

Utjecaj integracije bioplinskih postrojenja na strujno-naponske prilike u distributivnoj mreži

Kutnjak, Filip

Master's thesis / Diplomski rad

2018

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:587872>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2025-01-31**

Repository / Repozitorij:

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)





Sveučilište J.J. Strossmayera u Osijeku
Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek

**SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA**

SVEUČILIŠNI STUDIJ

**Utjecaj integracije bioplinskih postrojenja na strujno
naponske prilike u distributivnoj mreži**

Diplomski rad

Filip Kutnjak

Osijek, 2018.



FERIT

Sveučilište J.J. Strossmayera u Osijeku
Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek



FERIT

FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK

Obrazac D1: Obrazac za imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada

Osijek, 21.09.2018.

Odboru za završne i diplomske ispite

Imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada

Ime i prezime studenta:	Filip Kutnjak
Studij, smjer:	Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika
Mat. br. studenta, godina	D 1029, 19.09.2017.
OIB studenta:	01312408248
Mentor:	Prof.dr.sc. Damir Šljivac
Sumentor:	Matej Žnidarec
Sumentor iz tvrtke:	
Predsjednik Povjerenstva:	Izv. prof. dr.sc. Zvonimir Klaić
Član Povjerenstva:	Matej Žnidarec
Naslov diplomskog rada:	Utjecaj integracije bioplinskih postrojenja na strujno-naponske prilike u distributivnoj mreži
Znanstvena grana rada:	Elektroenergetika (zn. polje elektrotehnika)
Zadatak diplomskog rada:	Na temelju prethodno modelirane mreže Elektroslavonije Osijek u programu DigSilent proračunati utjecaj više bioplinskih postrojenja različitih mjesta priključaka i snaga na strujno-naponske prilike u mreži (porast napona, strujna opterećenje, gubitci i struje KS) te predložiti mjere za povećanje razine integracije.
Prijedlog ocjene pismenog diela isпита (diplomskog rada):	Izvrstan (5)
Kratko obrazloženje ocjene prema Kriterijima za ocjenjivanje završnih i diplomskih radova:	Primjena znanja stečenih na fakultetu: 2 bod/boda Postignuti rezultati u odnosu na složenost zadatka: 2 bod/boda Jasnoća pismenog izražavanja: 2 bod/boda Razina samostalnosti: 3 razina
Datum prijedloga ocjene mentora:	21.09.2018.
Potpis mentora za predaju konačne verzije rada u Studentsku službu pri završetku studija:	Potpis:
	Datum:



Sveučilište J.J. Strossmayera u Osijeku
Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek



IZJAVA O ORIGINALNOSTI RADA

Osijek, 02.10.2018.

Ime i prezime studenta: Filip Kutnjak

Studij: Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika

Mat. br. studenta, godina upisa: D 1029, 19.09.2017.

Ephorus podudaranje [%]: 11%

Ovom izjavom izjavljujem da je rad pod nazivom: **Utjecaj integracije bioplinskih postrojenja na strujno-naponske prilike u distributivnoj mreži**

izrađen pod vodstvom mentora Prof.dr.sc. Damir Šljivac

i sumentora Matej Žnidarec

moj vlastiti rad i prema mom najboljem znanju ne sadrži prethodno objavljene ili neobjavljene pisane materijale drugih osoba, osim onih koji su izričito priznati navođenjem literature i drugih izvora informacija. Izjavljujem da je intelektualni sadržaj navedenog rada proizvod mog vlastitog rada, osim u onom dijelu za koji mi je bila potrebna pomoć mentora, sumentora i drugih osoba, a što je izričito navedeno u radu.

Potpis studenta:



Sveučilište J.J. Strossmayera u Osijeku
Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek

Sadržaj

1. UVOD	1
2. MJERE INTEGRACIJE OIE u EES	2
2.1. Mjere za integraciju obnovljivih izvora energije u svijetu	2
2.1.1. Tehničke mjere	3
2.2. Ekonomske mjere	7
2.3. Integracija u svijetu	7
2.3.1. Njemačka	7
2.3.2. Irska	9
2.3.3. Australija	11
2.3.4. Barbados	12
2.3.5. Filipini	13
2.3.6. Ograničenje delta aktivna snaga	13
3. Stanje integracije u Hrvatskoj i nova mrežna pravila	15
3.1. Podjela korisnika i proizvođača	16
3.2. Tehničke značajke	18
3.3. Uvjeti za priključenje na distribucijsku mrežu	20
3.4. Propisana mrežna pravila od strane operatora sustava	22
3.5. Mrežna pravila za regulaciju sustava	25
4. Primjer integracije elektrane na biomasu u distributivnu mrežu	30
4.1. Integracija bioplinskih postrojenja	37
4.2. Otočni pogon	44
5. Zaključak	50
6. Literatura	51
Sažetak	52

1. UVOD

Pojavom obnovljivih izvora energije te napretkom u tom području dolazi do velike implementacije u elektroenergetske sustave, zbog njihove niske cijene proizvodnje električne energije, jeftinijeg održavanja i smanjene emisije stakleničkih plinova (zbog povećane emisije stakleničkih plinova dolazi do razvijanja poreza i tržišta na emisijske plinove). S povećanjem broja obnovljivih izvora energije dolazi do narušavanja stabilnosti elektroenergetskog sustava, zbog oscilacija proizvodnje (vjetroelektrane ovise o brzini vjetra, fotonaponske elektrane ovise o količini dozračene energije sunčevog zračenja). Iz tog razloga se uvode različite mjere integracije ovisno o kakvom obnovljivom izvoru se radi te o karakteristikama tog izvora.

Tema ovog rada je utjecaj integracije bioplinskih postrojenja na strujno naponske prilike u distributivnoj mreži. Kroz rad će biti opisani različite mjere integracije provedene u različitim državama svijeta ovisno o geografskom položaju države, te primjer integracije u Republici Hrvatskoj.

U drugom poglavlju će biti opisane mjere integracije kao moguće rješenje problema, različite vrste integracije, faze u kojima se vrše mjere te će se vidjeti primjeri kako su te mjere provedene u različitim državama.

U trećem poglavlju je opisano stanje u Republici Hrvatskoj, te su dana nova mrežna pravila distribucijskog sustava potrebna za integraciju obnovljivih izvora energije.

U četvrtom poglavlju je odrađen primjer integracije 2 bioplinska postrojenja gdje se može vidjeti kako nova mrežna pravila utječu na rad postrojenja te njihov utjecaj na mrežu i njihovu mogućnost rada u otočnom pogonu.

2. MJERE INTEGRACIJE OIE u EES

Kroz ovo poglavlje se prolazi kroz mjere integracija obnovljivih izvora energije (OIE-a) u različitim zemljama svijeta i provedbu tih istih mjera. Implementirao se veliki broj mjera različitih energetske sustava širom svijeta za smanjenje utjecaja obnovljivih izvora energije (OIE) na mrežu. Te mjere se mogu kategorizirati kao tehničke mjere i ekonomske mjere, gdje tehničke mjere pomažu pri povećanju sigurnosti energetske sustava dok ekonomske mjere unaprjeđuju isplativost djelovanja energetske sustava.

2.1. Mjere za integraciju obnovljivih izvora energije u svijetu

Na temelju nedavnih iskustava mnogih elektroenergetskih sustava (EES), integracija OIE se može svrstati u 4 faze:

- Faza 1 – operator sustava i ostali sudionici se ne trebaju brinuti za izlaznu snagu OIE i njihove varijabilnosti
- Faza 2 – postojeći EES će primijetiti promjene u udjelu proizvodnje zbog OIE, ali sustav će se moći nositi s nastalom situacijom pomoću postojećih resursa sustava i unaprjeđenjem određenih operacijskih praksi
- Faza 3 – fleksibilnost sustava postaje ključ za integraciju OIE-a, tj. koliko brzo EES može odgovoriti promjeni ponude i potražnje
- Faza 4 – ovdje je glavni izazov stabilnost EES-a

U tablici 2.1. su prikazani operacijski problemi sa svakom od faza integracije OIE.

Tablica 2.1 Operacijski problemi sa svakom fazom integracije OIE [1]

	Faza 1	Faza 2	Faza 3	Faza 4
Sustav	OIE nema primjetan teret	OIE postaje primjetan operatorima sustava	Fleksibilnost sustava postaje važna (veće promjene između ponude i potražnje)	Stabilnost postaje važna
Postojeće generatorske jedinice	Nema primjetne razlike	Nema primjetnog povećanja tereta, ali postoje male promjene u operacijskom obrascu postojećih generatora	Veća varijabilnost neto tereta, velike razlike u operacijskom obrascu postojećih generatora, smanjenje izlazne snage elektrana	Malo elektrana radi puno vrijeme, sve elektrane prilagođavaju svoju izlaznu snagu OIE
Utjecaj na mrežu	Lokalni problemi u blizini priključka OIE	Moguća preopterećenja uzrokovana promjenom tokova snaga	Znatne promjene tokova snaga, povećanje poprečnih tokova između različitih naponskih nivoa	Smanjena snaga i mogućnost oporavka sustava poslije smetnje
Izazovi	Lokalnim uvjetima mreže	Razlika između potrošnje i izlazne snage OIE	Dostupnost fleksibilnih resursa	Snaga sustava da izdrži smetnje

2.1.1. Tehničke mjere

Tehničke mjere za rješavanje izazova OIE se koriste od druge faze integracije OIE. Glavna svrha tehničkih mjera je rješavanje problema s pouzdanosti sustava, te se one također mogu koristiti i za povećanje isplativosti sustava.

1. Monitoring (nadzor) i kontrola (upravljanje) operatora sustava u realnom vremenu [1]

Mogućnost monitoringa i kontrole je važan aspekt sa strane pouzdanosti i sigurnosti EES-a već od faze 2 integracije OIE-a. Ovisno o tržišnom dogovoru ovu kontrolu može provoditi direktno operator sustava ili preko generatora.

2. Povećanje prijenosnog kapaciteta [1]

Povećanjem udjela OIE, osobito područja gdje mreža nije dovoljno snažna, može doći do zagušenja mreže što može dovesti do određenih problema kao što je povećanje cijene električne energije te pouzdanosti EES-a. Pojačanje mreže, upravljanje potražnjom, skladištenje energije su samo neki od načina koji mogu riješiti ovaj problem, ali trenutno nisu ekonomski privlačni. Moguće jeftinije opcije su pojačanje slabih točaka u mreži i bolja iskoristivost prijenosnog kapaciteta bez velikog pojačavanja mreže. Tipične opcije su dinamička opteretivost voda (engl. *Dynamic Line Rating, DLR*), uređaji za uzdužnu kompenzaciju (engl. *Flexible Alternating Current Transmission System, FACTS*) i Transformatori s poprečnom regulacijom (engl. *Phase-shifting transformer*).

