivanje minimalne snage ugrađenih kondenzatorskih baterija sa aspekta ulaznog faktora snage i maksimalne snage sa aspekta neprekompensovanosti, predstavljeno je u [91].

3. MODELOVANJE POTROŠNJE I PROIZVODNJE

Postoje statički i dinamički modeli potrošnje. Kombinovani modeli sa različitim učešćem prezentuju mešavinu statičkih i dinamičkih (vremenski promenljivih) modela. Od ovih modela u velikoj meri zavise rezultati proračuna efikasnih algoritama tokova snaga. Sam izbor modela zavisi od raspoloživosti podataka.

Proizvodnja je u disertaciji modelovana Weibull-ovom raspodelom (vetrogeneratori) i dijagramom insolacije, kod koje je uvažena i oblačnost (solarni paneli).

3.1. Statički modeli potrošnje

Kod statičkih modela potrošnje vrednost opterećenja nije vremenski zavisna. Spadaju u najstarije modele potrošnje. Postoje eksponencijalni i polinomni modeli.

3.1.1. Eksponencijalni model

Eksponencijalni model se može predstaviti sledećim jednačinama:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{n_p}, \quad (3.1)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{n_q}. \quad (3.2)$$

Tu su:

- P_0, Q_0 – aktivna i reaktivna snaga potrošnje za napon U_0 ,
- P, Q – aktivna i reaktivna snaga potrošnje za napon U ,
- n_p, n_q – koeficijenti samoregulacije aktivne i reaktivne snage, pri čemu je:
- $n_p = n_q = 0$ model konstantne snage,
- $n_p = n_q = 1$ model konstantne struje,
- $n_p = n_q = 2$ model konstantne impedanse.

3.1.2. Polinomni (ZIP) model

ZIP model kombinuje model konstantne impedanse (Z), konstantne struje (I) i konstantne snage (P) sa različitim poznatim procentualnim učešćem u kompletnoj potrošnji. Koriste se polinomi drugog reda [119].

3.2. Vremenski promenljiv naponski zavisn model potrošnje

Vremenski promenljiv naponski zavisn model potrošnje zavisi od vremena (t) i napona (V). Može se predstaviti sledećom jednakošću:

$$P_k(t) = P_{ok}(t) \cdot V_k^{n_p}(t); Q_k(t) = Q_{ok}(t) \cdot V_k^{n_q}(t), \quad (3.3)$$

u kojoj su P_k i Q_k redom, aktivna i reaktivna potrošnja u čvoru k , P_{ok} i Q_{ok} su aktivna i reaktivna potrošnja u čvoru k pri nominalnom naponu; V_k je napon čvora k ; n_p i n_q su naponski eksponenti aktivne i reaktivne potrošnje predstavljeni u **Tabeli 3.1**.

Tabela 3.1 – Naponski eksponenti aktivne i reaktivne potrošnje kod naponski zavisnog modela [111]

tip potrošnje	n_p	n_q
konstantna	0	0
industrijska	0,18	6,00
stambena	0,92	4,04
komercijalna	1,51	3,40

U disertaciji je korišćen konstantni model potrošnje koji se menja prema dnevnom dijagramu potrošnje (radni i neradni dan) u skladu sa Gauss-ovom raspodelom.

3.3. Stohastično modelovanje potrošnje

Za stohastičnost potrošnje, usvaja se Normalna raspodela (Gauss-ova raspodela). Ovo je svakako najrasprostranjeniji model raspodele. Kada se slučajni eksperiment ponavlja, slučajna promenljiva, koja je jednaka srednjoj vrednosti ponovljenih rezultata, ima kao posledicu normalnu raspodelu, kada broj ponavljanja postane velik. Srednja vrednost m definiše centar funkcije gustine raspodele, a vrednost standardne devijacije σ^2 (varijansa) njenu širinu. Oblik funkcije je kao simetričnog zvona sa različitim centrima i disperzijom. Površina ispod zvona za vrednosti promenljive x preko 3σ od srednje vrednosti je vrlo mala. Ovo je značajno kod brzog i grubog predstavljanja normalne funkcije gustine raspodele verovatnoća radi lakšeg određivanja verovatnoća. Zna se da više od 0,9973 verovatnoće normalne distribucije leži u intervalu $(m - 3\sigma, m + 3\sigma)$. 6σ se često naziva širinom normalne distribucije. Integracijom se može pokazati da je površina ispod krive normalne raspodele za $-\infty < x < \infty$ jednaka 1.

U disertaciji, slučajna promenljiva je aktivna i reaktivna potrošnja u bilo kom potrošačkom čvoru mreže. Na početku je poznata očekivana vrednost potrošnje u nekoj tački sistema. Ona se usvaja prema podacima zadatim za taj čvor (P aktivna snaga potrošnje i Q reaktivna snaga potrošnje). Pretpostavlja se da je potrošnja modelovana modelom konstantne snage. Odstupanja svake slučajne promenljive od njene očekivane vrednosti posmatrane su kao „greške” i, na osnovu „zakona grešaka”, opisane su normalnom raspodelom. Zakon verovatnoća dat je u obliku:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.4)$$

gde su

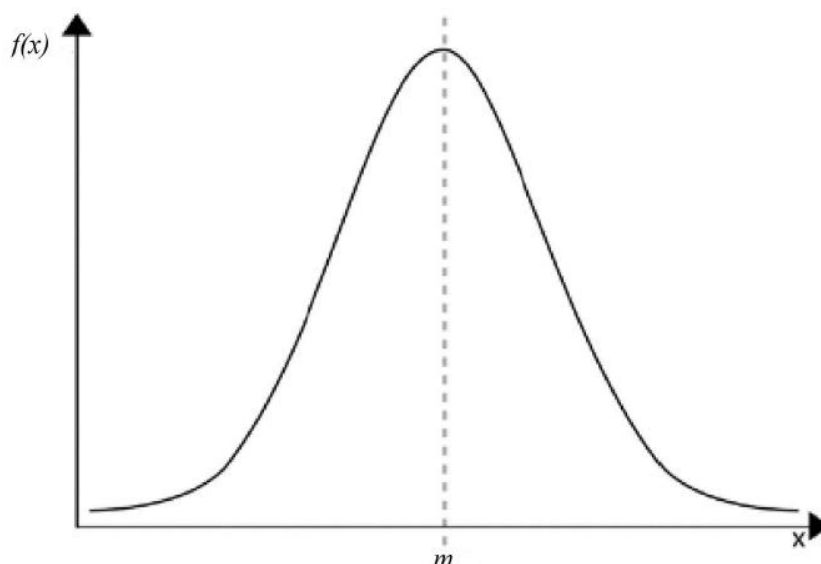
$f(x)$ - funkcija gustine raspodele verovatnoća,

m - očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru i

σ - standardna devijacija, odstupanje od očekivane vrednosti.

Za σ je usvojeno 10%.

Grafički prikaz funkcije, dat je na **Slici 3.1**:



Slika 3.1 – Funkcija gustine raspodele verovatnoća za Gauss-ovu raspodelu

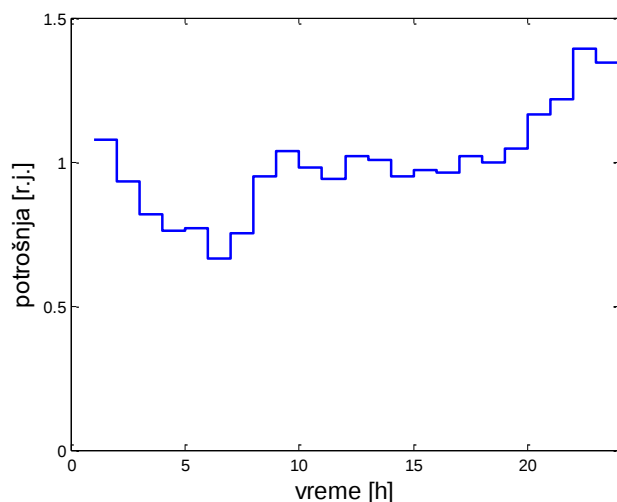
Očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru (m) i varijansa (σ^2) mogu se računati iz sledećih jednakosti (3.5 i 3.6):

$$m = \int_0^{\infty} x f(x) dx, \quad (3.5)$$

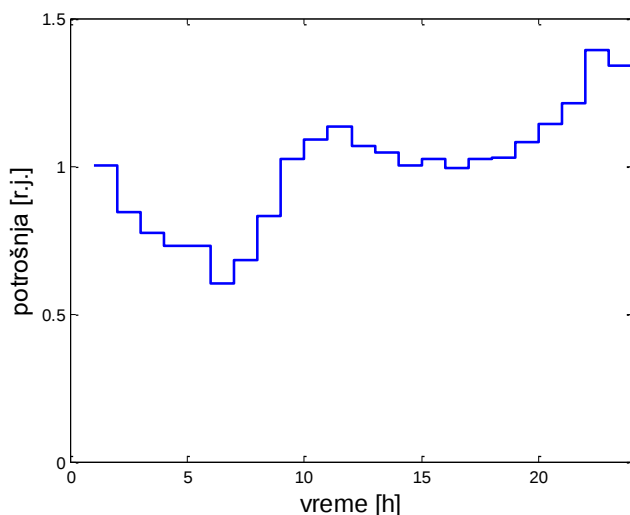
$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (x - m)^2 f(x) dx. \quad (3.6)$$

3.4. Dnevni dijagram potrošnje

Dnevni dijagrami potrošnje su korišćeni u proračunu mreže i to za radni i neradni dan za proizvoljnog gradskog potrošača. Poznato je da najveći deo potrošnje otpada na stambena naselja. Pretstavljani su dijagrami potrošnje, kao rezultat jedogodišnjih merenja u jednoj beogradskoj prigradskoj trafostanici. Potrošnja je data u relativnim jedinicama od nominalne snage prigradskog transformatora. Merenja su podeljena na sate, tako da postoji 24 rezultata za karakterističan radni i neradni dan. Na **Slikama 3.2 i 3.3**, predstavljeni su ovi karakteristični dani. Za svaki sat, svakog dana, na osnovu normalne raspodele, dati dijagrami se menjaju i variraju od 5-10% u odnosu na karakterističan dan. Time se dobija promenljiva potrošnja koja ne odstupa mnogo od karakteristične vrednosti, a opet se razlikuje od dana do dana. Navedeni primer je bliži realnom slučaju. Apsolutna vrednost koja je ekvivalent 1 r.j. jednaka je potrošnji u datom čvoru za datu mrežu i menja se od čvora do čvora.



Slika 3.2 – Tipična kriva potrošnje za radni dan



Slika 3.3 – Tipična kriva potrošnje za neradni dan

3.5. Modelovanje vetrogeneratora (Weibull-ova raspodela)

Kada se radi o vetrogeneratorima, slučajnost njihove proizvodnje, definisana je Weibull-ovom raspodelom. I verovatnoća duvanja vetra definisana je Weibull-ovom raspodelom. Prvo se dobija informacija o brzini vetra, koja se javljala tokom godine. Nakon toga se formira kriva Weibull-ove raspodele sa dva parametra. Funkcija gustine raspodela se najbolje može predstaviti sledećom jednačinom:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \exp \left(- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right). \quad (3.7)$$

Kada je $k = 1$ Weibull-ova raspodela je identična eksponencijalnoj raspodeli, a kada je $k = 2$ ima se Rayleigh-ova distribucija.

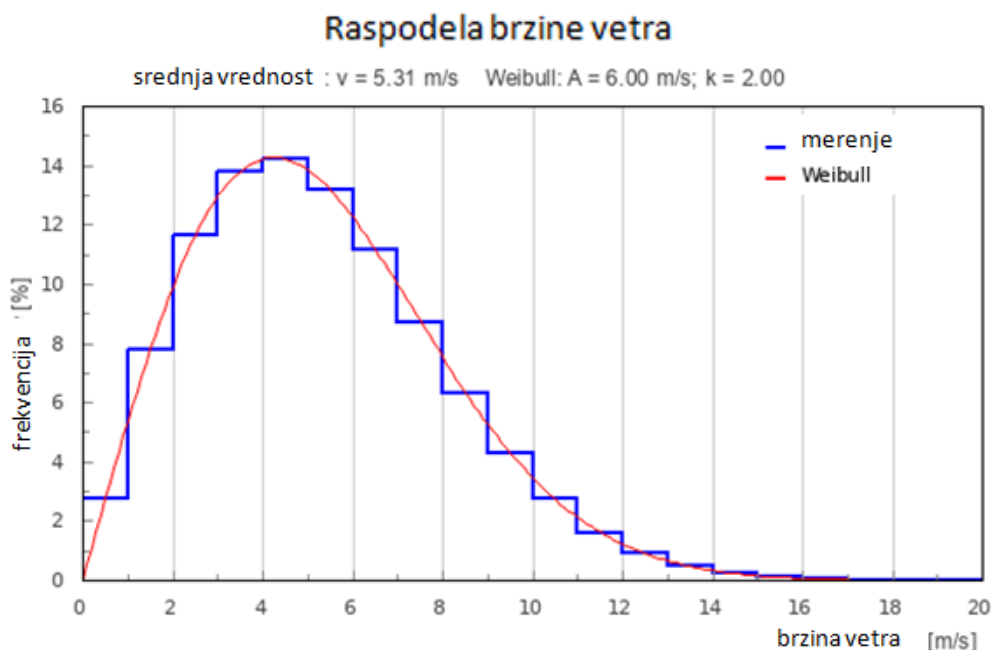
U jednakosti (3.7) su:

v - brzina vetra [m/s]

A - parametar Weibull-ove skale u m/s; mera za karakterističnu brzinu vetra. A je proporcionalno srednjoj brzini vetra ($A \approx 1,128 v_{sr}$) i određuje razmere krive $f(v)$.

k - parametar Weibull-ove forme. Određuje oblik Weibull-ove raspodele i obično ima vrednost između 1 i 3. Mala vrednost za k označava vrlo promenljive vetrove.

Gustina raspodele brzine vetra za jednu godinu prikazana je na **Slici 3.4**:



Slika 3.4 – Funkcija gustine raspodele brzine vetra

Za **Sliku 3.4**, usvojene su sledeće vrednosti:

$v_{sr}=5,31$ m/s (srednja brzina vetra, koja se računa na osnovu istorijskih podataka za svaki vremenski period), $A=6$ m/s i $k=2$.

Funkcija gustine raspodele verovatnoće, definiše verovatnoću pojave vetra određene brzine. Površina ispod krive na **Slici 3.4** je jednaka jedinici. Verovatnoća da će brzina vetra biti manja od neke brzine v_1 jednaka je površini između dela krive i apscisne ose do vrednosti v_1 (jednakost 3.8):

$$P(v < v_1) = \int_0^{v_1} f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v_1}{A}\right)^k}. \quad (3.8)$$

Verovatnoća da će brzina vetra biti veća od neke vrednosti v_1 , data je relacijom (3.9):

$$P(v > v_1) = 1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{v_1}{A}\right)^k}\right) = e^{-\left(\frac{v_1}{A}\right)^k}. \quad (3.9)$$

Verovatnoća da će brzina vetra biti između vrednosti v_1 i v_2 se dobija na osnovu relacije (3.10):

$$GP(v_1 < v < v_2) = \int_{v_1}^{v_2} f(v)dv = e^{-\left(\frac{v_1}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{A}\right)^k}. \quad (3.10)$$

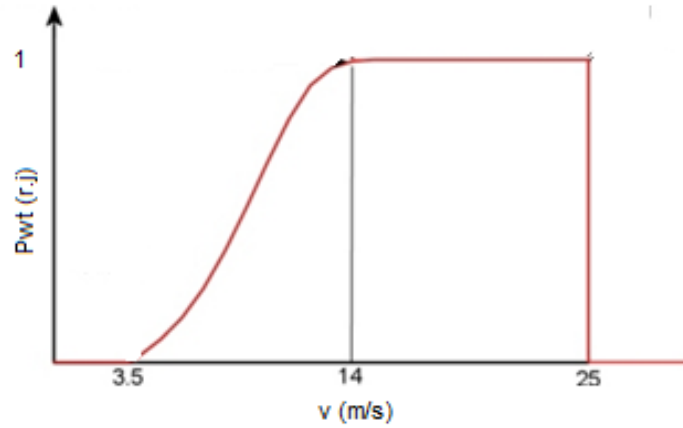
Srednja brzina vetra može se izračunati iz relacije (3.11):

$$v_{sr} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v)dv = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right), \quad (3.11)$$

$$\text{gde je } \Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{n-1} \cdot dx, n \text{ (realan broj)}, \quad (3.12)$$

standardna gama funkcija.

Proizvodnja vetrogeneratora zavisi od brzine vetra na mestu ugradnje vetroturbine. Proizvedena električna snaga, u zavisnosti od brzine vetra, prikazana je na **Slici 3.5**. Za maksimalnu snagu turbine, usvojena je vrednost 0,2 MW (mreža primer od 69 čvorova), odnosno 1 MW (mreža primer od 118 čvorova). Maksimalne snage su izabrane da budu u srazmeri sa nominalnim potrošnjama i gubicima aktivne snage za mreže-primere.



Slika 3.5 – Proizvedena električna snaga vetroturbine u zavisnosti od ustaljene brzine vetra

Za brzine vetra manje od 3,5 m/s (eng. *cut-in speed*, minimalna radna brzina vetra) nema proizvodnje. Za opseg od 3,5 do 14 m/s (eng. *rated output speed*, nazivna radna brzina vetra) električna snaga je srazmerna trećem stepenu brzine vetra (v^3). Kod idealizovane vetroturbine pretpostavljeno je da je stepen iskorišćenja turbine jednak maksimalnoj teorijskoj vrednosti (0,5926). Za sve brzine između 14 i 25 m/s (eng. *cut-out speed*, maksimalna radna brzina vetra) ima se nominalna električna snaga. Ako su vrednosti brzine vetra veće od 25 m/s vetroturbina se isključuje da ne bi došlo do mehaničkih oštećenja. Generatorom slučajnih brojeva generiše se snaga vetrogeneratora u svakom koraku proračuna (satu).

Izlazna snaga vetroturbine zavisi od njene nazivne snage $P_{nazivno}$, minimalne brzine vetra V_{cut-in} , nazivne brzine $V_{nazivno}$ i maksimalne radne brzine $V_{cut-out}$, što se matematički može predstaviti:

$$P_{wt}(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < V_{cut-in} \\ (a \cdot v^3 - b \cdot P_{nazivno}), & V_{cut-in} \leq v \leq V_{cut-out} \\ P_{nazivno} & V_{nazivno} \leq v \leq V_{cut-out} \end{cases} \quad (3.13)$$

$$a = \frac{P_{nazivno}}{(V_{nazivno}^3 - V_{cut-in}^3)} \quad (3.14)$$

$$b = \frac{V_{cut-in}^3}{(V_{nazivno}^3 - V_{cut-in}^3)} \cdot \quad (3.15)$$

3.6. Modelovanje fotonaponskih sistema

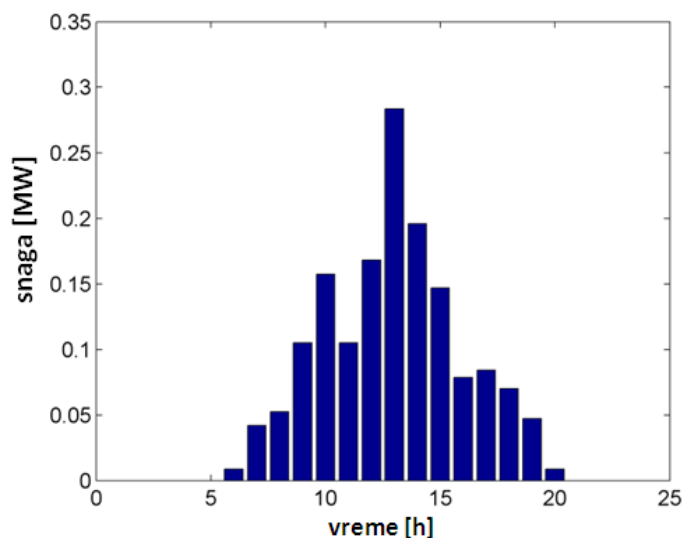
Izlazna snaga solarnog generatora zavisi od temperature i radijacije sunca i može se izračunati iz izraza (3.16):

$$\begin{aligned}
P_{pv_s} &= \gamma \cdot FF \cdot V_{ij} \cdot I_{ij}, \\
T_{ct} &= T_{at} + S \cdot \left\{ \frac{NOCT - 20}{0.8} \right\}, \\
V_{ij} &= V_{oc} - K_{vt} \cdot T_{ct}, \\
I_{ij} &= S \cdot \{ I_{sc} + K_{ct} \cdot (T_{ct} - 25) \}, \\
FF &= \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}.
\end{aligned} \tag{3.16}$$

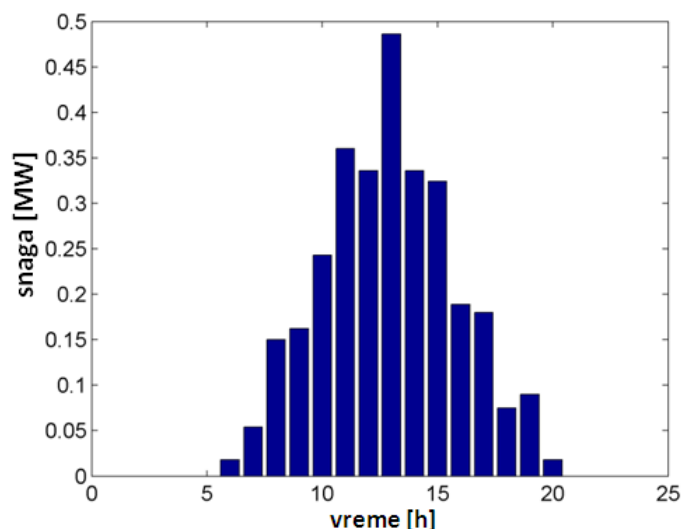
U izrazu (3.16):

- P_{pv_s} - je izlazna snaga pri solarnoj iradijaciji S ,
- γ - je broj solarnih modula,
- V_{ij} i I_{ij} - izlazni napon i struja,
- T_{ct} i T_{at} - su temperatura modula i temperatura ambijenta na kojoj se modul nalazi ($^{\circ}\text{C}$),
- $NOCT$ - je temperatura ćelije u nominalnom radu,
- S - je stopa solarne radijacije,
- K_{ct} i K_{vt} - su naponski ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$) i strujni ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$) temperaturni koeficijenti,
- V_{mp} i I_{mp} - napon (V) i struja (A) u tački maksimalne snage i
- V_{oc} i I_{sc} - su napon praznog hoda (V) i struja kratkog spoja (A) redom.

Nazivna snaga solarnog modula se izražava u vršnim vatima (Wp) i jednaka je maksimalnoj snazi koju proizvodi modul pri standardnim test uslovima, koji odgovaraju nivou radijacije $1\text{kW}/\text{m}^2$ i temperaturi ćelije od 25°C . Pretpostavlja se idealna solarna radijacija tokom jednog dana, tako da je odgovarajući dijagram (izračene snage) simetričan. Oblačnost tokom dana unosi izmene u sam dijagram i o njoj je takođe, vođeno računa. Zbog ovog, dijagram ozračenosti nije isti za svaki dan. Na **Slici 3.6** i **3.7**, predstavljena je solarna radijacija za jedan slučajno izabrani dan za dve solarne elektrane. Pretpostavljeno je da je jedna solarna elektrana snage 0,3 MW, a druga je snage 0,5 MW. Insolacija tokom dana je maksimalna u 1 sat popodne. Ona odstupa od simetrične krive u opsegu 0 do 10% svakog sata, zbog uračunate oblačnosti što predstavlja realnu situaciju. Oblačnost, odnosno odstupanje od idealne simetrije dijagrama, zadaje se nasumično za svaki sat normalnom raspodelom. Time se za svaki sat dobija drugačija iradijacija. Tokom noći ova proizvodnja je nula.



Slika 3.6 – Insolacija solarnog panela snage 0,3 MW



Slika 3.7 – Insolacija solarnog panela snage 0,5 MW

3.7. Mesto postavljanja distribuiranih generatora i njihove snage

Distributivna preduzeća treba da procene, u kojim čvorovima distributivne mreže postaviti DG. Ovo je problematika, koja je privukla pažnju velikog broja autora. Jedni ih biraju na osnovu maksimizacije dobrobiti po društvo i profita vlasnika DG. Drugi, na osnovu klastering tehnike, koja uzima u obzir normalizovan faktor osetljivosti gubitaka i veličinu napona čvorova. Neki na osnovu snage vetra i raspoloživosti zemljišta i minimizacije gubitaka električne energije. Izvesni autori u kandidat čvorove uvršćuju sve čvorove, a onda ih iterativno selektuju u zavisnosti od ukupnog troška proizvodnje. Najopterećeniji čvorovi su takođe, birani za kandidat-čvorove ili najudaljeniji od napojne trafostanice. Neki autori uzimaju deset nasumice izabranih sabirnica u svojoj metodi, drugi ih postavljaju na niženaponskoj strani mreže. U globalu, selekcija se vrši nasumice, preporukom lokacije, meteorološkim i geografskim faktorima, analizom finansijske dobiti ili korišćenjem faktora osetljivosti gubitaka i napona. U radu [101], da bi se prikazala prezentovana metoda, pretpostavljeno je da postoji 8 kandidat-čvorova za lokacije DG (vetroturbina) vezanih, za niženaponsku stranu testirane IEEE 30 sabirničke upetljane mreže i da svi izabrani čvorovi imaju isti profil brzine vetra sa prosečnom vrednošću 8 m/s. U disertaciji, korišćena je kombinacija dve metode, prihvaćene u literaturi. Izbor je vršen prema najopterećenijim čvorovima za solarne panele i uniformnom raspodelom po čvorovima za vetroturbine.

Pretpostavljeno je da su distribuirani generatori prisutni u samom startu (na početku) proračuna i da se tek naknadno (posle toga) vrši optimizacija. Izabrana su dva vetrogeneratora i dva solarna panela za obe test mreže različitih snaga, koje su birane u skladu sa potrošnjom snage za polazne konfiguracije mreža (sa nazivnom potrošnjom). Izbor snaga je analiziran u **Poglavlju 8**. Pretpostavljeno je i da su generatori iz istog geografskog područja, tako da su im brzine vetra i solarna iradijacija iste. Lokacije vetrogeneratora, izabrane su na osnovu Monte Carlo metode sa grafičkim prikazom. Ovom metodom, izabrani su najposećeniji čvorovi mreže, kada se vetrogeneratori uniformno raspoređuju po celom skupu čvorova mreže [120]. Uvažavaju se slučajevi samo kada proračun tokova snaga konvergira. Solarni paneli su postavljeni na osnovu heuristične metode, da su za njih najpodesniji maksimalno opterećeni čvorovi mreže, koja se poklopila sa matematičkom metodom [2]. Ovakvo rešenje, dobijeno je u postupku približavanja ka podobnom rešenju za problem optimizacije. Kada su jednom određene lokacije i snage distribuiranih jedinica, one su ostajale fiksne tokom daljeg toka proračuna.

4. PROVERA POVEZANOSTI ENERGETSKOG SISTEMA

U ovom poglavlju biće reči o načinima provere povezanosti mreže. Topologija distributivnog sistema se može predstaviti grafom, koji ima m grana i n čvorova (sabirnica). Može se tvrditi da je topologija distributivne mreže radijalna, ako zadovoljava sledeća dva uslova [121-123]:

- 1) konfiguracija mora da poseduje $n-1$ granu;
- 2) konfiguracija mora biti povezana.

Rešenje problema rekonfiguracije i otočne kompenzacije je prihvatljivo, ako zadovoljava tehničke uslove i održava konektivnost mreže. Kako mreža kod procesa minimizacije menja konfiguraciju, generalne metode za efikasni algoritam tokova snaga i povezanost, treba da su primenjene na sve programski generisane konfiguracije. Ako rekonfigurisana mreža ostavlja neke grane nepovezanim ili formira petlje, kao što je slučaj kod većine poznatih algoritama, dobiće se nepodobna konfiguracija, koja se mora odbaciti [122]. Iz tog razloga, razvijeni su programi kojima se na jednostavan i brz način može proveriti da li je mreža radijalna i povezana. Ovo je pre svega korisno jer distributivne mreže predstavljaju veliku i razgranatu strukturu.

Jedan od načina da se proverí povezanost jeste da se generiše matrica zatvorenih grana, a onda se vrši provera povezanosti mreže. Ovaj algoritam je spor zbog vremenski zahtevnog Bool-ovog stepenovanja matrice interkonekcije sistema B na stepen jednak broju čvorova umanjenom za 1 (što je naročito izraženo kod mreža sa velikim brojem čvorova, npr. mreže sa 118 čvorova, koja je druga analizirana). Konektivnost energetskog sistema se proverava uz pomoć matrice $[NC]$ definisane kao [121]:

$$[NC] = [B]^{n-1}, \quad (4.1)$$

gde je n broj sabirnica energetskog sistema, a $[B]$ je $n \times n$ matrica interkonekcije sistema sa elementima $B(i, j)$, koji su jednaki jedinici, ako postoji vod između sabirnica i i j i jednakim nuli u protivnom. Kada je $i = j$, po konvenciji iz [121], $B(i, j)$ je jednako jedinici. Sistem je povezan ako su svi elementi matrice $[NC]$ jednaki jedinici. Ukoliko B^{n-1} sadrži i jednu nulu, sistem nije povezan. Ukoliko je broj zatvorenih grana jednak $n-1$ i pri tome je mreža povezana, može se tvrditi da se radi o radijalnom sistemu.

Jedna od metoda za utvrđenje povezanosti je i algoritam dubinskog prvog pretraživanja (eng. *depth-first search*) [125]. Njegova primena kod problema rekonfiguracije i otočne kompenzacije distributivnih mreža nije dovoljna, jer treba zadovoljiti i ograničenje broja grana za ostvarenje radijalne konfiguracije.

Drugom metodom se formira matrica incidencije za mrežu, čije su sve grane zatvorene (upetljana mreža). Broj vrsta odgovara broju čvorova (sa balansnim), a broj kolona ukupnom broju grana. Nakon toga potrebno je obrisati prvu vrstu koja odgovara referentnom čvoru i onoliko kolona, koliko ima otvorenih grana (generisane generatorom slučajnih brojeva, stalno isti broj od kojih su svi različiti). Dobijena matrica je kvadratna i može joj se izračunati determinanta, koja u slučaju povezane mreže (koja je i radijalna s obzirom na broj uključenih grana), mora biti 1 ili -1 (različita od 0). Vrednosti 1 ili -1 se dobijaju u zavisnosti od konvencije definisanja matrice incidencije (grana incidentna čvoru i orijentisana od njega sa elementom 1 i grana incidentna čvoru i orijentisana ka njemu -1 ili obrnuto) [124]. Ovaj metod koriste čak i svetski poznate firme za izradu softvera za distributivne mreže.

U ovoj disertaciji je korišćen drugačiji pristup. Kod simultane kompenzacije i rekonfiguracije mreže, potrebno je proveriti povezanost i radijalnost mreže za svaku generisanu konfiguraciju u procesu optimizacije mreže, kod problema rekonfiguracije, koji se rešava algoritmom minimalno razgranatog stabla, Kruskalovim algoritmom (MST) pre otočne kompenzacije (kako je koncipirano u daljem radu i izlaganju u ovoj disertaciji), to je potrebno proveriti samo jedanput, jer se metodom MST dobija povezana i radijalna mreža, a efikasni algoritam tokova snaga primenjuje samo jedanput. Ovo zanačajno ubrzava proračun. Poseban doprinos iznetih programa je što se relativno brzo generiše veliki broj različitih konfiguracija mreže. Uz dodatak proračuna tokova snaga, predstavljeni programi mogu biti od velike pomoći inženjerima u distributivnim preduzećima, pri analizi rekonfiguracije mreže. Detaljan opis ove metode biće dat u **Poglavlju 6**.

5. EFIKASNI ALGORITAM TOKOVA SNAGA ZA SIMETRIČNE RADIJALNE DISTRIBUTIVNE MREŽE-MATPOWER

Mnogi problemi vezani za primenu u realnom vremenu iz oblasti distributivnih sistema, kao što su njihova optimizacija sa različitim ciljem (minimizacija gubitaka, popravka naponskog profila, simetriranje opterećenja), kompenzacija, regulacija napona, planiranje, restauracija, procena stanja itd., zahtevaju posedovanje efikasnog algoritma tokova snaga kojim se proračunavaju naponi mreže, (struje grana) i gubici [126, 127]. Dobro poznate karakteristike električnih distributivnih mreža su:

- radijalna ili slabo upetljana konfiguracija;
- postojanje 3 faze, koje mogu biti nesimetrično opterećene;
- opterećenje raspoređeno u čvorovima mreže;
- veliki broj grana i čvorova i
- širok opseg u kome se mogu kretati vrednosti rezistansi i reaktansi.

Ove karakteristike čine da je Gauss-Seidel metoda tokova snaga, koja se koristi za prenosne mreže nedovoljno pouzdana da bi odgovorila na zahteve, koji se postavljaju kod distributivnih sistema [126]. U ovoj disertaciji, detaljno je opisan efikasni algoritam tokova snaga. U pitanju je Newton-ov metod u MATPOWER-u. Kod primenjene Newton-ove metode, potrebno je 5 iteracija do konvergencije.

Program MATPOWER razvijen je u MATLAB okruženju. Osnovni solver baziran je na Newton-ovoj metodi [129] i koristi polarnu formu i puni Jakobijan, koji se ažurira pri svakoj iteraciji. Nije potrebno renumerisati čvorove. Mreža može biti radijalna ili slabo upetljana. Sve što jeste potrebno, je inicijalizovanje otvorene grane na nulu (branchstatus=0). Proračun konvergira za maksimalno 10 iteracija ili obaveštava korisnika da nije uspeo da iskonvergira a vreme proračuna je reda stotog dela sekunde u zavisnosti od mreže, koja se analizira. Newton-ov metod karakteriše kvadratna konvergencija.

Pretpostavlja se simetrični režim i monofazna predstava trofaznog sistema uz usvajanje zajedničkog zemlja-čvora kao referentnog čvora za merenje napona. Sistem ima N nezavisnih čvorova. Referentni čvor predstavlja $(N+1)$ -vi čvor mreže. Dobija se sledeća kompleksna matrična jednačina koja povezuje struje injektiranja i napone nezavisnih čvorova (merene u odnosu na zajednički referentni čvor):

$$[J] = [Y] \cdot [U] \quad (5.1)$$

gde je:

- $[J]$ - N -dimenzionalni kompleksni vektor struja injektiranja nezavisnih čvorova,
- $[U]$ - N -dimenzionalni kompleksni vektor fazora napona nezavisnih čvorova i
- $[Y]$ - $(N \times N)$ -dimenzionalna simetrična kompleksna matrica admitansi nezavisnih čvorova.

Jednačina (5.1) može se izraziti i na sledeći način:

$$J_k = \sum_{m=1}^N Y_{km} \cdot V_m, k = 1, 2, \dots, N \quad (5.2)$$

što je razvoj matrične jednačine (5.1) po njenoj k -oj vrsti. Gornja jednačina je linearna.

Kompleksna injektirana snaga čvora k data je jednačinom:

$$(P_k + jQ_k) = V_k \cdot \sum_{m=1}^N Y_{km}^* \cdot V_m^* \quad (5.3)$$

gde su:

P_k i Q_k - aktivna i reaktivna snaga injektiranja čvora k .

Kod algoritma tokova snaga, rešava se $(N-1)$ jednačina, čija je forma data jednakošću (5.3) uz postojanje odgovarajućih dodatnih uslova. S obzirom da su jednačine nelinearne potrebno je upotrebiti iterativni postupak. Newton-ova metoda je primenljiva za rešavanje sistema nelinearnih jednačina kod kojih je odgovarajuća Jakobijan matrica nesingularna i kod kojih je moguće odrediti dovoljno dobru početnu aproksimaciju rešenja. Oba ova uslova su ispunjena kod problema tokova snaga. Kao početna aproksimacija, koristi se „ravni” start (eng. *flat start*), kada se uzima da su svi naponi nezavisnih čvorova isti po modulu i faznom stavu sa naponom balansnog čvora.

Nepoznate, kojih ima $(N-1) \cdot 2$, su naponi čvorova po svom modulu i faznom stavu. Napon balansnog čvora je poznat, kao i aktivna i reaktivna injeckiranja potrošačkih čvorova. U mrežama, koje su analizirane nema PV čvorova. Iz proračunatih napona i ulaznih podataka moguće je direktno izračunati sve ostale veličine. Newton-ova metoda predstavlja ponavljanje direktnog rešavanja sistema linearnih jednačina izvedenih iz jednakosti (5.3). Jakobijan matrica sistema jednačina (5.3), daje linearizovanu vezu između malih promena u modulu i faznom stavu fazora napona nezavisnih čvorova $(\Delta V_k / V_k \text{ i } \Delta \theta_k)$ i malih promena u aktivnim i reaktivnim injeckiranjima $(\Delta P_k \text{ i } \Delta Q_k)$. Newton-ov metod se zasniva na tome, da se svaka funkcija $P_k, Q_k(V_k, \theta_k), k = 1, 2, \dots, N$ razvije u Taylor-ov red u okolini tekuće aproksimacije rešenja $(V, \theta)^h = [V_1^h, \theta_1^h, V_2^h, \theta_2^h, \dots, V_N^h, \theta_N^h]^T$, gde je h broj iteracije. Te funkcije se aproksimiraju samo sa članovima, kojima se izražavaju njihove vrednosti i njihovi prvi parcijalni izvodi. Time se dobijaju linearne aproksimacije nelinearnih funkcija $P_k, Q_k(V_k, \theta_k), k = 1, 2, \dots, N$ u okolini tekuće aproksimacije rešenja nelinearnih jednačina (5.3), $(V, \theta)^h = [V_1^h, \theta_1^h, V_2^h, \theta_2^h, \dots, V_N^h, \theta_N^h]^T$ [136]. U h -toj aproksimaciji Newton-ov metod, zasniva se na utvrđivanju sledećeg sistema linearnih jednačina, koji predstavlja aproksimaciju rešavanog sistema nelinearnih jednačina:

$$\begin{aligned} P_k(V_k, \theta_k) &= P_k(V^h, \theta^h) + \sum_{i=1}^N \frac{\partial P_k(V^h, \theta^h)}{\partial V_i, \theta_i} \cdot (V_i^{h+1}, \theta_i^{h+1} - V_i^h, \theta_i^h) \\ Q_k(V_k, \theta_k) &= Q_k(V^h, \theta^h) + \sum_{i=1}^N \frac{\partial Q_k(V^h, \theta^h)}{\partial V_i, \theta_i} \cdot (V_i^{h+1}, \theta_i^{h+1} - V_i^h, \theta_i^h) \\ V^h &= [V_1^h, V_2^h, \dots, V_N^h]^T \\ \theta^h &= [\theta_1^h, \theta_2^h, \dots, \theta_N^h]^T \\ k &= 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Veličine $V_i^h, \theta_i^h, i = 1, 2, \dots, N$ su poznate, a nepoznate su $V_i^{h+1}, \theta_i^{h+1}, i = 1, \dots, N$. Sistem jednačina (5.4) može se izraziti i na sledeći način:

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= \sum_{i=1}^N \frac{\partial P_k(V^h, \theta^h)}{\partial V_i, \theta_i} \cdot \Delta V_i^h, \theta_i^h \\ \Delta Q_k &= \sum_{i=1}^N \frac{\partial Q_k(V^h, \theta^h)}{\partial V_i, \theta_i} \cdot \Delta V_i^h, \theta_i^h \\ k &= 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad (5.5)$$

gde je:

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= P_k - P_k(V^h, \theta^h), k = 1, 2, \dots, N \\ \Delta Q_k &= Q_k - Q_k(V^h, \theta^h) \\ \Delta V_i^h, \theta_i^h &= V_i^{h+1}, \theta_i^{h+1} - V_i^h, \theta_i^h, i = 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (5.6)$$

Ako se uvedu oznake:

$$a_{ki}^h = \frac{\partial P_k, Q_k(V_1^h, \theta_1^h, V_2^h, \theta_2^h, \dots, V_N^h, \theta_N^h)}{\partial V_i, \theta_i} \bigg|_{\substack{V_j, \theta_j = V_j^h, \theta_j^h \\ j=1,2,\dots,N}} \quad (5.7)$$

$$k = 1, 2, \dots, N, i = 1, 2, \dots, N.$$

Tada se sistemu linearnih jednačina (5.4) može dati sledeća matrična forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^h, Q_1^h \\ \Delta P_2^h, Q_2^h \\ \vdots \\ \Delta P_N^h, Q_N^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11}^h & a_{12}^h & \dots & a_{1N}^h \\ a_{21}^h & a_{22}^h & \dots & a_{2N}^h \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N1}^h & a_{N2}^h & \dots & a_{NN}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1^h, \theta_1^h \\ \Delta V_2^h, \theta_2^h \\ \vdots \\ \Delta V_N^h, \theta_N^h \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

odnosno sažetije:

$$\Delta P^h, Q^h = J(V^h, \theta^h) \Delta(V^h, \theta^h), \quad (5.9)$$

pri čemu su korišćene sledeće oznake za vektor kolone:

$$\begin{aligned} \Delta P^h &= [\Delta P_1^h, \Delta P_2^h \dots \Delta P_N^h]^T \\ \Delta Q^h &= [\Delta Q_1^h, \Delta Q_2^h \dots \Delta Q_N^h]^T \\ \Delta(V^h, \theta^h) &= [\Delta V_1^h, \theta_1^h, \Delta V_2^h, \theta_2^h \dots \Delta V_N^h, \theta_N^h]^T. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Matrica parcijalnih izvoda funkcija $P_k(V, \theta), k = 1, 2, \dots, N$ i $Q_k(V, \theta), k = 1, 2, \dots, N$, ($V = [V_1, V_2, \dots, V_N]^T, \theta = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_N]^T$) po nepoznatim veličinama $V_i, \theta_i, i = 1, 2, \dots, N$ izračunata za h -tu aproksimaciju rešenja (5.4) glasi:

$$J(V^h, \theta^h) = \begin{bmatrix} a_{11}^h & a_{12}^h & \dots & a_{1N}^h \\ a_{21}^h & a_{22}^h & \dots & a_{2N}^h \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N1}^h & a_{N2}^h & \dots & a_{NN}^h \end{bmatrix}. \quad (5.11)$$

Ona predstavlja Jakobijan funkciju sistema nelinearnih jednačina (5.3), izračunatih za h -tu tekuću aproksimaciju njegovih rešenja V^h, θ^h .

Sistem linearnih jednačina (5.5), odnosno (5.8) ili (5.9) treba rešiti po vektoru nepoznatih korekcija tekuće aproksimacije rešenja $\Delta(V^h, \theta^h)$. Ovo rešenje jednoznačno egzistira, ako je Jakobijan sračunat za tekuću aproksimaciju rešenja nesingularna matrica. Bolja aproksimacija rešenja izračunava se iz tekuće:

$$V^{h+1}, \theta^{h+1} = V^h, \theta^h + \Delta(V^h, \theta^h). \quad (5.12)$$

Sistem linearnih jednačina (5.5), odnosno (5.8) ili (5.9), može se rešiti Gauss-ovom eliminacijom. Gore je opisana jedna iteracija Newton-ovog (iterativnog metoda), postupak se ponavlja do zadovoljenja kriterijuma konvergencije.

$$|\Delta V_k^h, \theta_k^h| \leq \varepsilon_x \wedge |\Delta P_k^h, Q_k^h| \leq \varepsilon_g, k = 1, 2, \dots, N, h = 1, 2, 3, \dots \quad (5.13)$$

gde su ε_x i ε_g označeni željeni kriterijumi konvergencije. Često se za zaustavljanje iterativnog metoda proverava samo jedan od gornja (5.13) dva kriterijuma.

Jednačina (5.8) može se izraziti i u matričnoj formi:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^h \\ \Delta Q_2^h \\ \vdots \\ \Delta P_N^h \\ \Delta Q_N^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22}^h & N_{22}^h & H_{23}^h & N_{23}^h & \cdots & H_{2N}^h & N_{2N}^h \\ J_{22}^h & L_{22}^h & J_{23}^h & L_{23}^h & \cdots & J_{2N}^h & L_{2N}^h \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ H_{N2}^h & N_{N2}^h & H_{N3}^h & N_{N3}^h & \cdots & H_{NN}^h & N_{NN}^h \\ J_{N2}^h & L_{N2}^h & J_{N3}^h & L_{N3}^h & \cdots & J_{NN}^h & L_{NN}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2^h \\ \Delta V_2^h \\ \vdots \\ \Delta \theta_N^h \\ \Delta V_N^h \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

gde je

$$\begin{aligned} J(V^h, \theta^h) &= \begin{bmatrix} a_{22}^h & a_{23}^h & \cdots & a_{2N}^h \\ a_{32}^h & a_{33}^h & \cdots & a_{3N}^h \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N2}^h & a_{N3}^h & \cdots & a_{NN}^h \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} H_{22}^h & N_{22}^h & H_{23}^h & N_{23}^h & \cdots & H_{2N}^h & N_{2N}^h \\ J_{22}^h & L_{22}^h & J_{23}^h & L_{23}^h & \cdots & J_{2N}^h & L_{2N}^h \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ H_{N2}^h & N_{N2}^h & H_{N3}^h & N_{N3}^h & \cdots & H_{NN}^h & N_{NN}^h \\ J_{N2}^h & L_{N2}^h & J_{N3}^h & L_{N3}^h & \cdots & J_{NN}^h & L_{NN}^h \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.15)$$

jer jednačina za nulti, balansni čvor, koji je označen sa $N=1$, otpada. U gornjem izrazu (5.15) je:

$$\begin{aligned} H_{km} &= \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} \\ N_{km} &= \frac{\partial P_k}{\partial V_m} \\ J_{km} &= \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} \\ L_{km} &= \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} \end{aligned} \quad k, m = 2, 3, \dots, N \quad (5.16)$$

Izraz (5.16) je identičan sa formulom (5.7).

Izraz (5.14) može se izraziti i u sledećem obliku:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^h \\ \Delta Q^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^h & N^h \\ J^h & L^h \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta^h \\ (\Delta V/V)^h \end{bmatrix}, \quad (5.17)$$

gde su H^h , N^h , J^h i L^h označene submatrice matrice Jakobijana, čiji su elementi izračunati u tekućoj aproksimaciji rešenja. Izrazi (5.16) kada je m jednako k glase:

$$\begin{aligned} H_{kk} &= -V_k^2 \cdot B_{kk} - Q_k \\ L_{kk} &= Q_k - V_k^2 \cdot B_{kk} \\ N_{kk} &= P_k + V_k^2 \cdot G_{kk} \\ J_{kk} &= P_k - V_k^2 \cdot G_{kk} \end{aligned}, \quad (5.18)$$

a za m različito od k :

$$\begin{aligned} H_{km} &= L_{km} = V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \sin \theta_{km} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}) \\ N_{km} &= -J_{km} = V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \sin \theta_{km}) \end{aligned}. \quad (5.19)$$

U gornjim izrazima je $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ admitansa grane između čvorova k i m .

Iterativni Newton-ov metod za rešenje sistema nelinearnih jednačina (5.3), vrši se u sledećim koracima:

1. Izračunati funkcije P_k^h, Q_k^h za tekuću aproksimaciju rešenja θ_k^h, V_k^h kao i razlike $\Delta\theta_k^h, V_k^h$, $k=1,2,...,N$ (5.6);
2. Izračunati Jakobijan $J(V^h, \theta^h)$ (5.11) za tekuću aproksimaciju rešenja (V^h, θ^h) ;
3. Rešavanje sistema linearnih jednačina (5.8) da bi se izračunala korekcija tekuće aproksimacije rešenja $\Delta(V^h, \theta^h)$;
4. Računanje bolje aproksimacije rešenja V^{h+1}, θ^{h+1} (5.12) od prethodne V^h, θ^h ;
5. Proveriti konvergenciju i ukoliko je ona zadovoljena, zaustaviti algoritam. U protivnom preći na novu iteraciju $h+1$.

Dimenzije distributivnih mreža su velike (broj čvorova), tako da bi direktna primena Newton-ovog metoda bila vrlo neefikasna, ako ne i nemoguća. Zbog velike razređenosti (velikog broja nultih elementa) u jednačinama (5.3), direktna rešenja se mogu efikasno dobiti optimalnom eliminacijom redova i specijalnim programskim tehnikama [129]. Rešavanje efikasnog algoritma tokova snaga za distributivne mreže sa referentnim čvorom jeste samo jedna od mnogobrojnih funkcija MATPOWER programskog paketa.

6. NOVI ALGORITAM

U disertaciji su primenjena dva algoritma. Na test mreži od 69 čvorova, prvo je primenjen simultani algoritam simuliranog kaljenja na problem rekonfiguracije i otočne kompenzacije, a zatim Kruskalov algoritam prvo za rešavanje problema rekonfiguracije mreže, a zatim metoda simuliranog kaljenja na problem otočne kompenzacije. Na drugoj test mreži od 118 čvorova, primenjen je samo hibridni algoritam minimalno razgranatog stabla i simuliranog kaljenja, jer simultani algoritam ne terminira za prihvatljivo vreme, suviše dugo traje. Ovim je izvršena uporedna analiza dva pristupa.

U ovom **Poglavlju** prvo će biti analiziran izvorni algoritam simuliranog kaljenja, posle toga, Kruskalov algoritam a na kraju ograničenja o kojima se moralo voditi računa u analizi rezultata proračuna funkcije cilja, kao što je predstavljen i opis algoritma i njegov blok dijagram.

6.1. Izvorni algoritam simuliranog kaljenja (SA)

Simulirano kaljenje (eng. *Simulated Annealing*, SA) je heuristična metoda koja se prvi put pominje u polju optimizacije ranih 80-ih od strane Kirkpatrick-a i saradnika [139, 140], i nezavisno od njih od strane Černy-a [141]. To je robusni algoritam kombinatorijske optimizacije, koji može poslužiti u opšte svrhe, zasnovan na probablističkim metodama, koji se uspešno primenjuje u mnogim oblastima, a neke od njih su projektovanje elektronskih kola, neuralne mreže, procesiranje slike, šifriranje i postavljanje kondenzatorskih baterija u energetskim sistemima [91].

Kombinatorijska optimizacija

Problem kombinatorijske optimizacije je problem minimizacije ili maksimizacije, koji podrazumeva nalaženje optimalnog ili najboljeg rešenja iz skupa mogućih alternativa. On se može u potpunosti okarakterisati prostorom pretraživanja i funkcijom cene ili funkcijom cilja. Prostor pretraživanja je konačan ili brojivo beskonačan skup mogućih rešenja, a funkcija cilja svakom članu prostora pretraživanja pridružuje ocenu, koliko je član dobar u poređenju sa ostalim članovima. U slučaju minimizacije (problem maksimizacije je analogan i ovde se neće razmatrati), željeno optimalno rešenje je ono kod koga je funkcija cilja najmanja od svih funkcija cilja (za svaki drugi član iz prostora pretraživanja). Problem se može jednostavno izraziti sledećom konstatacijom: pronađi minimalnu funkciju cilja za sve članove prostora pretraživanja. Rešenje se naziva **globalni optimum**, a odgovarajuća funkcija cilja je optimalna funkcija cilja i predstavlja funkciju cilja za globalni optimum. Nekada je moguće da postoji više optimalnih rešenja i tada postoji skup globalnih optimuma.

Analogija sa fizičkim kaljenjem

Ime simulirano kaljenje dolazi od analogije između kombinatorijske optimizacije i fizičkog procesa kaljenja. Kod fizičkog kaljenja čvrsto telo se hladi vrlo polako, počevši od visoke temperature, u cilju postizanja stanja sa minimalnom unutrašnjom energijom. Ono se hladi polako, tako da se dostigne termička ravnoteža na svakoj temperaturi. Termička ravnoteža se može okarakterisati Boltzmann-ovom raspodelom.

Evolucija stanja čvrstog tela u vrućoj kadi ka termičkoj ravnoteži se efikasno može simulirati jednostavnim algoritmom zasnovanim na Monte Carlo tehnici, koja je predložena od strane Metropolis-a i saradnika [142] 1953. Metropolis algoritam uzima tekuće stanje x i onda generiše novo stanje y putem malog poremećaja (generator slučajnih brojeva). Prelazak iz stanja x u stanje y se onda prihvata sa verovatnoćom:

$$P_{\text{prihvatanja}}(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{ako je } (E_y - E_x) \leq 0 \\ e^{-(E_y - E_x)/(k_B \cdot T)} & \text{ako je } (E_y - E_x) > 0 \end{cases} \quad (6.1)$$

U izrazu (6.1) je

E_x – funkcija cilja (cene) za stanje x ,

E_y – funkcija cilja (cene) za stanje y ,

k_B – Boltzmann-ova konstanta i

T – temperatura.

Ako se prihvati, y postaje tekuće stanje i procedura se ponavlja. Kriterijum prihvatanja je poznat kao Metropolis kriterijum. U konkretnom problemu kombinatorijske optimizacije, neka rešenje x odgovara tekućem stanju čvrstog tela, onda funkcija cene $f(x)$ odgovara energiji tekućeg stanja (E), a kontrolni parametar T odgovara temperaturi čvrstog tela. Metoda simuliranog kaljenja, ogleda se u iterativnoj primeni Metropolis algoritma za opadajuće vrednosti veštačkog parametra temperature T .

Neke od analogija između termičkog procesa fizičkog kaljenja i veštačkog procesa simuliranog kaljenja kod problema kombinatorijske optimizacije, date su u **Tabeli 6.1**.

Tabela 6.1 - Simulirano kaljenje u poređenju sa fizičkim kaljenjem

Optimizacioni problem	Fizički sistem
rešenje x	tekuće stanje čvrstog tela
trošak ili funkcija cilja $f(x)$	energija tekućeg stanja
kontrolni parametar T	temperatura
optimalno rešenje x_{opt}	„zemaljsko“ stanje
simulirano kaljenje	postepeno hlađenje

Algoritam simuliranog kaljenja

Simulirano kaljenje spada u kategoriju optimizacionih algoritama, poznatih kao probabilističke metode, s obzirom da postoji izvesna slučajnost u određivanju putanje kojom, se ide u traganju do rešenja. Niz rešenja se generiše slučajnim generisanjem novog, putem poremećaja tekućeg rešenja i zatim prihvatanja ili odbacivanja novog, sa određenom verovatnoćom koja zavisi od temperature i promene u funkciji cilja.

U dizajniranju struktura susednih tekućoj strukturi (susednih rešenja) dva kontradiktorna kriterijuma se moraju uzeti u obzir: istraživanje dopustivog prostora (diverzifikacija) i eksploatacija najboljeg pronađenog rešenja (intenzifikacija). U procesu intenzifikacije se obećavajući regioni dopustivog prostora, određeni na osnovu dobijenih „dobrih rešenja“, detaljno istražuju u nadi da će se pronaći bolje rešenje. U procesu diverzifikacije neistraženi regioni dopustivog prostora moraju biti razmatrani da bi se obezbedilo da svi regioni dopustivog prostora budu ravnomerno istraženi i da detaljne pretrage ne budu ograničene na redukovani broj regiona.

Upotrebljen je mehanizam poremećaja koji koristi generator slučajnih brojeva. On stalno generiše onoliko različitih brojeva koliko ima otvorenih grana (iz opsega koji odgovara ukupnom broju grana koji uključuje sve grane mreže, kako otvorene tako i zatvorene). Ako je mreža konektovana, ovo je dovoljan uslov za ispunjenje i uslova radijalnosti [122]. Na ovaj način, ispunjen je princip diverzifikacije, ravnomerno se pretražuju sve regije prostora konfiguracija (populacije). Princip intenzifikacije zadovoljen je Metropolis kriterijumom koji sa snižavanjem temperature prednost daje konfiguracijama sa manjom funkcijom cilja.

Verovatnoća prihvatanja

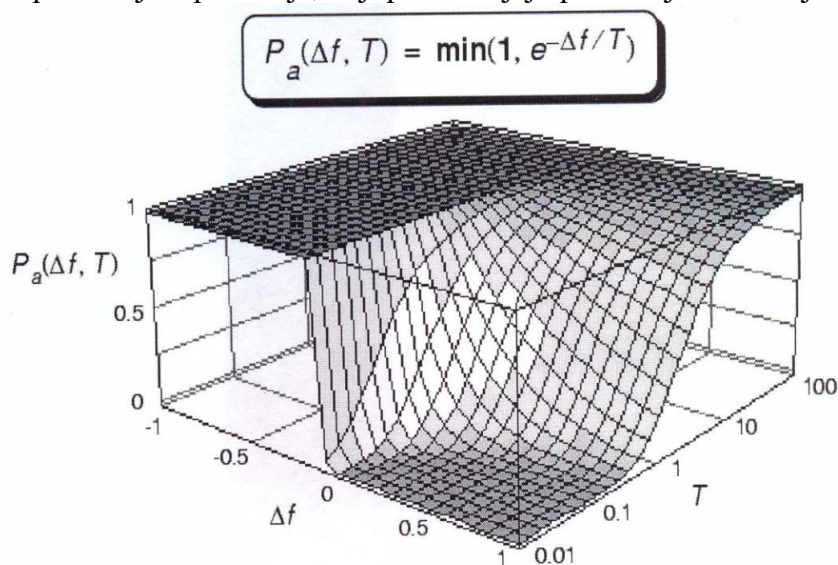
Verovatnoća prihvatanja predloženog pomeraja, poznata kao verovatnoća prihvatanja data je sledećim izrazom:

$$P_{\text{prihvatanja}}(\Delta f, T) = \begin{cases} 1 & \text{ako je } \Delta f \leq 0 \\ e^{-\Delta f / T} & \text{ako je } \Delta f > 0 \end{cases} \quad (6.2)$$

ili alternativno

$$P_{\text{prihvatanja}}(\Delta f, T) = \min(1, e^{-\Delta f / T}), \quad (6.3)$$

što je ekvivalent jednačine (6.1). Ovde Δf jeste promena u funkciji cene, koja odgovara predloženoj promeni stanja, a T je veštački kontrolni parametar, koji predstavlja temperaturu. Činjenica da je verovatnoća prihvatanja tačno 1, kada je Δf negativno, indicira da su pomeraji koji snižavaju cenu uvek prihvaćeni. Ipak u poređenju sa „pohlepnim“ algoritmima, koji dozvoljavaju samo smanjenje cene, simulirano kaljenje može da prihvati njeno povećanje omogućavajući algoritmu da izbegne lokalne minimume. Kao što je pokazano na **Slici 6.1**, verovatnoća prihvatanja povećanja cene je gotovo 1, kada je parametar temperature T mnogo veći od povećanja u ceni. Generalno, algoritam startuje na vrlo visokoj temperaturi, kada se prihvataju svi izvršeni poremećaji. Kako se temperatura smanjuje, simulirano kaljenje se ponaša sve više kao „pohlepni“ algoritam, retko prihvatajući pomeraje, koji predstavljaju povećanje u funkciji cilja.



Slika 6.1 - Verovatnoća prihvatanja u zavisnosti od temperature i promene u funkciji cilja

Intuitivno, ovo znači da se počinje sa pretraživanjem globalno, bez ograničenja lokalnim terenom funkcije cilja, ali kako se temperatura spušta, ona gravitira ka rešenjima sa nižom cenom, dok se na kraju na vrlo niskim temperaturama vrši jednostavno lokalno „pohlepno“ pretraživanje (eng. *greedy search*).

Karakteristike asimptotske konvergencije, Markov-ljev lanac

Kada se zna konkretan mehanizam poremećaja, treba definisati matricu verovatnoće generisanja $G(T)$ koja za element (i, j) ima verovatnoću generisanja stanja j od stanja i . Određivanjem elemenata matrice verovatnoće prihvatanja $A(T)$, u skladu sa jednačinom (6.2) ili (6.3), dobija se matrica, čiji je (i, j) -ti element verovatnoća prihvatanja predloženog pomeraja iz stanja i u stanje

j . Ukupna verovatnoća pomeraja iz stanja i u stanje j , može se predstaviti matricom verovatnoće pomeraja (tranzitnom matricom) $P(T)$, čiji je (i, j) -ti elemenat predstavljen sa:

$$P_{ij}(T) = \begin{cases} G_{ij}(T)A_{ij}(T) & \text{ako } (i \neq j) \\ 1 - \sum_{k \in S, k \neq i} P_{ik}(T) & \text{ako } (i = j) \end{cases} \quad (6.4)$$

Kada se poznaje struktura okoline, metoda simuliranog kaljenja se može posmatrati kao algoritam, koji stalno pokušava da transformiše tekuću konfiguraciju u jednu od susednih. Mehanizam se matematički najbolje opisuje pomoću Markov-ljevih lanaca: niza pokušaja, kada je ishod svakog pokušaja zavistan isključivo od ishoda prethodnog. U slučaju simuliranog kaljenja, pokušaji odgovaraju pomeranjima i jasno je da ishod pomeranja zavisi isključivo od ishoda prethodnog (to jest od tekuće konfiguracije).

Markov-ljev lanac je opisan pomoću skupa uslovnih verovatnoća $P_{ij}(k-1, k)$ za svaki par rezultata (i, j) ; $P_{ij}(k-1, k)$ je verovatnoća da je rezultat k -og probanja j , a rezultat $k-1$ pokušaja i . Neka $a_i(k)$ označava verovatnoću rezultata i pri k -om pokušaju. Neka $X(k)$ označava rezultat k -og pokušaja. Onda je:

$$P_{ij}(k-1, k) = P_r \{X(k) = j \mid X(k-1) = i\} \quad (6.5)$$

$$i \quad a_i(k) = P_r \{X(k) = i\} \quad (6.6)$$

Ukoliko su uslovne verovatnoće nezavisne od k (redni broj probanja), odgovarajući Markov-ljev lanac se zove homogeni. U protivnom je nehomogeni. U slučaju simuliranog kaljenja, uslovna verovatnoća $P_{ij}(k-1, k)$ označava verovatnoću da je k -ti prelaz tranzit, iz konfiguracije i u konfiguraciju j . Tako, $X(k)$ je konfiguracija dobijena posle k prelazaka. S obzirom na ovo, $P_{ij}(k-1, k)$ predstavlja verovatnoću prelaska. Verovatnoće prelaska zavise od vrednosti kontrolnog parametra T , koji je analogon temperaturi u fizičkom procesu simuliranog kaljenja. Ako se T drži konstantnom, odgovarajući Markov-ljev lanac je homogeni, i njegova tranzitna matrica je definisana izrazom (6.4), to jest svaka verovatnoća prelaza se definiše kao proizvod sledeće dve uslovne verovatnoće, verovatnoće generisanja $G_{ij}(T)$ generisanja konfiguracije j od (iz) konfiguracije i , i verovatnoće prihvatanja $A_{ij}(T)$ konfiguracije j kada je ona generisana iz konfiguracije i . Odgovarajuće matrice $G(T)$ i $A(T)$ su matrice generisanja i prihvatanja, respektivno.

Pri određenim uslovima u pogledu generisanja i prihvatanja matrica verovatnoća, kako je opisano u [143], simulirano kaljenje pri fiksnoj temperaturi generiše homogeni Markov-ljev lanac sa matricom pomeraja $P(T)$. Pri beskonačnom broju pomeraja pri fiksnoj temperaturi T , ovakav Markov-ljev lanac ima stacionarnu distribuciju $q(T)$ čija i -ta komponenta, verovatnoća da se bude u stanju i posle beskonačnog broja pomeraja je data izrazom:

$$q_i(T) = \frac{e^{-f(i)/T}}{\sum_{k \in S} e^{-f(k)/T}} \quad (6.7)$$

Može se pokazati da stacionarna distribucija za rezultat ima sledeći oblik:

$$q_i^* = \lim_{T \rightarrow 0} q_i(T) = \begin{cases} \frac{1}{|S_{opt}|} & \text{ako je } (i \in S_{opt}) \\ 0 & \text{ako } (i \notin S_{opt}) \end{cases} \quad (6.8)$$

Drugim rečima, ako postoji pogodan mehanizam poremećaja pri beskonačnom broju pomeraja, simulirano kaljenje će naći globalno optimalno rešenje optimizacionog problema sa verovatnoćom 1.

Mogu se razlikovati sledeće dve formulacije algoritma:

1. Homogeni algoritam: algoritam opisan sekvencom homogenih Markov-ljevih lanaca. Svaki Markov-ljev lanac se generiše pri fiksnoj vrednosti za T , i T se smanjuje između uzastopnih Markov-ljevih lanaca.
2. Nehomogeni algoritam: algoritam opisan jednim nehomogenim Markov-ljevim lancem. Vrednost za T se smanjuje između uzastopnih prelaza.

Rezultati izneti u ovoj doktorskoj disertaciji dobijeni su nehomogenim algoritmom, koji je vremenski manje zahtevan od homogenog algoritma.

Aproksimacija u konačnom vremenu

Jasno je da nije moguće u praksi ostvariti algoritam sa beskonačnim brojem iteracija tako da se koristi aproksimacija u konačnom vremenu. Kod algoritma u konačnom vremenu, detalji aproksimacije su specificirani pomoću mehanizma hlađenja. Mehanizam hlađenja je vrlo važan s obzirom na konvergenciju i brzinu konvergencije algoritma simuliranog kaljenja. On specificira početnu vrednost parametra temperature, kako i kada se temperatura menja tokom celog procesa kaljenja i kada se prekida algoritam. Mnogi različiti mehanizmi hlađenja su našli primenu [143] od kojih su neki jednostavni, a neki složeni. Elementi mehanizma hlađenja, dati su u **Tabeli 6.2**.

Tabela 6.2 - Elementi mehanizma hlađenja

Komponente mehanizma hlađenja	
1	početna temperatura
2	postupak promene temperature
3	dužina Markov-ljevog lanca
4	kriterijum zaustavljanja

Jedan od osnovnih mehanizama hlađenja se sastoji u izboru vrlo velike vrednosti za početnu temperaturu (tako da je početna stopa prihvatanja gotovo 1) i nastavljajući algoritma na sledeći način:

1. Primeniti Metropolis algoritam generišući Markov-ljev lanac.
2. Ako je kriterijum epohovanja [91] terminiranja Markov-ljevog lanca kroz „zgusnutost“ dva poslednja rešenja postignut, terminirati Markov-ljev lanac i preći na korak 3. U protivnom vratiti se na korak 1.
3. Promeniti temperaturu T , množeći je sa konstantom α , koja se nalazi u opsegu od 0 do 1. Vratiti se na korak 1. Ako je dostignuta maksimalna dužina Markov-ljevog lanca ili je stopa prihvatanja dovoljno mala, terminirati algoritam bez promene temperature. Pod stopom prihvatanja, podrazumeva se odnos prihvaćenih rešenja prema ukupnom broju generisanih rešenja.

Aproksimacija u konačnom vremenu algoritma simuliranog kaljenja ne može da garantuje konvergenciju do optimalnog rešenja. Ipak, u većini slučajeva, ona može da nađe rešenje blisko optimumu za prihvatljivo računarsko vreme.

Prostor pretraživanja

Kod problema rekonfiguracije, prostor mogućih rešenja, koji se pretražuje metodom simuliranog kaljenja je prostor svih mogućih konfiguracija mreže. Rešenje ima formu $u = [u_1, u_2, \dots, u_{ns}]^T$, gde je ns broj prekidača (komutacionih uređaja) u sistemu, dok u_i predstavlja stanje prekidača i (otvoren/zatvoren). Prostor pretraživanja, prostor svih mogućih konfiguracija u , je $S = \{0, 1\}^{ns} = 2^{ns}$.

Funkcija cilja

Jedan od ciljeva kod prezentovanog problema rekonfiguracije mreže je da se minimizira ukupan gubitak aktivne snage u distributivnom sistemu u cilju smanjenja cene isporučene energije koju zahtevaju potrošači. U našem slučaju, to su gubici na rezistansama vodova (u modelu mreže uzete su u obzir samo redne rezistanse, a otočne su zanemarene, uzeto je da su otočne admitanse 0). Snaga gubitaka se izračunava kao razlika ukupne injektirane snage i ukupne potrošnje.

Mehanizam hlađenja

Postoje mnoge varijante algoritma simuliranog kaljenja, kada je reč o mehanizmu hlađenja. Ovo je često problem uzaludnih pokušaja.

Opšte usvojeno pravilo je, da se temperatura smanjuje shodno obrascu:

$$T = \alpha \cdot T, \quad (6.9)$$

gde je α broj iz opsega [0.9, 1).

U ovoj doktorskoj disertaciji je primenjen prost mehanizam hlađenja, gde je za α usvojena vrednost 0,95, tako da je temperatura svakog sledećeg Markov-ljevog lanca za 5% manja od temperature prethodnog (kod homogenog algoritma) ili se po tom pravilu snižava između dve uzastopne primene Metropolis kriterijuma kod nehomogenog algoritma.

Početna temperatura

Za početnu temperaturu, izabrano je 5000 stepeni za sve analizirane slučajeve.

Ona je dovoljno velika da se na početku algoritma prihvataju gotovo sve konfiguracije i određena je iskustveno, heuristički, probanjem različitih vrednosti.

Ažuriranje temperature

Temperatura svakog sledećeg perturbovanja je za 5% manja od temperature prethodnog kod primene Metropolis kriterijuma.

Dužina Markov-ljevog lanca

Kod nehomogenog algoritma postoji, samo jedan Markov-ljev lanac.

U disertaciji je primenjen nehomogeni algoritam sa dužinom Markov-ljevog lanca od 3000 iteracija.

Kriterijum zaustavljanja

Algoritam se zaustavlja, kada je temperatura dovoljno niska da se stanje može smatrati „zamrznutim“. Stanje se može smatrati „zamrznutim“, kada je dužina Markov-ljevog lanca prešla 3000 ili kada je odnos između prihvaćenih i svih generisanih konfiguracija manji od 0,001.

6.2. Algoritam minimalno razgranatog stabla, Kruskalov algoritam (MST)

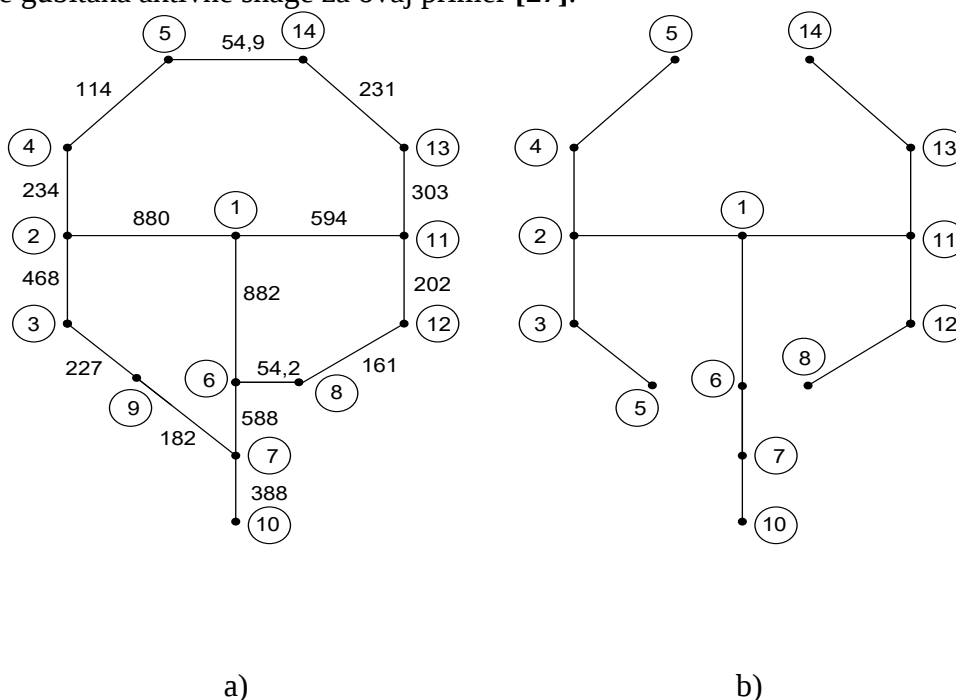
Dosad razvijene metode rekonfiguracije mreže, ako se dobije neizvodljivo rešenje njega odbacuju sve dok se ne generiše izvodljivo, kao u metodi simuliranog kaljenja [144], na šta otpada najviše računarskog vremena. Zato se u radu [130] predlaže novi pristup kodiranju grana, nazvan konceptom adaptivnih petlji, koji je mnogo kraći od simuliranog kaljenja, ali još uvek vremenski zahtevan, tako da je potrebno naći novi algoritam vremenski optimalan koji nalazi vrlo brzo prihvatljivo rešenje. Zato je u disertaciji usvojen algoritam Kruskala za dobijanje minimalno razgranatog stabla [27].

Kruskalov algoritam je heuristična metoda i predstavlja mrežu kao neorjentisani graf sa težinskim koeficijentima grana, koji su efektivne vrednosti struja grana za kompletno upetljanu mrežu (sve spojne grane zatvorene). Krajnji rezultat metode je povezana i radijalna mreža sa niskim nivoom gubitaka aktivne snage, što je dobra aproksimacija najmanjih gubitaka (globalnog optimuma). Za mreže primere (u **Poglavlju 7.**), vreme proračuna je reda 10 ms. U [27] se navodi da je brzina izvršenja ovog algoritma, za mrežu od 10476 čvorova reda 1,4 sekunde, što je izuzetno brzo. Može se napomenuti, da postoji samo jedan proračun tokova snaga, što je razlog za skalabilnost algoritma.

Algoritam se može ukratko opisati:

- Za potpuno upetljanu mrežu, odrede se efektivne struje grana, koje postaju težinski koeficijenti za svaku granu grafa mreže,
- Kreće se od balansnog čvora, koji se označava brojem 1,
- Zatvara se grana sa najvećim težinskim koeficijentom, a da pri tome ne nastane petlja,
- Novodobijeni čvor se ubeležava u skup čvorova,
- Ako su pređeni svi čvorovi mreže, algoritam se zaustavlja,
- Ako nisu, nastavlja se istom logikom, dok se ne pređu svi čvorovi mreže.

Za prikaz metode minimalno razgranatog stabla, iskoristiće se mreža prikazana na **Slici 6.2** [27]. Težinski koeficijenti su efektivne vrednosti struja grana za potpuno upetljanu mrežu, kod koje su sve spojne grane zatvorene. Potrebno je poredati ih u opadajućem nizu. Tako su dobijene sledeće vrednosti: grana 5(1-6) 882 A, grana 1(1-2) 880 A, grana 10(1-11) 594 A, grana 6(6-7) 588 A, grana 2(2-3) 468 A, grana 9(7-10) 388 A, grana 12(11-13) 303 A, grana 3(2-4) 234 A, grana 13(13-14) 231 A, grana 14(3-9) 227 A, grana 11(11-12) 202 A, grana 8(7-9) 182 A, grana 15(8-12) 161 A, grana 4(4-5) 114,14 A, grana 16(5-14) 54,9 A i grana 7(6-8) 54,2 A. Brojevi u zagradi predstavljaju čvorove grafa. U narednom koraku, kreće se od mreže čije su sve grane otvorene, pa se onda zatvaraju grane navedenim redosledom i nadograđuju čvorovi mreže s tim što grane 8, 16 i 7 bivaju preskočene, jer bi se njihovim zatvaranjem formirale petlje. Upravo ove grane definišu konačno rešenje (one su jedino otvorene, a sve ostale zatvorene) što predstavlja globalni optimum sa aspekta minimizacije gubitaka aktivne snage za ovaj primer [27].



Slika 6.2 - a) Upetljana mreža i b) Globalni optimum

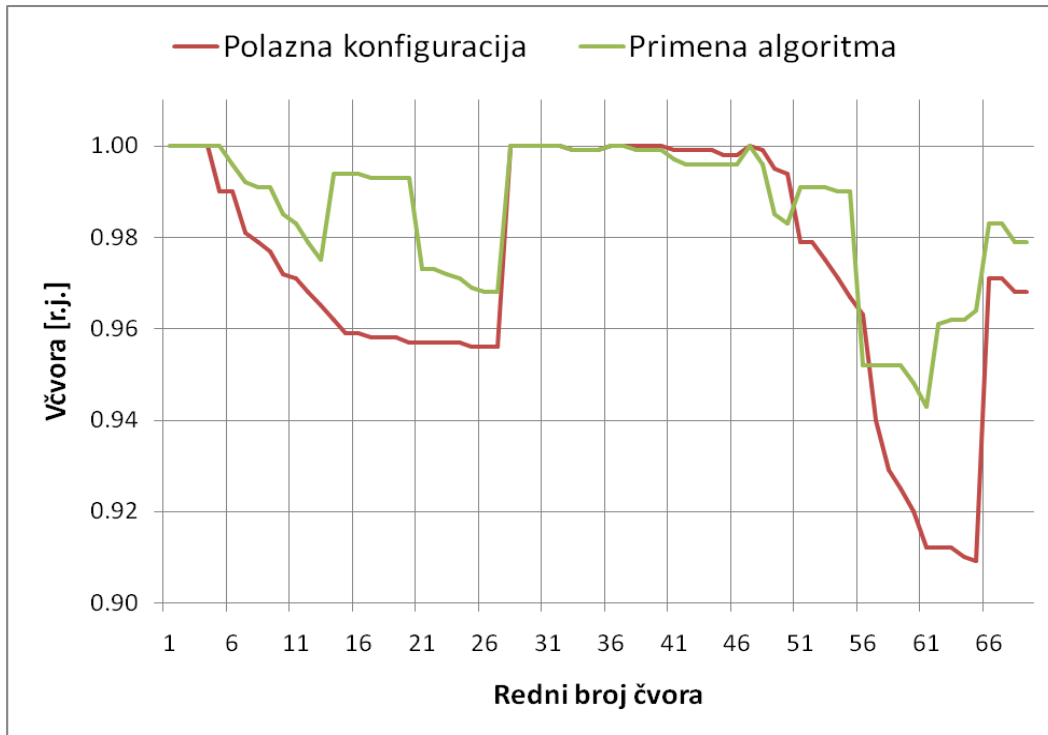
U eksploataciji distributivnih mreža, nije dovoljno samo minimizirati gubitke, potrebno je da naponi budu unutar dozvoljenih granica i da budu zadovoljene vrednosti za maksimalnim

efektivnim strujama grana. U narednoj analizi, pokazaće se da su oba ova uslova zadovoljena pri minimizaciji gubitaka aktivne snage [27]. Može se pokazati da se ukupni gubici u distributivnoj mreži mogu izraziti kao:

$$P_{loss} = \sum_{(i,j) \in S_L} G_{ij} \left[(V_i^{re} - V_j^{re})^2 + (V_i^{im} - V_j^{im})^2 \right], \quad (6.10)$$

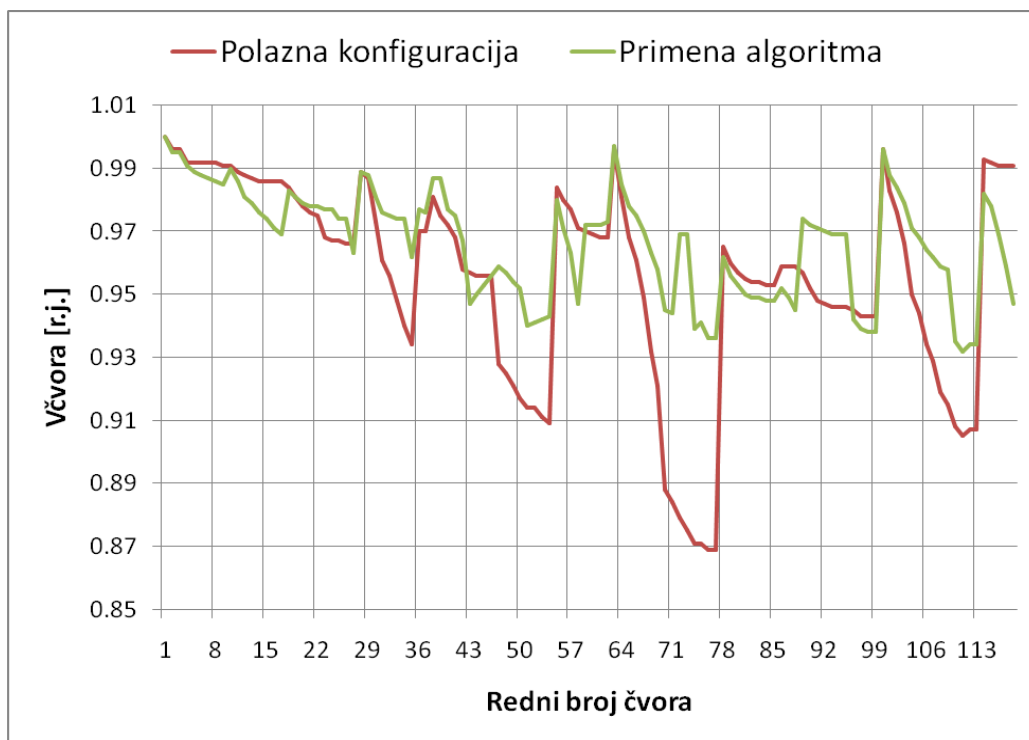
gde je G_{ij} konduktansa grane između čvorova i i j ; S_L je skup svih grana; V^e i V^{im} su realni i imaginarni delovi izraza za napone čvorova.

Za napon u balansnom čvoru se uvek pretpostavlja da je poznat. Uobičajeno je da se za njega uzimaju sledeće vrednosti: $V_s^{re} = 1$ i $V_s^{im} = 0$. U realnim distributivnim mrežama razlike faznih stavova napona su male tako da se imaginarni deo fazora napona može izostaviti. Minimizacija (6.10) se odnosi na minimizaciju razlike realnih delova napona čvorova. S obzirom da je jedan od napona na primer V_s^{re} već fiksiran na vrednost 1 r.j. i drugi naponi teže da se približe ovoj vrednosti, da bi se minimizirao izraz (6.10). Ovim se potvrđuje da se minimizacijom gubitaka implicitno minimiziraju i maksimalne vrednosti padova napona, to jest optimizuje naponski profil mreže. Naponski profil mreže se popravља primenom algoritma minimalno razgranatog stabla, **Slike 6.3 i 6.4.**

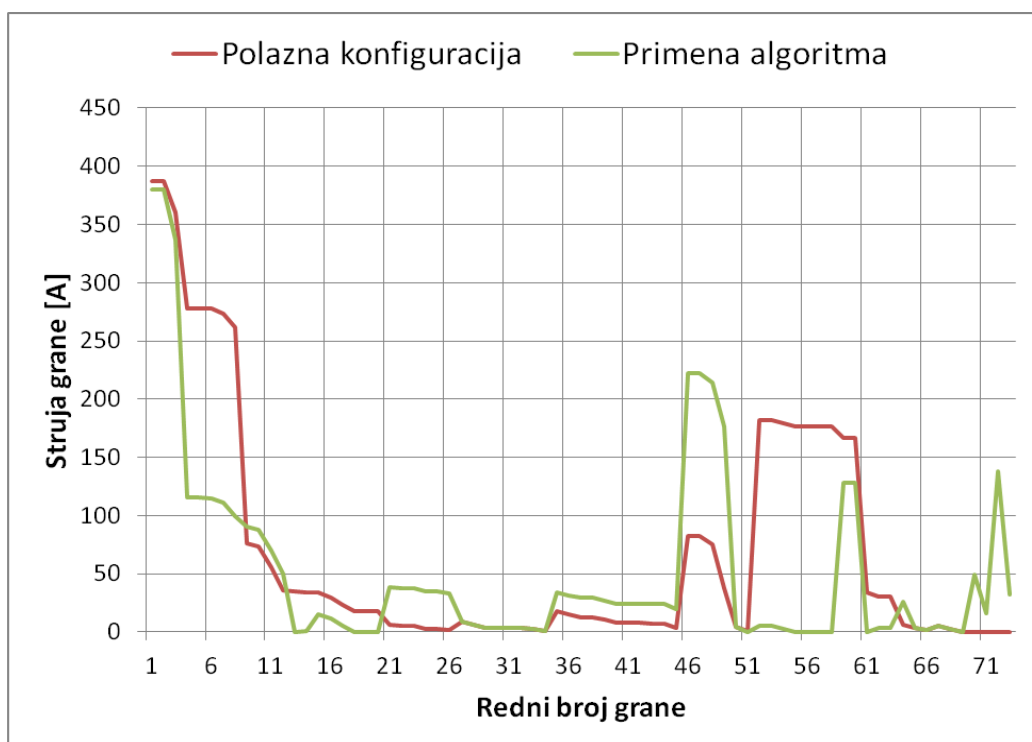


Slika 6.3 - Naponski profil IEEE 69 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla

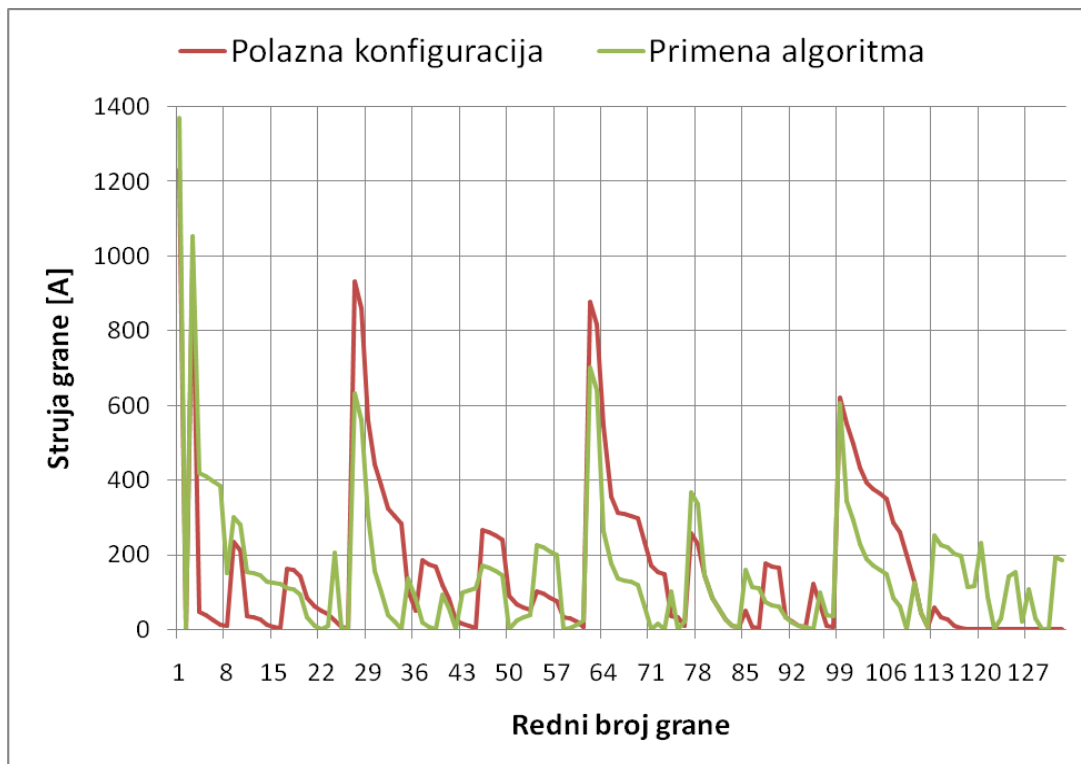
Mada nije eksplicitno izraženo, primenjena optimizaciona metoda obično rezultuje u umerenom balansiranju opterećenja među napojnim vodovima. Retki su slučajevi, da se ne može postići dobro balansiranje opterećenja zbog zahtevanog inkrementa u gubicima. Sa **Slikom 6.5 i 6.6** se vidi da su struje grana u velikoj meri smanjene postupkom optimizacije, sem u onim slučajevima, gde je njihov inkrement minimalan, ako je to dozvoljavala topologija mreže i potrošnja u čvorovima. Treba napomenuti da cilj nije simetriranje opterećenja, već smanjenje gubitaka, tako da za njihovo istovremeno smanjenje treba pribеći višekriterijumskoj optimizaciji.



Slika 6.4 - Naponski profil IEEE 118 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla



Slika 6.5 - Struje grana IEEE 69 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla



Slika 6.6 - Struje grana IEEE 118 test mreže pre (polazna konfiguracija) i posle primene algoritma minimalno razgranatog stabla

6.3. Ograničenja u proračunu

Kao što je rečeno u prethodnom poglavlju, tehnička ograničenja u mreži, moraju biti zadovoljena. Pored minimalno i maksimalno dozvoljenih napona u mreži i maksimalnih efektivnih vrednosti struja grana tu spadaju i ograničenja, koja se odnose na minimalnu i maksimalnu reaktivnu snagu ugrađenih kondenzatorskih baterija, bilans snaga u čvorovima mreže i maksimalni dozvoljen broj komutacija po prekidaču u toku 24 sata. Ovo su ograničenja tipa jednakosti i nejednakosti. Posle ograničenja sledi prikaz funkcija cilja. Na kraju će biti predstavljena i dva indeksa kvaliteta rada mreže a to su ukupni indeks naponske slike i ukupni indeks gubitaka aktivne snage. Mreža je utoliko kvalitetnija što su oni manji.

Naponska ograničenja

Usvojeno je za prvu test mrežu da naponi čvorova budu u granicama 0,95 – 1,05 r.j., kako je to regulativama predviđeno, što je dosta „tesan“ opseg. U drugom primeru komplikovanije mreže ovaj opseg, čak ni sa regulatorom napona pod opterećenjem u napojnom čvoru nije mogao biti ispunjen pa je usvojen „širi“ dozvoljeni naponski opseg 0,9 – 1,1 r.j. U gornjim vrednostima r.j. se odnosi na nazivni napon mreže, koji je za prvu mrežu 12,66 kV a za drugu 11 kV. Kod proračunom dobijene optimalne konfiguracije zadovoljene su gore navedene granične vrednosti napona čvorova mreže.

Zahtev je formulisan sledećom nejednakošću:

$$V^{\min} \leq V_k \leq V^{\max}, \forall k \in N \quad (6.11)$$

gde je:

- $V^{\min}$ – minimalni dozvoljeni napon mreže u r.j.,
- $V^{\max}$ – maksimalni dozvoljeni napon mreže u r.j.,
- k – oznaka čvora mreže (redni broj) i
- N – ukupan broj čvorova mreže.

U proračunu se uzima da je napon balansnog čvora mreže, kako je to uobičajeno, 1 r.j. Ovo važi u slučajevima, da ne postoji regulator napona pod opterećenjem u napojnom čvoru. Broj otcepa regulatora napona pod opterećenjem je standardizovan. Analizirane su vrednosti u koracima od 2,5% nazivnog napona (-5%, -2,5%, 0%, 2,5%, 5%, 7,5% i 10%). U normalnom radnom režimu, bira se otcep u nultom položaju (nazivni napon). Za prvi slučaj usvojene su granice 0,95 – 1,05 r.j. [50, 52, 55]. Za drugi test primer, usvojene su tolerancije 0,9 – 1,1 r.j. [14]. Svakako da je bolje da dozvoljeni opseg tolerancije napona mreže bude što uži [35]. Naponi treba da su u opsegu tolerancije, da ne bi došlo do proboja, da bi se obezbedilo kvalitetno snabdevanje i da ne bi došlo do raspada sistema [26].

Važno je napomenuti da je nejednakost (6.11) u primerima zadovoljena samo za određene scenarije.

Strujna ograničenja

Zahtev je formulisan sledećom nejednakošću:

$$I_k \leq I_k^{\max}, \forall k \in N_b \quad (6.12)$$

I_k - vrednost struje grane k (A),

$I_k^{\max}$ - maksimalna dozvoljena struja grane k ,

N_b - ukupan broj grana mreže.

Dozvoljene vrednosti struja grana mreža primera date su u **Poglavlju 7**. Važno je napomenuti da je nejednakost (6.12) u primerima zadovoljena samo za određene scenarije.