3. Fleksibilnost elektrana [1]

Fleksibilnost elektrane ima 3 elementa: prilagodljivost, promjena napona i vrijeme promjene. Svaka vrsta elektrane ima prednosti i mane ovisno o kojoj se tehnologiji radi. Npr. akumulacijske hidroelektrane imaju veliku fleksibilnost dok bi se velike termoelektrane morale naknadno opremiti.

4. Posebne zaštitne sheme [1]

Posebne zaštitne sheme se primarno koriste za sprječavanje naponskog i frekvencijskog sloma, kontrolirajući teret, napon ili frekvenciju za sprječavanje preopterećenja vodova i/ili opreme EES-a. Elektrane na OIE reagiraju na smetnju u mreži drugačije od konvencionalnih generatora, te posebne zaštitne sheme se mogu implementirati za održavanje stabilnosti

sustava. Ova metoda je cjenovno prihvatljiva te se može koristiti kao kratkoročno i kao dugoročno rješenje te kao alternativa unaprjeđenju infrastrukture.

5. Napredne tehnologije OIE [1]

Napredne tehnologije povećavaju izlaznu snagu same elektrane i stabilnost sustava. Za fotonaponske sustave to podrazumijeva prijenos istosmjernom strujom, mogućnost promjene kuta i orijentacije panela, dok se kod vjetroelektrana ide prema turbinama koje su više te imaju veći promjer rotora što proizvodi više energije za umjerene brzine vjetra te je izlazna energija konstantnija (veća stabilnost sustava).

6. Utvrditi limit za nesinkrone izvore u sustavu [1]

Jedan od velikih tehničkih problema za male izolirane sustave s velikim udjelom OIE je mala inercija sustava. Problem stvaraju OIE spojenih preko pretvarača na mrežu (nemaju direktni elektromehanički priključak na mrežu), za koje bi se trebao utvrditi limit preko kojega se ne bi išlo radi pouzdanosti sustava. Važno je napraviti detaljnu analizu sustava za donošenje limita.

7. Umjetna inercija (engl. *Inertia-based fast frequency response -IBFFR*) [1]

Tehnička mogućnost opskrbljivanja sustava inercijom iz elektrana na OIE. IBFFR doprinosi inerciji sustava koristeći kinetičku energiju skladištenu u vjetroelektranama. Pravilno podešen IBFFR može smanjiti potrebnu količinu sinkrone inercije potrebne za mrežu, ali ju ne može u potpunosti zamijeniti.

8. Pametni izmjenjivači [1]

Najmoderniji pametni izmjenjivači imaju mogućnost: kontrola porasta snage, V/var regulacije, smanjenje visoko frekventne snage, naponske i frekvencijske prolaskе kroz kvar i monitoringa mreže. Korištenje pametnih izmjenjivači nije potrebno u inicijalnim fazama integracije, ali pak pri velikim udjelima OIE pametni izmjenjivači imaju važnu ulogu u olakšavanju integracije OIE.



9. Reverzibilne hidroelektrane (RHE) [1]

RHE su važan izvor fleksibilnosti EES-a, imaju mogućnost davati ili prihvaćati energiju prema potrebama mreže tako da kada prihvaćaju energiju iz mreže pumpaju vodu u gornji spremnik, a kada treba davati energiju u mrežu se ponaša poput hidroelektrane gdje voda iz gornjeg spremnika ide preko turbine u donji spremnik. Mogućnosti RHE su održavanja pouzdanosti sustava, crnog starta, brzog starta, rotirajuće rezerve, reaktivne snage, inercije i regulacije frekvencije. Određene RHE imaju poseban način rada „hydraulic short circuit pumped storage (HSCPS)“ gdje je glavna karakteristika generiranje struje i pumpanje vode istovremeno. To omogućuje elektrani da doprinese inerciji sustava i regulaciji frekvencije, te mogućnost brze promjene načina rada (0,5 do 1 minute) bez potrebe za promjenom smjera.

10. Skladištenje energije [1]

Spremnici električne energije za spremanje „viška“ električne energije iz mreže. Glavne tehnologije za skladištenje električne energije se mogu podijeliti na električne, mehaničke, elektrokemijske, kemijske i toplinske sustave.

Električni sustavi:

- Supravodljivi magnetski svitak
- Ultrakondenzator

Mehanički sustavi:

- RHE
- Komprimirani zrak
- Zamašnjaci

Elektrokemijski sustavi:

- Sekundarne baterije (Litij-Ion)
- Flow baterije

Kemijski sustavi:

- Vodik
- Sintetički prirodni plin

Toplinski sustavi:

- Toplinski spremnici

2.2. Ekonomske mjere

Svrha ekonomskih mjera je unaprjeđivanje isplativosti EES-a s povećanjem udjela OIE. Bez ekonomskih mjera EES bi i dalje funkcionirao samo ne bi bio toliko isplativ. Ekonomske mjere se usvajaju još u 1. fazi integracije OIE.

1. Integracija vremenske prognoze kod operatora sustava [1]

Napredni alati za vremensku prognozu zajedno sa matematičkim modelima mogu precizno predvidjeti brzinu vjetra i solarno zračenje za određena područja.

2. Uključivanje promjenjivih OIE u dispečing (raspodjela) generatora [1]

3. Povećanje operacijskih rezervi [1]

Operacijska rezerva je količina energije koju operator sustava može iskoristiti u kratkom vremenskom roku kada dođe do takve potražnje. Do toga može doći zbog manjka proizvedene energije (zbog pogreške pri prognoziranju vremena) ili povećane potražnje.

4. Brže planiranje i organiziranje [1]

Planiranje i organiziranje bi trebali biti što bliže realnom vremenu radi preciznijih prikazivanja varijacija tereta što rezultira efikasnijom upotrebom rezerve.

5. Povećanje područja regulacije [1]

Promjenjivost i nesigurnost OIE se može smanjiti povećanjem područja regulacije, omogućujući međusobnu pomoć za balansiranje sustava te dijeljenje rezervi

2.3. Integracija u svijetu

U ovom dijelu će biti opisane neke od provedenih mjera u svijetu gdje se može vidjeti kako se na osnovu geografskog položaja, veličine države, vršne i minimalne potrošnje i stanju EES sustava.

2.3.1. Njemačka

Njemačka je velika, industrijska zemlja s najvećom potrošnjom električne energije u Europi ukupno 522 TWh 2014. godine. Do 2014. godine porastom OIE pokriveno je približno 30% Njemačke potrošnje iz proizvodnje OIE, te je cilj proizvesti 40%-45% električne energije iz OIE do 2025. godine [2].

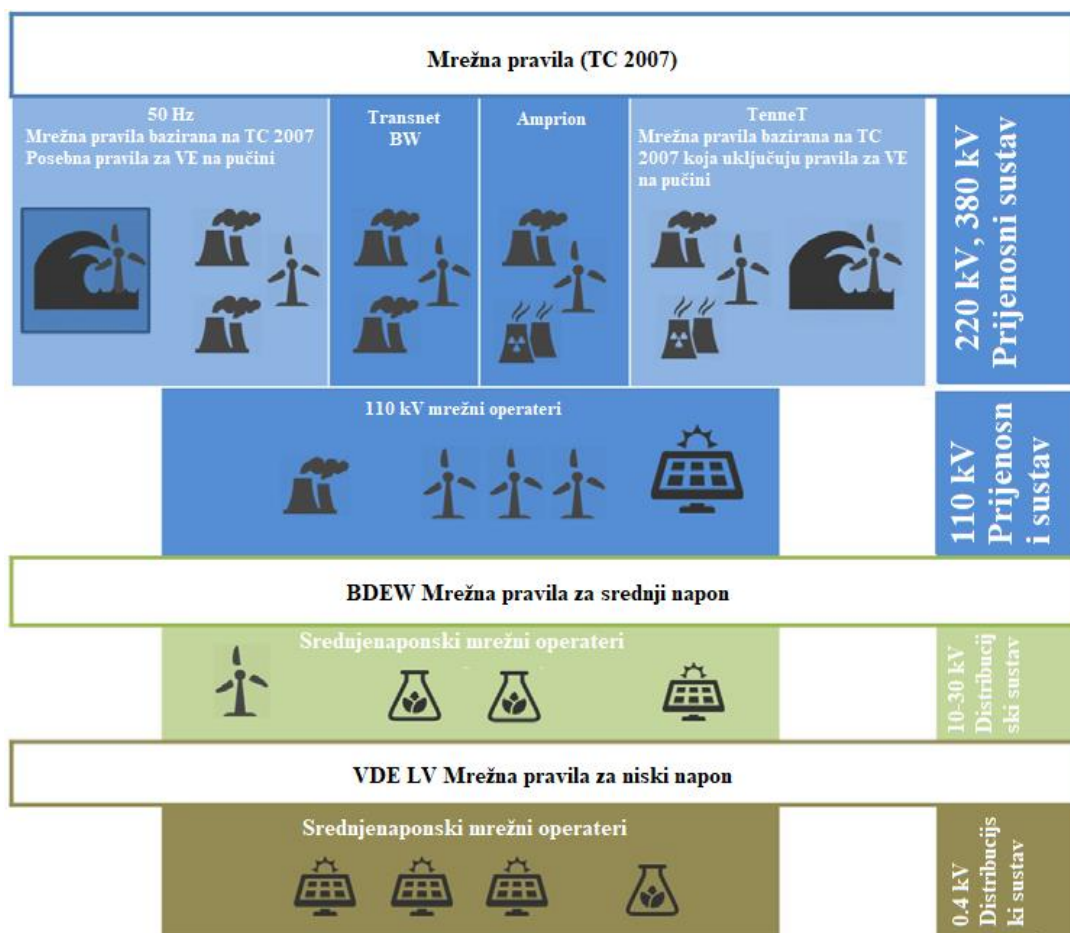
Njemački EES je velik i odlično povezan s ostatkom Europe te se sastoji od naponskih razina 220 kV i 380 kV prijenosnog sustava, zatim „poluprijenosnog“ napona od 110 kV, te distribucijske mreže od 0,4-30 kV. Mreža je podijeljena na 4 zone svaka kontrolirana od različitog operatora sustava. Vjetroelektrane (VE) su većinom spojene na srednju naponsku razinu, dok se velike VE češće spajaju na visoku naponsku razinu (110 kV), dok se fotonapon dobiven s krovova zgrada spaja na nisku naponsku razinu. Svaki od 4 različita operatora sustava su razvili svoja mrežna pravila bazirana na mrežnim pravilima TC 2007 („*Transmission Code 2007*“) ili su razvili svoj set mrežnih pravila baziran na TC 2007 pravilima. TC 2007 razlikuje sinkrone generatora i generatore zasnovanim na izmjenjivačima poput onih koji se koriste u OIE, koji prema pravilniku moraju ispunjavati manje zahtjeva iz razloga što se istragom iz 2000. godine pokazalo da bi se poremećajem vjetroelektrana smještenih kod Sjevernog Mora izgubila velika količina proizvodnje te bi se ugrozila sigurnost mreže. Iz tog razloga je uveden (engl. *Low Voltage Ride-Through*, LVRT) zahtjev koji se postavlja za vjetroelektrane koji nam govori o sposobnosti generatora da ostane priključen na mrežu tijekom kratkih perioda niskih napona. Potrebna je kontrola reaktivna snage gdje se posebno obraća pozornost u onim dijelovima gdje se nalaze VE na pučini. Zbog velike povezanosti s ostalim državama u Europi, Njemačka nema problema s frekvencijskom stabilnosti sustava.