Maksimalna i minimalna snaga ugrađenih kondenzatorskih baterija

Zahtevi su formulisani sledećim jednakostima:

$$Q_{b\max} = Q_{\text{loss}} + Q_{\text{dem}}, \quad (6.13)$$

da mreža ne bi bila prekompenzovana mora da bude zadovoljena jednakost (6.13).

$$Q_{b\min} = Q_{\text{loss}} + Q_{\text{dem}} - P_{00} \cdot \frac{\sqrt{1 - 0.85^2}}{0.85}, \quad (6.14)$$

da bi imali faktor snage kod napojnog čvora veći od 0.85 treba da je ispunjena jednakost (6.14).

Ukupna snaga instalisanih kondenzatorskih baterija mora da zadovolji nejednakost (6.15)

$$Q_{b\min} \leq Q_b \leq Q_{b\max}. \quad (6.15)$$

Usvojene su sledeće oznake:

$Q_{b\max}$ - maksimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje (kvar),

Q_{loss} - gubici reaktivne snage za „suvu” mrežu, mrežu bez ugrađenih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje (kvar),

Q_{dem} - reaktivna potrošnja određenog nivoa (kvar),

$Q_{b\min}$ - minimalna ukupna snaga instalisanih kondenzatorskih baterija za određeni nivo potrošnje (kvar) i

P_{00} - aktivna snaga napojnog čvora za određeni nivo potrošnje (kW),

Q_b - ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija.

Gornje dve jednakosti daju samo grube granice i ograničavaju prostor konfiguracija (populaciju), a realnu situaciju je potrebno konkretno proveriti (u pogledu prekompenzovanosti i ulaznog faktora snage). U jednačinama (6.13) i (6.14), zanemarene su očne admitanse mreže, što je validno za test mreže. Za izvođenje jednakosti (6.13) i (6.14) pogledati referencu [91]. Važno je napomenuti da su izrazi (6.14 i 6.15) u primerima zadovoljeni samo za određene scenarije. Cena kondenzatorskih baterija, data je tabelarno (stepenastom funkcijom, **Tabela 6.3**) po koracima reaktivnih snaga baterije.

Tabela 6.3 - Cena kondenzatorske baterije (\$)

snaga baterije	$0 < Q_b \leq 300$ kvar	$300 < Q_b \leq 600$ kvar	$600 < Q_b \leq 900$ kvar	$900 < Q_b \leq 1200$ kvar	$Q_b > 1200$ kvar
cena	1900 \$	3200 \$	4500 \$	5400 \$	6000 \$
Cena održavanja i montaže uključena je u fiksni deo cene kondenzatorske baterije					

Gornje vrednosti uzete su iz referenci [90, 146].

Jednačine balansa snaga u čvorovima mreže

Zahtevi su formulisani sledećim jednakostima:

$$P_{ij} = tap^2 V_i^2 G_{ij} - tap^2 V_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (6.16)$$

$$Q_{ij} = -tap^2 V_i^2 B_{ij} - tap^2 V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (6.17)$$

$$P_{slack} + \sum_{d=1}^{NDG} P_{DG}(d) = \sum_{i=1}^{N-slack} P_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} P_{loss}(ij), \quad (6.18)$$

$$Q_{slack} + \sum_{k=1}^{NCB} Q_{CB}(k) = \sum_{i=1}^{N-slack} Q_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} Q_{loss}(ij). \quad (6.19)$$

U jednačinama (6.16 - 6.19) upotrebljene su sledeće oznake:

i, j - predajni i prijemni čvor grane ij ,

P_{ij} - aktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

Q_{ij} - reaktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

tap - položaj teretnog regulatora u r.j. (1 ili iz opsega regulacije),

V_i - napon čvora i kada nije primenjena regulacija,

G_{ij} - konduktansa grane ij ,

B_{ij} - susceptansa grane ij ,

δ_i - fazni stav napona u čvoru i ,

P_{slack} - aktivna snaga injektirana u balansni čvor,

Q_{slack} - reaktivna snaga injektirana u balansni čvor,

NDG - broj distribuiranih generatora,

P_{DG} - snaga distribuiranog generatora,

NCB - broj kondenzatorskih baterija,

- Q_{CB} - snaga kondenzatorske baterije,
 P_{dem} - aktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),
 Q_{dem} - reaktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),
 N_{br} - ukupan broj uključenih grana,
 $P_{loss}(ij)$ - gubitak aktivne snage grane ij ,
 $Q_{loss}(ij)$ - gubitak reaktivne snage grane ij .

Za izvođenje jednačina (6.16 - 6.17) usvojeni su postupci u [78].

Maksimalni dozvoljeni broj komutacija po prekidačkom elementu grane

Zahtev je formulisan sledećom nejednakošću:

$$\sum_{h=1}^{N_H} |x_s^h - x_s^{h-1}| \leq N_{SW}^{MAX} \quad (6.20)$$

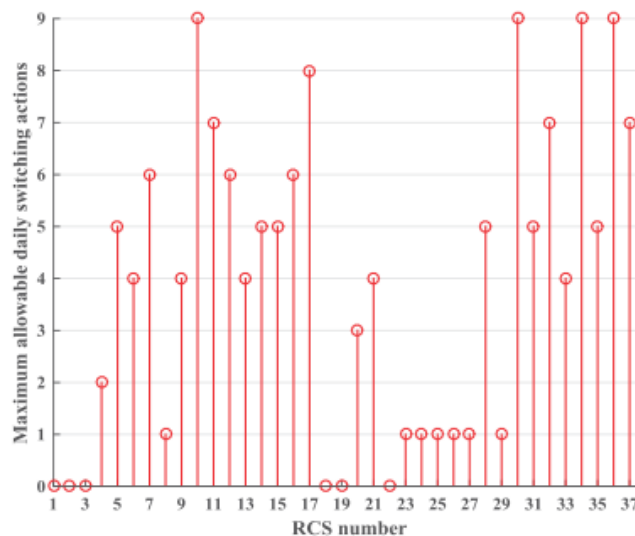
Korišćene su sledeće oznake:

N_H - broj radnih sati u okviru koga važi ograničenje broja komutacija,

x_s^h - stanje komutujućeg elementa s u satu h (otvoren=0, zatvoren=1),

N_{SW}^{MAX} - maksimalni broj komutacija, dozvoljen po jednom komutujućem element za period od N_H sati.

Nejednakošću (6.20) se zahteva da maksimalni broj komutacija ne bude premašen. Ova vrednost zavisi od fizičkih karakteristika prekidača odnosno od toga koliki je njegov „životni“ vek. Za N_H koje iznosi 24 sata i prekidač koji treba da bude u funkciji 15 godina predviđen je broj od 6 dozvoljenih komutacija, 4 za potrebe rekonfiguracije i 2 za eventualnu restauraciju [31]. Identičan broj komutacionih operacija po rasklopnom elementu (4 za rekonfiguraciju) tokom dana, predviđa se u referenci [30], pri čemu je izostala daljinska kontrola komutujućih elemenata. Cena komutacije je 1\$. Za eventualno komutovanje pod opterećenjem usvaja se 50\$ u [48]. N_{SW}^{MAX} vrednost je usvojena kao ista za sve komutujuće elemente u ovoj disertaciji. Maksimalni broj komutacija za jedan prekidački element je važan sa aspekta njegovog veka i retko se analizira u skorijoj literaturi. U radu [147], broj komutacija nije identičan za sve komutujuće elemente već zavisi od njihovog veka to jest njihovog mogućeg kvara, **Slika 6.7**.



Slika 6.7 – Maksimalan dozvoljeni broj komutacija za dan po daljinski kontrolisanom komutacionom elementu grane za mrežu IEEE 33 sa 33 čvora i 37 grana

Funkcije cilja u proračunu

Proračunava se mreža za 1008 sati rada (broj sati rada mora biti deljiv sa 24, tako je koncipiran program proračuna). Na početku proračuna, dodeljuju se distribuirani generatori (vetrogeneratori i solarni paneli) u određenim čvorovima mreže, kako je to opisano u **Poglavlju 8**. Primjenjene su dve metode proračuna, dva različita algoritma. Prvo je primenjen algoritam simuliranog kaljenja simultano na problem rekonfiguracije mreže i očne kompenzacije, a zatim vremenski manje zahtevan algoritam minimalno razgranatog stabla, Kruskalov algoritam na rekonfiguraciju pa naknadno simulirano kaljenje za problem kompenzacije. Funkcije cilja za oba algoritma su identične.

Funkcija cilja za svaki sat rada je:

$$FINALCOST_{i,j}[\$] = 0.15 \cdot E_{1,i,j} + 120 \cdot P_{loss,i,j} + C_{int,i,j} \cdot \quad (6.21)$$

U izrazu (6.21), korišćene su sledeće oznake:

$E_{1,i,j}[\$]$ - cena kondenzatorskih baterija,

0.15 - godišnja stopa cene kondenzatorskih baterija,

120 [\$/kW] - cena gubitaka aktivne snage [90],

$P_{loss,i,j}[\text{kW}]$ - gubici aktivne snage,

$C_{int,i,j}[\$]$ - trošak neisporučene električne energije [148],

j - oznaka koja se odnosi na tekući sat i

i - oznaka koja se odnosi na redni broj scenarija. Scenariji za obe test mreže su opisani u **Poglavlju 8**.

U funkciji cilja, za svaki sat rada, trošak za komutacije u toku sata rada je zanemaren s obzirom na veličinu u poređenju sa ostalim sabircima u jednačini (6.21).

$$C_{int,i,j} = c_{int} \cdot \alpha \cdot d \cdot \sum_{q \in N_b} \lambda_q \cdot l_q \cdot \text{Re}\{I_{q,i,j}\} \cdot \sqrt{3} \cdot U_r, \forall i \in I, j \in J. \quad (6.22)$$

U izrazu (6.22), korišćene su sledeće oznake:

c_{int} – trošak po jedinici neisporučene električne energije (4\$/kWh),

α – faktor opterećenja (0,6),

d – trajanje popravke (1h),

λ_q – stopa kvara odgovarajuće grane mreže (0,0001 kvarova/km),

l_q – dužina grane q (km), radi jednostavnosti usvojeno je 100 km za dužinu svake grane mreže,

N_b – broj grana mreže,

$I_{q,i,j}$ – efektivna vrednost struje grane q u i -om scenariju i j -om satu (A),

U_r – nazivni napon mreže (12,66 kV prva test mreža sa 69 čvorova, i 11 kV druga test mreža sa 118 čvorova),

I – skup svih scenarija,

J – skup svih sati rada mreže.

Trošak neisporučene energije, obrazac (6.22), izveden je pod pretpostavkom da kod radijalne distributivne mreže prekid jedne grane rezultuje u prekidu napajanja svih potrošača, koji su ispod te grane, odnosno „nizvodno“ od grane u prekidu.

Uštede svakog sata se izračunavaju:

$$SAVINGS_{i,j} = INITIAL_{i,j} - FINALCOST_{i,j} \quad (6.23)$$

gde je $INITIAL_{i,j}$ inicijalna funkcija cilja za polaznu konfiguraciju (bez komutacija i bez kondenzatorskih baterija).

Funkcija cilja uštede za ceo posmatani period od 1008 sati data je izrazom:

$$ENERGYSAVINGS_i[\$] = 120 \cdot \max(P_{loss,initial,i,j}) + 0.03 \cdot \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,initial,i,j} + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,initial,i,j} - \left[0.15 \cdot E1_{i,j} + 120 \cdot \max(P_{loss,i,j}) + 0.03 \cdot \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,i,j} + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,i,j} + C_{com,i} \right] \quad (6.24)$$

U izrazu (6.24) je:

0.03 [\$/kWh] – cena gubitaka isporučene električne energije i

$C_{com,i}$ - cena komutacija (cena jedne komutacije je 1\$ ili 50\$).

Kod eksploatacije i planiranja mreže traži se varijanta koja ima najmanje troškove, a da su svi tehnički uslovi zadovoljeni.

Indeksi naponske slike

Ovim indeksima procenjuje se ukupna devijacija napona za čvorove mreže za i -ti scenario i j -ti sat rada distributivne mreže:

$$VPI_{i,j} = \sum_{k=1}^N |1 - V_{k,i,j}| \quad \forall i \in \mathbf{I}, j \in \mathbf{J}, \quad (6.25)$$

$$TVPI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}^n} \quad \forall i \in \mathbf{I}. \quad (6.26)$$

U izrazima (6.25) i (6.26), korišćene su sledeće oznake:

$TVPI_i$ - ukupni indeks naponske slike za scenario i ,

$VPI_{i,j}$ - pojedinačni indeks naponske slike za odgovarajuću konfiguraciju za scenario i u j -om satu rada mreže,

$VPI_{i,j}^n$ - pojedinačni indeks naponske slike, kada nema komutacija i uključenja kondenzatorskih baterija, za inicijalno stanje.

U cilju, što bolje „ispeglanosti“ napona, poželjno je da ukupni indeks naponske slike bude što je moguće manji.

Ukupni indeks gubitaka aktivne snage

S obzirom da je smanjenje gubitaka aktivne snage glavni cilj, koji se nameće operateru mreže zaduženom za njenim upravljanjem, ovaj indeks je vrlo važan.

$$P_{loss,i,j} = \sum_{q=1}^{N_b} r_q \cdot I_{q,i,j}^2 \quad \forall i \in I, j \in J, \quad (6.27)$$

$$TPLI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,initial,i,j}} \quad \forall i \in I. \quad (6.28)$$

U izrazima (6.27) i (6.28), korišćene su sledeće oznake:

$TPLI_i$ – ukupni indeks gubitaka aktivne snage za scenario i ,

N^{hours} – trajanje scenarija (1008 sati),

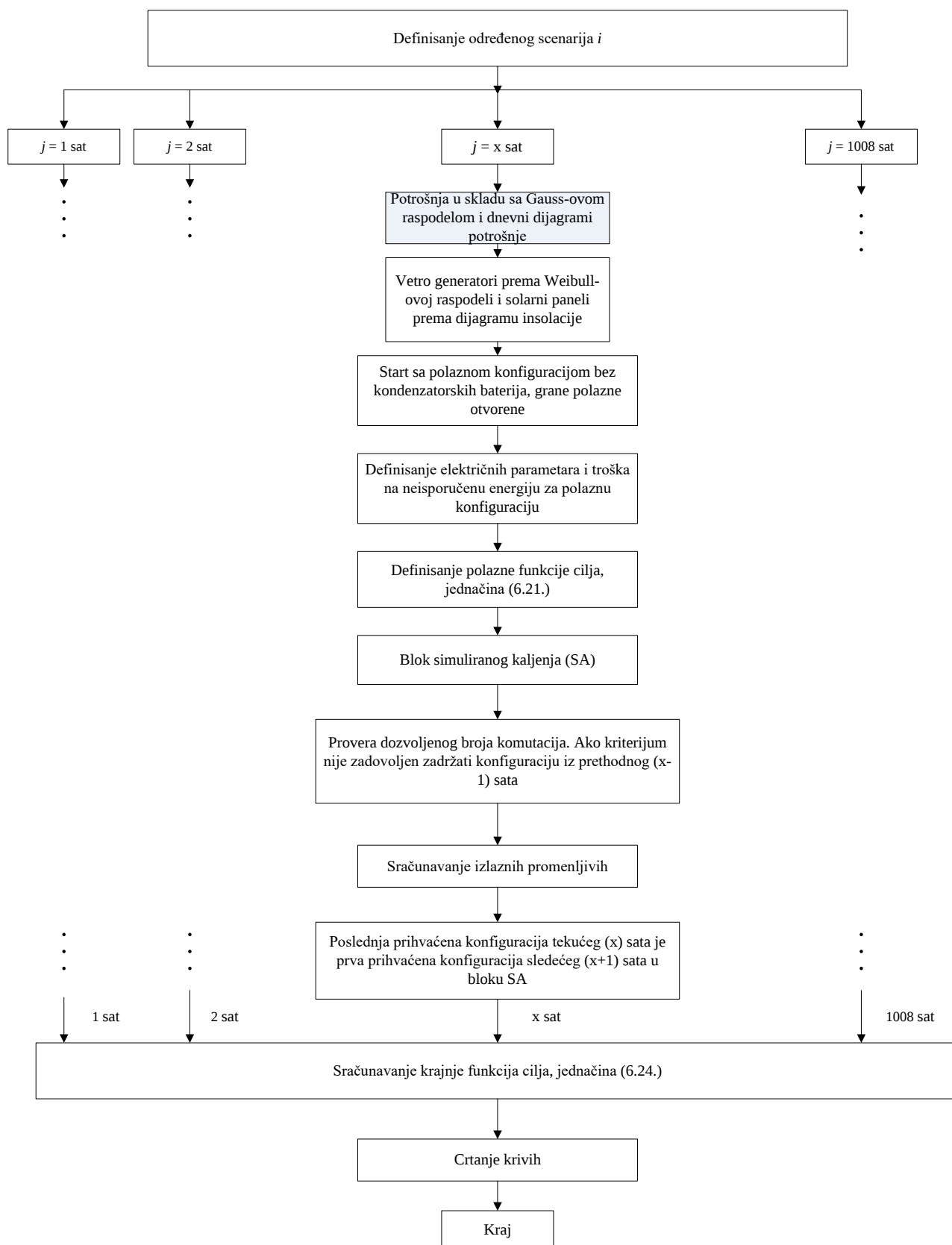
r_q – aktivna otpornost grane q .

Niže vrednosti za $TPLI_i$ garantuju da su gubici aktivne snage mreže manji.

6.4. Grafički prikaz algoritama

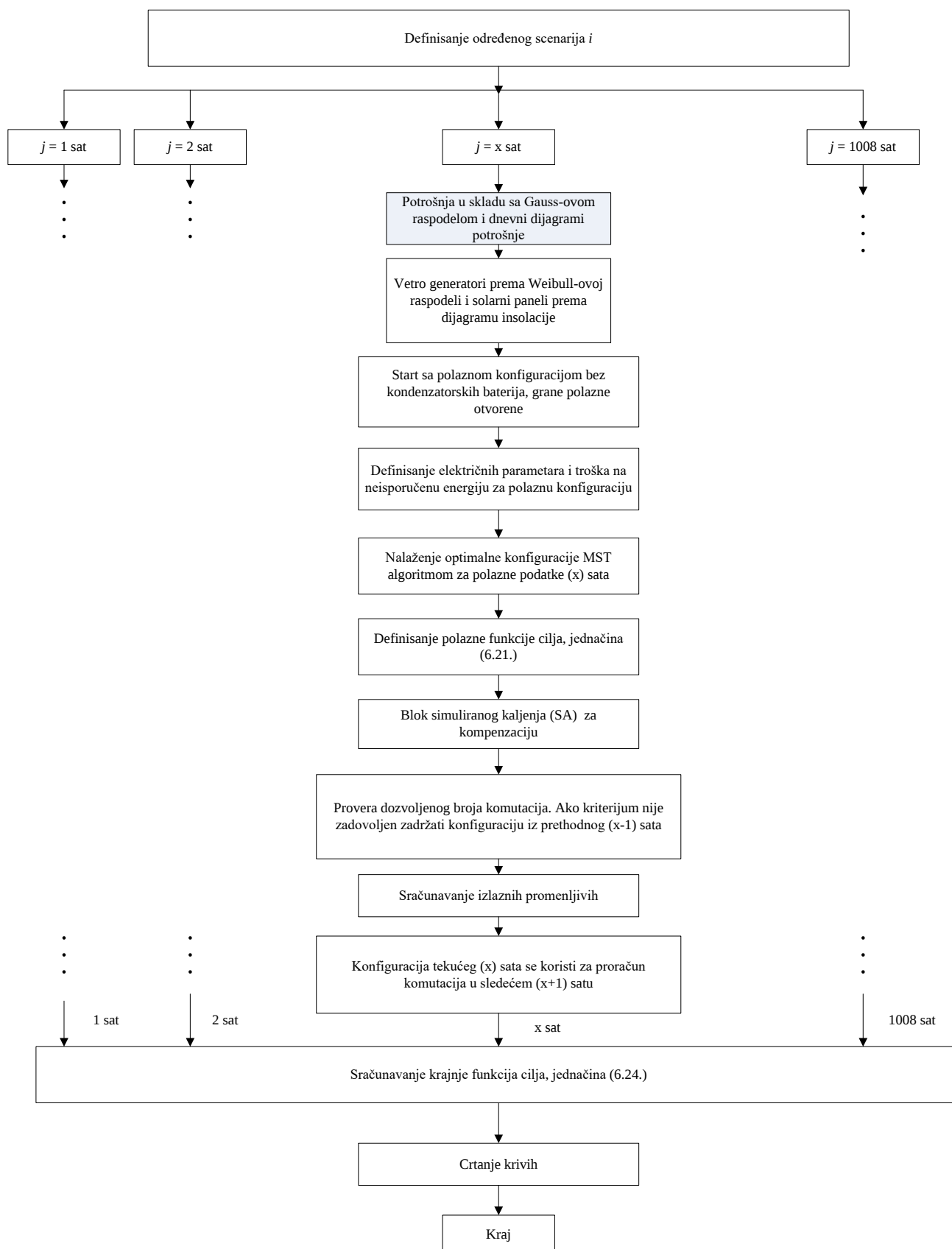
Na **Slici 6.8** i **6.9**, prikazan je dijagram toka za oba primenjena algoritma, korak po korak od početka do kraja. Završni korak je izlazak iz programa. Simulirano kaljenje i algoritam minimalno razgranatog stabla, Kruskalov algoritam su analizirani u prethodnim poglavljima. Nehomogeni algoritam simuliranog kaljenja se izvršava u svakom scenariju u svakom satu (ima 1008 sati). Svi gubici aktivne snage u algoritmima su računati efikasnim algoritmom tokova snaga u MATPOWER okruženju.

6. Novi algoritam



Slika 6.8 – Dijagram toka za simultani algoritam simuliranog kaljenja

6. Novi algoritam

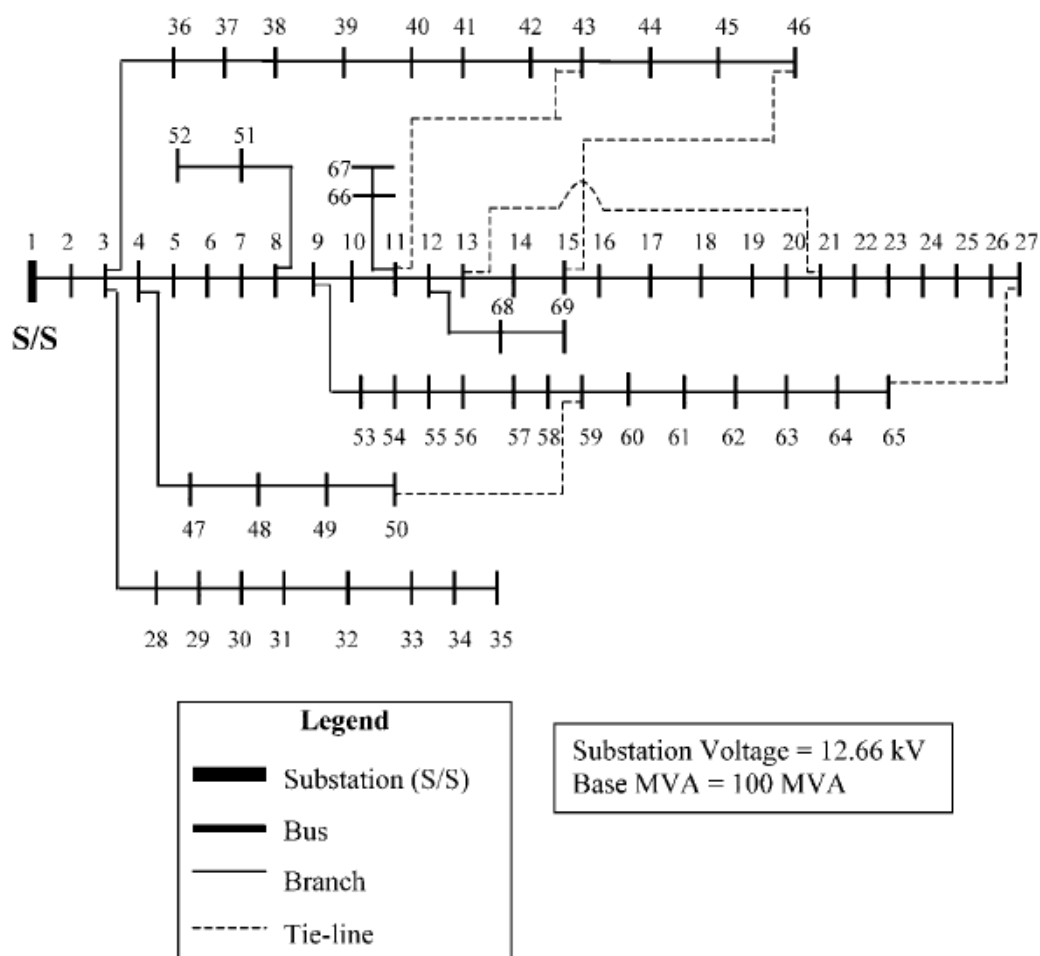


Slika 6.9 – Dijagram toka za Kruskalov algoritam primenjen na problem rekonfiguracije mreže i naknadno algoritam simuliranog kaljenja primenjen na problem točne kompenzacije mreže

7. TEST MREŽE

7.1. Prva test mreža

Na **Slici 7.1**, prikazana je prva test mreža iz reference [131].



Slika 7.1 – IEEE mreža sa 69 čvorova

Tabela 7.1 predstavlja ulazne podatke i rezultate tačnog algoritma tokova snaga za polaznu konfiguraciju (nule u kolonama A, MW i MVA_r označavaju koje su grane otvorene). U tabeli su navedeni podaci inicijalne konfiguracije za nominalni nivo potrošnje. Na nju se superponira Gauss-ova raspodela za svaki sat rada mreže kojih ima 1008. Zasenčen je najniži napon čvora.

Tabela 7.1 - Ulazni podaci i rezultati MATPOWER tokova snaga (Ploss=225 kW) za polaznu konfiguraciju 69, 70, 71, 72 i 73 grane otvorene (**Slika 7.1**, nule u A koloni), bazna snaga 100 MVA, $U_n=12,66$ kV

vod broj	grana	R (r.j.)	X (r.j.)	aktivna potrošnja čvora (MW)	reaktivna potrošnja čvora (MVA _r)	V (r.j.)	modul struje grane (A)	grana aktivni gubici snage Ploss (MW)	grana reaktivni gubici snage Qloss (MVA _r)
1	0-1	0,0003	0,0007	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
2	1-2	0,0003	0,0007	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
3	2-3	0,0009	0,0022	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00

7. Test mreže

4	3-4	0,0157	0,0183	0,0000	0,0000	0,999		0,002	0,00
5	4-5	0,2284	0,1163	0,0026	0,0022	0,990		0,028	0,01
6	5-6	0,2378	0,1211	0,0404	0,0300	0,981		0,029	0,01
7	6-7	0,0575	0,0293	0,0750	0,0540	0,979		0,007	0,00
8	7-8	0,0308	0,0157	0,0300	0,0220	0,977		0,003	0,00
9	8-9	0,5110	0,1689	0,0280	0,0190	0,972		0,005	0,00
10	9-10	0,1168	0,0386	0,1450	0,1040	0,971		0,001	0,00
11	10-11	0,4439	0,1467	0,1450	0,1040	0,968		0,002	0,00
12	11-12	0,6426	0,2121	0,0080	0,0055	0,965		0,001	0,00
13	12-13	0,6514	0,2153	0,0080	0,0055	0,962		0,001	0,00
14	13-14	0,6601	0,2181	0,0000	0,0000	0,959		0,001	0,00
15	14-15	0,1227	0,0406	0,0455	0,0300	0,959		0,000	0,00
16	15-16	0,2336	0,0772	0,0600	0,0350	0,958		0,000	0,00
17	16-17	0,0029	0,0009	0,0600	0,0350	0,958		0,000	0,00
18	17-18	0,2044	0,0676	0,0000	0,0000	0,958		0,000	0,00
19	18-19	0,1314	0,0434	0,0010	0,0006	0,957		0,000	0,00
20	19-20	0,2131	0,0704	0,1140	0,0810	0,957		0,000	0,00
21	20-21	0,0087	0,0029	0,0053	0,0035	0,957		0,000	0,00
22	21-22	0,0993	0,0328	0,0000	0,0000	0,957		0,000	0,00
23	22-23	0,2161	0,0714	0,0280	0,0200	0,957		0,000	0,00
24	23-24	0,4672	0,1544	0,0000	0,0000	0,956		0,000	0,00
25	24-25	0,1927	0,0637	0,0140	0,0100	0,956		0,000	0,00
26	25-26	0,1081	0,0357	0,0140	0,0100	0,956		0,000	0,00
27	2-27	0,0027	0,0067	0,0260	0,0186	1,000		0,000	0,00
28	27-28	0,0399	0,0976	0,0260	0,0186	1,000		0,000	0,00
29	28-29	0,2482	0,0820	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
30	29-30	0,0438	0,0145	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
31	30-31	0,2190	0,0724	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
32	31-32	0,5235	0,1757	0,0140	0,0100	0,999		0,000	0,00
33	32-33	1,0657	0,3523	0,0195	0,0140	0,999		0,000	0,00
34	33-34	0,9197	0,3040	0,0060	0,0040	0,999		0,000	0,00
35	2-35	0,0027	0,0067	0,0260	0,0185	1,000		0,000	0,00
36	35-36	0,0399	0,0976	0,0260	0,0185	1,000		0,000	0,00
37	36-37	0,0657	0,0767	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
38	37-38	0,0190	0,0221	0,0240	0,0170	1,000		0,000	0,00
39	38-39	0,0011	0,0013	0,0240	0,0170	1,000		0,000	0,00
40	39-40	0,4544	0,5309	0,0012	0,0010	0,999		0,000	0,00
41	40-41	0,1934	0,2260	0,0000	0,0000	0,999		0,000	0,00
42	41-42	0,0256	0,0298	0,0060	0,0043	0,999		0,000	0,00
43	42-43	0,0057	0,0072	0,0000	0,0000	0,999		0,000	0,00
44	43-44	0,0679	0,0857	0,0392	0,0263	0,998		0,000	0,00
45	44-45	0,0005	0,0007	0,0392	0,0263	0,998		0,000	0,00
46	3-46	0,0021	0,0052	0,0000	0,0000	1,000		0,000	0,00
47	46-47	0,0531	0,1300	0,0790	0,0564	0,999		0,001	0,00
48	47-48	0,1808	0,4424	0,3847	0,2745	0,995		0,002	0,00
49	48-49	0,0513	0,1255	0,3847	0,2745	0,994		0,000	0,00
50	7-50	0,0579	0,0295	0,0405	0,0283	0,979		0,000	0,00
51	50-51	0,2071	0,0695	0,0036	0,0027	0,979		0,000	0,00
52	8-52	0,1086	0,0553	0,0043	0,0035	0,975		0,006	0,00
53	52-53	0,1267	0,0645	0,0264	0,0190	0,971		0,007	0,00
54	53-54	0,1773	0,0903	0,0240	0,0172	0,967		0,009	0,00
55	54-55	0,1755	0,0894	0,0000	0,0000	0,963		0,009	0,00
56	55-56	0,9920	0,3330	0,0000	0,0000	0,940		0,050	0,02
57	56-57	0,4890	0,1641	0,0000	0,0000	0,929		0,024	0,01
58	57-58	0,1898	0,0628	0,1000	0,0720	0,925		0,010	0,00
59	58-59	0,2409	0,0731	0,0000	0,0000	0,920		0,011	0,00
60	59-60	0,3166	0,1613	1,2440	0,8880	0,912		0,014	0,01
61	60-61	0,0608	0,0309	0,0320	0,0230	0,912		0,000	0,00

7. Test mreže

62	61-62	0,0905	0,0460	0,0000	0,0000	0,912		0,000	0,00
63	62-63	0,4433	0,2258	0,2270	0,1620	0,910		0,001	0,00
64	63-64	0,6495	0,3308	0,0590	0,0420	0,909		0,000	0,00
65	10-65	0,1255	0,0381	0,0180	0,0130	0,971		0,000	0,00
66	65-66	0,0029	0,0008	0,0180	0,0130	0,971		0,000	0,00
67	11-67	0,4613	0,1525	0,0280	0,0200	0,968		0,000	0,00
68	67-68	0,0029	0,0009	0,0280	0,0200	0,968		0,000	0,00
69	10-42	0,3120	0,3120				0	0,000	0,00
70	12-20	0,3120	0,3120				0	0,000	0,00
71	14-45	0,6239	0,6239				0	0,000	0,00
72	49-58	1,2479	1,2479				0	0,000	0,00
73	26-64	0,6239	0,6239				0	0,000	0,00

Deklarisane nazivne efektivne vrednosti struja grana su:

grane 1-9 (500 A), 10-45 (300 A), 46-50 (400 A), 51 i 52 (300 A), 53-65 (400 A) i 66-73 (300 A).

7.2. Druga test mreža

Na **Slici 7.2**, prikazana je druga test mreža iz reference [145]. **Tabela 7.2** predstavlja ulazne podatke i rezultate tačnog algoritma tokova snaga za polaznu konfiguraciju (nule u kolonama A, MW i MVar označavaju koje su grane otvorene). U tabeli su navedeni podaci inicijalne konfiguracije za nominalni nivo potrošnje. Na nju se superponira Gauss-ova raspodela za svaki sat rada mreže kojih ima 1008. Zasenčen je najniži napon čvora.

Tabela 7.2 - Ulazni podaci i rezultati MATPOWER tokova snaga (Ploss=1298.1 kW) za polaznu konfiguraciju 118-132 grane otvorene (**Slika 7.2**, nule u A koloni), bazna snaga 100 MVA, Un=11 kV

vod broj	grana	R (r.j.)	X (r.j.)	aktivna potrošnja čvora (MW)	reaktivna potrošnja čvora (MVar)	V r.j.	modul struje grane (A)	grana aktivni gubici snage Ploss (MW)	grana reaktivni gubici snage Qloss (MVar)
1	1-2	0,0298	0,0107	0,13384	0,10114	0,996		0,055	0,02
2	2-3	0,0273	0,0098	0,016214	0,011292	0,996		0,000	0,00
3	2-4	0,0372	0,0134	0,034315	0,021845	0,992		0,043	0,02
4	4-5	0,0124	0,0446	0,073016	0,063602	0,992		0,000	0,00
5	5-6	0,0124	0,0446	0,14420	0,068604	0,992		0,000	0,00
6	6-7	0,0124	0,0103	0,10447	0,061725	0,992		0,000	0,00
7	7-8	0,0149	0,0116	0,028547	0,011503	0,992		0,000	0,00
8	8-9	0,0174	0,0521	0,087560	0,051073	0,991		0,000	0,00
9	2-10	0,1372	0,1111	0,19820	0,10677	0,991		0,009	0,01
10	10-11	0,0926	0,0652	0,14680	0,075995	0,989		0,005	0,00
11	11-12	0,1545	0,2587	0,026040	0,018687	0,988		0,000	0,00
12	12-13	0,1174	0,1250	0,052100	0,023220	0,987		0,000	0,00
13	13-14	0,1488	0,0975	0,14190	0,11750	0,986		0,000	0,00
14	14-15	0,1240	0,0372	0,021870	0,028790	0,986		0,000	0,00
15	15-16	0,1322	0,1488	0,03370	0,026450	0,986		0,000	0,00
16	16-17	0,1298	0,1413	0,032430	0,025230	0,986		0,000	0,00
17	11-18	0,1802	0,2355	0,020234	0,011906	0,984		0,006	0,01
18	18-19	0,0975	0,1529	0,15694	0,078523	0,981		0,003	0,00
19	19-20	0,1322	0,1620	0,54629	0,35140	0,978		0,003	0,00

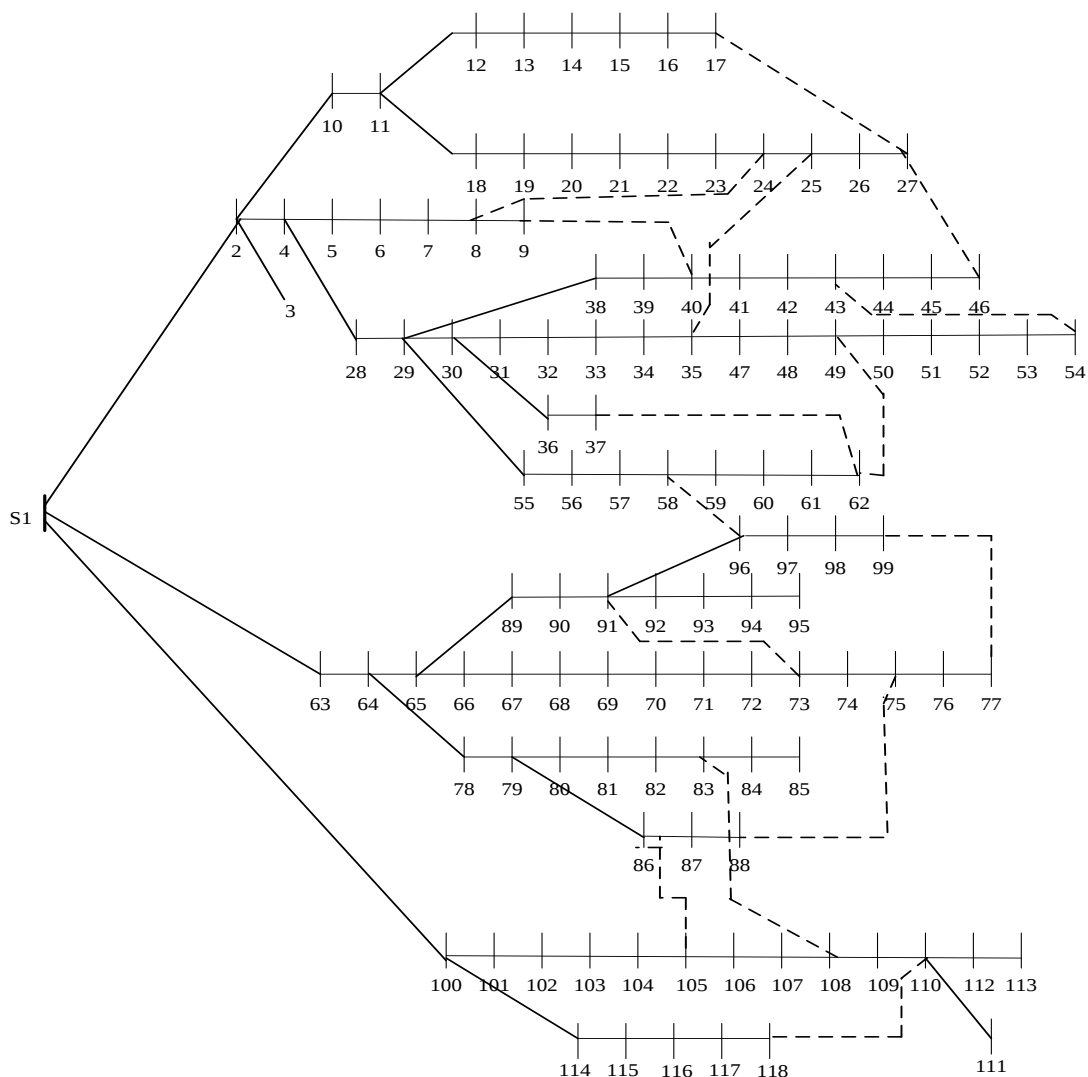
7. Test mreže

20	20-21	0,0992	0,1562	0,18031	0,16420	0,976	0,001	0,00
21	21-22	0,0992	0,0652	0,093167	0,054594	0,975	0,000	0,00
22	22-23	1,1653	0,5975	0,085180	0,039650	0,968	0,004	0,00
23	23-24	0,2421	0,1114	0,16810	0,095178	0,967	0,001	0,00
24	24-25	0,1099	0,0860	0,12511	0,15022	0,967	0,000	0,00
25	25-26	0,1471	0,1107	0,016030	0,024620	0,966	0,000	0,00
26	26-27	0,1471	0,1107	0,026030	0,024620	0,966	0,000	0,00
27	4-28	0,0124	0,0245	0,59456	0,52262	0,989	0,013	0,03
28	28-29	0,0099	0,0228	0,12062	0,059117	0,987	0,009	0,02
29	29-30	0,0992	0,2286	0,10238	0,099554	0,973	0,038	0,09
30	30-31	0,1736	0,2008	0,51340	0,31850	0,961	0,041	0,05
31	31-32	0,0992	0,0446	0,47525	0,45614	0,956	0,018	0,01
32	32-33	0,1471	0,1934	0,15143	0,13679	0,948	0,019	0,02
33	33-34	0,1471	0,1934	0,20538	0,083302	0,940	0,016	0,02
34	34-35	0,1273	0,1339	0,13160	0,093082	0,934	0,012	0,01
35	30-36	0,1545	0,2157	0,44840	0,36979	0,970	0,002	0,00
36	36-37	0,1099	0,0818	0,44052	0,32164	0,970	0,000	0,00
37	29-38	0,2727	0,1603	0,11254	0,055134	0,981	0,011	0,01
38	38-39	0,2562	0,1603	0,053963	0,038998	0,975	0,009	0,01
39	39-40	0,1074	0,1603	0,39305	0,34260	0,972	0,004	0,01
40	40-41	0,2314	0,1240	0,32674	0,27856	0,968	0,004	0,00
41	41-42	0,9752	0,7025	0,53626	0,24024	0,958	0,008	0,01
42	42-43	0,3471	0,2031	0,076247	0,06652	0,957	0,000	0,00
43	43-44	0,2231	0,0803	0,053520	0,039760	0,956	0,000	0,00
44	44-45	0,2802	0,1009	0,040328	0,031964	0,956	0,000	0,00
45	45-46	0,2231	0,1470	0,039653	0,020758	0,956	0,000	0,00
46	35-47	0,1736	0,1143	0,066195	0,042361	0,928	0,015	0,01
47	47-48	0,0992	0,0652	0,073904	0,051653	0,925	0,008	0,01
48	48-49	0,1240	0,0816	0,11477	0,057965	0,921	0,009	0,01
49	49-50	0,1240	0,0816	0,91837	1,2015	0,917	0,009	0,01
50	50-51	0,1983	0,1307	0,21030	0,14666	0,914	0,002	0,00
51	51-52	0,0992	0,0652	0,066680	0,056608	0,914	0,001	0,00
52	52-53	0,3347	0,1205	0,042207	0,040184	0,911	0,001	0,00
53	53-54	0,3347	0,1205	0,43374	0,28341	0,909	0,001	0,00
54	29-55	0,3231	0,1165	0,062100	0,026860	0,984	0,004	0,00
55	55-56	0,3355	0,1207	0,092460	0,088380	0,980	0,004	0,00
56	56-57	0,3355	0,1207	0,085188	0,055436	0,977	0,003	0,00
57	57-58	0,5835	0,4513	0,34530	0,33240	0,971	0,004	0,00
58	58-59	0,2793	0,1007	0,022500	0,016830	0,970	0,000	0,00
59	59-60	0,2793	0,1007	0,080551	0,049156	0,969	0,000	0,00
60	60-61	0,1711	0,0617	0,095860	0,090758	0,968	0,000	0,00
61	61-62	0,2041	0,7374	0,062920	0,047700	0,968	0,000	0,00
62	1-63	0,0231	0,0345	0,47880	0,46374	0,996	0,021	0,03
63	63-64	0,0967	0,1666	0,12094	0,052006	0,981	0,078	0,13
64	64-65	0,2107	0,0759	0,13911	0,10034	0,968	0,076	0,03
65	65-66	0,1736	0,0627	0,39178	0,19350	0,961	0,026	0,01
66	66-67	0,3165	0,1140	0,027741	0,026713	0,949	0,038	0,01
67	67-68	0,4165	0,2730	0,052814	0,025257	0,932	0,048	0,03
68	68-69	0,3355	0,1207	0,066890	0,038713	0,921	0,038	0,01
69	69-70	0,7950	0,6289	0,46750	0,39514	0,888	0,085	0,07
70	70-71	0,1364	0,0496	0,59485	0,23974	0,884	0,009	0,00
71	71-72	0,2504	0,0902	0,13250	0,084363	0,879	0,009	0,00
72	72-73	0,2504	0,0902	0,052699	0,022482	0,875	0,007	0,00
73	73-74	0,1702	0,1190	0,86979	0,614775	0,871	0,004	0,00
74	74-75	0,1926	0,0694	0,031349	0,029817	0,871	0,000	0,00
75	75-76	0,4884	0,1465	0,19239	0,12243	0,869	0,001	0,00
76	76-77	0,1041	0,0374	0,065750	0,045370	0,869	0,000	0,00

7. Test mreže

77	64-78	0,4620	0,3047	0,23815	0,22322	0,965		0,037	0,02
78	78-79	0,1537	0,1014	0,29455	0,16247	0,960		0,010	0,01
79	79-80	0,1537	0,1014	0,48557	0,43792	0,957		0,004	0,00
80	80-81	0,2149	0,1149	0,24353	0,18303	0,955		0,002	0,00
81	81-82	0,1273	0,1223	0,24353	0,18303	0,954		0,000	0,00
82	82-83	0,1901	0,1058	0,13425	0,11929	0,954		0,000	0,00
83	83-84	0,2083	0,0876	0,022710	0,027960	0,953		0,000	0,00
84	84-85	0,1488	0,1223	0,49513	0,026515	0,953		0,000	0,00
85	79-86	0,1322	0,1504	0,38378	0,25716	0,959		0,000	0,00
86	86-87	0,1653	0,1901	0,049640	0,020600	0,959		0,000	0,00
87	87-88	0,1322	0,3248	0,022473	0,011806	0,959		0,000	0,00
88	65-89	0,5529	0,1993	0,062930	0,042960	0,957		0,021	0,01
89	89-90	0,2198	0,1014	0,030670	0,034930	0,952		0,008	0,00
90	90-91	0,2198	0,1014	0,062530	0,066790	0,948		0,007	0,00
91	91-92	0,2198	0,1014	0,11457	0,081748	0,947		0,000	0,00
92	92-93	0,2198	0,1014	0,081292	0,066526	0,946		0,000	0,00
93	93-94	0,1926	0,0950	0,031733	0,015960	0,946		0,000	0,00
94	94-95	0,4099	0,1140	0,033320	0,060480	0,946		0,000	0,00
95	91-96	0,1620	0,1488	0,53128	0,22485	0,945		0,003	0,00
96	96-97	0,1620	0,1488	0,50703	0,36742	0,943		0,001	0,00
97	97-98	0,1542	0,1008	0,26390	0,011700	0,943		0,000	0,00
98	98-99	0,0617	0,2628	0,045990	0,030392	0,943		0,000	0,00
99	1-100	0,0517	0,0219	0,10066	0,047572	0,996		0,024	0,01
100	100-101	0,1240	0,1934	0,45648	0,35030	0,983		0,046	0,07
101	101-102	0,1113	0,0734	0,52256	0,44929	0,976		0,033	0,02
102	102-103	0,1907	0,0994	0,40843	0,16846	0,966		0,043	0,02
103	103-104	0,3694	0,1329	0,14148	0,13425	0,950		0,069	0,02
104	104-105	0,1349	0,0486	0,10443	0,066024	0,944		0,023	0,01
105	105-106	0,2727	0,0818	0,096793	0,083647	0,934		0,044	0,01
106	106-107	0,1289	0,0464	0,49392	0,41934	0,929		0,019	0,01
107	107-108	0,3156	0,1136	0,22538	0,13588	0,919		0,032	0,01
108	108-109	0,1344	0,0483	0,50921	0,38721	0,915		0,011	0,00
109	109-110	0,3156	0,1136	0,18850	0,17346	0,908		0,015	0,01
110	110-111	0,2021	0,0726	0,91803	0,89855	0,905		0,004	0,00
111	110-112	0,1726	0,0622	0,30508	0,21537	0,907		0,000	0,00
112	112-113	0,1902	0,0684	0,054380	0,040970	0,907		0,000	0,00
113	100-114	0,5043	0,1815	0,21114	0,19290	0,993		0,002	0,00
114	114-115	0,1542	0,1050	0,067009	0,053336	0,992		0,000	0,00
115	115-116	0,3084	0,2033	0,16207	0,090321	0,991		0,000	0,00
116	116-117	0,3347	0,3033	0,048785	0,029156	0,991		0,000	0,00
117	117-118	0,4041	0,3620	0,033900	0,018980	0,991		0,000	0,00
118	27-46	0,4345	0,2417				0		
119	17-27	0,4345	0,2410				0		
120	8-24	0,3531	0,1272				0		
121	43-54	0,3967	0,1428				0		
122	49-62	0,2975	0,1071				0		
123	37-62	0,4711	0,4727				0		
124	9-40	0,4380	0,2767				0		
125	58-96	0,3270	0,1178				0		
126	73-91	0,5620	0,5355				0		
127	75-88	0,3357	0,1210				0		
128	77-99	0,3823	0,1383				0		
129	83-108	0,5380	0,1934				0		
130	86-105	0,6715	0,2417				0		
131	110-118	0,5859	0,2110				0		

132	25-35	0,4132	0,4132				0		
-----	-------	--------	--------	--	--	--	---	--	--



Slika 7.2 – IEEE mreža sa 118 čvorova

Deklarisane nazivne efektivne vrednosti struja grana su:

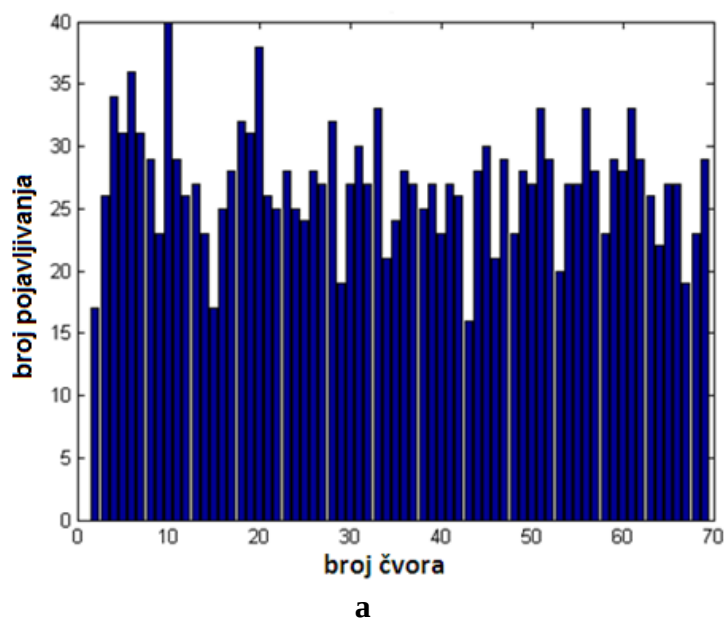
grane 1 (1,9 kA), 2 (0,9 kA), 3 (1,85 kA), 4-7 (0,95 kA), 8-26 (0,9 kA), 27 i 28 (1,45 kA), 29-34 (1,25 kA), 35-45 (0,9 kA), 46-53 (1,25 kA), 54-61 (0,9 kA), 62 i 63 (1,45 kA), 64-76 (1,25 kA), 77-98 (0,9 kA), 99-109 (1,25 kA), 110 (0,9 kA), 111 i 112 (1,25 kA) i 113-132 (0,9 kA).