Mrežna pravila za srednju naponsku razinu su određena po pravilniku Njemačke Udruge Dobavljača Električne Energije i Vode (BDEW) donesen 2008. godine. Prema tom pravilniku svi generatori, uključujući i generatore iz OIE, moraju doprinijeti regulaciji reaktivne snage i uključivati detaljne LVRT zahtjeve. Postoje vrlo rigorozna pravila vezana za povećanje napona uzrokovanih generatorima koja propisuju da se napon ne smije povećati za više od 2% u bilo kojem trenutku u mreži u odnosu na istu mrežu bez novih generatora.

Mrežna pravila za niski napon se određena po pravilniku Njemačke Udruge za Električnu, Elektroničku i Informacijsku Tehnologiju (VDE) donesen 2011. godine. Pravilnik je fokusiran samo na tehničke zahtjeve za generatore spojene na niskonaponsku mrežu (svi ostali zahtjevi postavljeni na niskonaponsku mrežu se nalaze u drugim dokumentima). Zbog velikog broja fotonaponskih sustava spojenih na niskonaponsku mrežu postavljeni zahtjevi su vrlo oštri. Pravilnik sadrži zahtjeve za kontrolu i kvalitetu napona, usklađenost nacionalnih i internacionalnih standarda prilikom ugradnje, nisu potrebni LVRT zahtjevi, generatori ne ispadaju tijekom porasta frekvencije ali su zato obavezni postepeno smanjiti svoju izlaznu snagu.

Njemački zakon o obnovljivim izvorima energije (EEG) je zakon koji postavlja pravila za proizvodnju električne energije iz OIE. EEG zahtjeva da se sva proizvedena električna energija iz OIE postavi kao primarna, tj. konvencionalni generatori moraju smanjiti svoju izlaznu snagu za toliko da se prvo iskoristi snaga iz OIE. Mrežni operater može smanjiti proizvodnju iz OIE samo ako dođe do poremećaja ili zagušenja mreže koja se ne mogu riješiti smanjenjem proizvodnje konvencionalnih generatora ili ako se više ne može smanjiti proizvodnja konvencionalnih generatora.

Na slici 2.1 je prikaz mrežnih operatera te pravila i zakona kojeg se pridržavaju mrežni operateri.

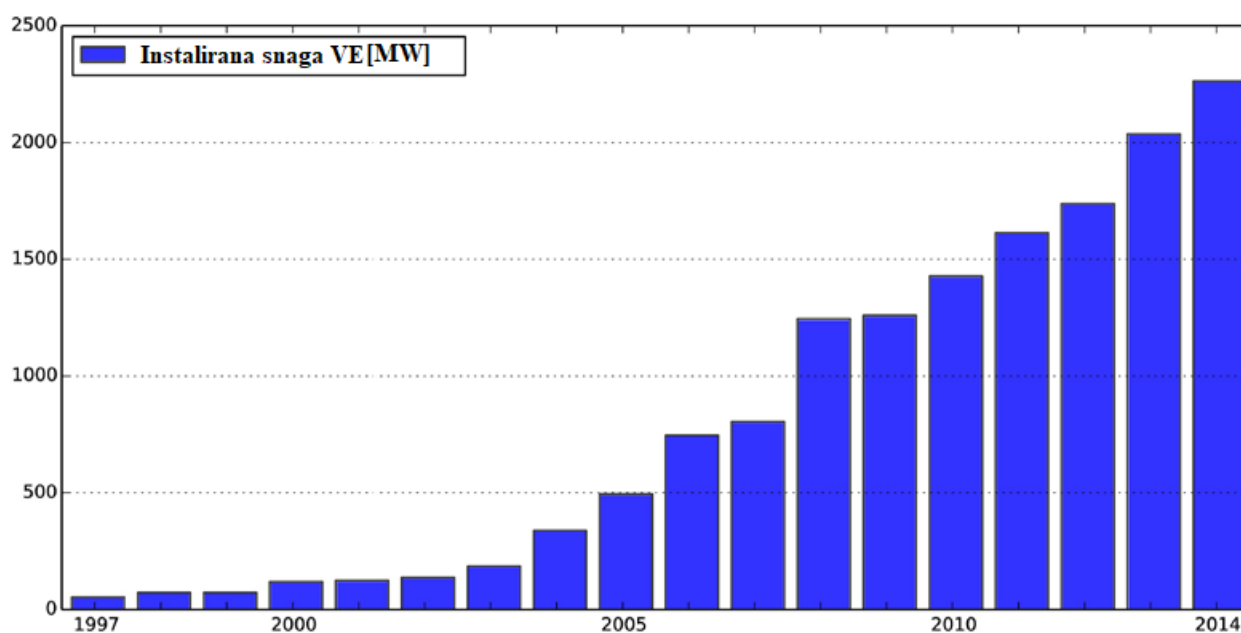


Slika 2.1 Prikaz mrežnih operatera i primjenjenih pravilnika u Njemačkoj [2]

2.3.2. Irska

EES Irske je povezan sa Sjevernom Irskom na sinkrono neovisnom otoku, te je taj otok povezan s dva visokonaponska istosmjerna kabela (engl. *High Voltage Direct Current*, HVDC) ,instalirani kapacitet pojedinačnog kabela iznosi 500 MW, s Velikom Britanijom. Upravo zbog toga što je

sinkrono neovisna predstavlja dobar i zahtjevan primjer za frekvencijsku stabilnost nezavisnog sustava. Prema podacima iz 2014. godine Irska je imala vršnu potrošnju od 4613 MW, te je s instaliranih 2138 MW proizvodnje iz VE (slika 2.2), jedna od država s najvećim udjelom proizvodnje iz OIE uspoređujući s veličinom same države [2].



Slika 2.2 Instalirana snaga VE u Irskoj [2]

Nesinkroni izvori poput OIE i HVDC kabela ne pridonose inerciji sustava i nemaju mogućnosti za stabilizaciju kratkotrajnih promjena frekvencije. Zbog toga su operatori sustava (EirGrid i SONI) postavili limit od 50% za trenutnu mrežnu nesinkronu penetraciju („*System Non-Synchronous Penetration*“ - SNSP) za terete, i nadalje istražuju načine kako podići tu granicu na 75%. Najveće probleme predstavlja ispadanje najvećeg sinkronog generatora ili ozbiljan problem u mreži. Ublažavanje tih problema i podizanje granice na 75% se vrši na način promjenom zahtjeva brzine promjene frekvencije generatora (ROCOF - „*Rate of Change of Frequency*“) i stvaranjem sintetičke inercije iz VE.

Pod prijenosni sustav spadaju naponske razine od 110 kV, 220 kV i 400 kV, a pod distribucijski sustav spadaju sve naponske razine ispod 110 kV. Operator prijenosnog sustava je EirGrid koji piše i održava prijenosnu mrežu, dok je za distribucijsku mrežu zadužen ESB Network. Zbog velikog broja integriranih OIE za jedan sinkroni sustav EirGrid pravilnik postavlja napredne zahtjeve za podršku EES. Napredne mjere uključuju:

- Detaljni model generatora OIE (za snage vjetroparka veće od 5 MW) te simulaciju tranzijentne promjene tijekom kvara
- Postavljanje zahtjeva za sve generatore da ostanu priključeni tijekom velike promjene ROCOF-a sve do 0,5 Hz po sekundi. Kod toga je bitno da se ne aktivira zaštita otočnog pogona. Trenutno se radi na povećanju sa 0,5 Hz po sekundi na 1 Hz po sekundi kao mjera za povećanje SNSP na 75%
- Svi vjetroparkovi snage veće od 5 MW moraju imati mogućnost odgovora na zahtjeve operatora sustava kao što su: regulacija frekvencije, regulacija napona, regulacija snage
- Vjetroparkovi moraju imati mogućnost kontroliranja izlazne snage u rasponu od 1%-100% njegovog nominalnog kapaciteta po minuti
- LVRT zahtjev: svi vjetroparkovi snage veće od 5 MW moraju ostati priključeni ako napon na mjestu priključka padne za 0,15 p.u. za 625 ms

2.3.3. Australija

Australijski EES se sastoji od nekoliko različitih samostalnih sinkronih sustava. Najveći od njih je National Electricity Market (NEM) koji pokriva Južnu i Istočnu Australiju. Sjevernu i Zapadnu Australiju pokriva Australian Energy Market Operator (AEMO). Svaka savezna država ima svoje operatore prijenosnog sustava. Mrežni sustav NEM je najduži povezani sustav na svijetu s preko 5000 km. Tu nastaje problem s oscilatornom stabilnosti sustava jedinstven za takve dugačke trase, može doći do pojavljivanja otočnog pogona u nekim dijelovima (dijelovi mreže gube sinkronizam s ostatkom mreže) i problem se pojavljuje u zabačenim dijelovima mreže gdje su spojeni vjetroparkovi te su zbog toga u mrežnim pravilima uvedeni posebni zahtjevi ovisno o lokaciji.