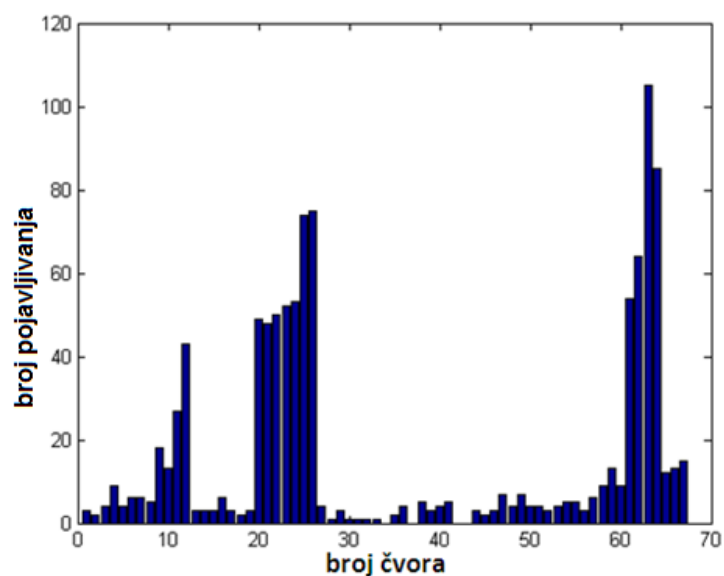
8. NUMERIČKI REZULTATI

U ovom poglavlju prikazani su rezultati razvijenih programa primenjenih na dve test mreže. Pretpostavljeno je, u samome startu, da su prisutni DG i BESS (na početku proračuna). Ovo su ujedno i ulazi u proračun kao i aktivna i reaktivna potrošnja koja se menja po Gauss-ovoj raspodeli. Minimizira se funkcija cilja, svakog sata, koju čine cene kondenzatorskih baterija, gubitaka aktivne snage i neisporučene električne energije. Izlazi iz programa su troškovi gubitaka električne energije, neisporučene električne energije, gubitaka vršne snage, instalisanih kondenzatorskih baterija i broja komutacija za ceo period proračuna koji iznosi 1008 sati. Generiše se znatan broj scenarija pri čemu tehnički podobni moraju da zadovolje ograničenja iznetih u **Poglavlju 6.3**.

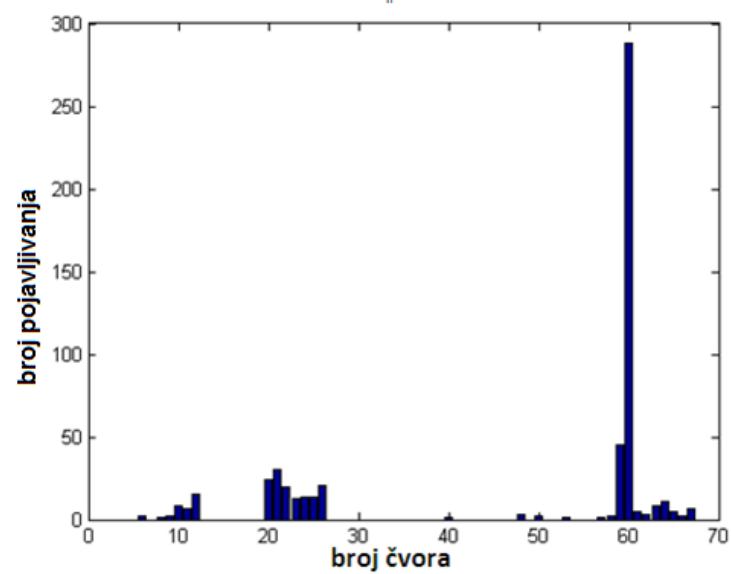
8.1. Rezultati za prvu test mrežu IEEE sa 69 čvorova

Na početku proračuna, program se pušta 1008 puta, da bi simulirao 1008 sati rada mreže, ali pod pretpostavkom da čvorovi za lokaciju vetroagregata i kondenzatorskih baterija nisu fiksirani. Odabran je period od 1008 sati da bi bio ceo broj dana (42), a da bude veći od 1000, kako bi se imao relativno veliki broj sati. Dobijene su **Slike 8.1 a-g**. Slika pokazuje broj uključenja vetroagregata i različitih kondenzatorskih baterija na osnovu Monte Carlo simulacije za period od 1008 sati u različitim čvorovima mreže kao i pojedinih grana. Na dobijene rezultate, primenjena su dva različita pristupa, kako bi se izvršila direktna komparacija dva algoritma. Jedan pristup je primena samo SA algoritma pri simultanoj rekonfiguraciji i kompenzaciji, a drugi je primena hibridnog algoritma MST i SA, što je glavna ideja ove disertacije. Pretpostavka je da se vetrogeneratori uniformno raspodeljuju po čvorovima mreže, a kondenzatorske baterije u skladu sa funkcijom cilja (6.21), koja se minimizuje. Solarni paneli snage 0,3 MW i 0,5 MW respektivno, priključeni su u najopterećenijim čvorovima aktivnom potrošnjom 49 i 61, u samome startu proračuna. Ovaj pristup pozicioniranja je prihvaćen u literaturi.

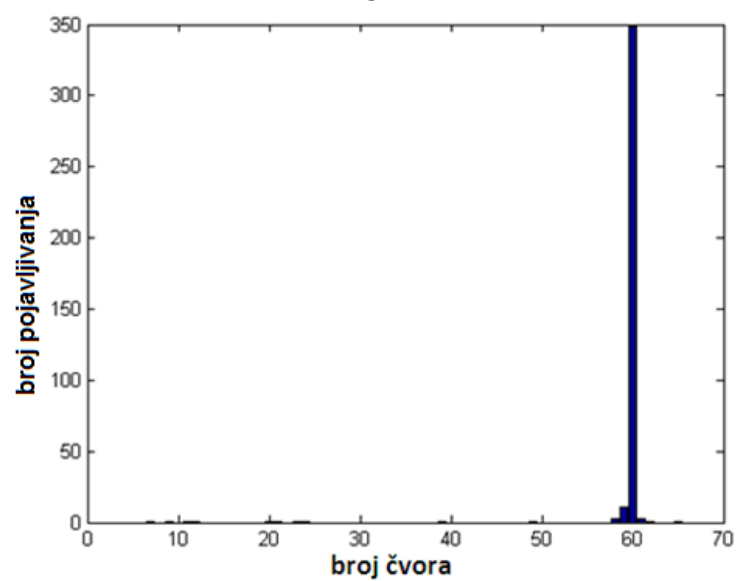




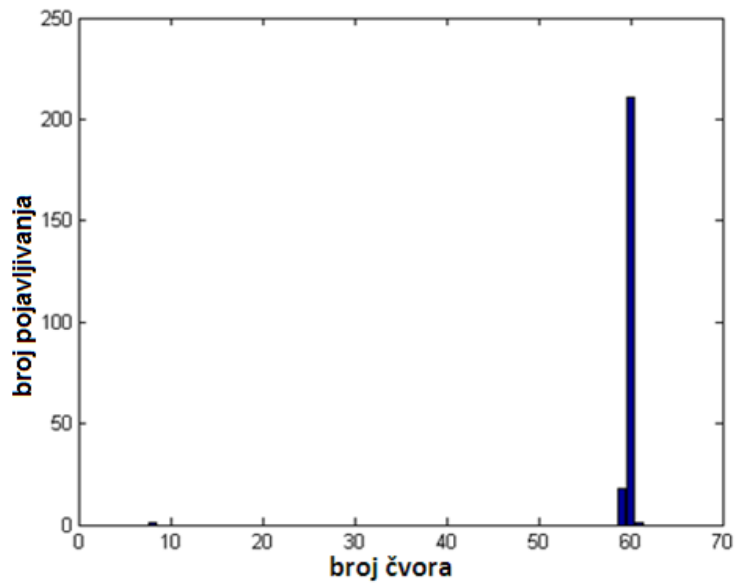
b



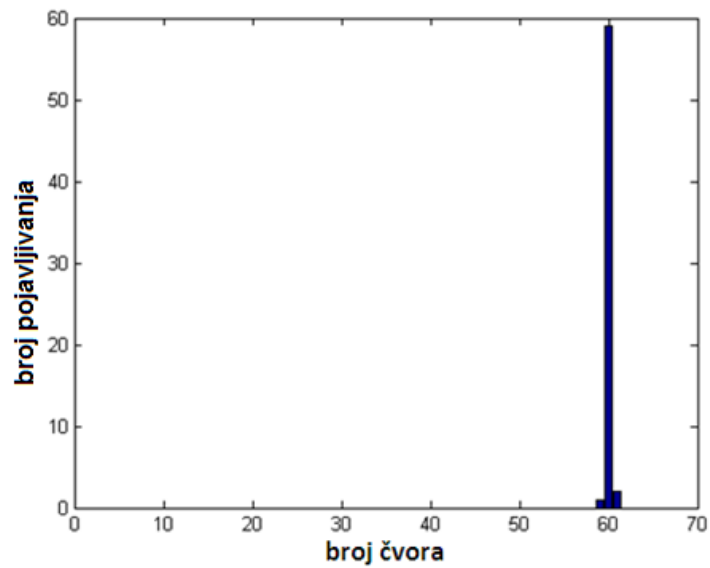
c



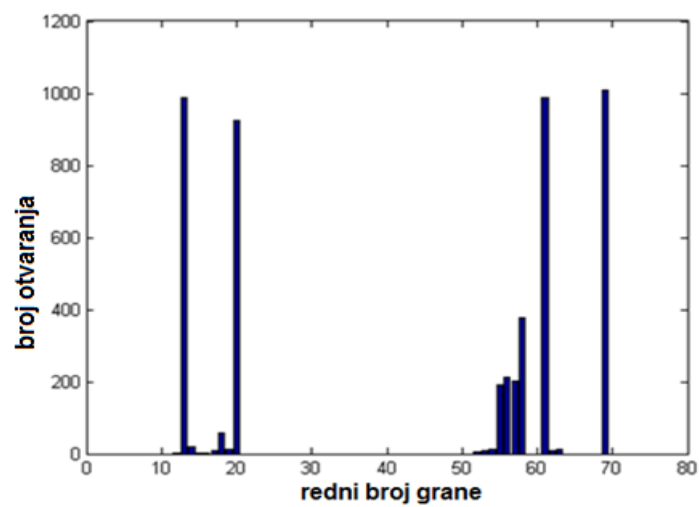
d



e



f



g

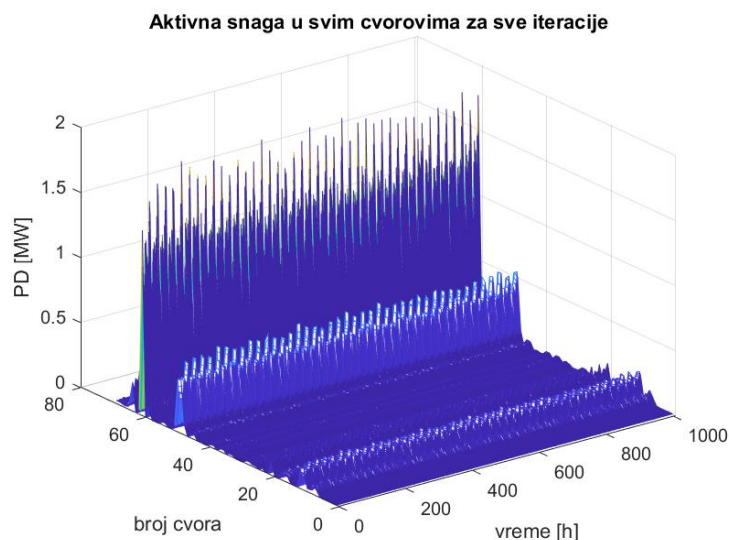
Slika 8.1 - Broj pojavljivanja kod hibridnog algoritma za: **a)** vetrogeneratore, **b)** 300 kvar bateriju, **c)** 600 kvar bateriju, **d)** 900 kvar bateriju, **e)** 1200 kvar bateriju, **f)** 1500 kvar bateriju, **g)** otvaranja grana

Dalje se sprovodi analiza osetljivosti. Sa **Slike 8.1 a**, vidi se da su najposećeniji čvorovi za postavljanje vetrogeneratora čvorovi 10 i 20 i oni su izabrani za dalju simulaciju. Sa **Slike 8.1 b** do **f**, može se zaključiti da isto važi za čvorove 26, 63 i 60 za kondenzatorske baterije i oni se biraju za postavljanje 300 kvar (čvor 26), 300 kvar (čvor 63) i 900 kvar (čvor 60) baterije s tim što je vođeno računa da i mreža ne bude prekompenzovana. Naknadno, program se pušta ponovo 1008 puta, ali za nove početne uslove (fiksirani čvorovi za postavljanje vetroagregata i kondenzatorskih baterija). Analizirani su scenariji, **Tabela 8.1** u kojoj x označava prisutnost (brojevi bez a označavaju simultani SA algoritam a sa a hibridni MST i SA metod).

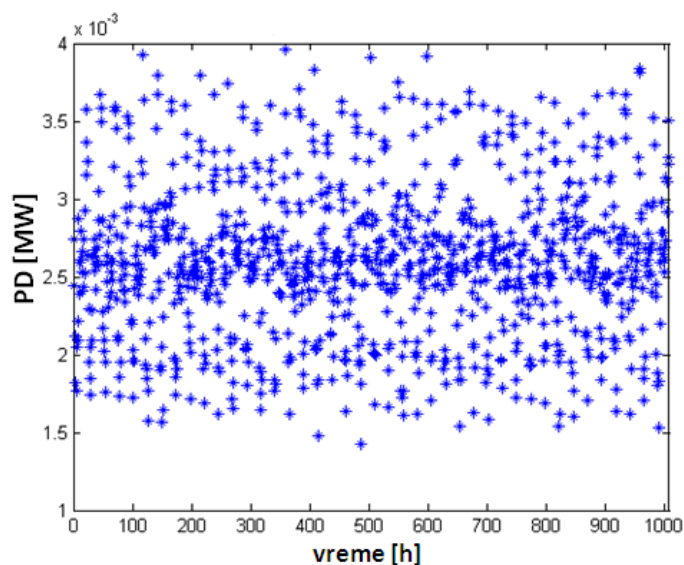
Tabela 8.1 – Analizirani scenariji za prvu test mrežu sa osvrtom na prisutnost rekonfiguracije, kompenzacije i regulatora napona pod opterećenjem (OLTC)

Scenario	1	1a	2	2a	3	3a	4	4a	5	5a	6	6a	7	7a	8	8a
rekonfiguracija			x	x			x	x			x	x			x	x
kompenzacija					x	x	x	x					x	x	x	x
OLTC (1,025 r.j.)	x	x	x	x	x	x	x	x								

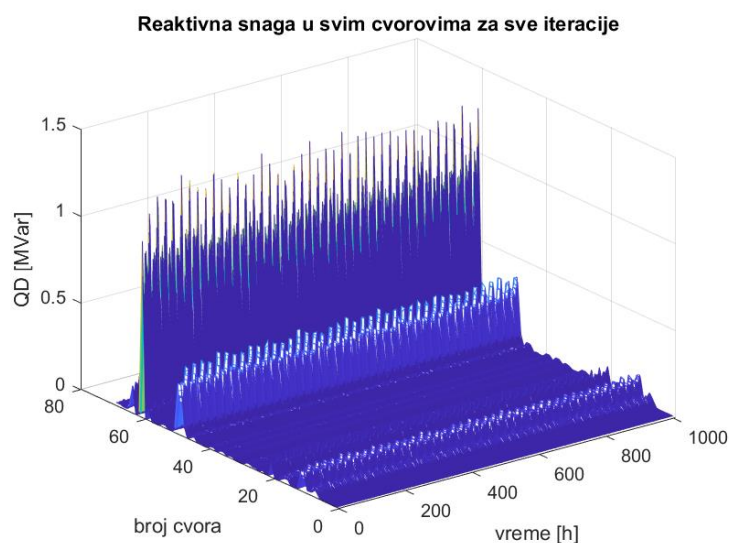
Slike 8.2 - 8.5 prikazuju krive potrošnje aktivne i reaktivne snage za celu mrežu i za čvor 6 (nasumično izabran kao primer).



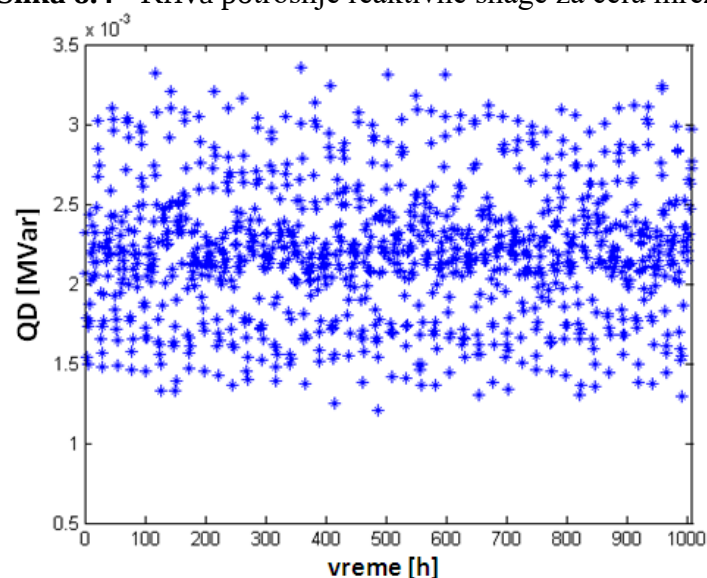
Slika 8.2 - Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu



Slika 8.3 - Potrošnja aktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada

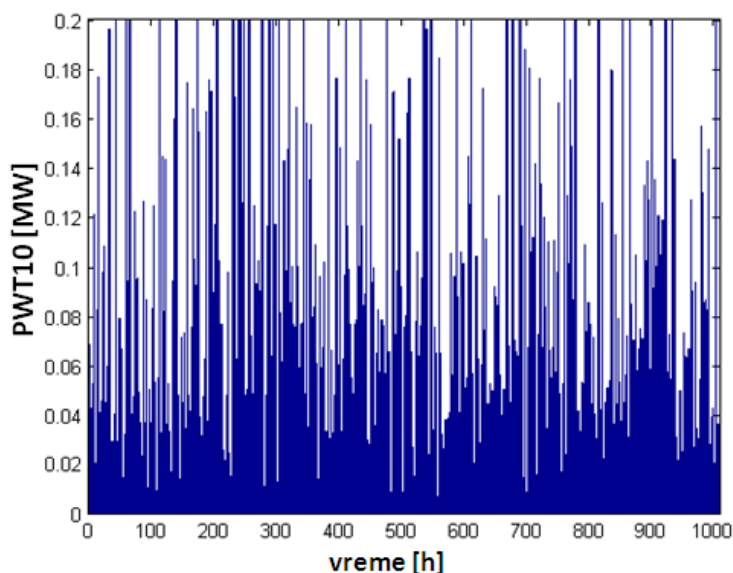


Slika 8.4 - Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu



Slika 8.5 - Potrošnja reaktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada

Potrošnja aktivne snage se menja u skladu sa Gauss-ovom raspodelom oscilujući oko svoje srednje vrednosti. Za nasumično odabrani čvor 6 ona, iznosi 2,6 kW, **Slika 8.3 [131]**. Isto važi i za reaktivnu potrošnju koja u čvoru 6 iznosi 2,2 kvar, **Slika 8.5**. Snaga vetrogeneratora u funkciji od vremena za čvorove 10 i 20, data je na **Slici 8.6** i ona se menja u skladu sa Weibull-ovom raspodelom.



Slika 8.6 - Snaga vetroturbine postavljene u čvorovima 10 i 20

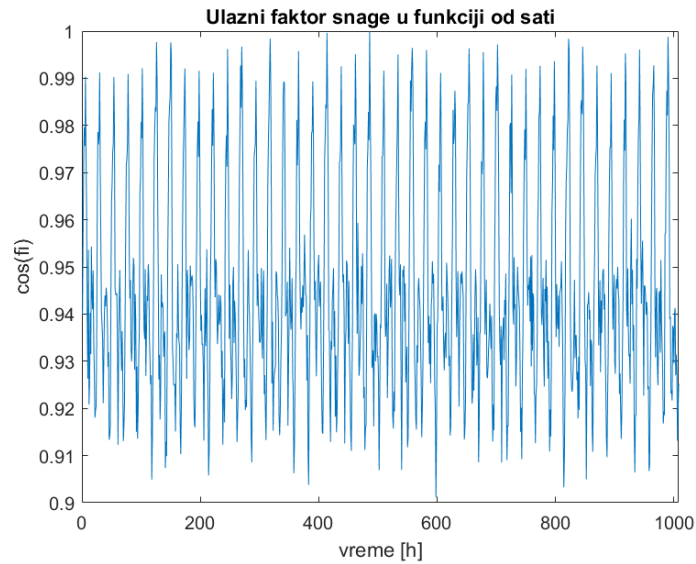
U nastavku su prikazane 4 krive (**Slike 8.7-8.10**) za ekonomski i tehnički najpodobniji **Scenario 4a** (**Slika 8.11**) s obzirom da drugi ne zadovoljavaju operaciona ograničenja.

Ulazni faktor snage, odnos aktivne i prividne snage injektirane u napojni čvor mreže ($\cos\phi$) je veći od 0,85 samo kada je rekonfiguraciji pridružena kompenzacija (scenariji **4**, **4a** i **8**, **8a**). On postaje vrlo blizak 1 (0,9999) u iteraciji 486 (satu) za scenario **4a**. Injektirana reaktivna snaga je gotovo nula u tom slučaju (0,569 kvar). Minimalni napon mreže, je veći od 0,95 samo za scenarije **4** i **4a**. U ovim slučajevima u napojnom čvoru postoji OLTC. Zaključuje se da su tehnički podobni samo ovi scenariji. Gubici aktivne snage, najmanji su u **Scenariju 4a**. Ovo je direktna posledica primene rekonfiguracije i kompenzacije, kod analizirane mreže.

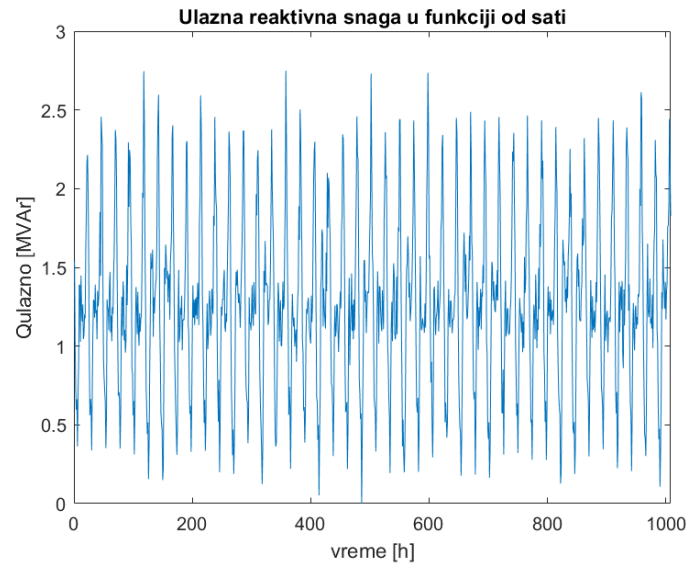
Važna napomena, vezana za Slike 8.7-8.10 je da promenljive na njima osciluju oko očekivanih srednjih vrednosti što je uzrokovano Gauss-ovm raspodelom potrošnje u čvorovima mreže.

Optimalna konfiguracija za nominalni režim dobijena je algoritmom simuliranog kaljenja, koji je trajao 30 minuta na računaru (Pentium IV PC; Intel core i7-4770, 3,4 GHz; 32 GB RAM), dok je algoritam Kruskal i Prim konvergirao veoma brzo (jedna sekunda).

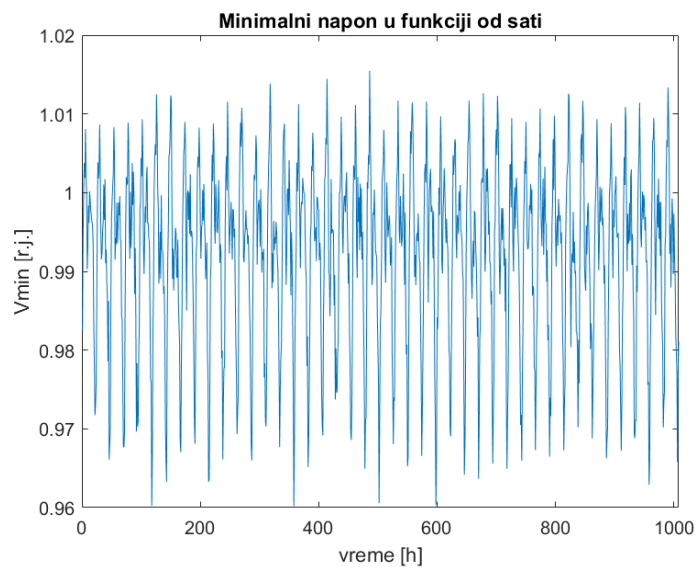
Trajanje ukupnog izvršenja celog programa za najzahtevniji **Scenario 4** iznosi 23 sata (ukupan broj iteracija je 3024000), što je približno 2,3% od planiranog perioda. Za **Scenario 4a** CPU vreme je 15,5 sati što je približno za trećinu manje, nego za **Scenario 4**. Programiranje je izvršeno u programskom jeziku MATLAB R2010a na računaru Pentium IV PC; Intel core i7-4770; 3,4 GHz; 32 GB RAM.



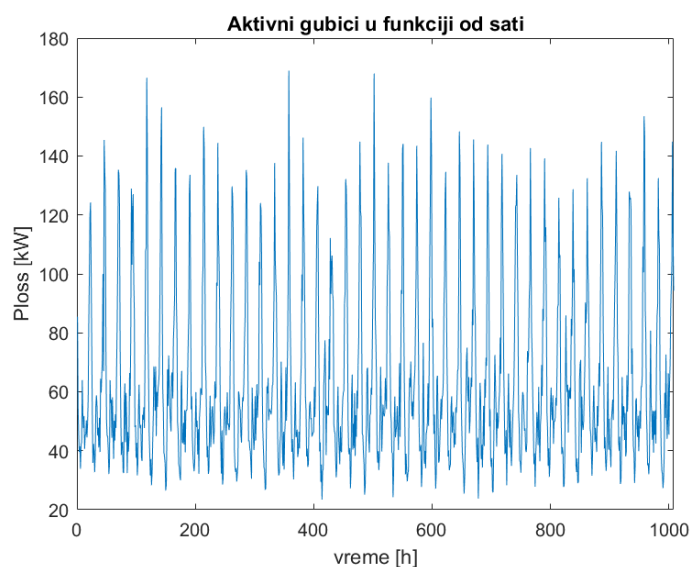
Slika 8.7 - $\cos\varphi$ u funkciji od sati - Scenario 4a



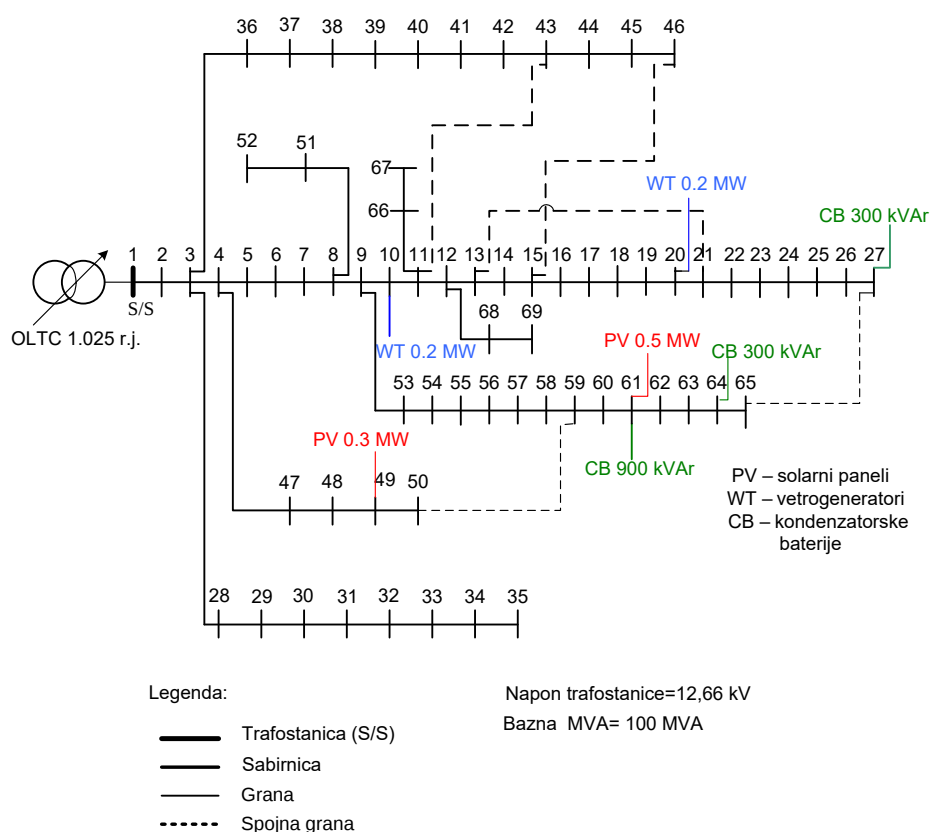
Slika 8.8 - Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati - Scenario 4a



Slika 8.9 - Minimalni napon mreže u funkciji od sati - Scenario 4a



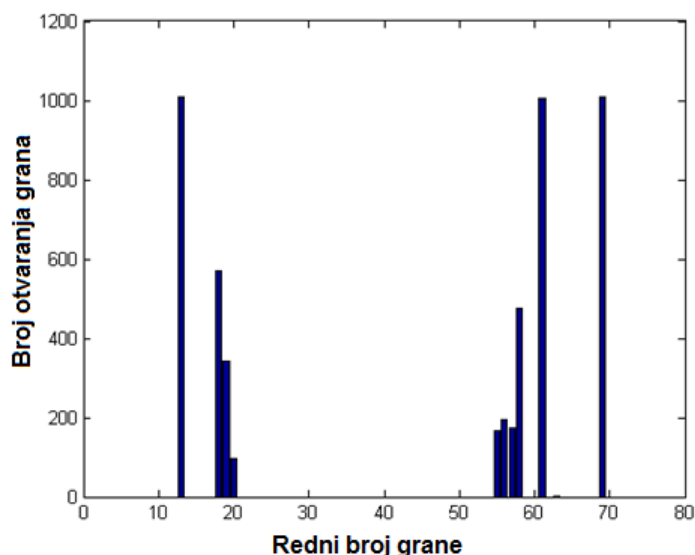
Slika 8.10 - Gubici aktivne snage u funkciji od sati - Scenario 4a



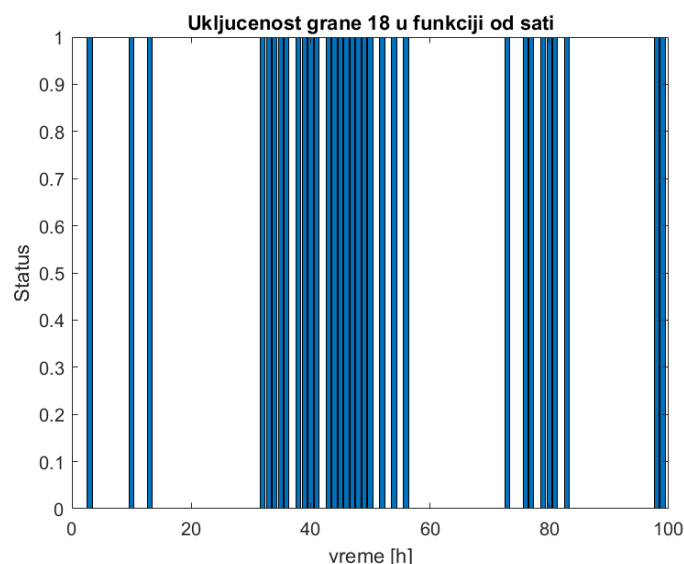
Slika 8.11 - Scenario 4a

Treba primetiti, da je broj otvaranja grana kod rekonfiguracije 5040 (1008 sati rada, 5 otvaranja svakog sata). Sve polazne konfiguracije imaju za otvorene grane 69, 70, 71, 72 i 73. Grane 1-12, 14-17, 21-55, 59, 60, 62, 64-68 i 71-73 (**Scenario 4a** i **2a**) se nikada ne otvaraju (**Slika 8.12**).

Status uključenosti/isključenosti (komutacija) po jednoj grani, predstavljen je na **Slici 8.13** za granu 18, koja češće komutuje. Na njoj se vidi da broj komutacija za 24 sata nije veći od 6. Grana 18 je nasumice izabrana i monitoring je izvršen za period od 100 sati (**Scenario 4a**).



Slika 8.12 – Broj otvaranja grana - Scenario 4a



Slika 8.13 – Komutacije grane 18 za period od 100 h - Scenario 4a

Iz **Tabela 8.2** i **8.3**, može se zaključiti da se primenjenim metodama mogu postići značajne uštede. Najbolji je **Scenario 4a**. Scenariji, označeni sa **a**, su bolji od onih bez **a**. Razlika između scenarija **5** i **5a** je 34400\$, što pri proceni takođe treba uzeti u obzir. Indeksi TVPI i TPLI se mogu tačno proračunati samo onda kada nema OLTC u napojnom čvoru. Komutacije su znatno manje po broju kod hibridnog algoritma nego kod algoritma gde se SA primenjuje simultano. Efektivne vrednosti struja zadovoljavaju samo za scenarije **4** i **4a**. Naponi u pogledu njihove maksimalne vrednosti su zadovoljeni u svim slučajevima dok minimalni napon zadovoljava samo u slučajevima **4** i **4a** (veći od 0,95 r.j.). Ulazni faktor snage zadovoljava u scenarijima **4**, **4a** i **8**, **8a**. Mreža nikada nije prekompenzovana. U pogledu cene neisporučene električne energije najniži je **Scenario 4a**.

Mada algoritmi nisu primenjeni simultano kod hibridne metode, dobijeni su odlični rezultati. Odstupanje od globalnog optimuma kod MST algoritma je prihvatljivo (minimalni gubici aktivne snage) i hibridni algoritam daje bolje rezultate od samo primenjenog algoritma SA za simultanu rekonfiguraciju i kompenzaciju, zato što je za indeks glavne while programske petlje usvojeno 3000, a globalni optimum se dobija posle 100 000 iteracija što bi dovelo do prevelikog vremena proračuna. Treba napomenuti, da kod MST algoritma (Kruskalov) postoji samo jedan proračun tokova snaga, što je razlog njegove brzine.

8. Numerički rezultati

Tabela 8.2 - Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati, kada se simultano primenjuje algoritam SA na rekonfiguraciju i kompenzaciju

Scenario	U ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	U _{max} polazno	U _{max} krajnje	U _{min} krajnje	cosφ	Q _{ulazno}	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1	1.025	2 116 495	10 237	-	-	0	-85,29	-85,29	1,0286	1,0286	0,8849	<0,85	nije	2 046 600
2	1.025	1 693 000 1 808 199	433 730 318 531	-	-	2 351 117 550	-85,29	-68,73	1,0286	1,0286	0,9354	<0,85	nije	1 657 400
3	1.025	2 046 395	80 337	-	-	0	-85,29	-14,53	1,0286	1,0286	0,9077	<0,85	nije	1 997 400
4	1.025	1 656 800 1 789 443	469 930 337 287	-	-	2 707 135 350	-85,29	-0,64	1,0286	1,0286	0,9628	>0,85	nije	1 629 400
5	1.000	2 181 195	0	1	1	0	-102,98	-102,98	1,0037	1,0037	0,8551	<0,85	nije	2 106 600
6	1.000	1 740 800 1 856 097	440 200 324 903	0.7897	0.4564	2 353 117 650	-102,98	-82,88	1,0037	1,0037	0,9086	<0,85	nije	1 704 500
7	1.000	2 104 795	76 389	0.8865	0.6452	0	-102,98	-29,42	1,0037	1,0037	0,8790	<0,85	nije	2 052 800
8	1.000	1 701 600 1 827 677	479 630 353 553	0.7017	0.3088	2 573 128 650	-102,98	-13,93	1,0037	1,0037	0,9299	>0,85	nije	1 674 500

Tabela 8.3 - Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati, kada se primenjuje hibridni algoritam SA i MST

Scenario	Uulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	U _{max} polazno	U _{max} krajnje	U _{min} krajnje	cosφ	Q _{ulazno}	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1a	1.025	2 083 095	9 237	-	-	0	-85,22	-85,22	1,025	1,025	0,8849	<0,85	nije	2 013 400
2a	1.025	1 576 200 1 649 945	516 132 442 387	-	-	1 505 75 250	-85,22	-67,49	1,025	1,025	0,9383	<0,85	nije	1 543 000
3a	1.025	2 014 295	78 037	-	-	0	-85,22	-14,41	1,025	1,025	0,9088	<0,85	nije	1 965 500
4a	1.025	1 554 800 1 628 545	537 532 463 787	-	-	1 505 75 250	-85,22	-1,13	1,025	1,025	0,9602	>0,85	nije	1 529 900
5a	1.000	2 146 795	0	1	1	0	-102,90	-102,90	1	1	0,8552	<0,85	nije	2 072 400
6a	1.000	1 618 800 1 673 435	528 040 473 405	0.2795	0.4675	1 115 55 750	-102,90	-83,27	1	1	0,9107	<0,85	nije	1 584 100
7a	1.000	2 071 895	74 863	0.3961	0.6411	0	-102,90	-29,28	1	1	0,8801	<0,85	nije	2 020 000
8a	1.000	1 595 600 1 650 235	551 150 496 515	0.1957	0.3096	1 115 55 750	-102,90	-14,69	1	1	0,9333	>0,85	nije	1 569 900

Napomena: - neboldovane brojke se odnose na cenu od 1\$, a boldovane od 50\$ po komutaciji,

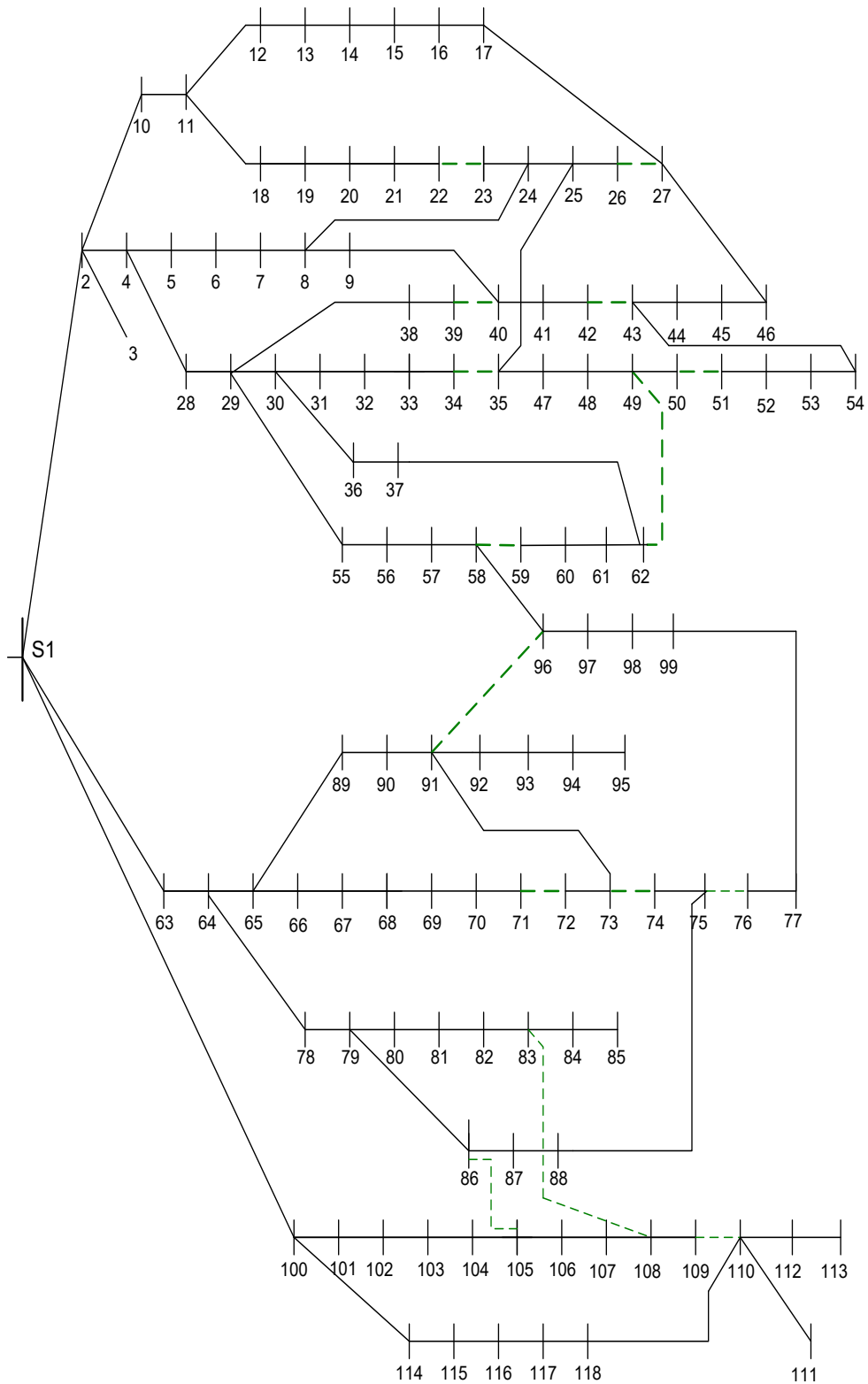
- Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (6.24),

- OLTC, proizvođač M.Reinhausen, type VVIII, 600 A, 40 kV, motorni pogon ED100S i pribor, cena 54 463.5\$.