Prema podacima iz 2014. godine vršna potrošnja je iznosila 33 GW, dok je proizvodnja OIE iznosila 3,6 GW iz VE i 3,4 GW iz fotonapona, to je oko 7,5% ukupne proizvodnje električne energije [2].

Integraciju OIE na području NEM koje kontrolira Australian National Electricity Rules (AEMC). AEMC kontrolira sve od pravila za trgovanje električnom energijom do planiranja prijenosnog sustava, gdje se njihova pravila primjenjuju na svim naponskim razinama uključujući i prijenosni i distribucijski sustav. Zapaženi su po tome što ne prave veliku razliku između generatora iz OIE i konvencionalnih generatora, s iznimkom razlike između sinkronih i asinkronih jedinica. Prilikom integracije OIE AEMC postoji zahtjev koji svaki generator mora ispunjavati i postoji stroži zahtjev koji, ako ga generator ispuni, operator sustava ne može odbiti njegovo priključenje na mrežu. Na

primjer stroži zahtjev zahtijeva od generatora opskrba reaktivnom snagom jednakom 39,5% od ukupne izlazne aktivne snage to vrijedi za sve naponske razine i sve snage, dok se za minimum ne zahtijeva niti opskrba niti preuzimanje reaktivnom snagom mreže. Australija postavlja vrlo stroge zahtjeve prema simulacijskim modelima gdje zahtijevaju i statičku i tranzijentnu stabilnost koji se sastoje od funkcionalnih blok dijagrama generatora i svih ostalih sustava koji imaju veze sa kontrolom napona i frekvencije. Regulatori u nekim saveznim državama unutar pokrića NEM-a postavljaju dodatne zahtjeve pred generatore ovisno o njihovoj lokaciji, npr. U Južnoj Australiji, saveznoj državi sa najviše instalirane snage iz VE, se postavljaju stroži zahtjevi prema LVRT i regulaciji reaktivne snage.

2.3.4. Barbados

Barbados je gusto naseljen otok koji nije električno povezan sa ostalim otocima te s toga mora regulirati svoju frekvenciju. Prema podacima iz 2014. godine vršna potrošnja je iznosila 152 MW. Prema podacima iz 2014. godine proizvedeno je 7,6 MW električne energije iz OIE, te je u planu da se proizvodnja podigne na 29% od ukupno proizvedene energije do 2029. godine [2]. Operator sustava je Barbados Light and Power Company (BLPC) koji su odgovorni za pisanje i reviziju mrežnih pravila. Prijenosne naponske razine su 24,9 kV i 69 kV te distribucijska naponska razina iznosi 11 kV.

Prema planovima vlade (BLPC, 2014b), vlada osigurava kredit za sve fotonaponske i VE koji ne prelaze 1,5 puta veću proizvodnju od potrošnje domaćinstva ili ne prelazi više od 150 kW.

Mrežna pravila se sastoje od dva dijela. Prvi dio pokriva instalacije OIE preko 150 kW, dok drugi dio pokriva instalacije ispod 150 kW.

Mrežna pravila za instalacije veće od 150 kW

- Prema BLPC, 2014a svi distributivni generatori izlazne snage veće od 150 kW neovisno o njihovom tipu ili tehnologiji se spajaju na naponsku razinu 24.9 kV ili niže
- Svi generatori moraju imati mogućnost rada sa konstantnim faktorom snage koji se kreće između 0.95 kapacitivno i 0.95 induktivno koji određuje BLPC
- Distributivnim generatorima nije dopušteno aktivno upravljanje naponom
- Nema određenog zahtjeva za LVRT-om nego se očekuje od postrojenja da će se sami zaštititi promjena napona uzrokovanih poremećajima

Mrežna pravila za instalacije manje od 150 kW

- Zahtjeva određenu kvalitetu napona i LVRT
- Nema određenog zahtjeva za regulacijom reaktivne snage i faktora snage

2.3.5. Filipini

Filipini se sastoje od više od 7100 otoka, postoje 3 velika sinkrono nezavisna sustava. Jedna se nalazi na sjevernom dijelu otoka Luzon s vršnom potrošnjom od 8305 MW, jedan je za centralnu regiju Visayas vršne potrošnje 1572 MW te jedan za južni dio otoka Mindanao vršne potrošnje 1428 MW, svi otoci poštuju ista mrežna pravila. Najviše energije iz OIE Filipini dobivaju iz hidroelektrana čak 3521 MW, iz geotermalnih elektrana dobivaju 1958 MW, iz VE dobivaju 17,4 MW i 0,3 MW iz fotonapona. Do 2030. godine plan im je povećati proizvodnju iz OIE na 15304 MW, uz veliki porast proizvodnje iz VE na 2378 MW i fotonapona na 285 MW [2].

2013. godine donesena su prva mrežna pravila za integraciju OIE koja su uključivala pravila poput priključenja i tehničkih zahtjeva. Postavljena za određena pravila za velike vjetroparkove i fotonaponske parkove spojene na prijenosni sustav, te je određena razlika između velikih i malih generatora ovisno u kojem dijelu otočja se nalazi generator. Velikim generatorima se smatraju oni koji na točki priključka imaju snagu veću do: Luzon 20 MW, Visayas 5 MW i Mindanao 5 MW. Zahtjevi koji se postavljaju pred velike generatore su:

- Održavanje kvalitete snage
- Regulacije reaktivne snage
- Regulacija napona
- Regulacija aktivne snage
- LVRT
- SCADA sustavi (računalni sustav za nadzor, mjerenje i upravljanje sustavima)

Manji generatori ne moraju koristiti SCADA sustav, ne moraju sudjelovati u regulaciji napona i aktivne snage, te ne moraju podržavati mrežu tijekom LVRT-a davajući reaktivnu snagu u mrežu

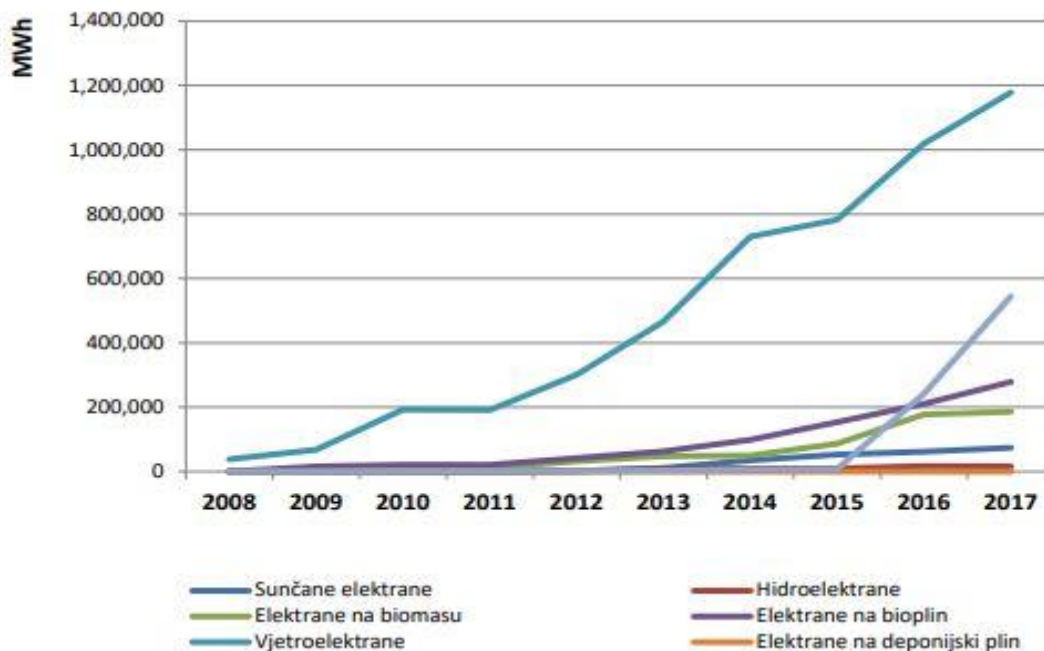
2.3.6. Ograničenje delta aktivna snaga

Danska kao jedna od vodećih nacija u svijetu po integraciji VE (što na kopnu što na pučini), gdje proizvodnja energije iz VE iznosi 4,9 GW i 0,66 GW iz fotonapona dok potrošnja varira između

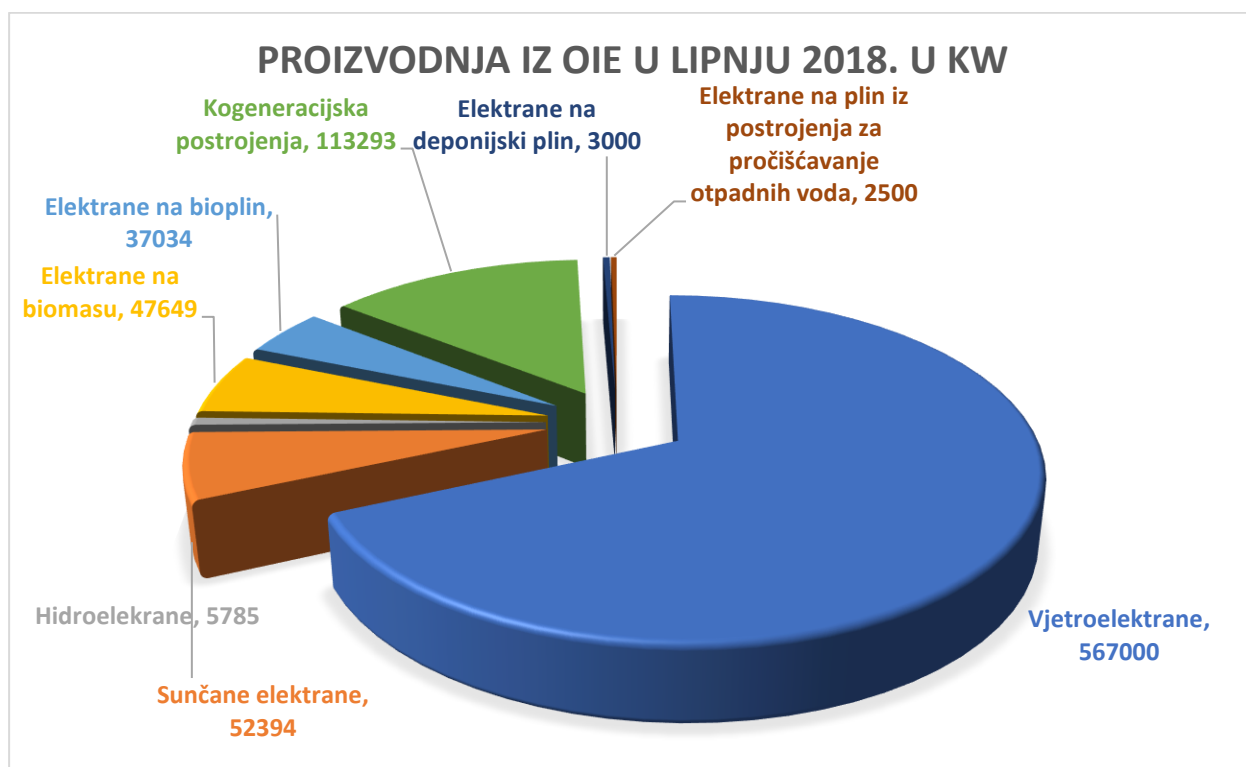
2,3 GW i 6 GW [2]. To znači da je veliki broj sati godišnje proizvodnja bila veća od potrošnje. Iz tog razloga danski operator prijenosnog sustava Energinet.dk uveo je ograničenja delta aktivne snage koji zahtjeva od VE snaga većih od 25 MW na točki priključka da smanje izlaznu aktivnu snagu ispod dostupne da bi se pomoglo u reguliranju frekvencije kada je potrebno. Delta kontrola mora biti kontrolirana vanjskim signalom i mora početi unutar 2 te završiti unutar 10 s nakon izdavanja potvrde za promjenom.

3. Stanje integracije u Hrvatskoj i nova mrežna pravila

Prema podacima Hrvatskog Operatera Tržišta Energije (HROTE d.o.o.) iz 2016. godine ukupna proizvedena električna energije iznosi 12075,61 GWh od čega je 8666,34 GWh proizvedeno iz OIE, 3409,28 GWh proizvedena električna energije iz elektrana na fosilna goriva. Ukupna potrošnja je iznosila 17608 GWh uz uvoz od 12396 GWh i izvoz 6054 GWh. Najviše električne energije se uvozi iz Mađarske (3736 GWh) i Slovenije (2584 GWh) [3]. Navedeni podatci su prikazani na slikama 3.1 i 3.2.



Slika 3.1. Proizvodnja povlaštenih proizvođača prema tipu postrojenja u pojedinoj godini [3]



Slika 3.2. Proizvodnja iz OIE u lipnju 2018. [3]

Radi integracije velikog broja OIE u sustav došlo je do narušavanja stabilnosti sustava te se moralo poduzeti nešto oko toga. Rezultat toga su nova mrežna pravila distribucijskog sustava donesena od strane HEP ODS-a (27. srpnja 2018. potvrđena od strane Hrvatske Energetske Regulatorne Agencije-HERA).

3.1. Podjela korisnika i proizvođača

U novom pravilniku korisnici mreže koji se priključuju na distribucijsku mrežu su kategorizirani te su uvedene pomoćne usluge za sve izvore električne energije priključene na distribucijsku mrežu.

Prema članku 15. mrežnih pravila distribucijskog sustava se vrši kategorizacija korisnika:

(1) Osnovne kategorije korisnika mreže su [4]:

- kupac,
- proizvođač
- kupac s vlastitom proizvodnjom.

(2) Korisnici mreže koji se priključuju na distribucijsku mrežu u smislu ovih Mrežnih pravila razvrstani su prema [4]:

- nazivnom naponu na mjestu isporuke ili preuzimanja električne energije,
- broju faza priključka,
- priključnoj snazi,
- vrsti generatora, odnosno elementa na sučelju s mrežom (za proizvođače).

(3) Podjela korisnika mreže prema nazivnom naponu na mjestu isporuke ili preuzimanja [4]:

- korisnici mreže s mjestom isporuke ili preuzimanja na niskom naponu, s priključnom snagom do uključivo 500 kW,
- korisnici mreže s mjestom isporuke ili preuzimanja na srednjem naponu, s priključnom snagom većom od 500 kW.

(4) Podjela korisnika mreže s obzirom na broj faza priključka [4]:

- jednofazni,
- trofazni.

Prema članku 16. se vrši podjela proizvođača s obzirom na vrstu sučelja prema mreži.

(1) Podjela proizvođača prema vrsti elementa na sučelju s mrežom [4]:

- bez izmjenjivača,
- s izmjenjivačem.

(2) Podjela proizvođača bez izmjenjivača, prema vrsti generatora na sučelju s mrežom [4]:

- sa sinkronim generatorom,
- s asinkronim generatorom.

Ovaj članak govori o tome kako se nije napravila podjela prema konvencionalnim i nekonvencionalnim izvorima nego prema tome sadržava li izvor izmjenjivač ili ne iz razloga što izvori s izmjenjivačem imaju puno veći utjecaj na stabilnost cijelog sustava u odnosu na one izvore koji ne sadržavaju izmjenjivače.

3.2. Tehničke značajke

Prema članku 20. operator distribucijskog sustava je odgovoran za zadovoljavanje temeljnih tehničkih značajki na mjestu priključenja postrojenja u mrežu.

Operator distribucijskog sustava osigurava zadovoljenje temeljnih tehničkih značajki na mjestu priključenja postrojenja i instalacije korisnika mreže te tehničke podatke korisniku mreže za izradu projektne dokumentacije za njegovo postrojenje i instalaciju, sukladno ovim Mrežnim pravilima, a koji se odnose na [4]:

- frekvenciju,
- nazivni napon,
- nesimetriju napona,
- pogonsko i zaštitno uzemljenje,
- razinu struje kratkog spoja,
- razinu izolacije,
- zaštitu od kvarova.

Člankom 78. je zadana frekvencije EES hrvatske te moguća odstupanja [4]:

- (1) Nazivna frekvencija u hrvatskom elektroenergetskom sustavu iznosi 50 Hz.
- (2) U normalnim pogonskim uvjetima, pri radu hrvatskog elektroenergetskog sustava u interkonekciji, odstupanje frekvencije je u granicama od 47 Hz do 52 Hz.
- (3) U normalnim pogonskim uvjetima, u izoliranom radu hrvatskog elektroenergetskog sustava, odstupanje frekvencije je u granicama od 42,5 Hz do 57,5 Hz.

Člankom 79. je zadan napon EES hrvatske te dopuštena odstupanja za normalni pogon [4]:

- (1) Nazivni naponi u distribucijskoj mreži su 35 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV i 0,4 kV.
- (2) Dopuštena odstupanja od nazivnog napona, na mjestu isporuke ili preuzimanja, u uvjetima normalnog pogona mreže, iznose $\pm 10\%$.
- (3) Dopuštena odstupanja od nazivnog napona, na mjestu isporuke ili preuzimanja, u uvjetima poremećenog pogona mreže, iznose $+10\%$, odnosno -15% .

Člankom 79. je zadana dozvoljena nesimetrija napona [4].

Nesimetrija napona na mjestu isporuke ili preuzimanja mora zadovoljavati uvjete definirane važećom normom HRN EN 50160. Prema HRN EN 50160 dozvoljena nesimetrija napona za NN i SN mora biti manja od 2% [4].

Pogonsko i zaštitno uzemljenje

Članak 24 [4].

Operator distribucijskog sustava dužan je korisniku mreže, na njegov zahtjev, dati podatke o načinu uzemljenja neutralne točke distribucijske mreže na koju se priključuje postrojenje i instalacija korisnika mreže te očekivano stanje u budućnosti.

Vrijednost struje kratkog spoja

Članak 25 [4].

(1) Operator distribucijskog sustava je dužan korisniku mreže, na njegov zahtjev, dati podatke o očekivanim strujama kratkog spoja koje treba uvažiti prigodom dimenzioniranja postrojenja i instalacije korisnika mreže.

(2) Uobičajene projektne vrijednosti struje kratkog spoja u mreži definirane su u *Metodologiji i kriterijima za planiranje distribucijske mreže*.

Razina izolacije

Članak 26 [4].

Operator distribucijskog sustava dužan je korisniku mreže, na njegov zahtjev, dati podatke o naponskoj razini i koordinaciji izolacije.

Zaštita od kvarova

Članak 27 [4].

(1) Operator distribucijskog sustava dužan je korisniku mreže, na njegov zahtjev, dati podatke o zaštitnim uređajima u mreži i njihovim podešenjima, koja su potrebna za dimenzioniranje zaštite u postrojenju i instalaciji korisnika mreže.

(2) Temeljne odredbe, prava i odgovornosti za izgradnju i djelovanje sustava zaštita od poremećaja i kvarova u distribucijskom sustavu i utvrđivanju obveza korisnika mreže u ostvarenju sustava zaštite definirane su u poglavlju VI. ovih Mrežnih pravila.

3.3. Uvjeti za priključenje na distribucijsku mrežu

Članci 28. i 29. se odnose na uvjete koje korisnik (proizvođač ili kupac) moraju ispuniti kako bi bilo moguće priključenje na distribucijsku mrežu.

Članak 28 [4].

Postupak i opći uvjeti za izdavanje elektroenergetske suglasnosti, te obveza prethodne izrade elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (u daljnjem tekstu EOTRP) u postupku utvrđivanja uvjeta za priključenje, detaljnije su uređeni Uredbom o priključenju i Pravilima o priključenju.

Članak 29 [4].

Za sagledavanje mogućnosti priključenja instalacije i postrojenja korisnik mreže treba minimalno osigurati sljedeće opće i tehničke podatke:

- lokacija,
- priključna snaga (oba smjera ako je potrebno),
- očekivana godišnja potrošnja,
- podaci o značajnim trošilima,
- naponska razina,
- planirano vrijeme priključenja,

te dodatno za proizvođače:

- nazivna snaga i broj proizvodnih jedinica,
- primarni izvor energije,
- očekivana godišnja proizvodnja,
- tehnički podaci o transformatoru/izmjenjivaču,

- tehnički podaci o proizvodnoj jedinici,
- podaci nužni za izračun struje kratkog spoja,
- podaci nužni za provjeru povratnog utjecaja na mrežu.

Nakon predavanje svih traženih podataka operatoru distribucijskog sustava, operator sustava provjerava zadovoljavaju li ti podaci mrežna pravila (prema članku 30.)

Članak 30 [4].

Operator distribucijskog sustava treba, temeljem zahtjeva korisnika mreže, provjeriti jesu li u svim postojećim ili planiranim mjestima priključenja u mreži zadovoljavajući uvjeti (dopuštena priključna snaga, struja kratkog spoja, način uzemljenja, pouzdanost, kvaliteta napona i drugo), tako da se instalacija i postrojenje korisnika može priključiti na mrežu bez nedopuštenih utjecaja na pogon mreže i pogon instalacija i postrojenja ostalih korisnika mreže.