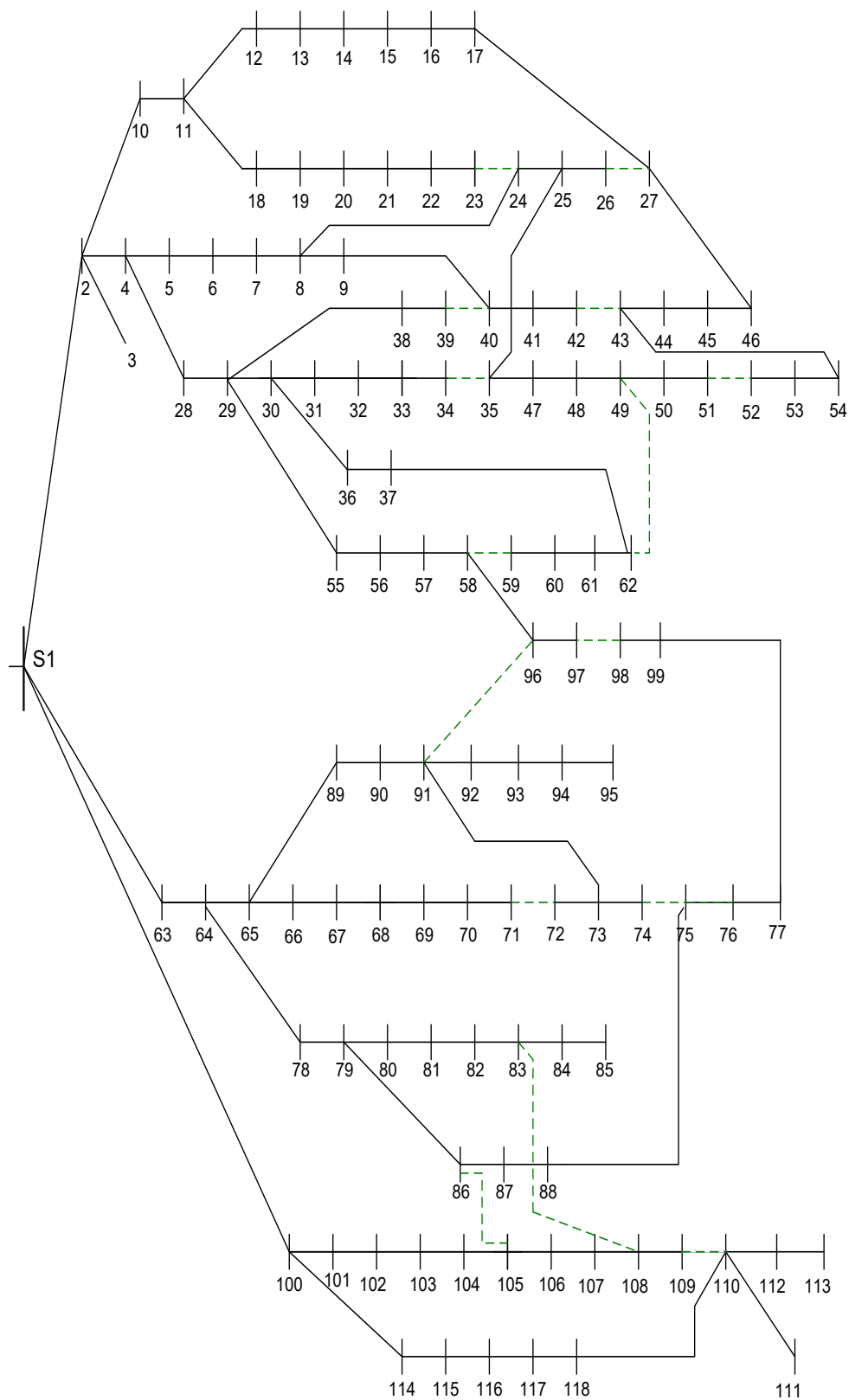
8.2. Rezultati za drugi test mrežu IEEE sa 118 čvorova

Naredna IEEE mreža, testirana je sa dva pomenuta pristupa (SA i MST) kako bi se dobila njihova komparacija. U testiranju nisu razmatrani DG, već samo pasivna potrošnja. Konfiguracija dobijena algoritmom minimalno razgranatog stabla pri rekonfiguraciji za nominalni nivo potrošnje, ima za otvorene grane 22, 26, 34, 39, 42, 50, 58, 71, 73, 75, 95, 109, 122, 129 i 130 (gubici $P_{loss} = 894,4786$ kW) i najniži napon u čvoru 111 (0,932 r.j.), **Slika 8.14**. Najmanji gubici u posmatranoj mreži se javljaju kada su otvorene grane broj 42, 26, 23, 51, 122, 58, 39, 95, 74, 71, 97, 129, 130, 109 i 34 (gubici $P_{loss} = 869,8371$ kW), a najniži napon je u čvoru 111 (0,932 r.j.), **Slika 8.15**. Konfiguracija dobijena algoritmom simuliranog kaljenja, koji je trajao 17 dana na računaru (Pentium IV PC; Intel core i7-4770, 3,4 GHz; 32 GB RAM) ima za otvorene grane 129, 109, 95, 87, 85, 76, 72, 61, 52, 47, 42, 38, 33, 25 i 21 (gubici $P_{loss} = 917,6$ kW) i gora je od one dobijene algoritmom minimalno razgranatog stabla koji je konvergirao u delu sekunde. Optimalna konfiguracija, rad [130] je dobijena za 1283,4 s. Ovim je ponovo potvrđena činjenica da algoritam minimalno razgranatog stabla daje za neuporedivo kraće vreme aproksimaciju globalnog optimuma, koja nije mnogo gora od njega u pogledu gubitaka aktivne snage. Zbog svega pomenutog, nadalje će biti korišćen samo algoritam koji koristi kombinaciju MST i SA, što je i glavna tema ove disertacije. U odnosu na prethodno poglavlje, u nastavku će biti komentarisani rezultati dobijeni primenom novog pristupa, uz dodatno uvažavanje solarnih elektrana.

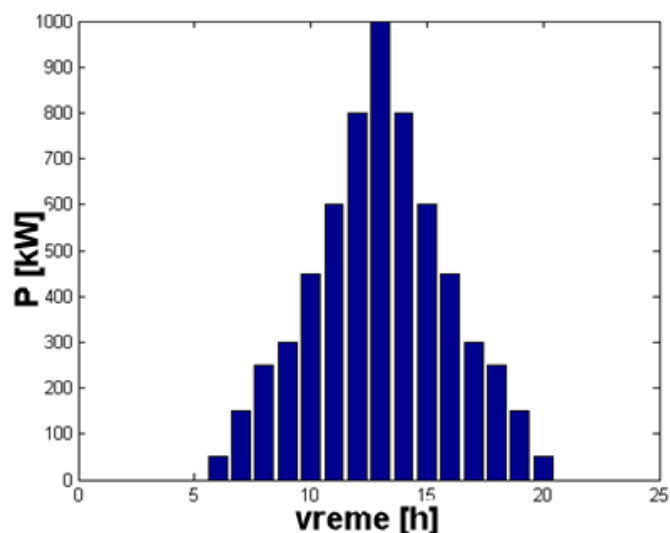
Pre rekonfiguracije i kompenzacije u mreži su instalisana dva vetrogeneratora maksimalne snage od po 1 MW svaki, što čini oko 10% aktivne potrošnje (22,7097 MW) i solarni paneli maksimalne snage od po 1 MW (**Slika 8.16**) svaki i to u najopterećenijim čvorovima mreže, čvor 50 (0,91837 MW, 1,2015 Mvar) i čvor 111 (0,91803 MW i 0,89855 Mvar), što je bio kriterijum za izbor pozicioniranja solarnih panela. Insolacija solarnog panela, predstavljena je na **Slici 8.17**. Pri simuliranju rekonfiguracije i kompenzacije, kada se uniformno raspodeljuju vetrogeneratori po čvorovima mreže, dobijeno je da su najčešće posećivani čvorovi (vetrogeneratorima) 27 i 102, **Slika 8.18**, za odgovarajuće nivoe potrošnje, koji se menjaju u skladu sa Gauss-ovom raspodelom (**Slike 8.19 - 8.22**), a izlazne snage vetrogeneratora po Weibull-ovoj raspodeli (**Slike 8.23, 8.24**) za 1008 sati rada mreže. U ovom slučaju, minimalni gubici aktivne snage mreže, iznosili su oko $P_{loss}=200$ kW, što govori u prilog tome da su maksimalne snage distribuiranih izvora dobro procenjene.



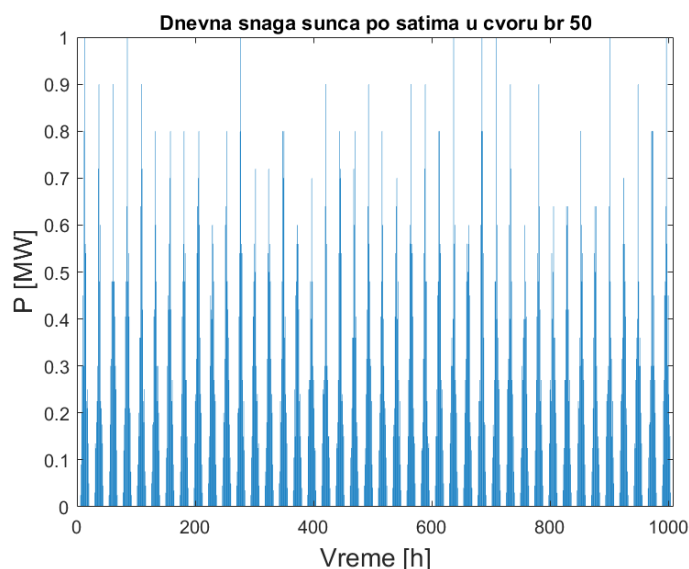
Slika 8.14 – Konfiguracija dobijena algoritmom minimalno razgranatog stabla



Slika 8.15 – Optimalna konfiguracija

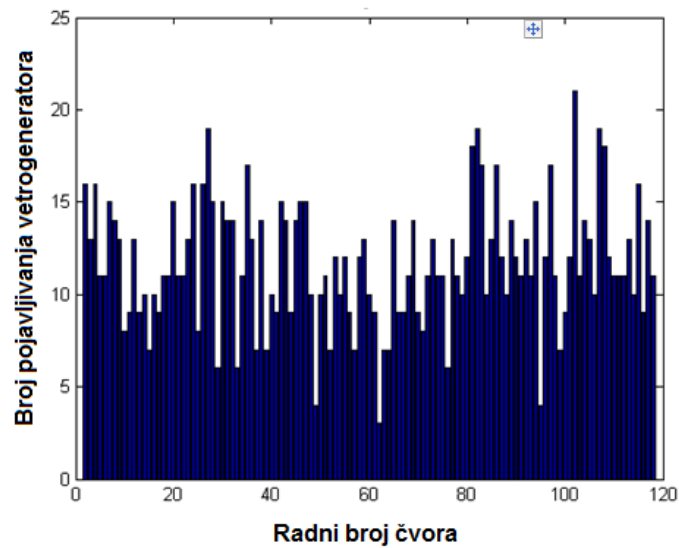


Slika 8.16 - Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 50 za 24h bez oblačnosti

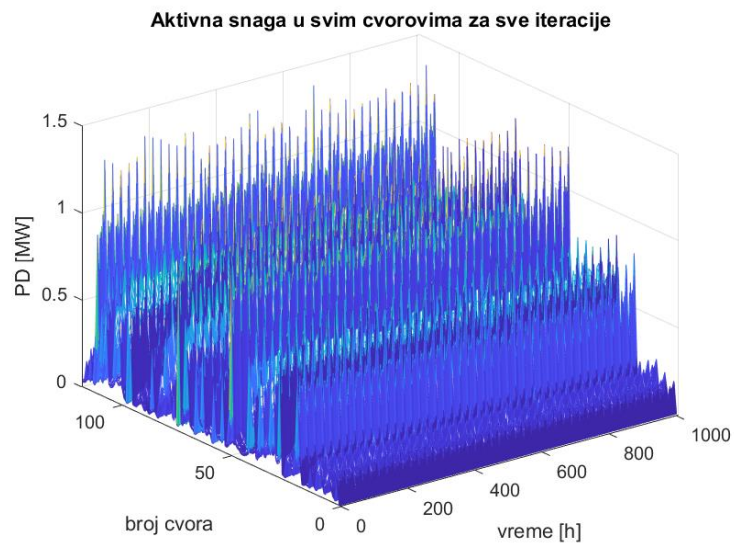


Slika 8.17 - Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 50 za 1008 h uz uvažavanje oblačnosti

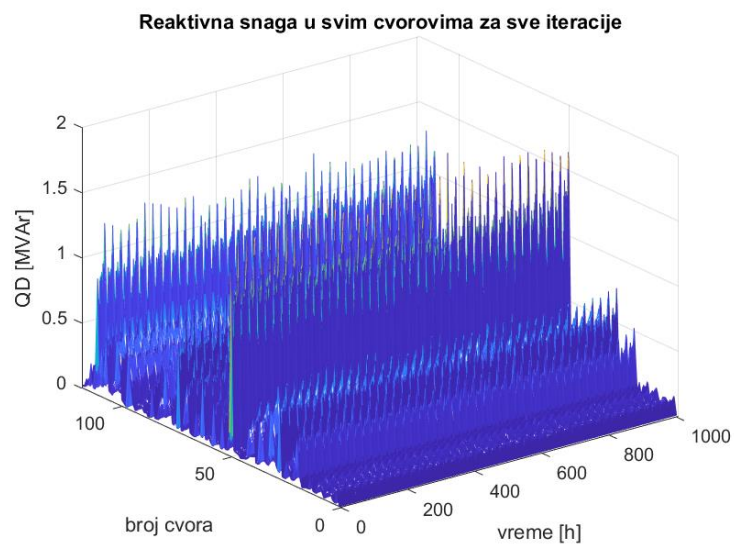
Simulacija je izvršena za položaj regulatora napona pod opterećenjem (OLTC) u napojnom čvoru mreže 1,00 i 1,025 r.j. Pri položaju 1,00 r.j. za 1008 sati rada mreže dobilo se da je $V_{min}=0,8995$ r.j. što nije u opsegu 0,9-1,1 r.j. koji je usvojen za važeći za ovu test mrežu pa je simulacija nastavljena sa otcepom od 1,025 r.j. kada je $V_{min}=0,9238$ r.j. što je zadovoljilo. Maksimalna struja je za 26,04 A bila manja od deklarisanе, pa su najčešće posećivani čvorovi vetrogeneratorima određivani u ovom radnom režimu (položaj otcipa 1,025 r.j.). Položaj od 1,05 r.j., doveo bi mrežu u radni režim, kada je V_{max} mreže veće od 1,05 r.j., tako da se uži opseg napona za rad mreže od 0,95-1,05 r.j. nije mogao usvojiti.



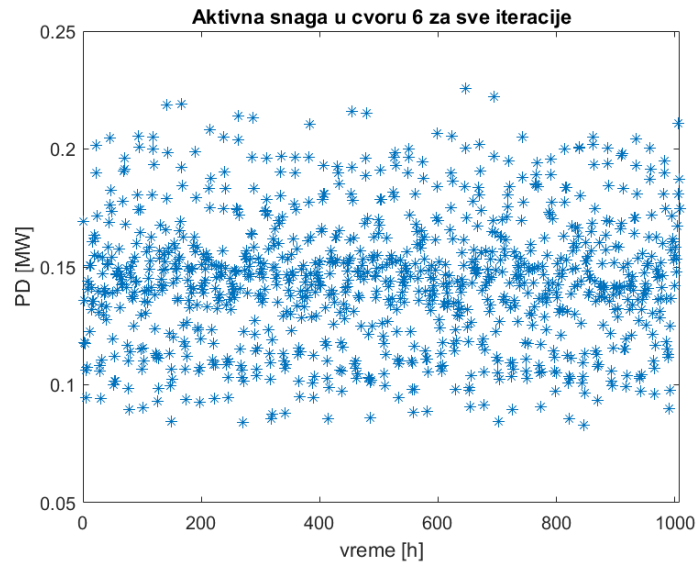
Slika 8.18 - Broj pojavljivanja vetrogeneratora za različite čvorove mreže



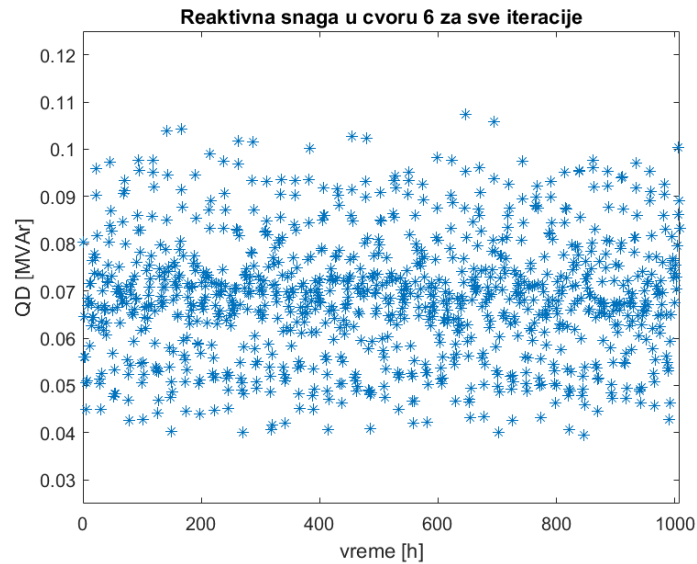
Slika 8.19 - Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu



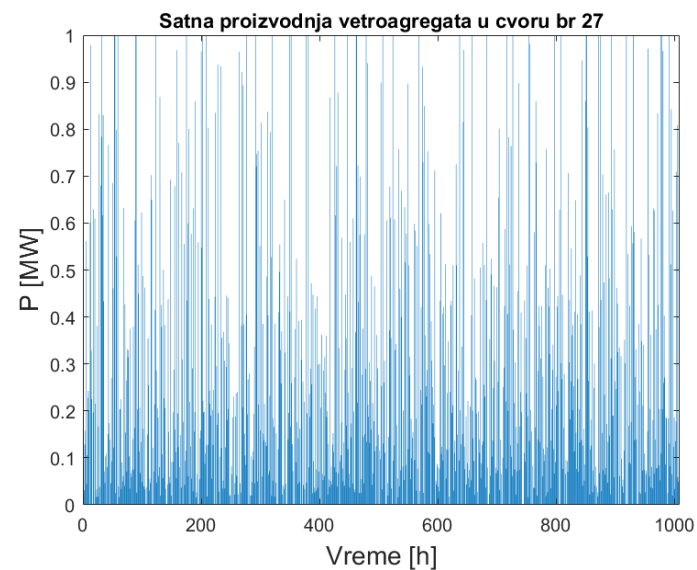
Slika 8.20 - Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu



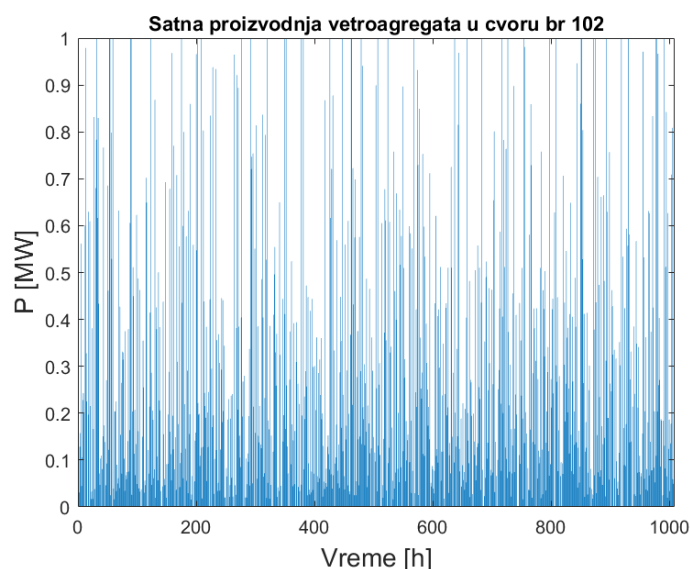
Slika 8.21 – Potrošnja aktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada



Slika 8.22 – Potrošnja reaktivne snage u čvoru 6 za 1008 sati rada mreže



Slika 8.23 – Snaga vetroturbine postavljene u čvoru 27



Slika 8.24 - Snaga vetroturbine postavljene u čvoru 102

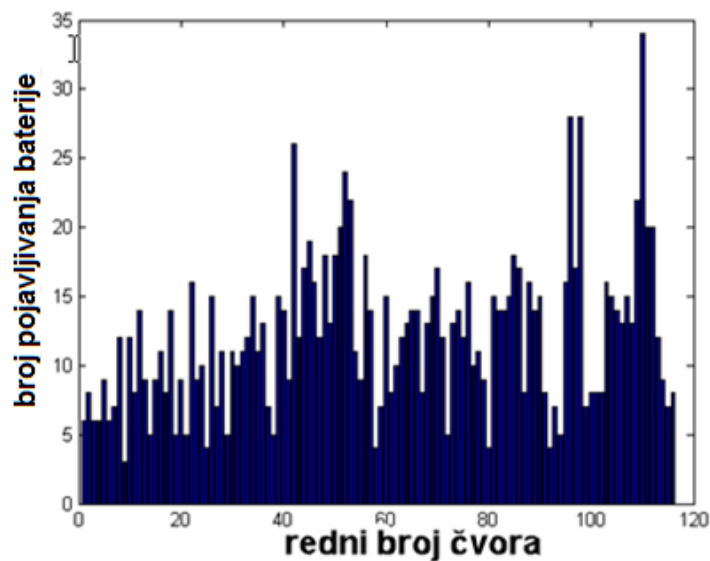
Razmatran je ukupno 21 scenario. Scenariji se razlikuju po broju i položaju kondenzatorskih baterija. Pregledno su prikazani u **Tabeli 8.4**.

Tabela 8.4 - Pozicije priključenja različitih kondenzatorskih baterija, za različite scenarije

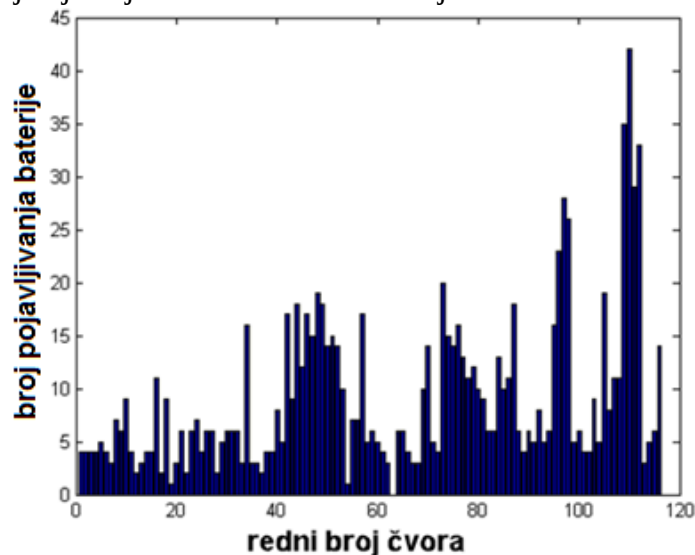
Scenario	Snaga kondenzatorske baterije [kvar]			Otecep na OLTC	Komutacije
	300	600	1200		
1			49, 110	1,025	da
2			49, 110, 96	1,025	da
3			49, 110, 96, 81	1,025	da
4			49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
5			49, 110, 96, 81, 74, 57	1,025	da
6		48	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
7		48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
8		48,57, 34	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
9	34	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
10	42	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
11	42,52	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
12	42,52, 45	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
13	42,52, 45, 85	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
14	42,52, 45, 85, 22	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	da
15				1,025	da
16	42,52, 45, 85	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1,025	ne
17				1,025	ne
18	42,52, 45, 85	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1	da
19				1	da
20	42,52, 45, 85	48,57	49, 110, 96, 81, 74	1	ne
21				1	ne

Simulacija sa fiksnim kondenzatorskim baterijama i fiksnim čvorovima za njihovo instaliranje izvršena je sukcesivno, postepenim dodavanjem sve većeg broja baterija u čvorovima mreže, koji su najposećeniji sa njihovog aspekta pri čemu se krenulo od kondenzatorskih baterija snage 1200 kvar-a, pa 600 kvar-a i na kraju 300 kvar-a. Sve dok je rasla funkcija cilja (Energy savings, jednakost 6.24) dodavane su baterije, da bi se sa ovim prekinulo čim je ona počela da opada. U

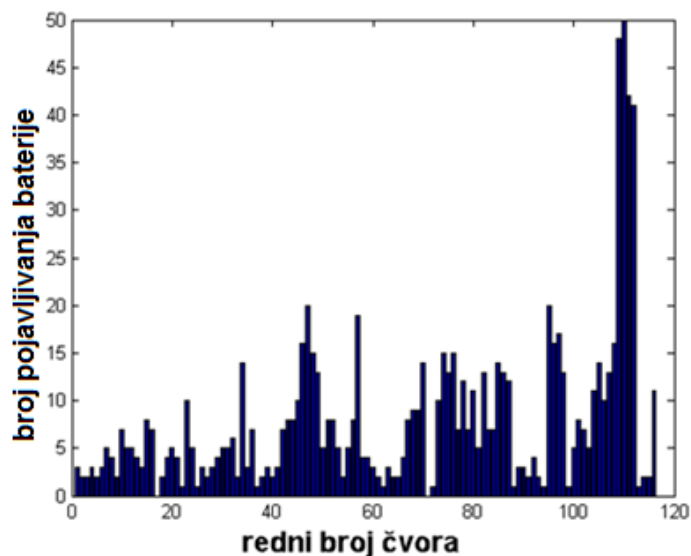
Tabeli 8.4 su navedeni čvorovi za postavljanje baterija kada balansni (nulti) čvor nije uzet u obzir. Ovde je korišćen algoritam Monte Carlo sa grafičkim prikazom (**Slike 8.25 – 8.29**).



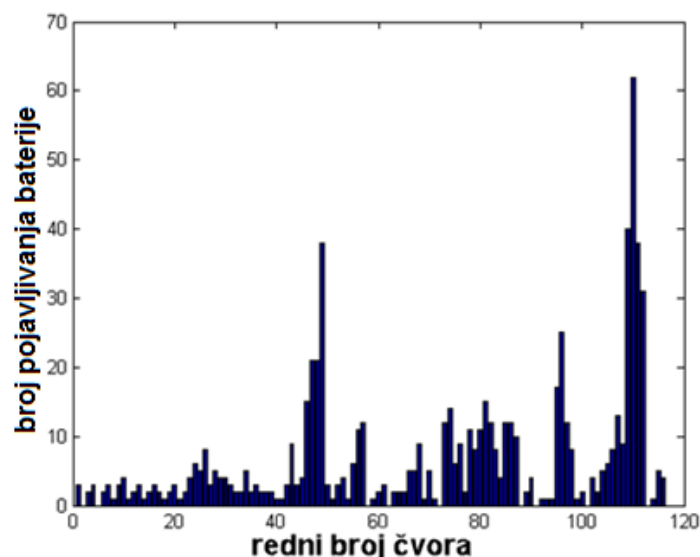
Slika 8.25 - Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 300 kvar-a za 1008 sati rada mreže



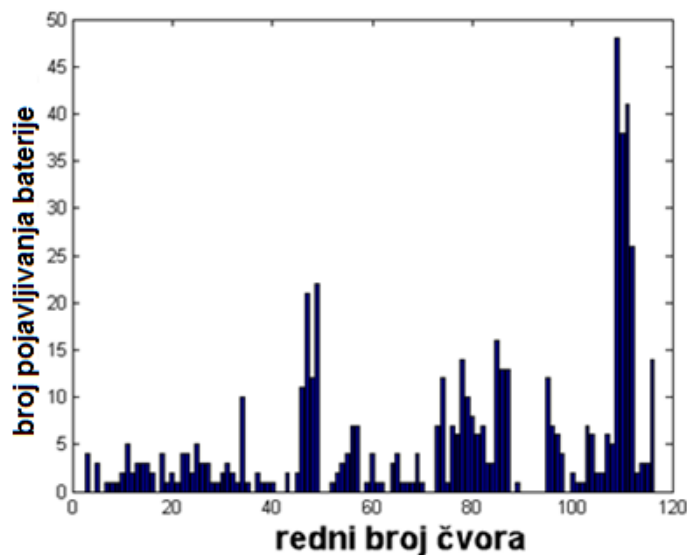
Slika 8.26 - Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 600 kvar-a za 1008 sati rada mreže



Slika 8.27 - Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 900 kvar-a za 1008 sati rada mreže



Slika 8.28 - Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 1200 kvar-a za 1008 sati rada mreže



Slika 8.29 - Broj pojavljivanja kondenzatorske baterije od 1500 kvar-a za 1008 sati rada mreže

Osnovna ideja pri simulaciji je bila, da se prvo vrši rekonfiguracija sa prisutnim distribuiranim izvorima primenom metode minimalno razgranatog stabla, Kruskalovog algoritma, a tek onda kompenzacija kondenzatorskim baterijama. Primena algoritma simuliranog kaljenja za simultanu metodu je otpala, jer za ovu mrežu rekonfiguracija za jedan nivo potrošnje traje 17 dana i ne daje zadovoljavajuće rezultate. Za početni, vremenski najzahtevniji program (kada „šetaju“ vetrogeneratori i kondenzatorske baterije, kompenzacija vrši metodom simuliranog kaljenja), program u MATLAB-u R2010a sa MATPOWER algoritmom za proračun tokova snaga na računaru karakteristika: AMD Ryzen5 2600 3,4 do 3,9 GHz; 2x32 GB RAM traje oko 15 sati i 36 min (1008 iteracija), a svaka simulacija pri fiksnim čvorovima za vetrogeneratore i kondenzatorske baterije traje 1 min CPU vremena (takođe, 1008 iteracija) zbog skalabilnosti algoritma minimalno razgranatog stabla. Ovim se vidi da je algoritam podjednako brz kao i za mrežu od 69 čvorova (15,5h). Zaključak je da se najviše vremena utroši na algoritam SA za kompenzaciju mreže. Nadalje se zaključuje da brzina algoritma ne zavisi preterano od broja čvorova.

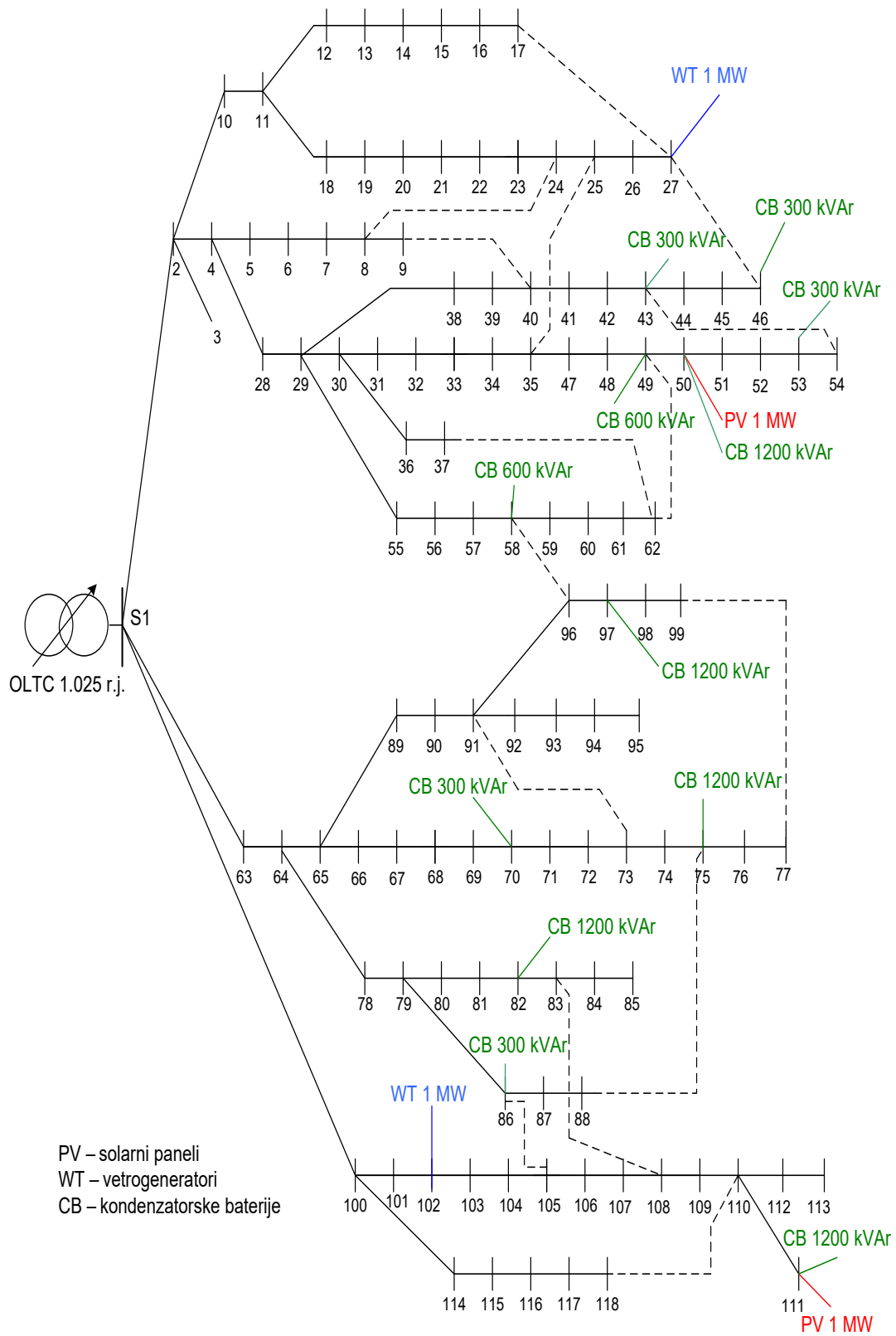
Najbolji rezultati se dobijaju za scenarije 13 i 14. Oni su samo prikazani u Tabeli 8.5 kako se ne bi opterećivao tekst. **Scenario 13** zadovoljava sve tehničke zahteve u pogledu dozvoljenih napona u čvorovima mreže (usvojeno je da napon može da varira u opsegu 0,9-1,1 r.j.), **Slika 8.30**. Takođe, zadovoljene su vrednosti i za maksimalnim dozvoljenim strujama. Mreža ima i dobar ulazni faktor

snage (veći od 0,85 koliko je usvojeno za minimalnu dozvoljenu vrednost) i nije prekompenzovana (**Slike 8.31-8.34**). Sa ekonomskog aspekta, ovo je i najjeftiniji scenario (7 039 300\$) sa maksimalnom uštedom od 869 180\$ i najmanjim troškovima na neisporučenu energiju (6 816 900\$). Rekonfiguracija je u svim scenarijima ista (vrši se na početku za iste vrednosti polaznih konfiguracija). Može se napomenuti, da je rekonfiguracija odvojena od kompenzacije, koja se izvršava posle rekonfiguracije. Postepenim dodavanjem kondenzatorskih baterija polako rastu i naponi mreže, popravljaju se faktor snage i povećavaju se minimalne razlike u odnosu na usvojene nazivne struje mreže.

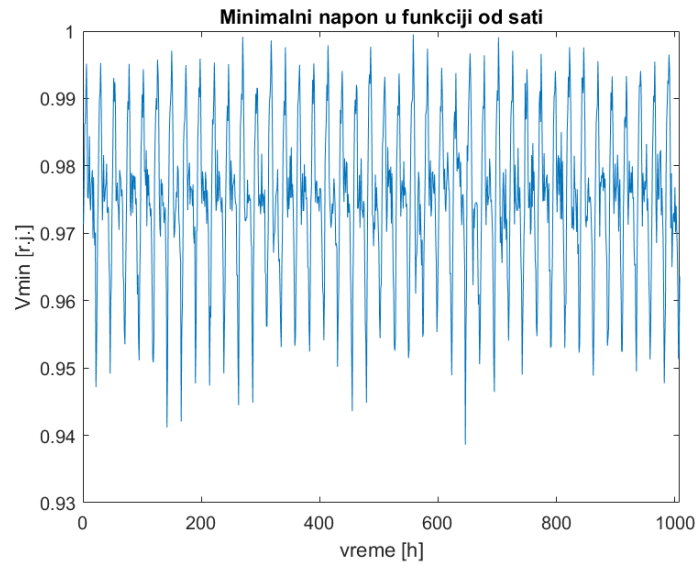
Iz **Dijagrama 8.35-8.38**, vidi se da dodavanjem kondenzatorskih baterija raste i njihova cena, ali se električna energija, neisporučena električna energija i gubici vršne snage smanjuju što rezultuje u većim uštedama. Kompenzacija novim kondenzatorskim baterijama, ima i određeno ograničenje u dodavanju baterija iste snage. Kad cena počne da raste, treba poslednju kondenzatorsku bateriju određene snage zameniti baterijom manje snage i time postići precizniju regulaciju, kako tehničkih, tako i ekonomskih parametara, sve dok je ovo dodavanje ekonomski opravdano (ovo se vidi na primerima scenarija **4, 5 i 6**). Dodavanje kondenzatorskih baterija, u čvorovima mreže se vrši sve dok se ne ispune uslovi za minimalnim inkrementom snage kondenzatora, čijim se poslednjim dodavanjem povećava cena, a smanjuje ušteda. Gubici vršne snage, ne moraju da prate trend opadanja ukupne cene, može se desiti da oni opadnu, mada je vrednost električne energije i neisporučene električne energije porasla (**Scenario 4 i 5**). Najveću vrednost u ceni, čini neisporučena električna energija. Može se desiti da u dva susedna scenarija ona poraste, mada se i ušteda povećala (**Scenario 11 i 12**). Konačan zaključak je, da novo dodavanje kondenzatorske baterije od 300 kvar posle **scenarija 13 (Scenario 14)**, dovodi do povećavanja u ceni i da tu treba stati, odnosno da je optimalan **Scenario 13**.

U narednoj analizi, biće upoređeno osam scenarija (**13, 15-21**). Ovo su scenariji, kod kojih je uključena rekonfiguracija, kompenzacija, distribuirana proizvodnja u samom startu, kao i regulator napona pod opterećenjem u trafostanici napojnog čvora i odsustvo pojedinih od navedenih strategija radi njihove procene. U pogledu dozvoljenog odstupanja napona, zadovoljavaju scenariji **13, 15 i 18** i najbolji je napon mreže za **Scenario 13** (minimalna vrednost napona čvora je 0,9386 r.j.). U pogledu dobre dimenzionisanosti provodnika grana, sa aspekta maksimalno dozvoljenih struja, zadovoljavaju scenariji **13, 16 i 20**. Najveća rezerva postoji kod scenarija **16**, što bi značilo da bi u pogledu maksimalnih razlika u odnosu na dozvoljene struje grana ovaj scenario bio najbolji. U pogledu dobrog ulaznog faktora snage ($\cos\varphi$) zadovoljavaju scenariji **13, 16, 18 i 20**, čime je potvrđena činjenica da se kompenzacijom mreže, uvek može popraviti ulazni faktor snage. Indeksi TVPI i TPLI se tačno mogu odrediti samo za scenarije **18, 19, 20 i 21** i najbolji su za **Scenario 18**.

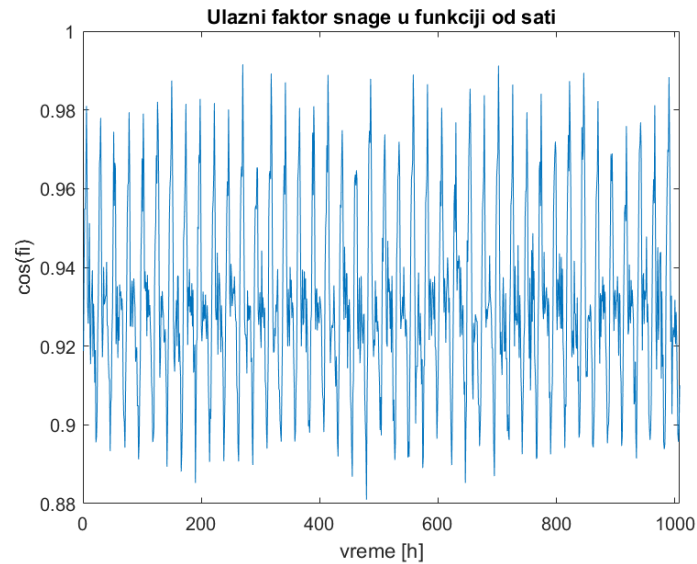
Kada se posmatra ekonomska analiza navedenih osam scenarija (**Tabela 8.5, Dijagrami 8.35-8.38**), u pogledu gubitaka električne energije, najbolji je **Scenario 13** sa gubicima električne energije u iznosu 19 248\$. Cena neisporučene električne energije, je najniža isto kod **scenarija 13** (6 816 900\$). U pogledu gubitaka vršne snage, oni su najmanji za **Scenario 13** (195 970\$). U pogledu cene za pojedine scenarije, vidi se da je najbolji **Scenario 13** sa cenom od 7 039 300\$, odnosno 7 090 015\$ (cena komutacija 50\$).