Također ovdje treba spomenuti kako EOTRP može obuhvatiti i dio prijenosne mreže ako se dio mreže prostire i na prijenosnu mrežu ili postrojenje ima utjecaj na prijenosnu mrežu, gdje onda odluku treba li se raditi analiza prijenosne mreže donosi operator distribucijskog sustava u dogovoru s operatorom prijenosnog sustava (prema članku 32.)

Operator distribucijsko sustava je odgovoran prema članku 33. priložiti glavne tehničke podatke bitne za dimenzioniranje postrojenja i instalacije.

Članak 33 [4].

Operator distribucijskog sustava u EOTRP-u, odnosno elektroenergetskoj suglasnosti, korisniku mreže daje i glavne tehničke podatke bitne za dimenzioniranje postrojenja i instalacije korisnika mreže, kao što su:

- priključna snaga,
- podaci za koordinaciju izolacije,
- maksimalna i minimalna struja kratkog spoja,
- uvjeti paralelnog pogona postrojenja i instalacije korisnika mreže,

- način uzemljenja neutralne točke nadređenog transformatora,
- raspon faktora snage,
- način mjerenja,
- uvođenje u sustav daljinskog vođenja.

3.4. Propisana mrežna pravila od strane operatora sustava

Članak 35 [4].

(1) Prilikom utvrđivanja optimalnog tehničkog rješenja priključenja, distribucijska mreža se razmatra kao radijalna.

(2) Iznimno, na zahtjev korisnika mreže, prilikom utvrđivanja optimalnog tehničkog rješenja priključenja, korisniku mreže može se osigurati viši stupanj pouzdanosti napajanja, pričuvnim radijalnim smjerom napajanja.

(3) Kumulativni iznos promjene napona u svim čvorištima mreže uzrokovan radom svih elektrana ne smije biti veći od:

- za NN mrežu 3%,
- za SN mrežu 2%.

u odnosu na iznose napona u čvorištima mreže kada niti jedna elektrana nije u pogonu (postojeće i/ili planirane elektrane, za koje postoji važeći EOTRP ili je izdana elektroenergetska suglasnost).

(4) Provjera uvjeta iz stavka 3. ovog članka provodi se kontrolnim proračunom, prema Smjernicama za izradu EOTRP-a.

Postoje i određeni tehnički uvjeti koje korisnik mreže mora ispunjavati kako bi dobio mogućnost spajanja na mrežu gdje se gleda na kvalitetu napona na mjestu priključka te zaštitu samog objekta.

Članak 36 [4].

Postrojenje i instalacija korisnika mreže na mjestu priključenja postrojenja i instalacije korisnika mreže mora ispunjavati tehničke uvjete koji se odnose na:

- valni oblik napona,
- nesimetriju napona,

- pogonsko i zaštitno uzemljenje,
- razinu kratkog spoja,
- razinu izolacije,
- zaštitu od kvarova,
- faktor snage,
- povratno djelovanje na mrežu.

Valni oblik napona

Članak 37 [4].

Odstupanje valnog oblika napona od nazivne vrijednosti, uzrokovano priključenjem postrojenja i instalacije korisnika mreže, mora biti unutar propisanih vrijednosti sukladno članku XX. ovih Mrežnih pravila.

Pogonsko i zaštitno uzemljenje

Članak 38 [4].

(1) Korisnik mreže dužan je uvažiti uvjete koji proizlaze iz načina uzemljenja neutralne točke distribucijske mreže na koju se priključuje.

(2) Korisnik mreže dužan je izvesti uzemljenje svojeg postrojenja i instalacije sukladno važećim tehničkim propisima i normama te ovim Mrežnim pravilima.

Vrijednost struje kratkog spoja

Članak 39 [4].

Oprema u postrojenju i instalaciji korisnika mreže mora biti tako dimenzionirana da izdrži sve utjecaje struja kratkog spoja, za sadašnje stanje te očekivano stanje u budućnosti.

Razina izolacije

Članak 40 [4].

(1) Izolacija opreme u postrojenju i instalaciji korisnika mreže mora biti dimenzionirana sukladno naponskoj razini na koju se priključuje.

(2) Izolacijska razina opreme koja se ugrađuje u postrojenje i instalaciju korisnika mreže nazivnog napona 10 kV, mora zadovoljiti izolacijsku razinu mreže nazivnog napona 20 kV.

Faktor snage

Članak 41 [4].

Ako nije drukčije ugovoreno, veličina faktora snage za postrojenje i instalaciju kupaca treba biti od 0,95 induktivno (poduzbuđeno) do 1.

Zaštita od kvarova

Članak 42 [4].

Korisnik mreže dužan je ugraditi zaštitu od kvarova svog postrojenja i instalacije usklađenu s odgovarajućom zaštitom u distribucijskoj mreži, prema odredbama poglavlja VI. ovih Mrežnih pravila, tako da kvarovi na njegovu postrojenju i instalaciji ne uzrokuju nedopuštene poremećaje u distribucijskoj mreži ili kod drugih korisnika mreže.

Povratno djelovanje na mrežu

Članak 43 [4].

Postrojenje i instalacija korisnika mreže mora se projektirati i graditi tako da njihovo povratno djelovanje na mrežu ne prelazi propisane razine, a posebno za:

- kratkotrajne promjene napona kod uključanja i isključenja postrojenja i instalacije korisnika mreže,
- treperenje napona (flikere),
- pojavu viših harmonika u struji i naponu,
- ometanje rada sustava daljinskog vođenja,
- ometanje rada mrežnoga tonfrekventnog upravljanja,
- moguće širenje atmosferskih prenapona na elektroenergetsku mrežu, u slučaju atmosferskog pražnjenja na objekt korisnika mreže.

Mrežna pravila propisuju dodatne uvjete za priključenje koji se odnose na dopuštenu snagu koja se može priključiti na određene naponske razine (prema članku 53.)

Članak 53 [4].

(1) Na niskonaponsku mrežu priključuje se postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 500 kW, prema slijedećim kriterijima:

– na niskonaponski vod mogu se priključiti postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 100 kW,

– na niskonaponske sabirnice u transformatorskoj stanici TS 10(20)/0,4 kV mogu se priključiti postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 500 kW.

(2) Na srednjenaponsku mrežu može se priključiti postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 20 MW, prema slijedećim kriterijima:

– na srednjenaponski vod, sabirnice TS SN/SN i rasklopišta u srednjenaponskoj mreži može se priključiti postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 10 MW,

– na srednjenaponske sabirnice u transformatorskoj stanici TS VN/SN mogu se priključiti postrojenje i instalacija pojedinačnog proizvođača priključne snage do uključivo 20 MW.

(3) Ukupna dopuštena snaga postojećih i budućih proizvođača u dijelu mreže određuje se EOTRP-om.

Ovdje treba nadodati kako je prilikom priključenja postrojenja i instalacije na mrežu veće od 5MW i priključenjem VE na srednjenaponsku mrežu potrebno obavijestiti operatora prijenosnog sustava.

3.5. Mrežna pravila za regulaciju sustava

Prema novim mrežnim pravilima treba sudjelovati u regulaciji jalove energije neovisno radi li se o postrojenju ili instalaciji proizvođača priključenog na mrežu, gdje se oni razlikuju jedino po ukupnoj nazivnoj struji po fazi (članak 57.)

Članak 57 [4].

(1) Postrojenje i instalacija proizvođača priključeno na mrežu mora imati sposobnost aktivnog doprinosa održavanju napona unutar propisanih granica.

(2) Postrojenje i instalacija proizvođača priključeno na mrežu mora imati mogućnost pogona s faktorom snage 0,9 induktivno (poduzbuđeno) do 0,9 kapacitivno (naduzbuđeno).

(3) Postrojenje i instalacija proizvođača ukupne nazivne struje proizvodnih jedinica do uključivo 16 A/fazi (mikroelektrana), priključeno na mrežu mora imati mogućnost reguliranja napona sljedećim metodama:

– $Q = f(U)$,

– $\cos\varphi = \text{fiksno}$,

– $\cos\varphi = f(P)$.

(4) Postrojenje i instalacija proizvođača ukupne nazivne struje proizvodnih jedinica iznad 16 A/fazi priključeno na mrežu mora imati mogućnost reguliranja napona sljedećim metodama:

– $\cos\varphi = \text{fiksno}$,

– $Q = f(U)$,

– $\cos\varphi = f(U)$,

– $\cos\varphi = f(P)$,

– $Q = \text{fiksno}$,

– $Q = f(P)$.

Prema novim mrežnim pravilima uvode se pomoćne usluge za sve proizvođače neovisno radi li se o konvencionalnim izvorima ili nekonvencionalnim. Za razliku od starih pravila gdje su OIE (nekonvencionalni izvori) imali prednost nad konvencionalnim izvorima u smislu da su cijelo vrijeme imali mogućnost rada sa $\cos\varphi = 1$, gdje se sada prema člancima 100., 101., 102., 103. i 104. moraju uključiti u regulaciju sustavu ovisno o samim karakteristikama elektrane.

Članak 100 [4].

(1) Operator distribucijskog sustava određuje vrste, opseg, način i razdoblje pružanja pomoćnih usluga.

(2) Operator distribucijskog sustava, ovisno o vrsti i načinu pružanja pomoćne usluge, određuje dodatne tehničke zahtjeve za pružanje pomoćnih usluga.

(3) Korisnik distribucijske mreže ne smije nuditi i/ili ugovarati pomoćne usluge bez certifikata, izdanog od nadležnog tijela.

Članak 101 [4].

- (1) Operator distribucijskog sustava može sklopiti ugovor o pružanju pomoćnih usluga s korisnikom distribucijske mreže, u skladu s ovim Mrežnim pravilima i važećim propisima.
- (2) Operator distribucijskog sustava, kao posrednik, može sklopiti ugovor o pružanju pomoćnih usluga s operatorom prijenosnog sustava, koje pružaju dva ili više korisnika distribucijske mreže, na temelju pojedinačno sklopljenih ugovora o pružanju pomoćnih usluga, u skladu s ovim Mrežnim pravilima, Mrežnim pravilima operatora prijenosnog sustava i važećim propisima.
- (3) Operator prijenosnog sustava može sklopiti ugovor o pružanju pomoćnih usluga s korisnikom distribucijske mreže, u skladu s ovim Mrežnim pravilima, Mrežnim pravilima operatora prijenosnog sustava i važećim propisima.
- (4) U slučaju iz stavka 3. ovog članka, korisnik mreže može nuditi i/ili ugovarati pomoćne usluge isključivo nakon ishođenja odobrenja operatora distribucijskog sustava, ovisno o tehničkim i pogonskim ograničenjima u distribucijskoj mreži te njihovom trajanju.
- (5) Korisnik mreže smije pružati pomoćne usluge isključivo prema propisanim i ugovorenim uvjetima.
- (6) Operator distribucijskog sustava prati i nadzire pružanje pomoćne usluge, uključujući i povratni utjecaj na mrežu.
- (7) U slučaju kada korisnik mreže tijekom pružanja pomoćne usluge ugrozi normalan pogon distribucijske mreže, operator distribucijskog sustava ima pravo i obvezu poduzeti nužne mjere, odnosno ograničenje ili zabranu pružanja pomoćne usluge, uključujući i privremeno isključenje s mreže.

Članak 102 [4].

Korisnik mreže, kao pružatelj pomoćne usluge, ostvaruje pravo na naknadu za pruženu pomoćnu uslugu, temeljem ugovora o pružanju pomoćne usluge, sukladno važećim propisima.

Članak 103 [4].

- (1) Operator sustava odabire pružatelja pomoćnih usluga temeljem tehničkih zahtjeva, načela minimalnih troškova sustava te sigurne opskrbe električnom energijom.

(2) Korisnici mreže dužni su izvješćivati operatora sustava u slučaju neraspoloživosti svih uređaja koji su u funkciji pružanja pomoćnih usluga.

Članak 104 [4].

(1) Pomoćne usluge dijele se na frekvencijske i nefrekvencijske pomoćne usluge, u smislu ovih Mrežnih pravila.

(2) Frekvencijske pomoćne usluge su usluge koje korisnici distribucijske mreže mogu pružati operatoru prijenosnog sustava, u svrhu održavanja frekvencije u elektroenergetskom sustavu, uz odobrenje i nadzor operatora distribucijskog sustava.

(3) Nefrekvencijske pomoćne usluge su:

- regulacija napona i jalove energije, koja se provodi u svrhu održavanja napona u mreži unutar propisanih granica i smanjenja tokova jalove energije u mreži, radom izvan propisnog opsega faktora snage ili promjenom radne snage korisnika mreže,

- otočni pogon elektrane, kojim se osigurava uspostava stabilnog otočnog pogona dijela distribucijske mreže odvojenog od ostatka distribucijskog sustava, unutar propisanih i/ili ugovorenih granica, u svrhu smanjenja trajanja prekida napajanja kupaca u dijelu mreže, u slučaju poremećaja ili izvanrednih okolnosti u mreži, kao i u slučaju provedbe planiranih opsežnih zahvata u mreži,

- samostalno pokretanje elektrane (crni start),

- ograničenje snage, korištenje snage koja je manja od odobrene priključne snage,

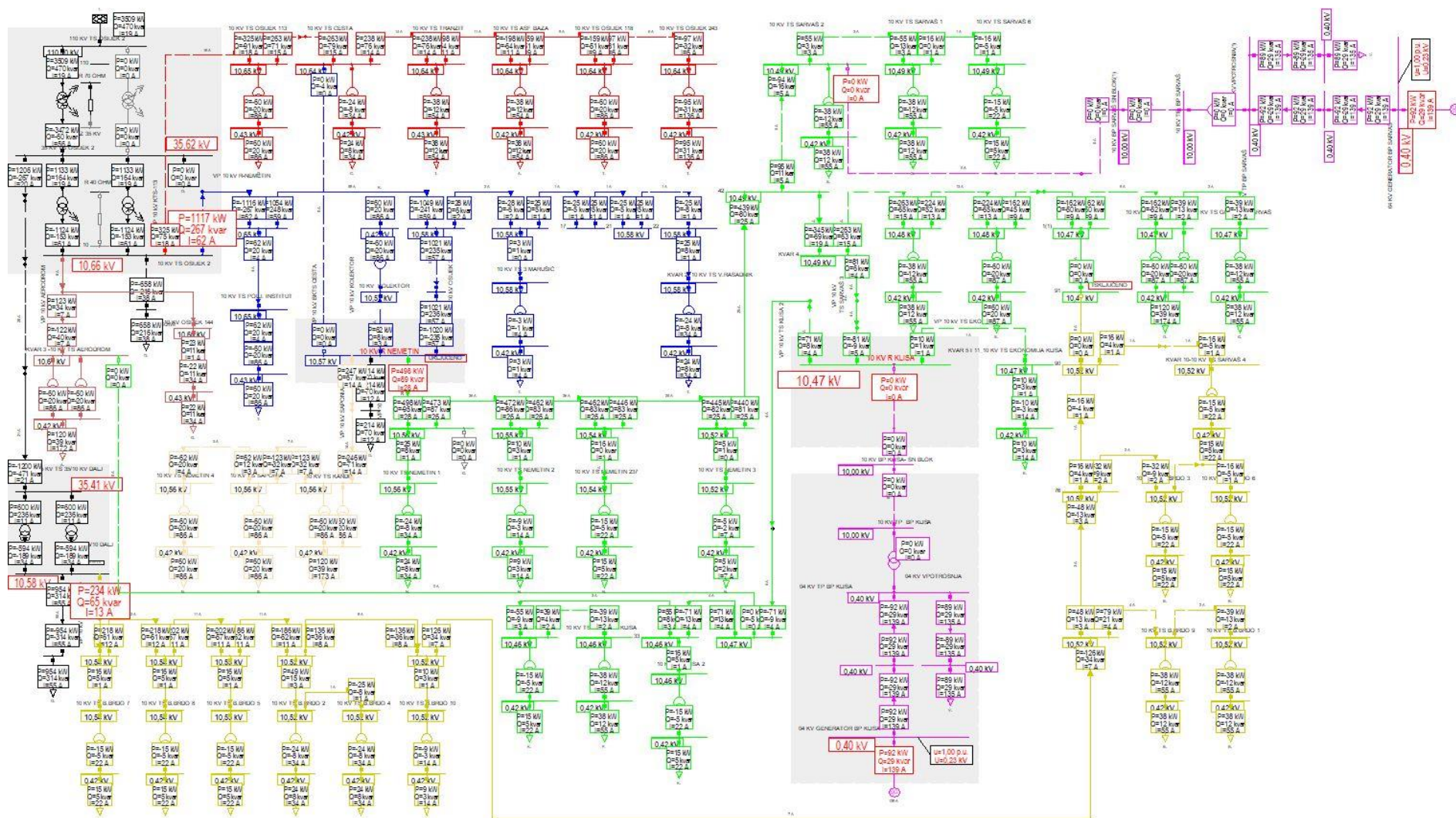
- ostale pomoćne usluge, koje korisnici distribucijske mreže mogu pružati operatoru sustava (smanjenje ili povećanje potrošnje električne energije, smanjenje ili povećanje proizvodnje električne energije i slično).

Treba naglasiti članak 104. iz razloga što do ovog pravilnika OIE nisu morali sudjelovati u regulaciji mreže već su mogli konstantno raditi s maksimalnom proizvodnjom uz $\cos\varphi=1$. Prema novom pravilniku svi izvori električne energije priključeni na distribucijsku mrežu uključujući i OIE moraju sudjelovati u regulaciji mreže te moraju pružati pomoćne usluge ovisno o samim karakteristikama elektrane. Uvođenjem novih mrežnih pravila distribucijskog sustava uvelike se olakšala integracija OIE u mrežu iz razloga što se sada mijenjanjem faktora snage u rasponu od

0.9 induktivno do 0.9 kapacitivno mogu postići promjene napona koje zadovoljavaju mrežna pravila (odstupanje napona od nazivnog za $\pm 10\%$). Elektrane će morati mijenjati iznos radne snage koju daju u mrežu prema potrebama mreže što znači da će povlašteni proizvođači morati u nekom trenutku davati manje energije nego što ta elektrana može proizvesti.

4. Primjer integracije elektrane na biomasu u distributivnu mrežu

Kao primjer integracije elektrane na biomasu u distributivnim mrežama je uzet elaborat utjecaja bioplinskog postrojenja Klisa uz dodanu još jednu elektrane na biomasu na području 10 kV TS Sarvaš 2 (obje elektrane na biomasu su označene rozom bojom). Svi elementi elektrana koji su uzeti u obzir prilikom projektiranja mreže su jednaki u obje elektrane. Elektrane su modelirane tako da imaju sinkroni generator nazivne snage $P_n=1.5$ MW, vlastitu potrošnju od $P_{VP}=0,05$ MW, i transformator 0,4/10 kV snage 10 MVA. Jednopolna shema mreže se može vidjeti na slici 4.1. Simulacija je rađena u programskom paketu DigSilent.



Slika 4.2. Stanje mreže prije priključenja dva bioplinska postrojenja

Sa slike 4.2. se može vidjeti kompletno opterećenje mreže bez uključenih BP. Mreža je napajana preko 110 kV TS Osijek 2. Iz ovog primjera se može vidjeti kako nema prekoračenja dopuštenog napona na sabirnicama.

Prema podacima iz tablice 4.2. se može zaključiti kako nema prekoračenja napona prije priključenja BP, što znači da je mreža dobro konfigurirana.

U tablici 4.3. se može vidjeti opterećenost vodova u %. Opterećenost vodova se računala na način da se za dio mreže uzima nazivna struja kabela te se slike 4.2. očita vrijednost struje u tom dijelu mreže, izražena je u postotcima. U tablici 4.1. se mogu vidjeti nazivne struje promatranih kabela.