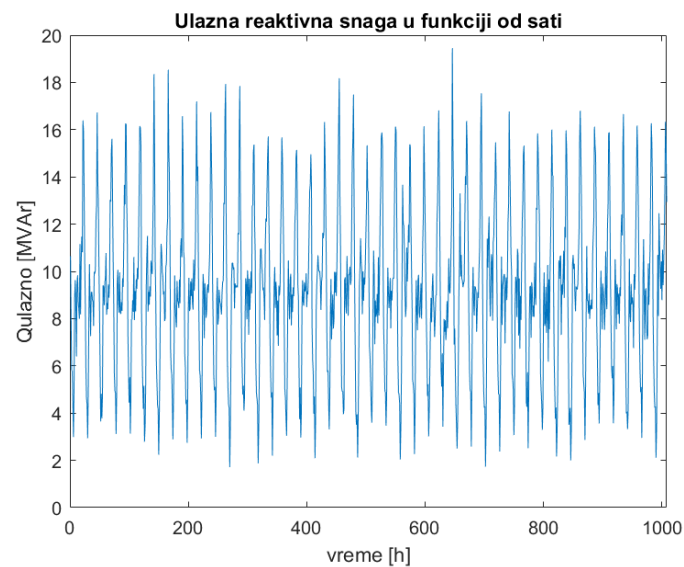
Slika 8.30 - Scenario 13



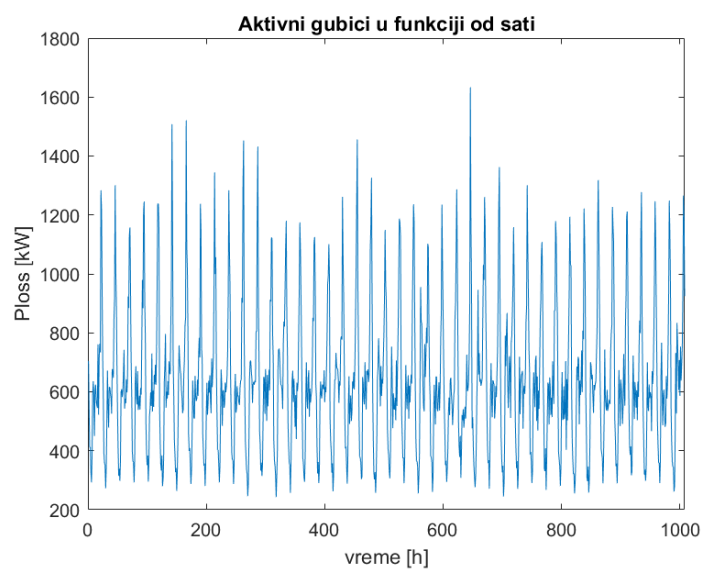
Slika 8.31 - Minimalni napon mreže u funkciji od sati - **Scenario 13**



Slika 8.32 - $\cos\phi$ u funkciji od sati - **Scenario 13**



Slika 8.33 - Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati – **Scenario 13**



Slika 8.34 - Gubici aktivne snage u funkciji od sati-Scenario 13

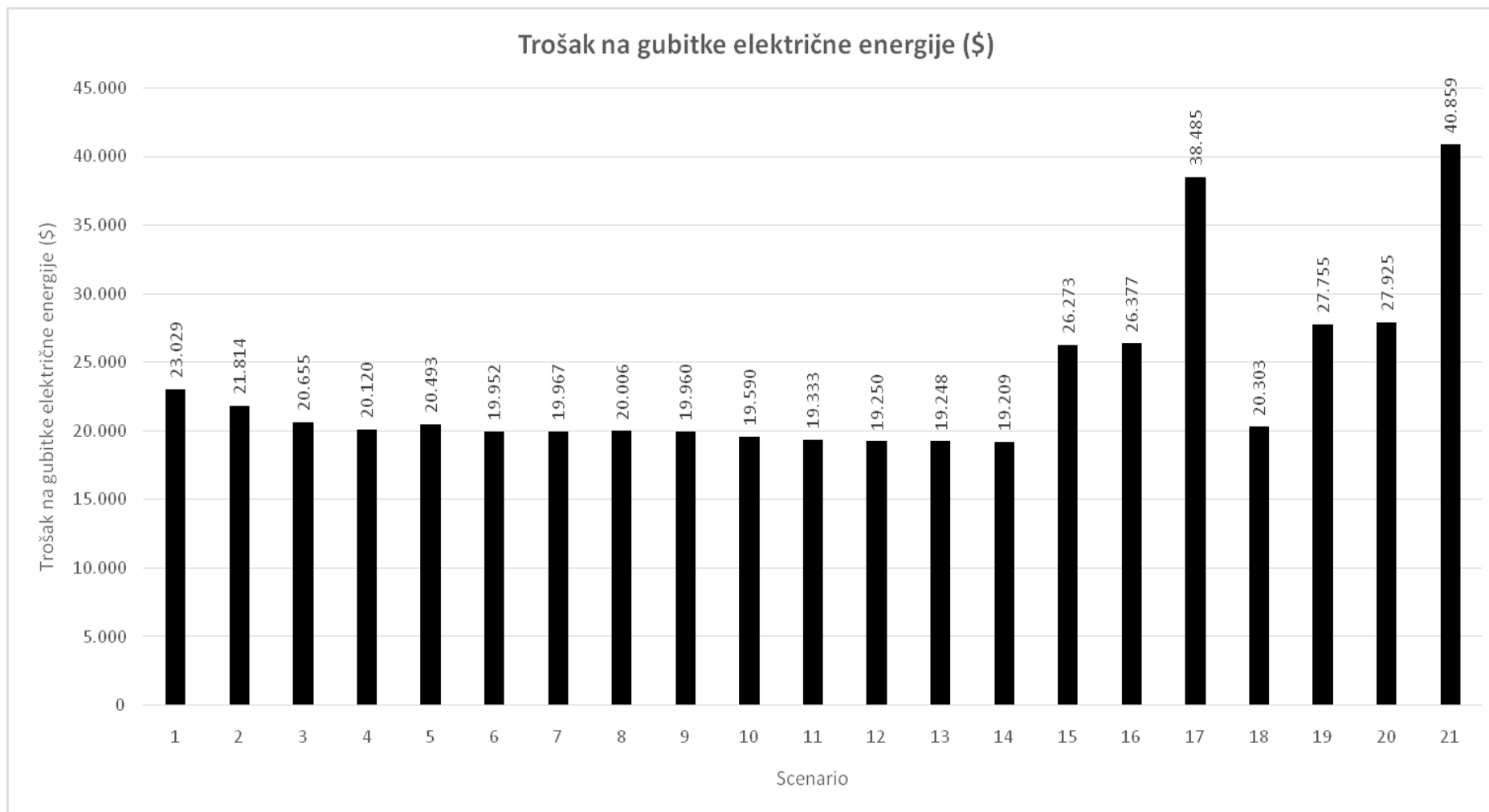
8. Numerički rezultati

Tabela 8.5 – Rezultati za 1008 puta puštan program za dva najbolja scenarija

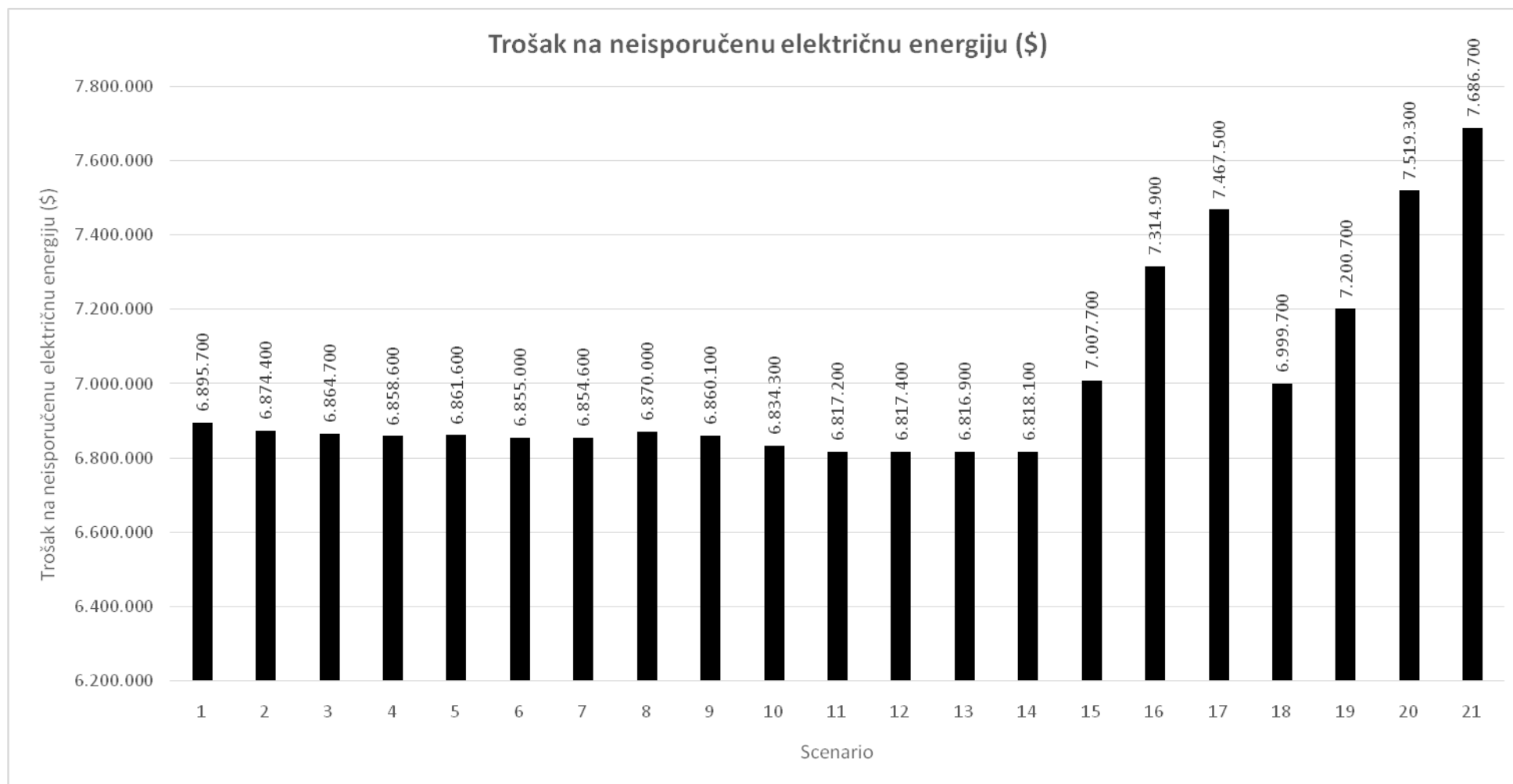
Scenario	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena nije uključena	TVPI	TPLI	Komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	U _{max} polazno	U _{max} krajnje	U _{min} krajnje	Q _{ulazno}	Trošak na neisporučenu električnu energiju
Redni broj	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.	prekompenzovana	\$
13	7 039 300 7 090 015	869 180 818 465	-	-	1035 51 750	-21,16	15,71	1,0293	1,0250	0,9386	nije	6 816 900
14	7 040 000 7 090 715	868 550 817 835	-	-	1035 51 750	-21,16	28,39	1,0293	1,0250	0,9386	nije	6 818 100

Napomena: - neboldovane brojke se odnose na cenu od 1\$, a boldovane od 50\$ po komutaciji,

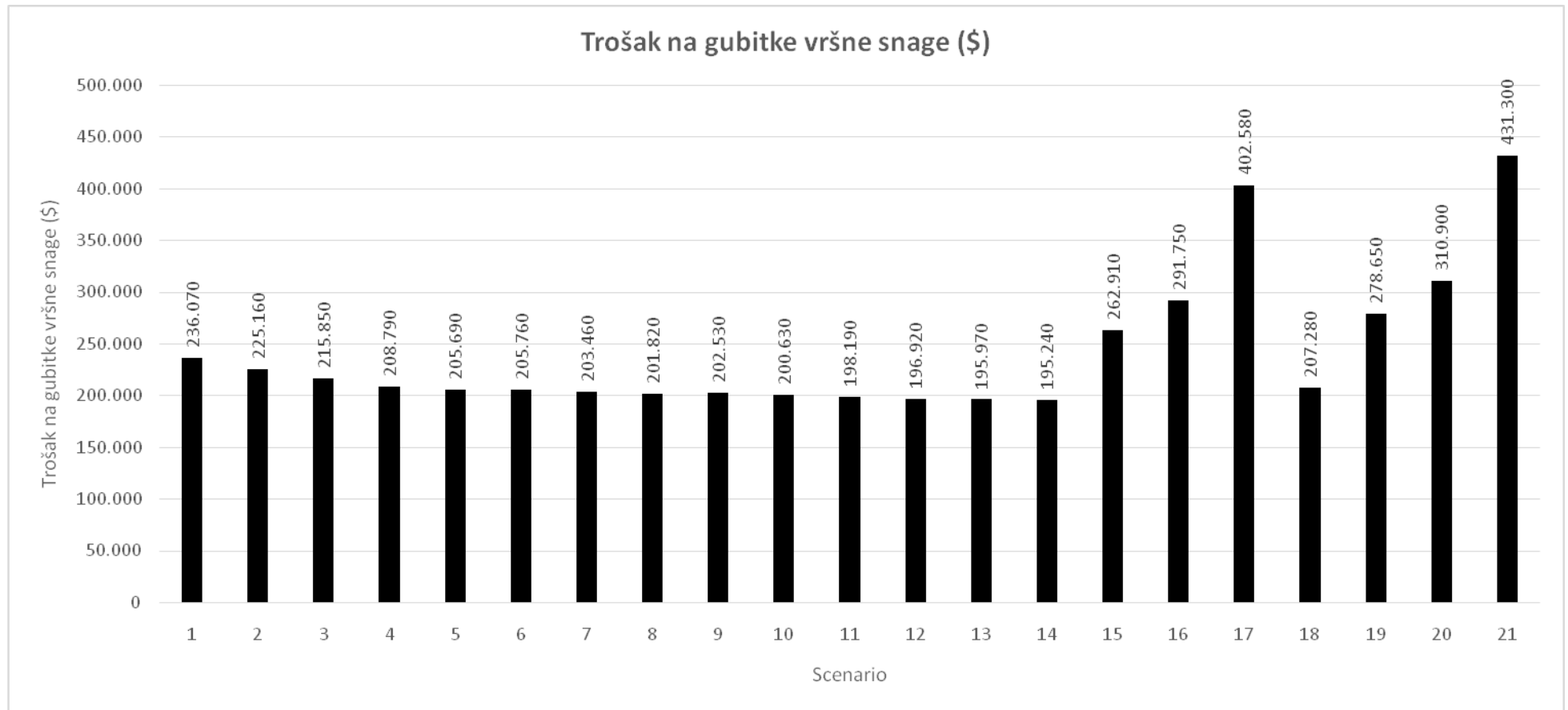
- Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (6.24).



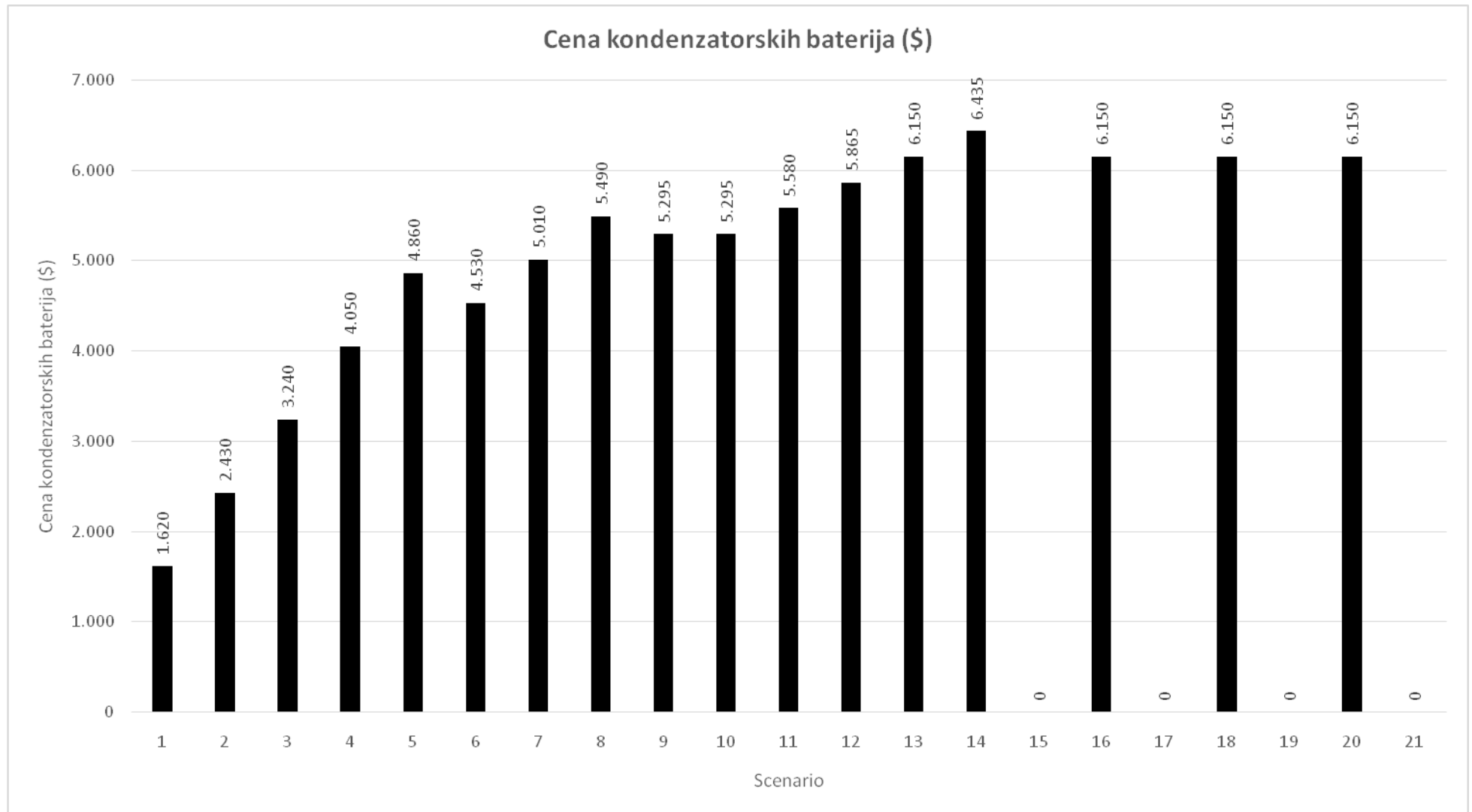
Dijagram 8.35 – Trošak na gubitke električne energije za različite scenarije, druga test mreža



Dijagram 8.36 – Trošak na neisporučenu električnu energiju za različite scenarije, druga test mreža



Dijagram 8.37 – Trošak na gubitke vršne snage za različite scenarije, druga test mreža



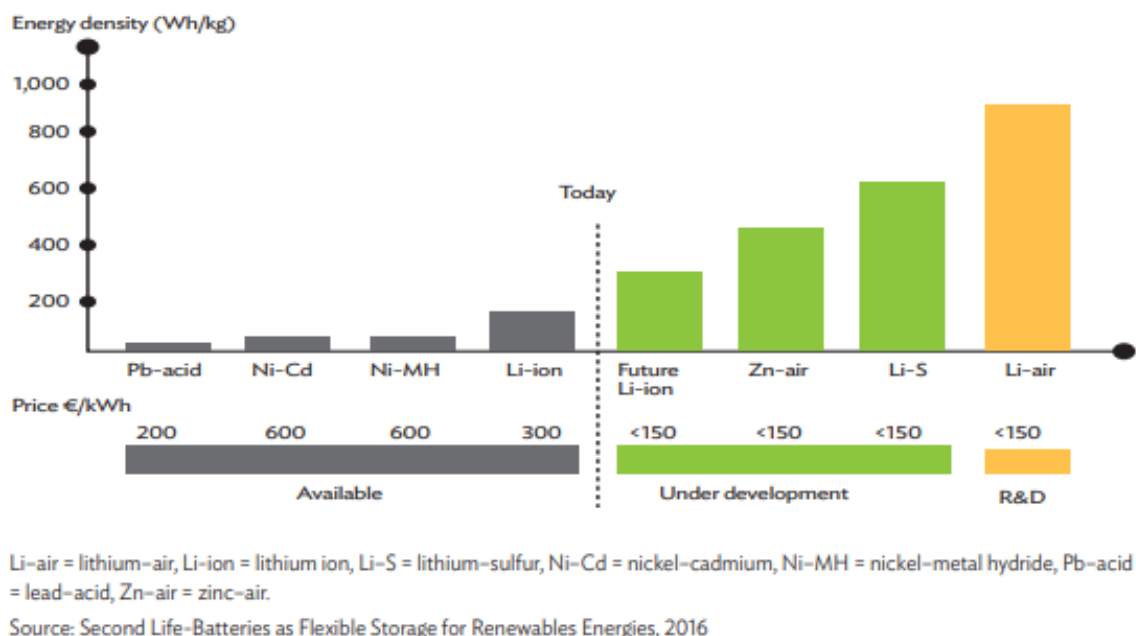
Dijagram 8.38 – Cena kondenzatorskih baterija za različite scenarije, druga test mreža

8.3. Sistemi za skladištenje električne energije u distributivnim mrežama

8.3.1. Opšta razmatranja

Sistemi za skladištenje električne energije, skraćeno BESS (eng. *Battery electricity storage systems*) sve više se primenjuju u distributivnim mrežama. Akumulacione baterije za skladištenje električne energije, ispunjavaju ciljeve, koji donose mnoge koristi kao što su: ugradnja promenljivih obnovljivih izvora, poboljšanje efikasnosti snabdevanja električnom energijom, njene pouzdanosti i bezbednosti. One imaju važnu ulogu u snabdevanju električnom energijom, koja će tako biti čistija i efikasnije isporučivana. Sistemi za skladištenje električne energije, omogućavaju da se ne prekida proizvodnja iz obnovljivih izvora i da se smanjuju ulaganja u proširenje mreže, koja bi dovela do većih cena po potrošače. Njima se postiže fleksibilnost u isporuci električne energije. Sve do nedavno, visoka cena i mala efikasnost akumulacionih baterija za skladištenje električne energije, sprečavala je njihovu masovnu primenu.

S druge strane, akumulacione baterije pružaju efikasnu alternativu proširenju mreže zbog smanjene proizvodnje iz vetrogeneratora i solarnih elektrana. Takođe, njima se postiže „peglanje” vršne potrošnje isporukom električne energije, koja ne potiče od električne mreže tokom perioda vršnog opterećenja. Kako obnovljivi izvori ne prate potrošnju, višak električne energije se može umanjiti ili izvesti. Višak električne energije se može skladištiti u baterijama radi kasnije potrošnje kada je proizvodnja iz obnovljivih izvora niska a potrošnja visoka. Industrijski potrošači i vlasnici distributivnih mreža imaju korist u smanjenju troška za vršnu potrošnju i od odgađanja proširenja mreže zbog „peglanja” pikova i nivelisanja potrošnje. Jedna od najznačajnijih karakteristika sistema za skladištenje električne energije, je njihov životni vek i ovaj faktor ima najveći uticaj na njihovu ekonomsku efikasnost. Njihova druga važna osobina, je korist po okolinu, no mora se proceniti mera, u kojoj su oni bezbedni po sredinu i da li se mogu reciklirati. Sekundarne litijumske baterije pretvaraju električnu energiju u hemijsku i obrnuto, korišćenjem elektrohemijskih procesa. Tehnološke promene vode ka električnim baterijama, čije su energije skladištenja veće (**Slika 8.39**).

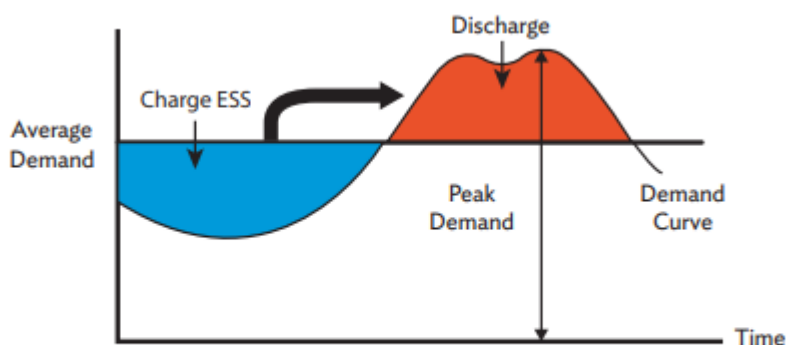


Slika 8.39 – Sadašnje i buduće tehnologije BESS [149]

Baterije sledeće generacije, kao što su litijum jonske, kombinacija cinka i vazduha, litijum sumporne, litijum u kombinaciji sa vazduhom, su sa poboljšanim energijama skladištenja (sekundarne sa litijumom i ponovo punjive), a cena će im biti ispod 50\$ po kilovatu (kW). Operateri distributivne mreže, mogu da imaju problema sa stabilnošću sistema i mogu biti prinuđeni

da isključe obnovljive izvore, da bi izbegli prenapone. Operateri prenosne mreže, mogu biti u situaciji, da imaju veće količine obrtno rezerve, da bi kompenzovali veće predviđene kvarove. Pojačanje mreže i troškovi isključenja obnovljivih izvora se nadoknađuju od potrošača većim tarifnim cenama. Skladištenjem električne energije obezbeđuje se fleksibilnost energetskog sistema i ono je korisno, jer omogućuje da se veće količine obnovljive energije sigurno i bezbedno integrišu u mrežu. Moguće je napajanje više potrošača, pri postojećem kapacitetu mreže, jer se višak električne energije može skladištiti. Višak električne energije, može se skladištiti kod samih potrošača, umesto da se isporučuje mreži.

Vetroturbine se obično zaustavljaju, kada brzina vetra pređe 25 m/s, što potencijalno može dovesti do velikog pada u proizvodnji električne energije. Smanjenje električne potrošnje, u momentima kada su kapaciteti mreže preopterećeni „peglanjem pikova” (Slika 8.40), pomaže odlaganju ulaganja u proširenje mreže ili njeno pojačanje.



ESS = energy storage system.

Source: Korea Battery Industry Association 2017 "Energy storage system technology and business model".

Slika 8.40 – Prikaz „peglanja pikova” pomoću BESS [149]

8.3.2. Modelovanje sistema za skladištenje električne energije

Daće se kratak pregled primenjenih modela u tezi. Rad baterija je primenjen na sledeći način:

- Definiše se lokacija baterije/baterija.
- Definiše se kapacitet baterije i snaga punjenja i pražnjenja za sat vremena eksploatacije.
- Definiše se cena punjenja i pražnjenja baterija za sat vremena eksploatacije.
- Izvrši se proračun tokova snaga i odredi se razlika potrošnje i proizvodnje bez uvažavanja postojanja baterije.
- Ako je snaga potrošnje veća, baterija generiše aktivnu snagu, ako je proizvodnja veća, baterija apsorbira aktivnu snagu kako bi se punila.
- Sa izračunatom snagom punjenja/pražnjenja baterije na satnom nivou, nastavlja se sa algoritmom opisanim u ovoj disertaciji za minimiziranje gubitaka i troškova u mreži.

Pomenuti model opisan je u referenci [66] sledećim jednačinama:

Jednačine punjenja i pražnjenja akumulacionih baterija za skladištenje električne energije (BESS):

$$H_a SoC(k+1) = H_a SoC(k) + \eta_{ch} P_{ch}(k) \Delta t - P_{dis}(k) \Delta t / \eta_{dis} \quad (8.1)$$

$$P_{ch_min} \leq P_{ch}(k) \leq P_{ch_max} \quad (8.2)$$

$$P_{dis_min} \leq P_{dis}(k) \leq P_{dis_max} \quad (8.3)$$

$$P_{ch}(k) P_{dis}(k) = 0 \quad (8.4)$$

$$P_{BES}(k) = P_{dis}(k) - P_{ch}(k) \quad (8.5)$$

Korišćene su sledeće oznake:

H_a – kapacitet BESS (kWh),
 $SoC(k)$ – stanje napunjenosti BESS (%),
 $P_{ch}(k)$ – aktivna snaga punjenja (W),
 $P_{dis}(k)$ – aktivna snaga pražnjenja (W),
 η_{ch}, η_{dis} – efikasnost punjenja i pražnjenja (%),
 k – redni broj iteracije,
 Δt – vremenski korak,
 $P_{BES}(k)$ – izlazna snaga BESS u trenutku k ,
 P_{ch_max}, P_{ch_min} – maksimum i minimum aktivne snage punjenja i
 P_{dis_max}, P_{dis_min} – maksimum i minimum aktivne snage pražnjenja.

BESS se ne može istovremeno puniti i prazniti, tako da u jednom trenutku $P_{ch}(k)$ ili $P_{dis}(k)$ mora biti 0, jednačina (8.4). Ovaj model, primenjen je u ovoj disertaciji.

8.3.3. Primer primene baterija za skladištenje električne energije u distributivnoj mreži

Mreža primer je IEEE test mreža sa 118 čvorova analizirana u **Poglavlju 8.2**. Samo će na njoj biti primenjen BESS.

8.3.3.1. Analiza potrebne snage sistema za skladištenja energije

Prema [149], baterija za skladištenje ima ograničenu snagu punjenja i pražnjenja. Da bi se uvažio taj podatak, i sistem prikazao što je moguće realnije, usvojeno je da baterija ne može u jednom satu da proizvodi onoliko kolika joj je instalisana snagu. Model baterije je takav, da je maksimalna snaga koju može da injektira u mrežu, tokom jednog sata rada, jednaka polovini njene ukupne snage. Pošto se sve radi na satnom nivou, ista je brojna vrednost i energije koja se proizvodi. Isto važi i za period punjenja baterije. U jednom satu, baterija može maksimalno da se napuni za polovinu svoje instalisane snage. Ukoliko obnovljivi izvori energije proizvode manje snage nego što je potrebno za potrošnju, baterijski sistemi će tada davati onoliko koliko je potrebno, ali ne više od polovine svoje instalisane snage. Ako obnovljivi izvori proizvode više nego što je potrebno za potrošnju unutar mreže, baterijski sistemi će se tada puniti snagom koja nije veća od polovine instalisane snage baterije. Osim toga, kada baterija dostigne vrednost koja je blizu gornje ili donje granice mora se paziti da se ona ne prekorači.

Potrebno je napomenuti da je u disertaciji urađena senzitivna analiza kolika je snaga baterije potrebna i gde se ona/one mogu instalirati. U nastavku će biti data kratka hronološka retrospektiva ovog istraživanja.

Pre rekonfiguracije i kompenzacije, na početku vršenih proračuna, za 1008 sati rada mreže, čvorovima 14 i 34 su pridruženi vetrogeneratori od po 12 MW maksimalne snage pojedinačno i solarni paneli maksimalne snage od po 1 MW svaki i to u najopterećenijim čvorovima mreže, čvor 50 (0,91837 MW, 1,2015 MVar) i čvor 111 (0,91803 MW i 0,89855 MVar), što je bio početni kriterijum za izbor obnovljivih izvora. Solarni paneli su postavljeni u istim čvorovima, kao u prethodnom primeru za ovu mrežu test primer, kada nije bilo BESS-ova [150]. Čvoru 72, pridružena je jedna baterija za skladištenje električne energije sledećih nazivnih karakteristika (BESS-snaga 20 MW, 10 MW punjenje i 10 MW pražnjenje). Pretpostavljeno je da je položaj otepa regulatora napona pod opterećenjem (OLTC) 1,05 r.j. Za zadate parametre, uočene su sledeće tehničke nepravilnosti: maksimalno odstupanje polazne struje od deklarisanе vrednosti iznosilo je -67,77 A (za toliko je struja neke od grana polazne konfiguracije bila veća od dozvoljene

nazivne vrednosti, najveće odstupanje), ista konstatacija važi za krajnju konfiguraciju (ova vrednost je iznosila -343,31 A za krajnju), maksimalna vrednost napona polazne konfiguracije je bila 1,2121 r.j., kod krajnje 1,2181 r.j., minimalna kod krajnje 0,9167 r.j. a zbog reverzibilnog toka snage na početku i na kraju proračuna ulazni faktor snage je bio negativan. Ovim je pokazano da ovaj sistem za skladištenje nije tehnički prihvatljiv jer nisu zadovoljena ograničenja i potrebe distributivnog sistema.

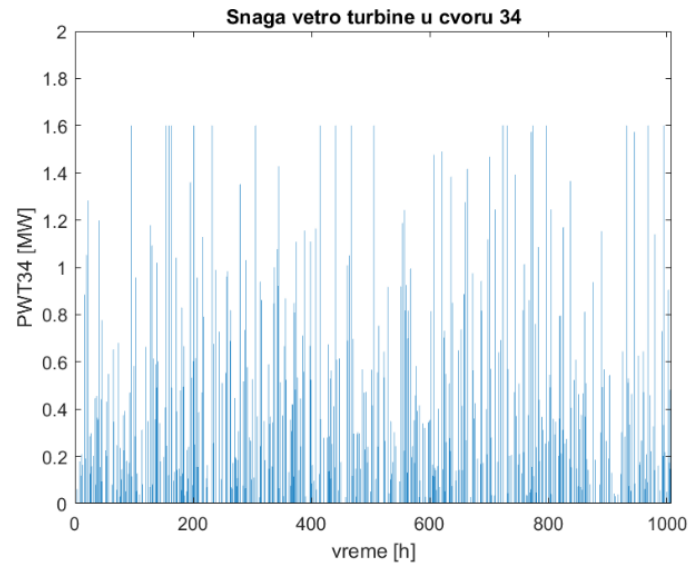
U drugom primeru, snaga vetrogeneratora umanjena na 11 MW. BESS od 18 MW postavljen je u čvoru 28. Zadržana je teretna sklopka otcepa 1,05 r.j. Struja mreže na početku proračuna je zadovoljila, a krajnja nije, bila je veća od dozvoljene (-552,37 A). Maksimalni naponi za polaznu, krajnju konfiguraciju i minimalni za krajnju, iznosili su respektivno 1,1108, 1,1649 i 0,9077 r.j. Ulazni faktor snage za polaznu i krajnju konfiguraciju bio je negativan zbog reverzibilnih tokova snaga.

Iz napred izloženog, može se zaključiti da nepravilno postavljanje distribuiranih izvora i BESS, može dovesti do prevelikih struja, prenapona, podnapona i kontratokova snage. Time je pokazano da neplansko postavljanje BESS može imati negativne posledice po sistem. Zato je veoma važno da se velika pažnja posveti planiranju pozicije baterije. Sa druge strane, istraživanje pokazuje da se ne može ni velika snaga DG priključiti na distributivnu mrežu već se mora odrediti optimum kako bi se smanjili gubici a da u mreži ne dolazi do kontratokova snage. Ovaj problem je uočen u praksi i predmet je velikog broja studija.

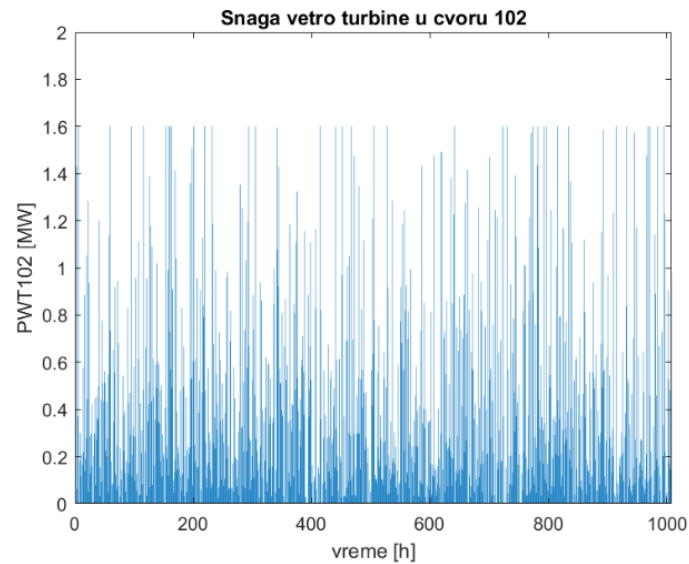
Za pozicije BESS u ovoj disertaciji, izabrani su čvorovi gde se nalaze vetroagregati. S obzirom da je aktivna snaga uvek potrebna preko dana, pretpostavlja se da će uvek biti iskorišćena snaga solarnih panela (PV) u dnevnim časovima. Želja je da se skladišti energija vetroagregata u noćnim satima, kada je smanjena potrošnja. BESS su u istim čvorovima gde i vetrogeneratori, pune se kada je njihova proizvodnja veća od potrošnje u čvorovima a prazne kada im je snaga premala u odnosu na ovu potrošnju. Vetrogeneratori su postavljeni u čvorovima 102 i 34, na osnovu analize Monte Carlo simulacija. Snaga im je maksimalno 1,6 MW pojedinačno. BESS su snage 1 MW (0,5 MW punjenje, 0,5 MW pražnjenje) pojedinačno i nalaze se u istim čvorovima. Usvojena je tolerancija za napone čvorova mreže (0,95 – 1,1 r.j.). Zato je postavljena teretna sklopka u napojnom čvoru otcepa 1,05 r.j. Solarni paneli su zadržani po veličinama i mestima, kao u prethodnoj analizi. Tokom proračuna, koji je usledeo, samo su varirane kondenzatorske baterije posle rekonfiguracije mreže koja je prvo vršena nezavisno od kompenzacije. Sve je tehnički zadovoljilo.

8.3.3.2. Rezultati i diskusija

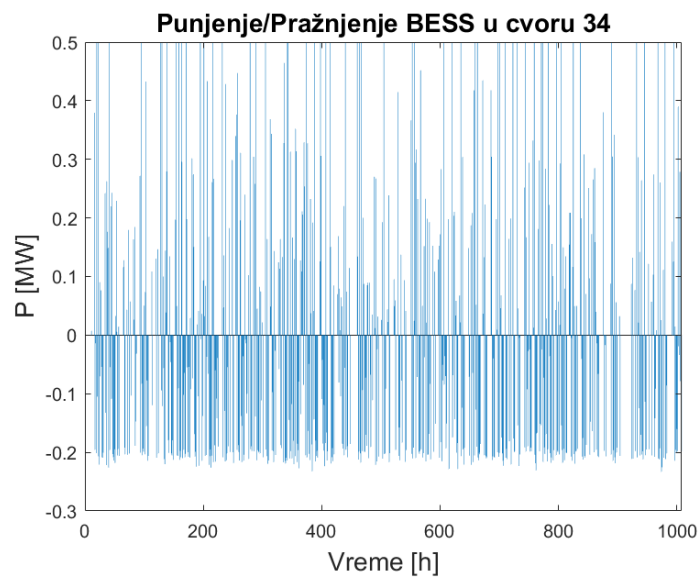
U nastavku proračuna vetrogeneratori snage od po 1.6 MW postavljeni su u čvorovima 34 i 102 (**Slike 8.41, 8.42**). U istim čvorovima nalaze se i BESS (**Slike 8.43-8.46**) snage 1 MW, pojedinačno. Kondenzatorske baterije „šetaju“ po čvorovima mreže u skladu sa **Slikama 8.47-8.51**. Trajanje programa na računaru karakteristika: AMD Ryzen5 2600 3,4 do 3,9 GHz; 2x32 GB RAM, je 10 sati i 30 minuta. Dobijen je **Scenario 70** (ovako proizvoljno označen), koji je poslužio kao osnov za dobijanje narednih scenarija (**71-101**). Pojedinačno vreme trajanja proračuna narednih scenarija (**71-101**) je 2 minuta, zbog brzine algoritma MST.



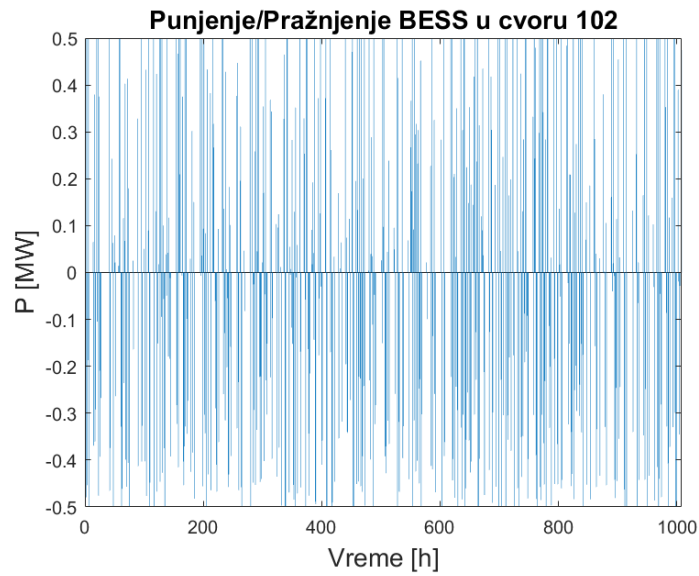
Slika 8.41 - Satna proizvodnja snage vetroagregata u čvoru broj 34 za 1008 sati rada mreže



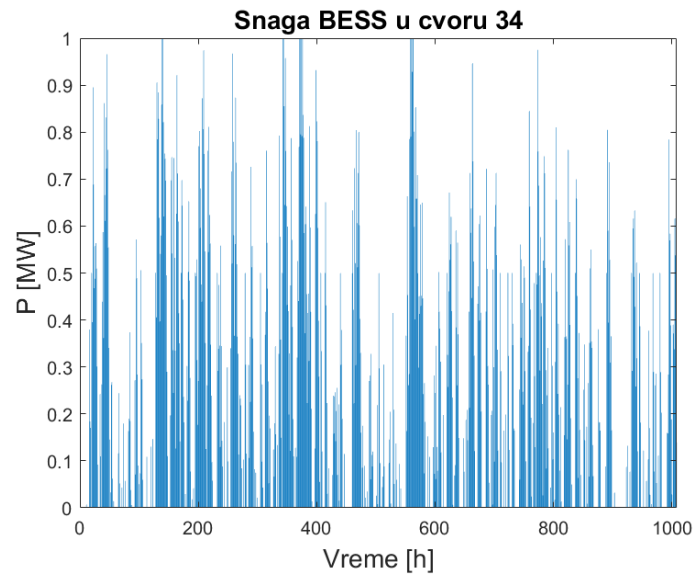
Slika 8.42 - Satna proizvodnja snage vetroagregata u čvoru broj 102 za 1008 sati rada mreže



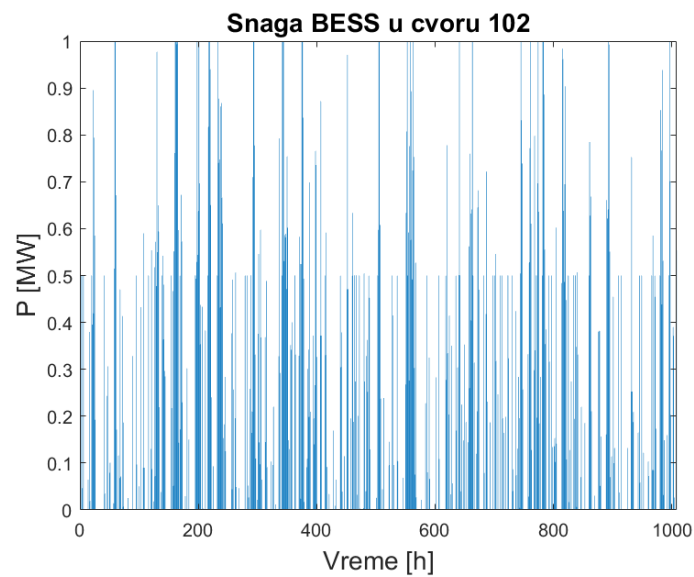
Slika 8.43 - Punjenje/pražnjenje BESS u čvoru 34 za 1008 sati rada mreže



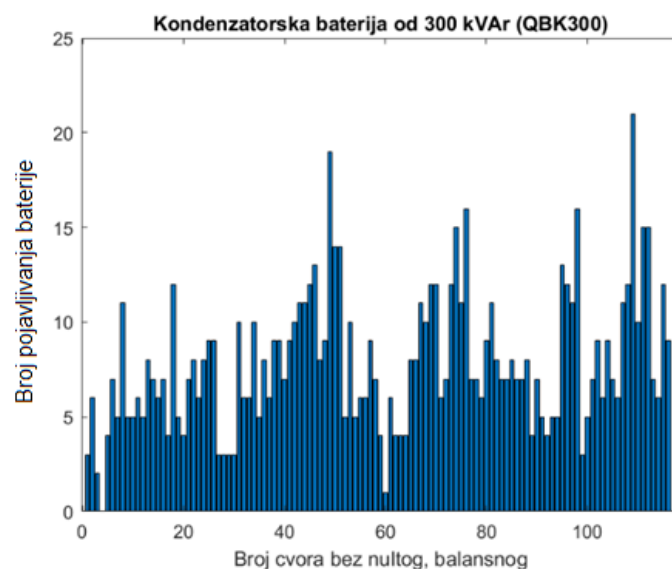
Slika 8.44 - Punjenje/pražnjenje BESS u čvoru 102 za 1008 sati rada mreže



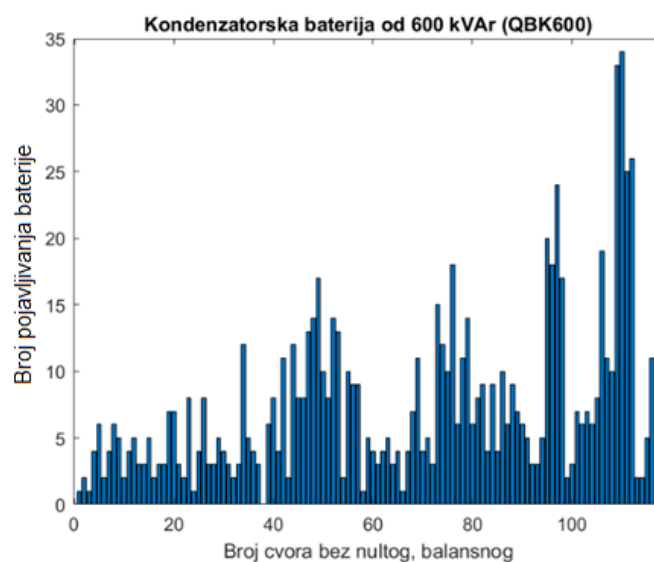
Slika 8.45 - Snaga BESS u čvoru 34 za 1008 sati rada mreže



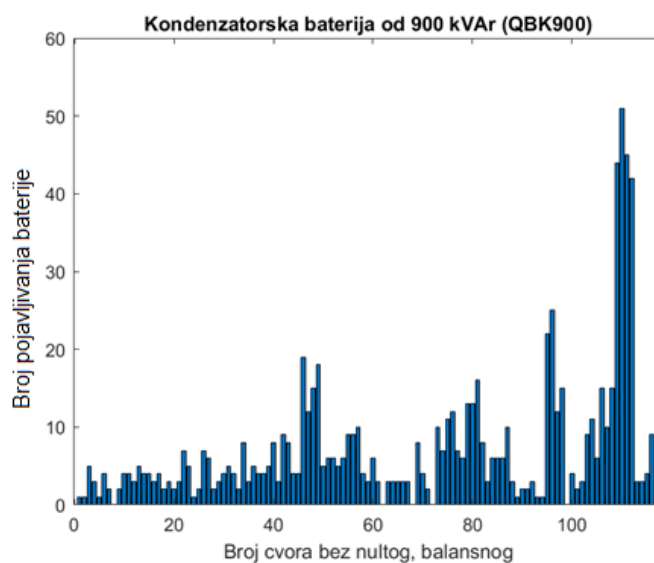
Slika 8.46 - Snaga BESS u čvoru 102 za 1008 sati rada mreže



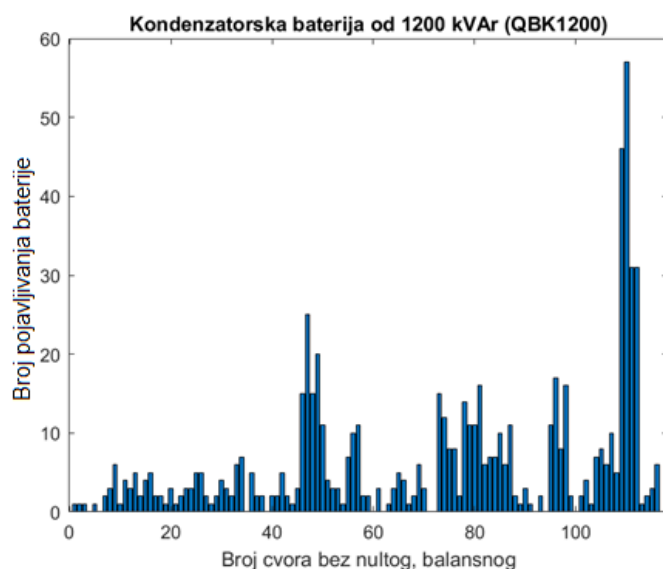
Slika 8.47 - Broj pojavljivanja baterije od 300 kvar za 1008 sati rada mreže



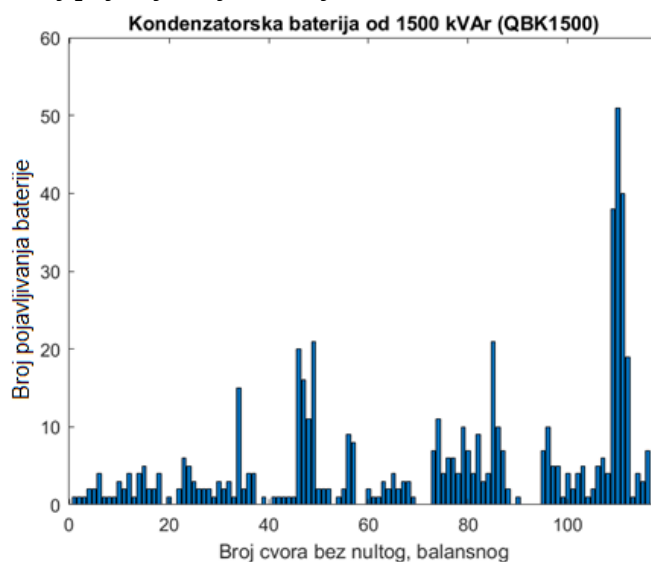
Slika 8.48 - Broj pojavljivanja baterije od 600 kvar za 1008 sati rada mreže



Slika 8.49 - Broj pojavljivanja baterije od 900 kvar za 1008 sati rada mreže



Slika 8.50 - Broj pojavljivanja baterije od 1200 kvar za 1008 sati rada mreže



Slika 8.51 - Broj pojavljivanja baterije od 1500 kvar za 1008 sati rada mreže

Razmatran je ukupno 31 scenario. Scenariji se razlikuju po broju i položaju kondenzatorskih baterija. Pregledno su prikazani u **Tabeli 8.6**.

Tabela 8.6 - Pozicije priključenja različitih kondenzatorskih baterija, za različite scenarije 71-101

Scenario	Snaga kondenzatorske baterije [kvar]			Otepc na OLTC	Komutacije	BESS
	300	600	1200			
71			110	1,05	da	da
72			49, 110	1,05	da	da
73			49, 110, 96	1,05	da	da
74			49, 110, 96, 81	1,05	da	da
75			49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
76			49, 110, 96, 81, 73, 57	1,05	da	da
77		52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
78		52,57	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
79		57	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
80		106	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
81		76	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
82	69	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da

8. Numerički rezultati

83	69, 46	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
84	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
85	69, 46, 18, 115	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
86	69, 46, 18, 8	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	da
87				1,05	da	da
88	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1	da	da
89				1	da	da
90				1	ne	da
91	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1	ne	da
92	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	ne	da
93				1,05	ne	da
94				1,05	da	ne
95	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	da	ne
96	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1	da	ne
97				1	da	ne
98				1	ne	ne
99	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1	ne	ne
100	69, 46, 18	52	49, 110, 96, 81, 73	1,05	ne	ne
101				1,05	ne	ne

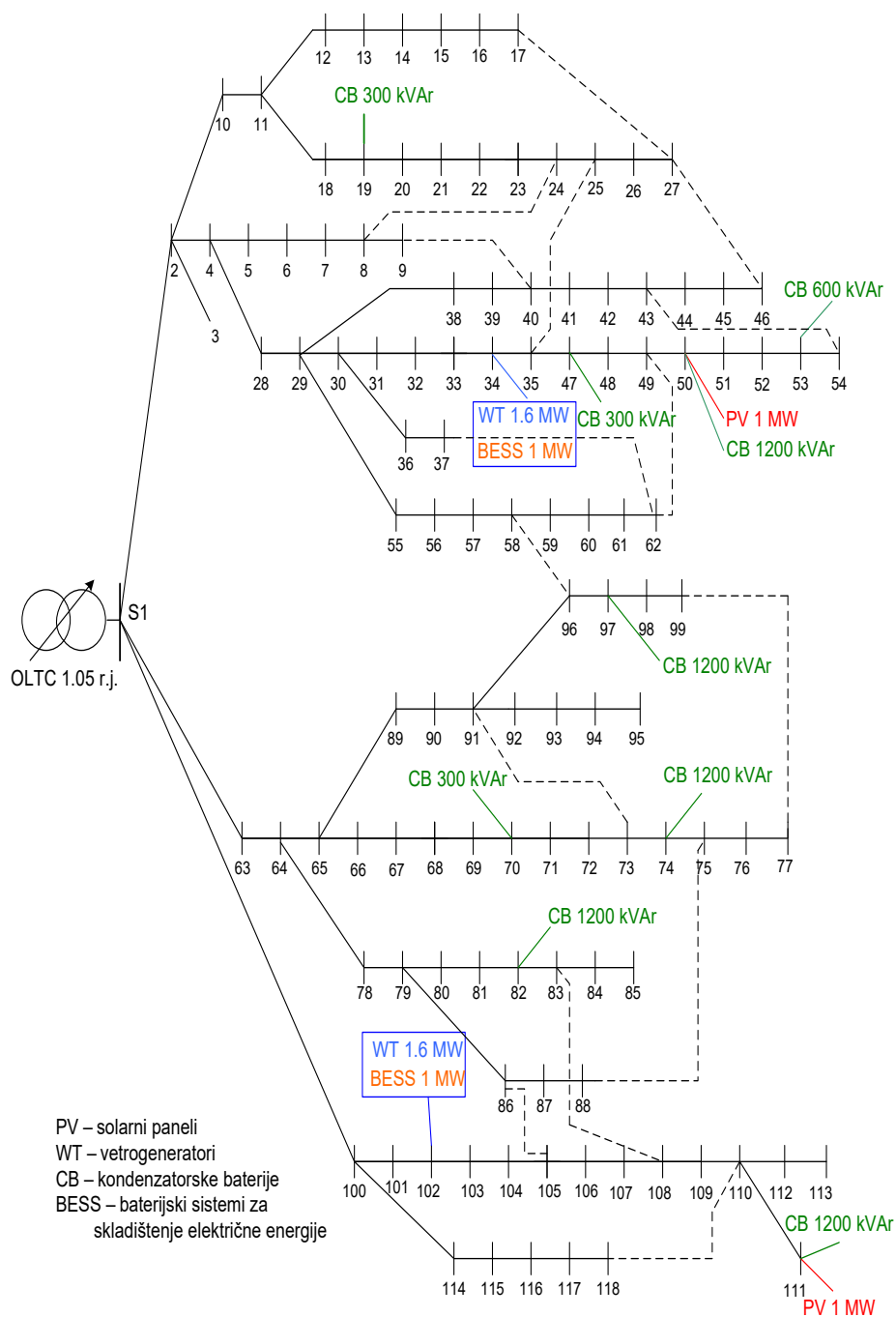
Scenariji (71-101), dobijeni su sukcesivnim dodavanjem kondenzatorskih baterija u čvorove mreže. Prvo su postavljane baterije od 1200 kvar-a, posle njih od 600 kvar-a i na kraju od 300 kvar-a. Sve dok je rasla ušteda, vršeno je dodavanje baterija da bi se sa tim prekinulo kada je ona počela da opada. Svaki od scenarija karakteriše fiksno postavljanje baterija kondenzatora odgovarajuće snage za ceo period rada mreže od 1008 sati, što je pregledno prikazano u **Tabeli 8.6**.

Pokazalo se da za usvojene parametre BESS [66]:

C_{ch} – 20 \$/MWh (cena punjenja),

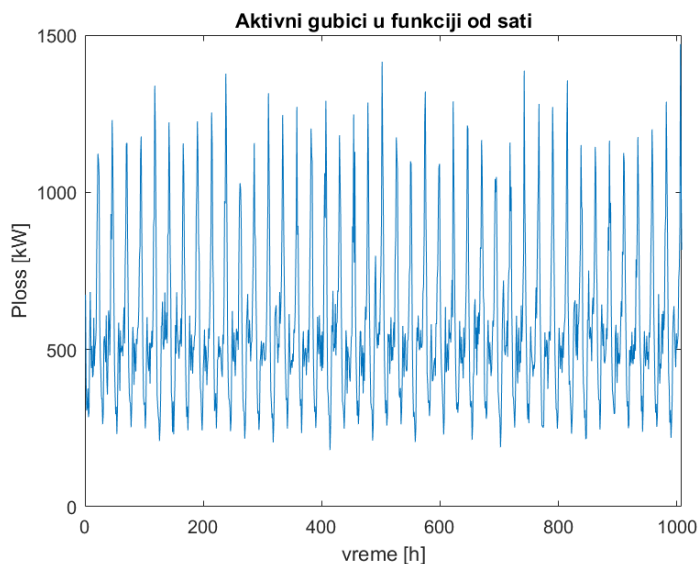
C_{dis} – 30 \$/MWh (cena pražnjenja),

ukupna cena punjenja i pražnjenja za 1008 sati iznosi 35020\$. Najbolji scenario prikazan je na **Slici 8.52**.

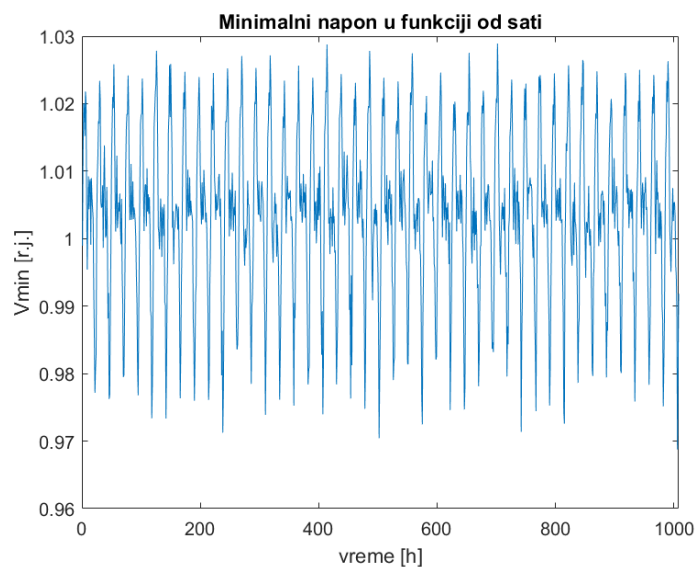


Slika 8.52 - Scenario 84

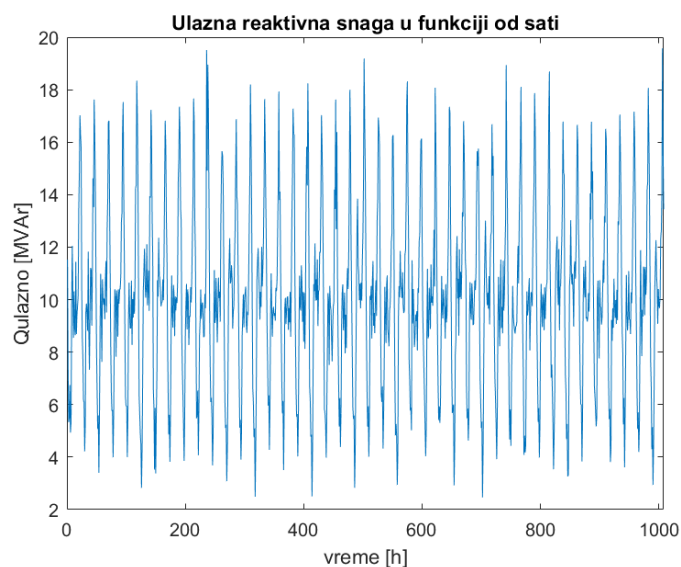
Izvršeno je poređenje tri scenarija **84** (najbolji sa BESS, **Slike 8.53-8.55**), **95** (najbolji bez BESS, **Slike 8.56-8.58**) i baznog **98** (**8.59-8.61**) u pogledu tehničkih parametara (gubitaka aktivne snage, minimalnog napona mreže i ulazne reaktivne snage). Očigledan je visok tehnički kvalitet izgenerisanih rešenja (scenarija sa BESS i bez BESS).



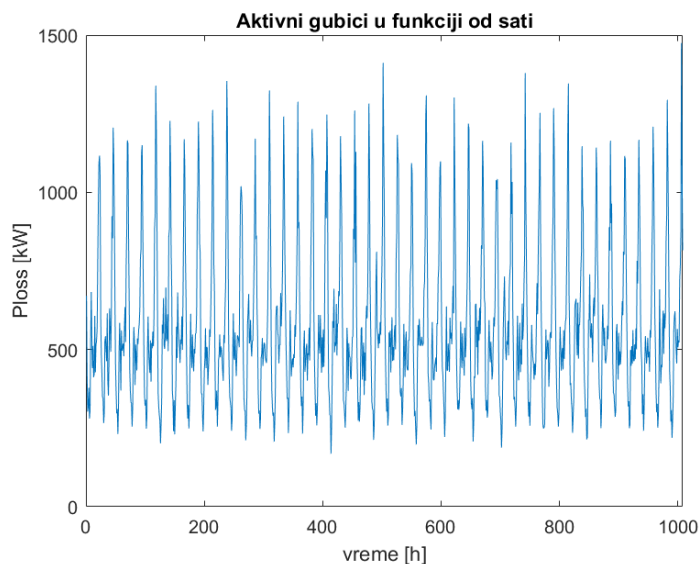
Slika 8.53 - Gubici aktivne snage **Scenario 84** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)



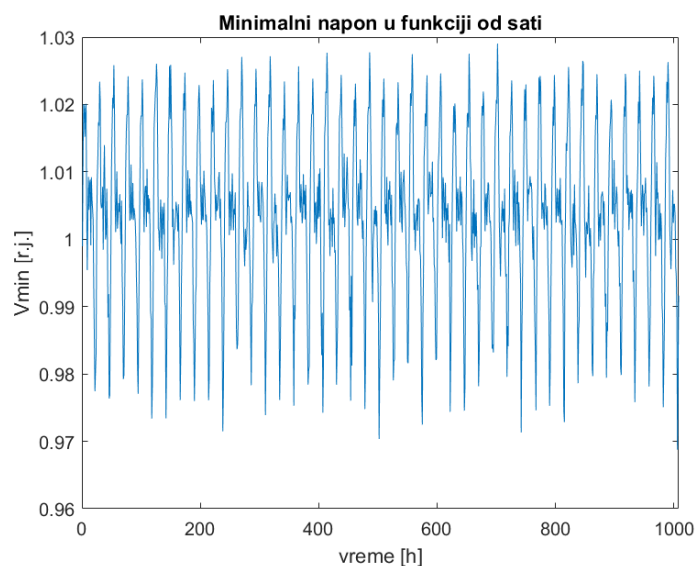
Slika 8.54 - Minimalni napon **Scenario 84** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)



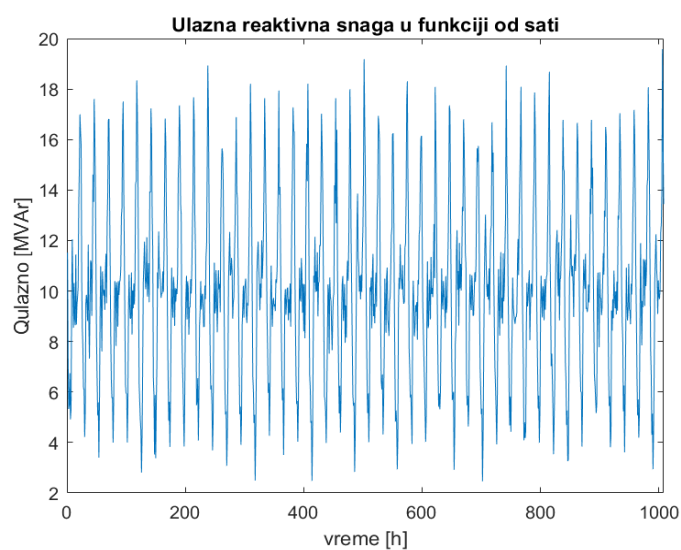
Slika 8.55 - Ulazna reaktivna snaga **Scenario 84** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)



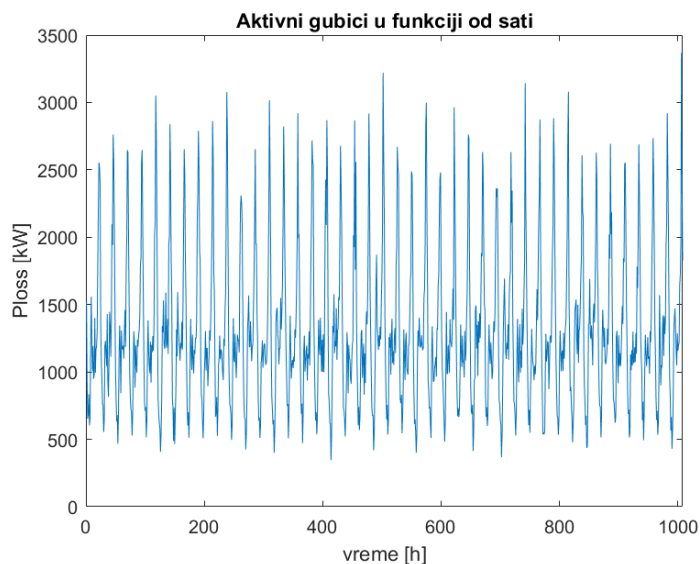
Slika 8.56 - Gubici aktivne snage **Scenario 95** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)



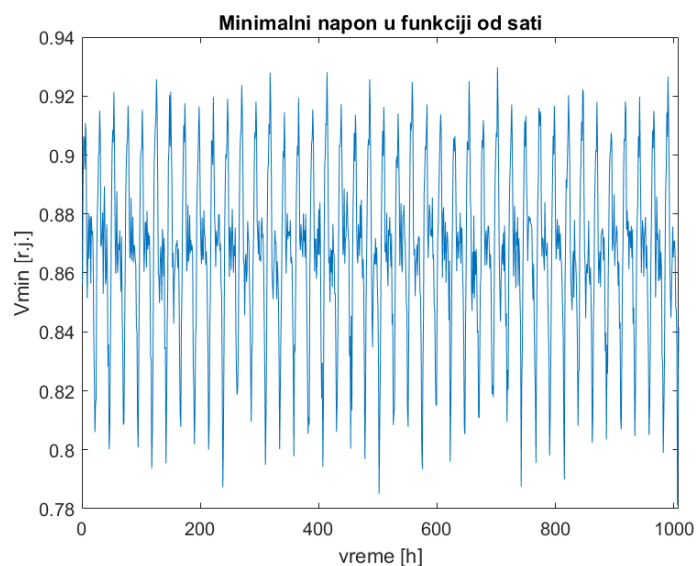
Slika 8.57 - Minimalni napon **Scenario 95** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)



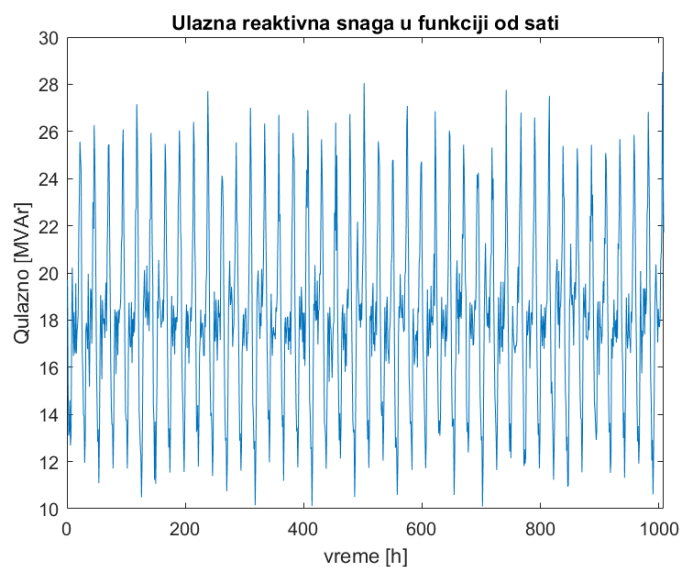
Slika 8.58 - Ulazna reaktivna snaga **Scenario 95** za 1008 sati rada mreže (najbolji scenario bez BESS)



Slika 8.59 - Gubici aktivne snage **Scenario 98** za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)

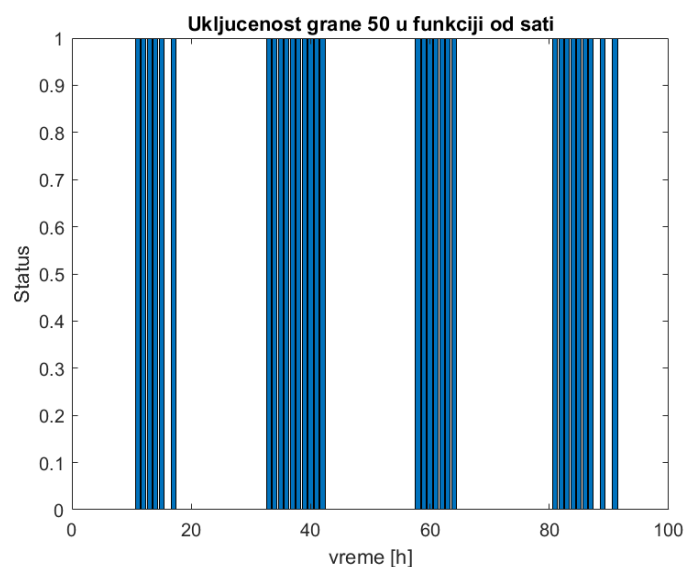


Slika 8.60 - Minimalni napon **Scenario 98** za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)



Slika 8.61 - Ulazna reaktivna snaga **Scenario 98** za 1008 sati rada mreže (bazni scenario, polazni)

Na kraju ovog dela biće prikazana slika uključenosti grane 50 **Scenario 84 (Slika 8.62)** sa koje se vidi da ona ne komutuje više od 6 puta u 24 sata. Rezultati proračuna za pomenute scenarije predstavljeni su u **Tabeli 8.7** i na **Dijagramima 8.63-8.66**.



Slika 8.62 - Uključenost grane 50 **Scenario 84** za 100 sati rada mreže (najbolji scenario sa BESS)

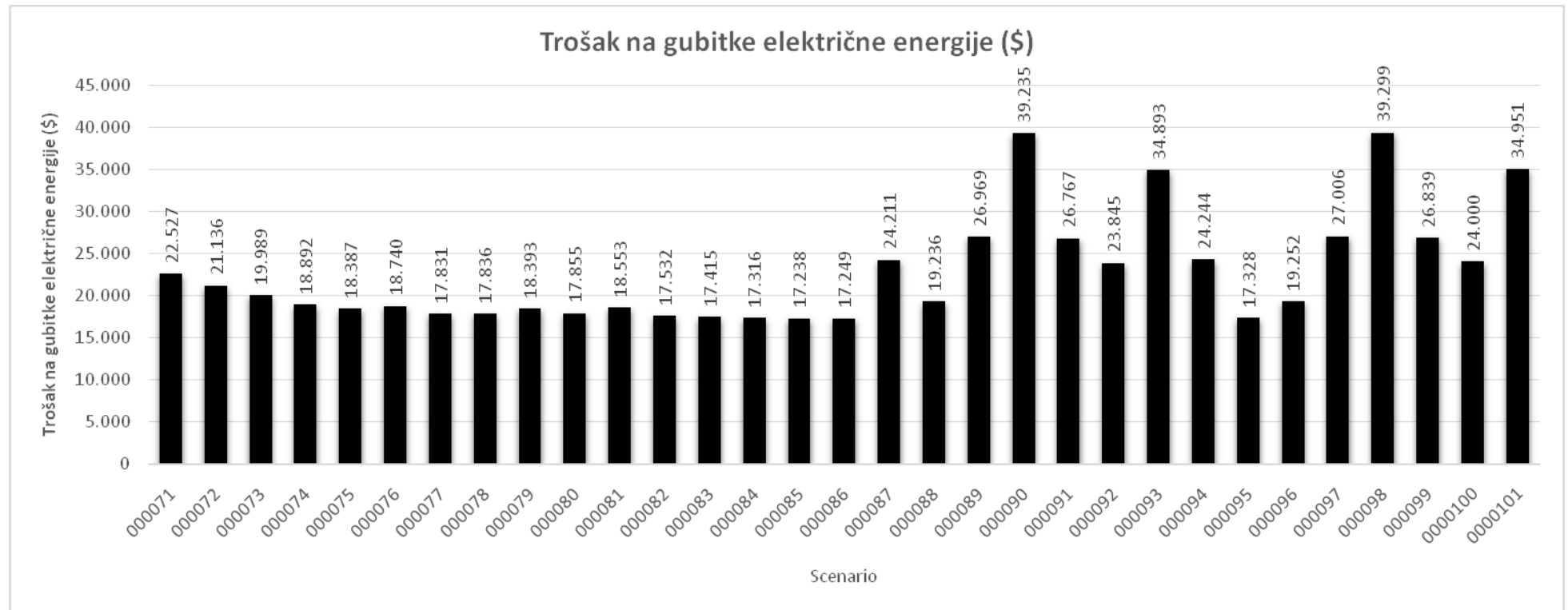
8. Numerički rezultati

Tabela 8.7 – Rezultati za 1008 puta puštan program za različite scenarije

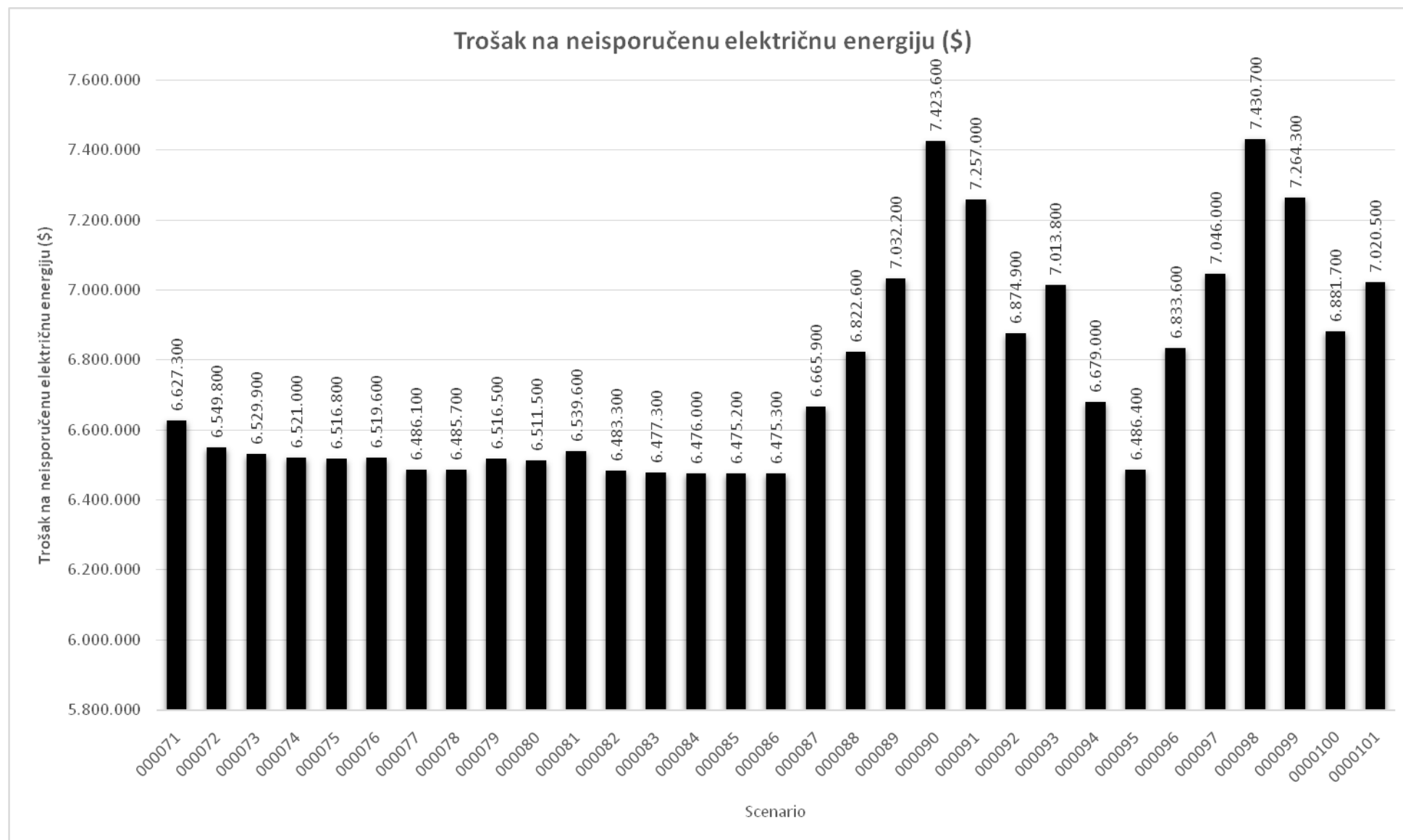
Scenario	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena nije uključena	TVPI	TPLI	Komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	U _{max} polazno	U _{max} krajnje	U _{min} krajnje	Q _{ulazno}	Trošak na neisporučenu električnu energiju
Redni broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.	prekompenzovana	\$
84	1.05	6 706 100 6 764 361	1 168 185 1 109 924	-	-	1189 59 450	81,06	88,39	1,05	1,05	0,9688	ne	6 476 000
95	1.05	6 687 500 6 758 991	1 186 785 1 115 294	-	-	1459 72 950	74,85	82,10	1,05	1,0519	0,9688	ne	6 486 400
98	1.000	7 874 285	0	1	1	-	-17,61	-17,61	1	1	0,7813	ne	7 430 700

Napomena: - neboldovane brojke se odnose na cenu od 1\$, a boldovane od 50\$ po komutaciji,

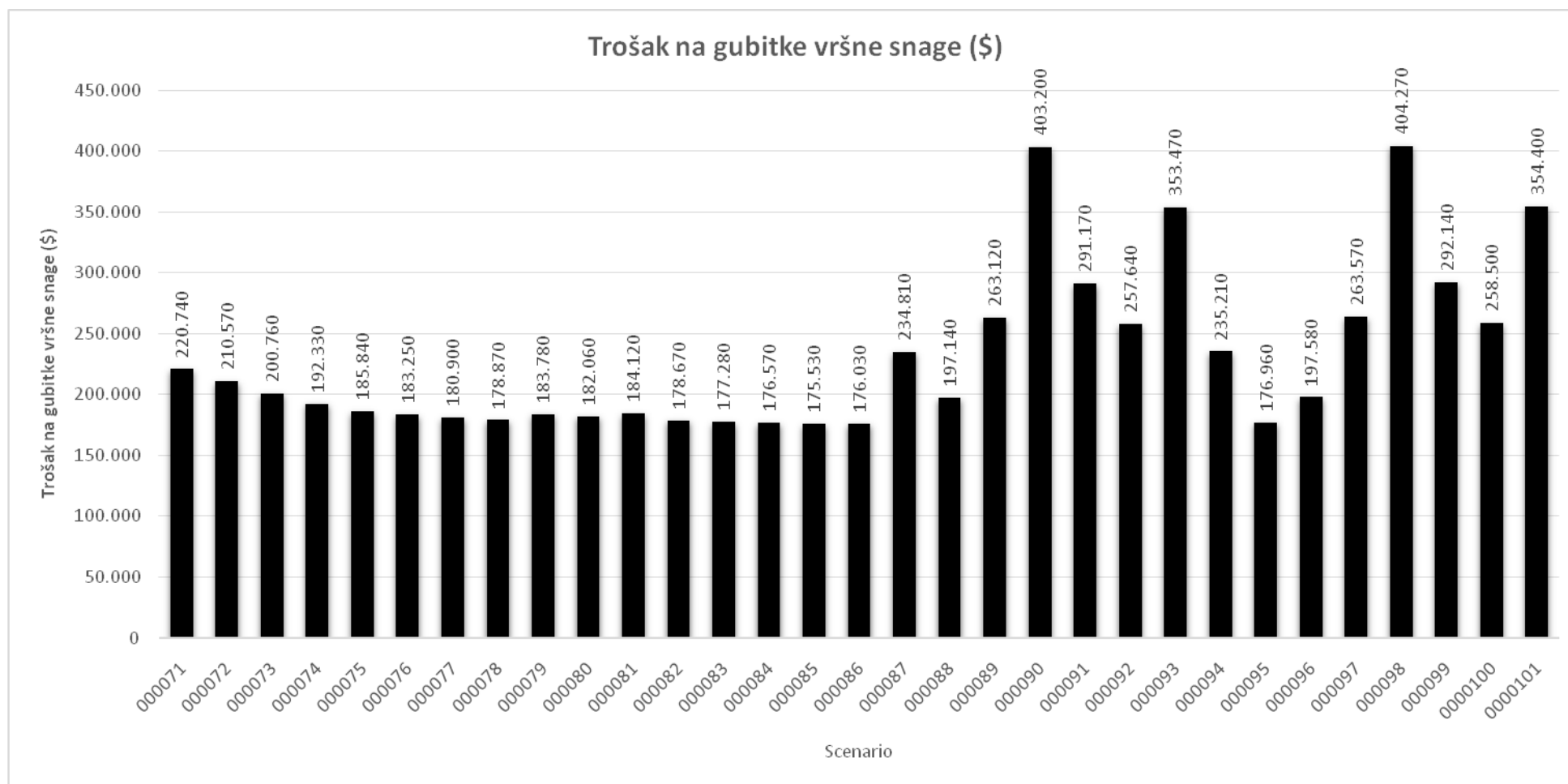
- Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (6.24).



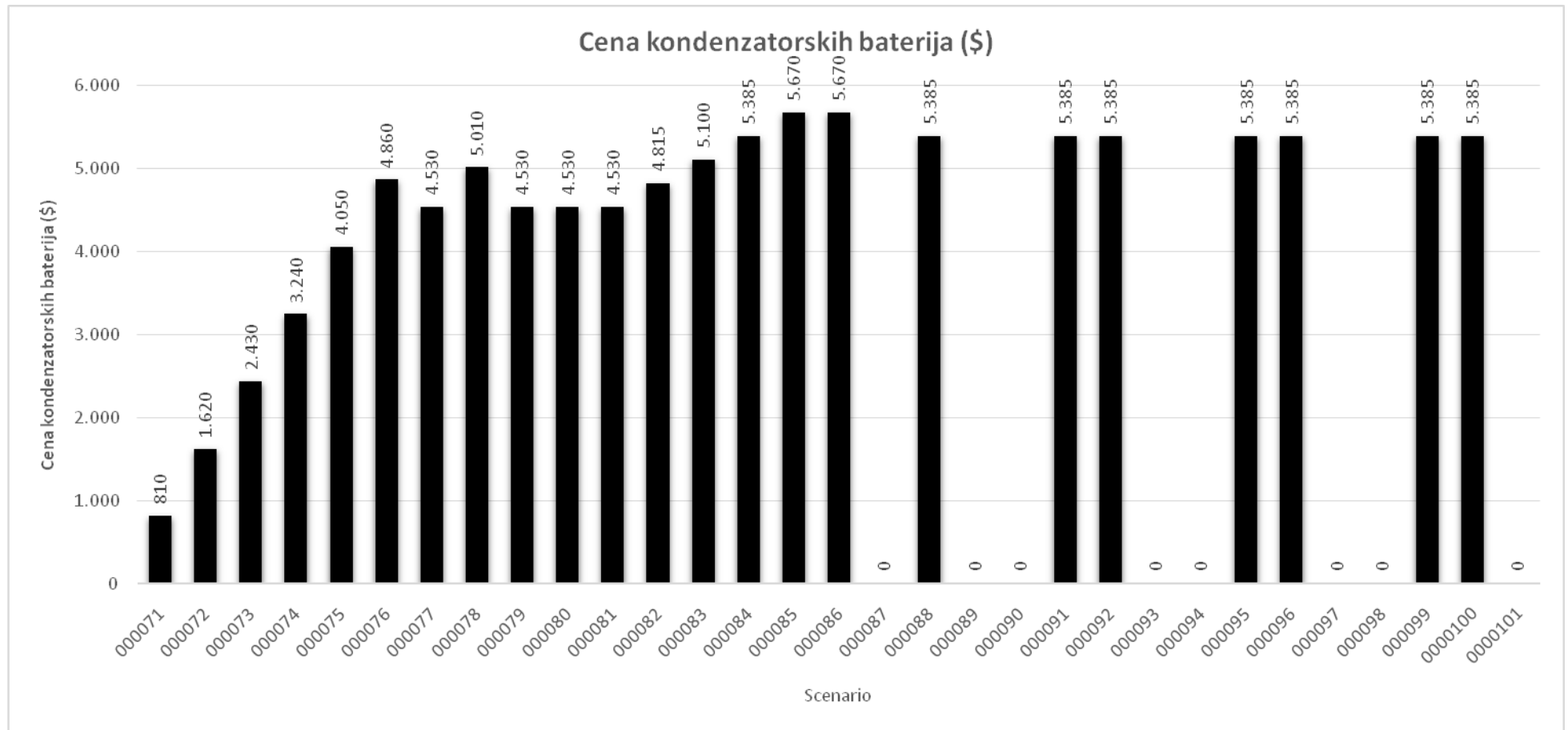
Dijagram 8.63 – Trošak na gubitke električne energije za različite scenarije



Dijagram 8.64 – Trošak na neisporučenu električnu energiju za različite scenarije



Dijagram 8.65 – Trošak na gubitke vršne snage za različite scenarije



Dijagram 8.66 – Cena kondenzatorskih baterija za različite scenarije

Vrednosti elemenata funkcije cilja Energy (sabirak u srednjoj zagradi jednakosti 6.24) i Energy Savings (jednakost 6.24) posebno su analizirani **Dijagramima 8.63-8.66**. Operacioni indeksi TVPI i TPLI (jednakosti 6.26 i 6.28) mogli su se tačno sračunati samo za Ulazno 1 r.j. Δ Ikrajnje sa dodavanjem kondenzatorskih baterija postaje pozitivno (struja unutar deklariranih vrednosti) sa izvesnim varijacijama od scenarija do scenarija. Njene vrednosti za kombinacije kojima se dobijaju drugi scenariji navedene su za svaki u posebnoj koloni (Δ Ikrajnje) **Tabele 8.7**.

Treba uočiti da je najjeftiniji **Scenario 95** koji nema BESS i on je jeftiniji od identičnog scenarija sa BESS za 18 600\$. Takođe je značajno primetiti da su scenariji sa BESS skuplji od analognih koji ga nemaju ali i bolji u pogledu veličine troškova (na gubitak električne energije, na neisporučenu električnu energiju i na gubitak vršne snage).

Komponente funkcije cilja Energy za optimalan **Scenario 95** su:

- trošak na gubitak električne energije 17 328\$,
- trošak na neisporučenu električnu energiju 6 486 400\$,
- trošak na gubitke vršne snage 176 960\$,
- trošak na komutacije 1459\$ (cena komutacije 1\$) i
- cena instaliranih kondenzatorskih baterija 5385\$.

Komponente funkcije cilja Energy za sub-optimalan **Scenario 84** (sa BESS) su:

- trošak na gubitak električne energije 17 316\$ (bolje nego bez BESS za 12\$),
- trošak na neisporučenu električnu energiju 6 476 000\$ (bolje nego bez BESS za 10 400\$),
- trošak na gubitke vršne snage 176 570\$ (bolje nego bez BESS za 390\$),
- trošak na komutacije 1 189\$ (cena komutacije 1\$) (bolje nego bez BESS za 270\$) i
- cena instaliranih kondenzatorskih baterija 5385\$.

Zaključak je da se za mrežu primer instaliranjem BESS za usvojene parametre BESS [66] dobija skuplji **Scenario 84** nego kada nema BESS **Scenario 95** koji je finansijski optimalan. Komponente funkcije cilja za **Scenario 84** (sa BESS) su bolje (manje po vrednosti) nego za optimalan **Scenario 95** tako da dodavanje baterija za skladištenje električne energije ima puni tehnički smisao što je naročito izraženo kod troška na neisporučenu električnu energiju.

8.4. Analiza različitog broja komutacija po komutujućem elementu u toku 24 sata

Iako je maksimalan broj komutacija po prekidačkom elementu u toku 24 sata dosta realno usvojen (šest za svaki komutujući element), a prema [31], potrebno je prodiskutovati promenu komponenata funkcije cilja za njegove različite vrednosti.

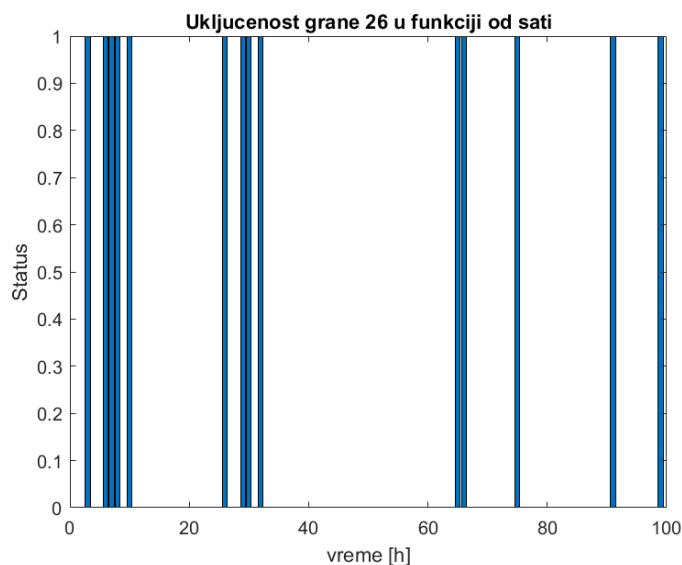
Analizirana su dva slučaja kada je broj komutacija šest i kada je broj komutacija dva, za svaki prekidački element. Analiza je izvršena na mrežama sa 69 i 118 čvorova za hibridni algoritam Kruskala i simuliranog kaljenja. U tehničkom pogledu sva novo formirana četiri scenarija, dva za mrežu od 69 i dva za mrežu od 118 čvorova zadovoljavaju. Vreme trajanja programa za 1008 sati rada mreže je 2 minuta zahvaljujući Kruskalovom algoritmu. Rezultati analize prikazani su u **Tabeli 8.8**.

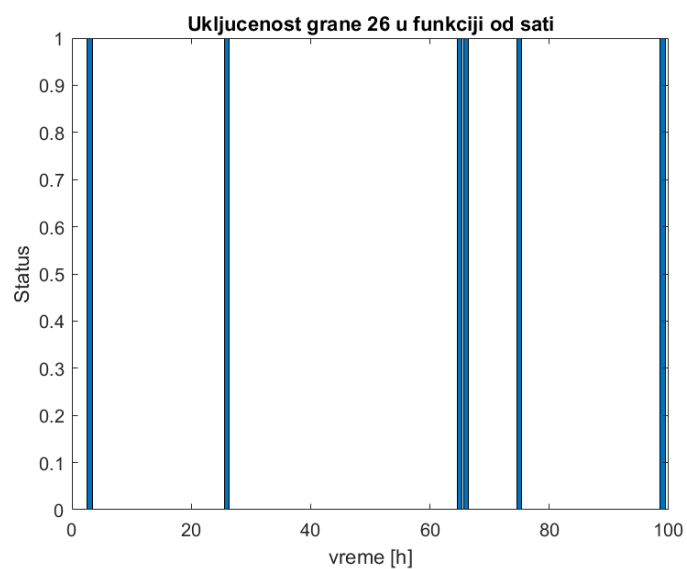
Tabela 8.8 – Parametri analizirani kod scenarija sa različitim brojem komutacija po svakom prekidačkom elementu

Cena gubitaka isporučene električne energije (\$)	Cena neisporučene električne energije (\$)	Cena gubitaka vršne snage (\$)	Broj komutacija za 1008 sati rada mreže
Mreža sa 69 čvorova			
Scenario 1002 (6 komutacija)			
1907	1 529 900	20 274	1507
Scenario 1003 (2 komutacije)			
1907.5	1 529 900	20 274	607
Mreža sa 118 čvorova			
Scenario 1000 (6 komutacija)			
19 248	6 816 900	195 970	1035
Scenario 1001 (2 komutacije)			
19 249	6 817 200	195 970	797

Kod prva dva scenarija iz gornje tabele gotovo da nema razlike sem što su gubici isporučene električne energije minimalno veći kada postoje 2 komutacije što je bilo za očekivati. Kod trećeg i četvrtog scenarija iz tabele veće su vrednosti kada se imaju 2 komutacije što se takođe moglo pretpostaviti ali i ovde razlika nije velika. Zaključuje se da bi postojala veća razlika ako bi mreža imala više čvorova i grana, ali da ta razlika ne bi bila velika. Dve komutacije po danu bi bile praktično prihvatljivije jer se time produžava vek trajanja komutujućeg elementa.

Na **Slikama 8.67 i 8.68** prikazani su rezultati proračuna za mrežu sa 118 čvorova iz kojih se vidi da odgovarajuća grana broj 26, u jednom slučaju biva komutirana 6 a u drugom slučaju 2 puta u toku 24 sata (ilustrativan primer).

**Slika 8.67** - 6 komutovanja prekidačkog elementa grane 26 za 24 sata, mreža sa 118 čvorova



Slika 8.68 - 2 komutovanja prekidačkog elementa grane 26 za 24 sata, mreža sa 118 čvorova

9. POREĐENJE SA DRUGIM ALGORITMIMA IZ LITERATURE

Predloženi hibridni algoritam je kombinacija dva algoritma minimalno razgranatog stabla (MST, Kruskalovog algoritma) i simuliranog kaljenja (SA) pri čemu se prvo primenjuje MST metoda na rekonfiguraciju pa SA na kompenzaciju. U **Poglavlju 6.3** izneta su ograničenja koja moraju da zadovolje rešenja programa. U **Tabeli 9.1** prikazano je poređenje sa nekim od rešenja sličnog problema, iz literature, sa aspekta ograničenja i analiziranih faktora.

U prvoj koloni **Tabele 9.1** dat je redni broj reference. Poređenje je izvršeno s obzirom na sledeće segmente: gubitak aktivne snage (LR), popravak pouzdanosti (RI), naponski profil (VP), ekonomsku analizu (EI), postavljanje kondenzatorskih baterija (CP), model opterećenja (LM), prisustvo distribuiranih generatora (DGP), nesimetriju opterećenja (LU), broj komutacija (CBC) i novinu iznetu u referenci (N).

Kao što se može videti izloženim algoritmom analizira se prikazani problem (rekonfiguracije i kompenzacije) u znatnoj meri kada se poređenje izvrši sa sličnim metodama u literaturi.

9. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature

Tabela 9.1 – Prikaz jednog dela prethodne literature iz oblasti rekonfiguracije i kompenzacije uz prisustvo distribuiranih izvora u skladu sa parametrima koji se obrađuju u člancima

Referenca iz doktora	Gubitak aktivne snage (LR)	Popravka pouzdanosti (RI)	Naponski profil (VP)	Ekonomska analiza (EI)	Postavljanje kondenzatorskih baterija (CP)	Model opterećenja (LM)	Prisustvo distribuiranih generatora (DGP)		Nesimetrija opterećenja (LU)	Broj komutacija (CBC)	Novina (N)	Optimizaciona metoda
							vetro	solarni				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
[1]	x	x		x	x	x	x				Fuzzy pristup	NSGA II
[7]	x					x						Približna formula za računanje gubitaka
[8]	x					x					Algoritam tokova snaga sa zamenom unapred i unazad	Merlin i Back
[9]	x					x					Lokalno upravljanje spojnim rastavljačima	Neuralne mreže
[10]	x		x								Konstruktivni algoritam zasnovan na raspodeli napona	Konstruktivni algoritam zasnovan na raspodeli napona
[11]	x										Copt-ai Net Opt-ai net imune mreže	Imune mreže
[12, 13]	x		x			x				x	Višekriterijumska optimizacija sa ϵ ograničenjima	SA
[14]	x										Dist Flow jednačine tokova snaga	Metoda zamene grana
[15]	x		x								Novi algoritam tokova snaga	Metoda grafa distributivne mreže
[16]	x		x								Nova formula za gubitke	Optimalno programiranje diskretnog uspona
[17]	x										Novi približni algoritam tokova snaga	Sekvencijalno otvaranje rastavljača u mreži sa jednom petljom
[18]	x			x								Merlin i Back
[19]	x											Geografski informacioni sistem (GIS), tabu pretraživanje
[20]	x		x								Totalna	Metod zasnovan

9. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature

											harmonijska distorzija	na Pareto dominaciji, žablji algoritam
[21]				x		x					Optimalna frekvencija komutacija	Diskretni optimizacioni algoritam delimičnog roja (PSO)
[22]	x										Modelovanje mreže zasnovano na putanjama	GA
[23]	x		x								Benders-ova dekompozicija	OPF, GAMS
[24]	x											Generalni algebarski modelacioni sistem (GAMS)
[25]	x										Konveksna kontinualna relaksacija	Matematički model
[27]	x		x								MST	MST
[28]	x										Analiza podprenosne mreže	Sekvencijalno otvaranje komutacione opreme
[29]	x		x							x		Brzi nedominantni sortirajući genetski algoritam (NSGA)
[30]	x			x			x				Popravka tranzijentne stabilnosti	Pojačani evolucioni gravitacioni algoritam
[31]	x	x		x		x				x	Lagrange-ova dvostepena relaksacija	Lagrange-ova dvostepena relaksacija
[32]	x				x							Automatsko upravljanje
[33]	x			x	x	x						Metode manipulacije prekidačima
[34]	x				x	x						Metode manipulacije prekidačima
[35]	x		x		x							SA
[36]	x				x							GA+SA+TS
[37]	x				x							Poboljšani adaptivni genetski algoritam
[38]	x				x	x						Košijeva teorema o srednjoj

9. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature

												vrednosti Tejlorov razvoj
[39]	x				x							ACSA
[40]	x			x	x	x						Modifikovani optimizacioni algoritam delimičnog roja
[41]	x			x	x	x						Posvećeni genetski algoritam
[42]	x				x	x					MINLP Kontinualna sigmoidna funkcija, Lagrange-ovi multiplikatori	MINLP Kontinualna sigmoidna funkcija, Lagrange-ovi multiplikatori
[43]	x				x	x						Prosta zamena grana, Diskretni GA + SA
[44]	x				x	x						P-PSO algorithm, Meta-heuristični pčelinji algoritam
[45]	x	x					x			x	Novi modifikovani PSO algoritam, Algoritam delimičnog roja	Novi modifikovani PSO algoritam, Algoritam delimičnog roja
[46]	x					x	x					ACSA
[47]	x		x				x	x				Fuzzy tehnika
[48]	x			x	x	x	x			x		ACSA+ Harmonijski algoritam (HSA)
[49]	x				x		x	x			GA+MST	GA+MST
[50]	x		x		x	x	x	x			Optimizacija delimičnog roja, Mačji algoritam	Optimizacija delimičnog roja, Mačji algoritam
[51]	x		x		x		x					GA
[52]	x				x		x					GA
[53]	x				x	x	x				Kvar kondenzatorskih baterija i DG	NSGA II
[54]	x		x		x	x		x				Fuzzy mravlji algoritam
[55]	x		x		x	x	x				Eldger's formula	Eldger's formula

9. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature

[56]	x		x		x		x				Harmonijski algoritam (HSA)
[57]	x		x		x		x			Bakterijski algoritam (BFO)	Bakterijski algoritam (BFO)
[58]	x				x	x	x			Harmonijski algoritam (HSA), Pčelinji algoritam (PABC)	Harmonijski algoritam (HSA), Pčelinji algoritam (PABC)
[59]	x		x		x		x			LSHADE-EpSin metoda diferencijalne evolucije (DE)	LSHADE-EpSin metoda diferencijalne evolucije (DE)
[60]	x		x		x	x		x		Algoritam oprašivanja cveća (MFPA)	Algoritam oprašivanja cveća (MFPA)
[61]	x		x	x	x		x			Uključenje naponskog teretnog regulatora kod napojnog transformatora	Gravitacioni algoritam (GSA), GAMS
[62]	x		x		x	x	x			Maksimizacija granice opteretivosti mreže	NSGA II
[64]		x	x						x	Povećanje elastičnosti mreže	Genetski algoritam u dva nivoa (BiGA)
[66]	x	x	x	x		x	x + BES			Odziv potrošnje	Markov-ljev proces odlučivanja sa dinamičkim programiranjem
[68]	x					x			x	Metoda procene prvog reda sa grananjem i ograničenjima	Metoda procene prvog reda sa grananjem i ograničenjima
[70]	x	x	x	x		x		x + BES	x	Odziv potrošnje	Modifikovani algoritam ptica (SAMCSA)
[75]	x		x		x		x	x		Povećanje elastičnosti mreže	Algoritam izlečenja (SHA), GA
[77]	x					x	x			Mikro fazorske merne jedinice	NSGA II GA
[147]	x		x	x		x	x		x	Nov komutacioni indeks i odziv potrošnje	PSO

9. Poređenje sa drugim algoritmima iz literature

U disertaciji predloženi algoritam	x	x	x	x	x	x	x ⁺ BES	x		x	Monte Carlo grafička metoda	MST+SA
------------------------------------	---	---	---	---	---	---	-----------------------	---	--	---	-----------------------------------	--------

Skraćenice korišćene u **Tabeli 9.1:**

NSGA II - (eng. *nondominated sorting genetic algorithm*), nedominantni sortirajući genetski algoritam,

SA - (eng. *simulated annealing*), simulirano kaljenje

GIS - (eng. *geographic information systems*), geografski informacioni sistemi,

PSO - (eng. *particle swarm optimization*), optimizacija roja čestica,

GA - (eng. *genetic algorithm*), genetski algoritam,

OPF - (eng. *optimal power flow*), optimalni tokovi snaga,

GAMS - (eng. *general algebraic modelling systems*), generalni algebarski modelacioni sistemi,

MST - (eng. *minimum spanning tree*), minimalno razgranato stablo, Kruskalov algoritam,

TS - (eng. *tabu search*), tabu pretraživanje,

ACSA - (eng. *ant colony search algorithm*), mravlji algoritam,

MINLP - (eng. *mixed integer nonlinear programming*), mešovito celobrojno nelinearno programiranje,

P-PSO - (eng. *modified particle swarm optimization*), modifikovana optimizacija roja čestica,

HSA - (eng. *harmony search algorithm*), harmonijski algoritam,

BFO - (eng. *bacterial foraging algorithm*), bakterijski algoritam,

PABC - (eng. *particle artificial bee colony algorithm*), pčelinji algoritam,

DE - (eng. *differential evolution*), diferencijalna evolucija,

MFPA - (eng. *modified flower pollination algorithm*), algoritam oprašivanja cveća,

GSA - (eng. *gravitational search algorithm*), gravitacioni algoritam,

BiGA - (eng. *Bi-level genetic algorithm*), genetski algoritam u dva nivoa,

BES – (eng. *battery electricity storage*), baterije za skladištenje električne energije,

SAMCSA - (eng. *self adaptive modified crow search algorithm*), modifikovani algoritam ptica,

SHA - (eng. *self healing algorithm*), algoritam izlečenja.

10. ZAKLJUČAK

U ovoj disertaciji, obrađena je tema rekonfiguracije distributivnih elektroenergetskih mreža. U savremenim distributivnim mrežama, nezaobilazna je upotreba distribuiranih izvora energije i sistema za skladištenje. Razvojem digitalizacije, rešavanje mnogih problema, kao što su stabilnost napona i regulisanje opterećenja po granama, značajno je olakšano. Mnogi radovi se bave ovom tematikom i imaju za cilj smanjenje gubitaka električne energije u mreži. Ova disertacija nudi jedan način rešavanja takvog problema. Razmatrana je rekonfiguracija distributivne mreže sa otočnom kompenzacijom uz prisustvo vetrogeneratora, fotonaponskih jedinica i sistema za skladištenje električne energije, pomoću kombinacije Kruskalovog algoritma i simulacije kaljenja. Kruskalov algoritam se koristi za brzo dobijanje radijalne konfiguracije mreže, a algoritam simulacije kaljenja za optimalno pozicioniranje kondenzatorskih baterija. Uvažen je veliki broj realnih ograničenja kao što su vrednost ulaznog faktora snage, neprekompensovanost reaktivnom snagom, minimalna i maksimalna vrednost napona u čvorovima, maksimalna dozvoljena efektivna vrednost struja grana mreže i jednačine bilansa snaga u čvorovima. Analizirane su dve test IEEE mreže: mreža sa 69 čvorova i 73 grane i mreža sa 118 čvorova i 132 grane. Svaka grana ovih test primera može da komutuje. Izvršena analiza pokazuje da se primenom opisanog pristupa mogu postići značajni doprinosi u smanjenju gubitaka električne energije i ekonomskim uštedama.

Algoritam se može upotrebiti u fazi planiranja zbog svoje brzine. Poseban doprinos je uvažavanje satne promene potrošnje i stohastičnost proizvodnje, što je od velike važnosti za planiranje elektroenergetskih sistema. Stohastičnost potrošnje u vidu Gauss-ove raspodele za svaki sat rada (uzimajući u obzir radne i neradne dane), što predstavlja realniji radni režim, kao i proizvodnje (Weibull-ova raspodela i dnevna insolacija sa uračunatom oblačnošću), maksimalni broj komutacija za 24 sata rada mreže kao i regulator napona pod opterećenjem u napojnom čvoru, nisu obrađivani simultano u najvećem broju dosadašnjih članaka. U disertaciji su obrađene dve varijante za različit broj dozvoljenih komutacija po elementu za 24 sata. U literaturi se pominje da dozvoljeni broj komutacija može iznositi šest. Za drugu varijantu su uvažene dve komutacije po danu. Rezultati ove uporedne analize pokazuju da se razlika u uštedama i gubicima može osetiti tek za najveću mrežu od 118 čvorova, ali da je i tada zanemarljiva. Poseban doprinos je uvažavanje sistema za skladištenje električne energije, što je prava retkost u modernim radovima. Zaključak detaljne analize pokazuje da se upotrebom ovih sistema dobijaju tehnički optimalnija rešenja ali da ona mogu biti značajno finansijski skuplja.

Smernice za dalji rad autor vidi u primeni matematičke metode za određivanje pozicije distribuiranih izvora i njihove veličine primenom Eldger-ove formule.

LITERATURA

- [1] J.Salehi, M.R.J.Oskuee and A.Amini, Stochastics multi-objective modeling of simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of DG's and capacitors, *International Journal of Ambient Energy*, 13 January 2017; 15 pgs.
- [2] N.Mithulananthan, D.Q.Hung and K.Y.Lee, *Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation*, Springer 2017, 145 pgs.
- [3] H.D.Chiang, J.C.Wang, O.Cockings and H.D.Shin, Optimal capacitor placements in distribution systems: part 1: A new formulation and the overall problem, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.2, April 1990, pp. 634-642.
- [4] H.D.Chiang, J.C.Wang, O.Cockings and H.D.Shin, Optimal capacitor placements in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.2, April 1990, pp. 643-649.
- [5] J.J.Grainger, S.Civanlar and K.N.Clinard, Optimal voltage dependent continuous time control of reactive power on primary distribution feeders, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol.103, Sept. 1984, pp. 2714-2723.
- [6] S.Civanlar and J.J.Grainger, Volt/Var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators: part I, part II, part III, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol.104, Nov. 1985, pp. 3278-3297.
- [7] S.Civanlar, J.J.Grainger, H.Yin and S.S.H.Lee, Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.3, No.3, July 1988, pp. 1217-1223.
- [8] D.Shirmohammadi and H.W.Hong, Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.4, No.2, April 1989, pp. 1492-1498.
- [9] A.Augugliaro, L.Dusonchet, M.G.Ippolito and E.R.Sanseverino, Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.18, No.3, July 2003, pp. 762-771.
- [10] A.Bayat, Uniform voltage distribution based constructive algorithm for optimal reconfiguration of electric distribution networks, *Electric Power Systems Research*, 104, 2013, pp. 146-155.
- [11] S.S.F.Souza, R.Romero and J.F.Franco, Artificial immune networks Copt-aiNet and Opt-aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems, *Electric Power Systems Research*, 119, 2015, pp. 304-312.
- [12] H.D.Chiang and R.J.Jumeau, Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.3, July 1990, pp. 1568-1574.
- [13] H.D.Chiang and R.J.Jumeau, Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 1: A new formulation and a solution methodology, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.4, November 1990, pp. 1902-1909.
- [14] M.E.Baran and F.F.Wu, Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.4, No.2, April 1989, pp. 1401-1407.
- [15] V.Glamočanin, Optimal loss reduction of distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, August 1990, No. 3, pp. 774-781.
- [16] T.E.McDermott, A heuristic nonlinear constructive method for electric power distribution system reconfiguration, Phd dissertation, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute, April 23, 1998, 66 pages.
- [17] S.K.Goswami and S.K.Basu, A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.7, No.3, July 1992, pp. 1484-1491.
- [18] V.Borozan and N.Rajaković, Application assessments of distribution network minimum loss reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.12, No.4, October 1997, pp. 1786-1792.

- [19] X.Xu, C.Wang and X.Feng, A tabu search approach for distribution network reconfiguration based on GIS, presented at the 2009 International Workshop on Intelligent Systems and Applications, 23-24 May 2009, Wuhan, China, pp. 1-4.
- [20] A.Asrari, S.Lotfifard and M.S.Payam, Pareto dominance-based multiobjective optimization method for distribution network reconfiguration, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol.7, No.3, 2016, pp. 1401-1410.
- [21] Z.Li, S.Jazebi and F. de Leon, Determination of the optimal switching frequency for distribution system reconfiguration, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.32, 2017, pp. 2060-2069.
- [22] E.R.Ramos, A.G.Exposito, J.R.Santos and F.L.Iborra, Path-based distribution network modeling: application to reconfiguration for loss reduction, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 556-564.
- [23] H.M.Khodr, J.M.Crespo, M.A.Matos and J.Pereira, Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 4, October 2009, pp. 2166-2176.
- [24] E.R.Ramos, J.R.Santos and J.Reyes, A simpler and exact mathematical model for the computation of the minimal power losses tree, Electric Power Systems Research 80 (2010), pp. 562-571.
- [25] J.A.Taylor and F.S.Hover, Convex models of distribution system reconfiguration, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 3, August 2012, pp. 1407-1413.
- [26] D.Šošić, Metode određivanja raspoloživog prenosnog kapaciteta u visokonaponskim prenosnim mrežama elektroenergetskog sistema, Doktorska disertacija, Beograd, 2015, 205 str.
- [27] H.Ahmadi and J.R.Marti, Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem, Sustainable Energy, Grids and Networks, October 31, 2014, pp. 1-20.
- [28] D.P.Bernardon, V.J.Garcia, A.S.Q.Ferreira and L.N.Canha, Multicriteria distribution network reconfiguration considering subtransmission analyses, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.4, October 2010, pp. 2684-2691.
- [29] A.M.Eldurssi and R.M.O'Connell, A fast nondominated sorting guided genetic algorithm for multi-objective power distribution system reconfiguration problem, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.30, No.2, 2015, pp. 593-601.
- [30] E.Mahboubi-Moghaddam, M.R.Nairmani, M.H.Khooban, A.Azizvahed and M.J.Sharifi, Multi-objective distribution feeder reconfiguration to improve transient stability, and minimize power loss and operation cost using an enhanced evolutionary algorithm at the presence of distributed generations, Electrical Power and Energy Systems, 76, 2016, pp. 35-43.
- [31] Kovački N, Vidović P, Sarić A, Scalable algorithm for the dynamic reconfiguration of the distribution network using the Lagrange relaxation approach, Electrical Power and Energy Systems 94 (2018) 188-202
- [32] R.E.Lee and C.L:Brooks, A method and its application to evaluate automated distribution control, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.3, No.3, July 1988; pp.1232-1240.
- [33] G.J.Peponis, M.P.Papadopoulos and N.D.Hatziargyriou, Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, No.3, July 1995, pp. 1338-1342.
- [34] G.J.Peponis, M.P.Papadopoulos and N.D.Hatziargyriou, Optimal operation of distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.1, February 1996, pp. 59-67.
- [35] D.Jiang and R.Baldick, Optimal electric distribution system switch reconfiguration and capacitor control, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No.2, May 1996, pp 890-897.
- [36] A.Augugliaro, L.Dusonchet and E.R.Sanseverino, Genetic, simulated annealing and tabu search algorithms: three heuristic methods for optimal reconfiguration and compensation of distribution networks, ETEP, Vol.9, No.1, January/February 1999, pp. 35-41.
- [37] Z.Dong, F.Zhengcai, Y.Du and Z.Liuchun, Capacitor switching and network reconfiguration for loss reduction in distribution system, In: IEEE 2006 power engineering society general meeting, 6 pgs.

- [38] Y.Lin, G.Zhizhong, Comprehensive optimization for energy loss reduction in distribution networks, IEEE 2008; 8 pgs.
- [39] F.C.Chung, Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.23, No.4, November 2008; pp.1747-1755.
- [40] P.Rezaei and M.Vakilian, Distribution system efficiency improvement by reconfiguration and capacitor placement using a modified particle swarm optimization algorithm, Proceeding of electric power and energy conference (EPEC), 2010; 6 pgs.
- [41] M.A.N.Guimaraes, C.A.Castro and R.Romero, Distribution systems optimization through reconfiguration and capacitor allocation by dedicated genetic algorithm, IET Generation, Transmission & Distribution, 2010, Vol. 4, Iss. 11, pp.1213-1222.
- [42] L.W.De Oliveira, Jr.S.Carneiro, E.J.De Oliveira, J.L.R.Pereira, Jr.I.C.Silva and J.S.Costa, Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy loss minimization, Electrical Power and Energy Systems 32 (2010) pp.840-848.
- [43] V.Farahani, B.Vahidi and H.A.Abyaneh, Reconfiguration and capacitor placement simultaneously for energy loss reduction based on an improved reconfiguration method, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.27, No.2, May 2012; pp.587-595.
- [44] F.Sayadi, S.Esmali and F.Keynia, Feeder reconfiguration and capacitor allocation in the presence of non-linear loads using new P-PSO algorithm, IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10, (10), pp. 2316-2326.
- [45] M.Nayeripour, E.M.Moghaddam and M.H.Khooban, Multi-periods distribution feeder reconfiguration at the presence of distributed generation through economic assessment using a new modified PSO algorithm, Journal of Intelligent & Fuzzy Systems 31 (2016) pp.321-331.
- [46] Y.-K.Wu, C.-Y.Lee, L.-C.Liu and S.-H.Tsai, Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.3, July 2010, pp. 1678-1685.
- [47] R.Syahputra, I.Robandi and M.Ashari, Optimal distribution network reconfiguration with penetration of distributed energy resources, presented 2014 at the 1st International Conference on Information Technology, Computer and Electrical Engineering (ICITACEE), 8 November 2014, Semarang, Indonesia, pp. 388-393.
- [48] A.Ameli, A.Ahmadifar, M.H.Shariatkhah, M.Vakilian and M.R.Haghifam, A dynamic method for feeder reconfiguration and capacitor switching in smart distribution systems, Electrical Power and Energy Systems 85 (2017) pp.200-211.
- [49] D.P.Montoya, J.M.Ramirez, A joint application of a genetic algorithm plus the minimal spanning tree for optimizing electrical energy systems. In 2013 North American Power Symposium (NAPS) 2013, Sep 22 (pp.1-6), IEEE.
- [50] N.Kanwar, N.Gupta, K.R.Niazi, A.Swarnkar, Improved meta-heuristic techniques for simultaneous capacitor and DG allocation in radial distribution networks, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2015, 73:653-664.
- [51] N.Rugthaicharoencheep, S.Nedphograw, W.Wanaratwijit, Distribution system operation for power loss minimization and improved voltage profile with distributed generation and capacitor placements, In 2011 4th International Conference of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 2011 Jul 6 (pp.1185-1189), IEEE.
- [52] A.K.Saonerkar, B.Y.Bagde, Optimized DG placement in radial distribution system with reconfiguration and capacitor placement using genetic algorithm. In 2014 IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies 2014, May 8 (pp.1077-1083), IEEE.
- [53] R.J.Gallano, A.C.Nerves, Multi-objective optimization of distribution network reconfiguration with capacitor and distributed generator placement, InTENCON 2014-2014 IEEE Region 10 Conference 2014 Oct 22 (pp.1-6), IEEE.

- [54] H.B.Tolabi, M.H.Ali, M.Rizwan, Simultaneous reconfiguration, optimal placement of DSTATCOM, and photovoltaic array in a distribution system based on fuzzy-ACO approach, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014, 6(1), 210-218.
- [55] D.Q.Hung, N.Mithulananthan, R.C.Bansal, A combined practical approach for distribution system loss reduction, *International Journal of Ambient Energy*, 2015, 36(3), 123-131.
- [56] B.Pawar, S.Kaur, G.B.Kumbhar, An integrated approach for power loss reduction in primary distribution system, In 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS) 2016, Mar 4 (pp.1-6), IEEE.
- [57] M.Mohammadi, A.M.Rozbahani, S.Bahmanyar, Power loss reduction of distribution system using BFO based optimal reconfiguration along with DG and shunt capacitor placement simultaneously in fuzzy framework, *Journal of Central South University*, 2017, 24(1), 90-103.
- [58] K.Muthukumar, S.Jayalalitha, Integrated approach of network reconfiguration with distributed generation and shunt capacitors placement for power loss minimization in radial distribution networks, *Applied Soft Computing*, 2017, 52, 1262-1284.
- [59] P.P.Biswas, P.N.Suganthan, G.A.Amaratunga, Distribution network reconfiguration together with distributed generator and shunt capacitor allocation for loss minimization, In 2018 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC) 2018 Jul 8, (pp.1-7), IEEE.
- [60] S.Ganesh, R.Kanimozhi, Meta-heuristic technique for network reconfiguration in distribution system with photovoltaic and D-STATCOM, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018, 12(20), 4524-4535.
- [61] V.V.V.S.N.Murty, A.K.Sharma, Optimal coordinate control of OLTC, DG, D-STATCOM, and reconfiguration in distribution system for voltage control and loss minimization, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, accepted: 27 September 2018, (pp.1-27).
- [62] M.Beirami, S.Naghadalian, M.H.Aliabadi, Probabilistic multiobjective reconfiguration considering optimal location of shunt capacitors and distributed generations in distribution network. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. accepted: 20 May 2021, (pp.1-31).
- [63] S.Ramachandradurai, N.Krishnan, Islanding-based reliability enhancement and power loss minimization by network reconfiguration using PSO with multiple DGs. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. accepted: 30 May 2021, (pp.1-20).
- [64] H.Sabouhi, A.Doroudi, M.F.Firuzabad, M.Bashiri, Electricity distribution grids resilience enhancement by network reconfiguration, *International Transactions on Electrical Energy Systems*. accepted: 10 June 2021, (pp.1-16).
- [65] L.C.Kien, N.T.Y.Tuyet, T.M.Phan, T.T.Nguyen, Finding Optimal Solutions for the Placement of Reactive and Active Power Generation Components in Distribution Networks Using a High-Performance Metaheuristic Algorithm. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. accepted: 17 May 2022, 24 pages.
- [66] Z.Li, S.Wang, Y.Zhou, W.Liu, X.Zheng, Optimal distribution systems operation in the presence of wind power by coordinating network reconfiguration and demand response, *Electrical Power and Energy Systems* 119 (2020) 105911, 10 pgs.
- [67] C.Zhang, Q.Liu, S.Huang, B.Zhou, L.Cheng, L.Gao, J.Li, Reactive power optimization under interval uncertainty of renewable power generation based on a security limits method, *Electrical Power and Energy Systems* 130 (2021) 106894, 9 pgs.
- [68] Y.Qu, C.C.Liu, J.Xu, Y.Sun, S.Liao, D.Ke, A global optimum flow pattern for feeder reconfiguration to minimize power losses of unbalanced distribution systems, *Electrical Power and Energy Systems* 131 (2021) 107071, 15 pgs.
- [69] T.Xu, Y.Ren, L.Guo, X.Wang, L.Liang, Y.Wu, Multi-objective robust optimization of active distribution networks considering uncertainties of photovoltaic, *Electrical Power and Energy Systems* 133 (2021) 107197, 10 pgs.
- [70] S.M.Razavi, H.R.Momeni, M.R.Haghifam, S.Bolouki, Multi-Objective Optimization of Distribution Networks via Daily Reconfiguration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, Volume 37, pp. 775-785.

- [71] A.Koirala, L.S.Ramon, B.Mohamed, P.Arbolea, Non-synthetic European low voltage test system, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, Volume 118, 105712.
- [72] J.Leiva, J.A.Aguado, A.Paredes, P.Arbolea, Data-driven flexibility prediction in low voltage power networks, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, Volume 123, 106242.
- [73] A.Sajadi, L.Strezoski, A.Khodaei, K.Loparo, M.F.Firuzabad, R.Preece, et al. Guest Editorial: Special Issue on recent advancements in electric power systems planning with high-penetration of renewable energy resources and dynamic loads, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2021, Volume 129, 106597.
- [74] G.Chicco, A.Mazza, Heuristic optimization of electrical energy systems: Refined metrics to compare the solutions. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 17 (2019) 100197, pp. 1-13.
- [75] P.Agrawal, N.Kanwar, N.Gupta, K.R.Niazi, A.Swarnkar, Resiliency in active distribution systems via network reconfiguration. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 26 (2021) 100434, pp. 1-11.
- [76] B.S.Adusumilli, V.Raj, V.B.Adusumilli, Capacitor placement and sizing to minimize losses in a radial distribution network considering uncertainty using modified affine arithmetic division. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 27 (2021) 100492, pp. 1-11.
- [77] L.Ibarra, J.Aviles, D.Guillen, J.C.Mayo-Maldonado, J.E.Valdez-Resendiz, P.Ponce, Optimal micro-PMU placement and virtualization for distribution network changing topologies. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 27 (2021) 100510, pp. 1-10.
- [78] M.S.Ćalović, A.T.Sarić, Osnovi analize elektroenergetskih mreža i sistema, *Akadska misao Beograd, Tehnički fakultet Čačak*, 2004, 775 strana.
- [79] A.Merlin, H.Back, Search for a Minimal loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system, In: *Proceedings of 5th Power System Computing Conference*, Cambridge, UK, pp. 1-18 (1975).
- [80] S.Mishra, D.Das, S.Paul, A comprehensive review on power distribution reconfiguration, *Energy Syst* (2017) 8:227-284.
- [81] I.Roytelman, V.Melnik, S.S.H.Lee, R.L.Lugtu, Multi objective feeder reconfiguration by distribution management system, *IEEE Trans. Power Syst.* 11(2), 661-667 (1996).
- [82] P.Zhang, W.Liu, S.Wang, Reliability oriented distribution network reconfiguration considering uncertainties of data by interval analysis, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 34(1), 138-144 (2012).
- [83] D.P.Bernardon, A.P.C.Mello, L.L. Pfitcher, L.N.Canha, A.R.Abaide, A.A.B.Ferreira, Real time reconfiguration of distribution network with distributed generation, *Electr. Power Syst. Res.* 107(1), 59-67 (2014).
- [84] Y.C.Huang, Enhanced genetic algorithm based fuzzy multi objective approach to distribution network reconfiguration, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 149(5), 615-620 (2002).
- [85] N.M.Neagle, D.R.Samson, Loss reduction from capacitors installed on primary feeders, *AIEE Transaction.* 1956; PAS-75(III): 950-959.
- [86] J.V.Schmill, Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1965; 84(9): 825-832.
- [87] H.Duran, Optimum number, location, and size of shunt capacitors in radial distribution feeders a dynamic programming approach, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1968; 9: 1769-1774.
- [88] Y.G.Bea, Analytical method of capacitor allocation on distribution primary feeders, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1978; 4:1232-1238.
- [89] J.J.Grainger, S.H.Lee, Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1981;3:1105-1118.
- [90] A. Sarić, *Primena metode veštačke inteligencije za rešavanje problema kompenzacije reaktivne snage i regulacije napona u distributivnim sistemima*, Doktorska disertacija, Beograd, 1997, 115 str.
- [91] B.Stojanović, *Simulacija kaljenja i njena primena na kompenzaciju u radijalnim distributivnim mrežama*, Magistarski rad, Beograd, 1997, 94 str. (osnovni deo rada).

- [92] W.Caisheng, M.H.Nehrir, Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems, *IEEE Trans Power Syst* 19(4):2068–2076. doi:10.1109/tpwrs.2004.836189 (2004).
- [93] D.Q.Hung, N.Mithulanathan, Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. *IEEE Trans Ind Electron* 60(4):1700–1708. doi:10.1109/TIE.2011.2112316 (2013).
- [94] Y.M.Atwa, E.F.El-Saadany, M.M.A.Salama, R.Seethapathy, (2010) Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. *IEEE Trans Power Syst* 25 (1):360–370. doi:10.1109/TPWRS.2009.2030276 (2010).
- [95] S.K.Injeti, N.Prema Kumar, A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple DGs in a small, medium and large scale radial distribution systems. *Int J Electr Power Energy Syst* 45(1):142–151. doi:10.1016/j.ijepes.2012.08.043 (2013).
- [96] D.Singh, K.S.Verma, Multiobjective optimization for DG planning with load models. *IEEE Trans Power Syst* 24(1):427–436. doi:10.1109/TPWRS.2008.2009483 (2009).
- [97] S.Kansal, V.Kumar, B.Tyagi, Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks. *Int J Electr Power Energy Syst* 53:752–760. doi:10.1016/j.ijepes.2013.05.040 (2013).
- [98] F.S.Abu-Mouti, M.E.El-Hawary, Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE Trans Power Deliv* 26 (4):2090–2101. doi:10.1109/TPWRD.2011.2158246 (2011).
- [99] J.A.Martín García, A.J.Gil Mena, Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 50:65–75. doi:10.1016/j.ijepes.2013.02.023 (2013).
- [100] R.S.Rao, K.Ravindra, K.Satish, S.V.L.Narasimham, Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. *IEEE Trans Power Syst* 28(1):317–325. doi:10.1109/tpwrs.2012.2197227 (2013).
- [101] F.Ugranlı, E.Karatepe, Optimal wind turbine sizing to minimize energy loss. *Int J Electr Power Energy Syst* 53:656–663. doi:10.1016/j.ijepes.2013.05.035 (2013).
- [102] L.F.Ochoa, G.P.Harrison, Minimizing energy losses: optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. *IEEE Trans Power Syst* 26(1):198–205. doi:10.1109/TPWRS.2010.2049036 (2011).
- [103] J.M.S.Pinheiro, C.R.R.Dornellas, M.T.Schilling, A.C.G.Melo, J.C.O.Mello, Probing the new IEEE reliability test system (RTS-96): HL-II assessment. *IEEE Trans Power Syst* 13 (1):171–176. doi:10.1109/59.651632 (1998).
- [104] Z.M.Salameh, B.S.Borowy, A.R.A.Amin, Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors. *IEEE Trans Energy Convers* 10(2):326–332. doi:10.1109/60.391899 (1995).
- [105] G.Boyle, Renewable energy. Oxford University Press, Oxford, UK (ed) (2004).
- [106] Y.M.Atwa, E.F.El-Saadany, Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems. *IET Renew Power Gen* 5 (1):79–88. doi:10.1049/iet-rpg.2009.0011 (2011).
- [107] D.K.Khatod, V.Pant, J.Sharma, Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. *IEEE Trans Power Syst* 28(2):683–695. doi:10.1109/tpwrs.2012.2211044 (2013).
- [108] M.Chakravorty, D.Das, Voltage stability analysis of radial distribution networks. *Int J Electr Power Energy Syst* 23(2):129–135. doi:10.1016/S0142-0615(00)00040-5 (2001).
- [109] R.S.Al Abri, E.F.El-Saadany, Y.M.Atwa, Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. *IEEE Trans Power Syst* 28(1):326–334. doi:10.1109/tpwrs.2012.2200049 (2013).
- [110] L.F.Ochoa, A.Padilha-Feltrin, G.P.Harrison, Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index. *IEEE Trans Power Deliv* 23(2):1132–1138. doi:10.1109/TPWRD.2008.915791 (2008).

- [111] D.Singh, R.K.Misra, Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Trans Power Syst* 22(4):2204–2212. doi:10.1109/TPWRS.2007.907582 (2007).
- [112] A.M.El-Zonkoly, Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. *IET Gen Transm Distrib* 5(7):760– 771. doi:10.1049/iet-gtd.2010.0676 (2011).
- [113] R.Ebrahimi, M.Ehsan, H.Nouri, A profit-centric strategy for distributed generation planning considering time varying voltage dependent load demand. *Int J Electr Power Energy Syst* 44(1):168–178. doi:10.1016/j.ijepes.2012.07.039 (2013).
- [114] M.F.Shaaban, Y.M.Atwa, E.F.El-Saadany, DG allocation for benefit maximization in distribution networks. *IEEE Trans Power Syst* 28(2):639–649. doi:10.1109/tpwrs.2012.2213309 (2013).
- [115] V.Vahidinasab, Optimal distributed energy resources planning in a competitive electricity market: multiobjective optimization and probabilistic design. *Renew Energy* 66:354–363. doi:10.1016/j.renene.2013.12.042 (2014).
- [116] J.Tongdan, T.Yu, Z.Cai Wen, D.W.Coit, Multicriteria planning for distributed wind generation under strategic maintenance. *IEEE Trans Power Deliv* 28(1):357–367. doi:10.1109/tpwrd.2012.2222936 (2013).
- [117] S.Porkar, P.Poure, A.Abbaspour-Tehrani-fard, S.Saadate, A novel optimal distribution system planning framework implementing distributed generation in a deregulated electricity market. *Electr Power Syst Res* 80(7):828–837. doi:10.1016/j.epsr.2009.12.008 (2010).
- [118] M.F.Akorede, H.Hizam, I.Aris, M.Z.A.Ab Kadir, Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. *IET Gen Transm Distrib* 5(2):276–287. doi:10.1049/iet-gtd.2010.0199 (2011).
- [119] V.Mijailović, *Distribuirani izvori i sistemi za distribuciju električne energije*, Akademski misao Beograd, 2019, 376 strana.
- [120] B.Stojanović, R.Tomislav, Distribution network reconfiguration and capacitor switching in the presence of wind generators, *Electrical Engineering*, 2022, pp 1-18.
- [121] G.T.HEYDT - COMPUTER ANALYSIS METHODS FOR POWER SYSTEMS, Purdue University, Macmillan Publishing Company, New York, Copyright 1986, 359 p.
- [122] M.Lavorato, J.F.Franco, M.J.Rider, R.Romero, Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems, *IEEE Trans. Power Syst.* 27 (1) (2012) pp. 172-180.
- [123] E.M.Carreno, R.Romero and A.Padilha-Feltrin, An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.23, No.4, November 2008, pp. 1542-1551.
- [124] P.Wright, On minimum spanning trees and determinants, *Mathematics Magazine*, Vol.73, No.1, February 2000, pp. 21-28.
- [125] A.R.Abul Wafa, A new heuristic approach for optimal reconfiguration in distribution systems, *Electric Power Systems Research*, 81, 2011, pp. 282-289.
- [126] J.H.Teng, A direct approach for distribution system load flow solutions, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 3, July 2003, pp. 882-887.
- [127] A.Sarić i M.Ćalović, Jedan algoritam za proračun naponskih stanja, tokova snaga i gubitaka u radikalnom distributivnom sistemu, *Elektrodistribucija*, GOD.20, 1992, BR.3, str. 127-140.
- [128] J.A.MOMOH – ELECTRIC POWER DISTRIBUTION, AUTOMATION, PROTECTION, AND CONTROL, CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC, USA, 2007, 380 p.
- [129] W.F.Tinney and C.E.Hart, Power flow solution by Newton's method, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, No. 11, November 1967, pp. 1449-1460.
- [130] D.Šošić and P.Stefanov, Reconfiguration of distribution system with distributed generation using an adaptive loop approach, *Journal of ELECTRICAL ENGINEERING*, VOL 70 (2019), NO5, 345-357.
- [131] D.Jiang, May 1994, Electric distribution system reconfiguration and capacitor switching, Masters thesis, Worcester Polytechnic Institute, 77 p.

- [132] Y.J.Jeon, J.C.Kim, J.O.Kim, J.R.Shin and K.Y.Lee, An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, October 2002, No. 4, pp. 1070-1078.
- [133] V.Borozan, D.Rajičić and R.Ačkovski, Minimum loss reconfiguration of unbalanced distribution networks, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.12, No.1, January 1997, pp. 435-442.
- [134] R.D.Zimmerman, Network reconfiguration for loss reduction in three-phase power distribution systems, Masters thesis, Cornell University, May 1992, 60 pages.
- [135] Uputstvo MATPOWER 6.0, User's Manual, December 16 2016, Zimmerman RD and Carlos EMS, 205 (p).
- [136] N.Vojnović, Proračun tokova snaga neuravnoteženih mreža sa energetske resursima priključenim na mrežu preko uređaja energetske elektronike, Doktorska disertacija, Fakultet tehničkih nauka Novi Sad, 2018, 138 str.
- [137] D.Rajičić, R.Ačkovski and R.Taleski, Voltage correction power flow, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, April 1994, No. 2.
- [138] S.Ghosh and D.Das, Method for load flow solution of radial distribution networks, *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm. Distrib.*, November 1999, pp. 641-648.
- [139] S.Kirkpatrick, C.D.Gelatt Jr. and M.P.Vecchi, Optimization by simulated annealing, IBM research report RC 9355, 1982.
- [140] S.Kirkpatrick, C.D.Gelatt Jr. and M.P.Vecchi, Optimization by simulated annealing, *Science*, Vol. 220, 1983, pp. 671-680.
- [141] V.Černý, Thermodynamic approach to the travelling salesman problem: An efficient simulation algorithm, *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 45, 1985, pp. 41-51.
- [142] N.Metropolis, A.Rosenbluth, M.Rosenbluth, A.Teller and E.Teller, Equation of state calculations by fast computing machines, *Journal of Chemical Physics*, Vol. 21, 1953, pp. 1087-1092.
- [143] P.J.M.van Laarhoven and E.H.L.Aarts, Simulated annealing theory and applications, Reidel, Dordrecht, 1987, 186 p.
- [144] B.Stojanović, T.Rajić, 2017, Novel approach to reconfiguration power loss reduction problem by simulated annealing technique, *International Transactions on Electrical Energy Systems*.e2464. <https://doi.org/10.1002/etep.2464>.
- [145] D.Zhang, Z.Fu and L.Zhang, 2007, An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems, *Electric Power Systems Research*, 77, 685-694
- [146] B.Stojanović, Primena metode simuliranog kaljenja na problem kompenzacije reaktivne snage u razgranatim simetričnim radijalnim distributivnim mrežama, *ELEKTROPRIVREDA*, No.3, 2004; 35-49.
- [147] S.Esmaeili, A.A.Moghaddam, S.Jadid and J.M.Guerrero, Optimal simultaneous day-ahead scheduling and hourly reconfiguration of distribution systems considering responsive loads, *Electrical Power and Energy Systems* 104 (2019) 537-548.
- [148] J.M.Nahman and D.M.Perić, Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.23, No.2, May 2008, pp. 790-795.
- [149] HANDBOOK ON BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM, DECEMBER 2018, ASIAN DEVELOPMENT BANK, 94 pgs
- [150] B.Stojanović, T.Rajić, D.Šošić; Distribution network reconfiguration and reactive power compensation using a hybrid Simulated Annealing-Minimum Spanning Tree algorithm; *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*; 147 (2023) 108829; <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108829>.

BIOGRAFIJA AUTORA

Branko Stojanović je rođen 3. aprila 1958. godine u Beogradu. Osnovnu školu i XIII beogradsku gimnaziju – prirodnomatematički smer završio je u Beogradu. Godine 1976. upisao je Elektrotehnički fakultet na Univerzitetu u Beogradu na energetsom odseku. 14. maja 1981. godine, diplomirao je na istom odseku smer elektroprivreda, sa prosečnom ocenom 9,08 i 10 na diplomskom ispitu. Tema diplomskog rada je „Poboljšanje tranzijentne stabilnosti kod sinhronih generatora uz pomoć regulacije pobude“. Diplomski rad je rađen kod profesora dr. Gojka Muždeke. Godine 1982. kandidat je upisao postdiplomske studije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu na odseku za elektroenergetske sisteme, grupi za visokonaponska postrojenja i opremu. Kandidat je magistrirao kod profesora dr. Nikole Rajakovića 30. januara 1997. na temu „Metoda simulacije kaljenja i njena primena na kompenzaciju u radijalnim distributivnim mrežama“. Prosečna ocena na postdiplomskim studijama je bila 7,83.

Od 1981. godine kandidat je radio u preduzeću „Minel eksport-import“ na poslovima izrade licitacionih elaborta za elektroenergetsku opremu i kompletne objekte. Od 1994. godine kandidat je radio u Elektromašinskoj školi u Zemunu kao nastavnik za grupu elektrotehničkih predmeta. 3. januara 1996. godine kandidat se zapošljava u Tehničkom opitnom centru pri Vojsci Srbije gde je radio na poslovima ispitivanja električnih karakteristika naoružanja i vojne opreme kao vodeći istraživač. Tu je i penzionisan.

Godine 2017. upisuje doktorske studije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu. Kandidat je objavio 27 stručnih radova. Oblast njegovog interesovanja je analiza i optimizacija distributivnih mreža.

Izjava o autorstvu

Ime i prezime autora: Branko Stojanović

Broj indeksa: 5045/2017

Izjavljujem

da je doktorska disertacija pod naslovom:

Rekonfiguracija distributivne mreže i kompenzacija reaktivne snage korišćenjem kombinacije simuliranog kaljenja i Kruskalovog algoritma

- rezultat sopstvenog istraživačkog rada;
- da disertacija u celini ni u delovima nije bila predložena za sticanje druge diplome prema studijskim programima drugih visokoškolskih ustanova;
- da su rezultati korektno navedeni i
- da nisam kršio autorska prava i koristio intelektualnu svojinu drugih lica.

Potpis autora

U Beogradu, 21.05.2024.

B. Stojanović

Izjava o istovetnosti štampane i elektronske verzije doktorskog rada

Ime i prezime autora: Branko Stojanović

Broj indeksa: 5045/2017

Studijski program: Elektrotehnika i računarstvo

Naslov rada: Rekonfiguracija distributivne mreže i kompenzacija reaktivne snage korišćenjem kombinacije simuliranog kaljenja i Kruskalovog algoritma

Mentor: Dr Tomislav Rajić, docent

Izjavljujem da je štampana verzija mog doktorskog rada istovetna elektronskoj verziji koju sam predao radi pohranjivanja u **Digitalnom repozitorijumu Univerziteta u Beogradu**.

Dozvoljavam da se objave moji lični podaci vezani za dobijanje akademskog naziva doktora nauka, kao što su ime i prezime, godina i mesto rođenja i datum odbrane rada.

Ovi lični podaci mogu se objaviti na mrežnim stranicama digitalne bilblioteke, u elektronskom katalogu i u publikacijama Univerziteta u Beogradu.

Potpis autora

U Beogradu, 21.05.2024.

B. Stojanović

Izjava o korišćenju

Ovlašćujem Univerzitetsku biblioteku „Svetozar Marković“ da u Digitalni repozitorijum Univerziteta u Beogradu unese moju doktorsku disertaciju pod naslovom:

Rekonfiguracija distributivne mreže i kompenzacija reaktivne snage korišćenjem kombinacije simuliranog kaljenja i Kruskalovog algoritma

koja je moje autorsko delo.

Disertaciju sa svim prilogima predao sam u elektronskom formatu pogodnom za trajno arhiviranje.

Moju doktorsku disertaciju pohranjenu u Digitalnom repozitorijumu Univerziteta u Beogradu i dostupnu u otvorenom pristupu mogu da koriste svi koji poštuju odredbe sadržane u odabranom tipu licence Kreativne zajednice (Creative Commons) za koju sam se odlučio.

1. Autorstvo (CC BY)
2. Autorstvo–nekomercijalno (CC BY-NC)
3. Autorstvo–nekomercijalno–bez prerada (CC BY-NC-ND)
4. Autorstvo–nekomercijalno–deliti pod istim uslovima (CC BY-NC-SA)
5. Autorstvo–bez prerada (CC BY-ND)
6. Autorstvo–deliti pod istim uslovima (CC BY-SA)

Potpis autora

U Beogradu, 21.05.2024.

B. Ljupčević

1. **Autorstvo.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence, čak i u komercijalne svrhe. Ovo je najslobodnija od svih licenci.
2. **Autorstvo – nekomercijalno.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu dela.
3. **Autorstvo – nekomercijalno – bez prerada.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, bez promena, preoblikovanja ili upotrebe dela u svom delu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu dela. U odnosu na sve ostale licence, ovom licencom se ograničava najveći obim prava korišćenja dela.
4. **Autorstvo – nekomercijalno – deliti pod istim uslovima.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu dela i prerada.
5. **Autorstvo – bez prerada.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, bez promena, preoblikovanja ili upotrebe dela u svom delu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu dela.
6. **Autorstvo – deliti pod istim uslovima.** Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje dela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu dela i prerada. Slična je softverskim licencama, odnosno licencama otvorenog koda.