Tablica 4.1. Nazivne struje kabela

Sabirnice	Nazivna struja kabela I_n [kA]
10 kV TS Osijek 2 – 10 kV R Nemetin	290
10 kV TS Klisa SN blok – 10 kV R Klisa	0,360
10 kV TS Sarvaš SN blok – 10 kV TS Sarvaš 2	0,360
10 kV TS Dalj – 10 kV TS Bijelo Brdo 7	290
10 kV TS Nemetin – 10 kV TS Nemetin 1	0,360
Generator Klisa – 0.4 generator BP Klisa	4·0,525
Generator Sarvaš – 0.4 generator BP Sarvaš	4·0,525

Tablica 4.2. Referentne vrijednosti napona prije priključenja bioplinskih postrojenja postrojenja

Sabirnice	Nazivni naponi U [kV]	Dobiveni naponi U [kV]
TS Osijek 2 35 kV	35	35,62
TS Osijek 2 10 kV	10	10,66
Klisa	10	10,47
Sarvaš	10	10,49
Generator Klisa	0,4	0,40
Generator Sarvaš	0,4	0,40
Nemetin	10	10,57
Dalj	10	10,58
Bijelo Brdo	10	10,52

Tablica 4.3. Tablica tokova snaga i struje prije priključenja bioplinskih postrojenja postrojena

Sabirnice	Snaga P [kW]	Reaktivna snaga Q [kvar]	Opterećenost vodova [%]
10 kV TS Osijek 2 – 10 kV R Nemetin	1117	267	0,0210
10 kV TS Klisa SN blok – 10 kV R Klisa	0	0	0
10 kV TS Sarvaš SN blok – 10 kV TS Sarvaš 2	0	0	0
10 kV TS Dalj – 10 kV TS Bijelo Brdo 7	234	65	0,0045
10 kV TS Nemetin – 10 kV TS Nemetin 1	498	89	7,7778
Generator Klisa – 0.4 generator BP Klisa	92	29	26,4762
Generator Sarvaš – 0.4 generator BP Sarvaš	92	29	26,4762

Slika 4.3. prikazuje mrežu nakon priključenja oba BP-a bez integracije. Prema podacima iz tablice 4.4. se može vidjeti kako dobiveni naponi na sabirnicama Klisa i Sarvaš te na generatorskim sabirnicama Klisa i Sarvaš napon prelazi dopuštenu granicu od $\pm 10\%$. Prema tim podacima postrojenja ne mogu dobiti dozvolu za rad od strane operatera sustava. Da bi se dozvolilo puštanje u pogon postrojenja potrebno je prvo izvršiti integraciju postrojenja na način da naponi svih sabirnica ostanu u granicama dopuštenog.

Tablica 4.4. Vrijednosti napona nakon priključenja bioplinskih postrojenja postrojenja

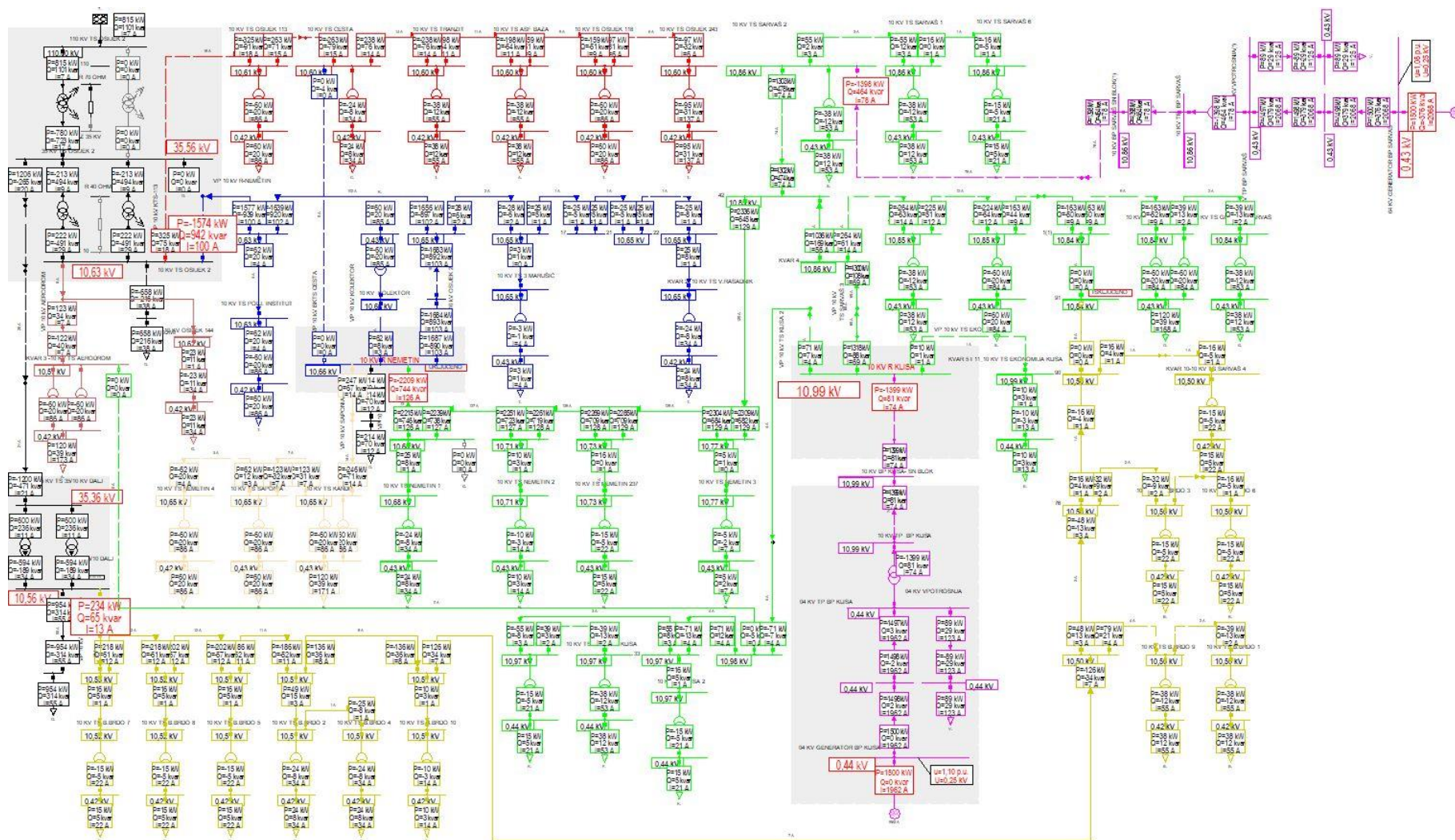
Sabirnice	Nazivni naponi U [kV]	Dobiveni naponi U [kV]
TS Osijek 2 35 kV	35	35,62
TS Osijek 2 10 kV	10	10,67
Klisa	10	11,19
Sarvaš	10	11,05
Generator Klisa	0,4	0,45
Generator Sarvaš	0,4	0,44
Nemetin	10	10,75
Dalj	10	10,58
Bijelo Brdo	10	10,52

Tablica 4.5. Tablica tokova snaga i struje nakon priključenja bioplinskih postrojenja postrojenja

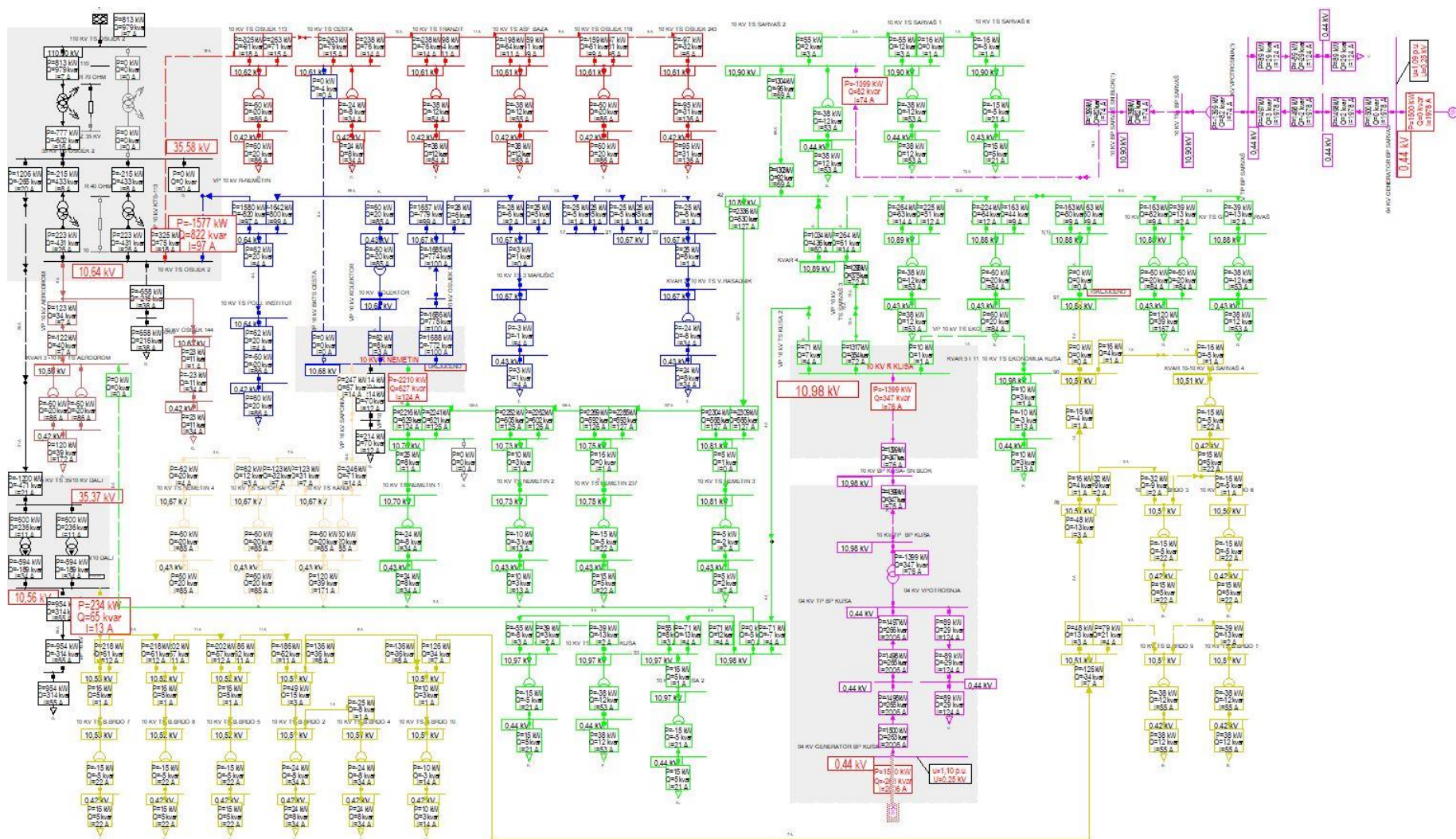
Sabirnice	Snaga P [kW]	Reaktivna snaga Q [kvar]	Opterećenost vodova [%]
10 kV TS Osijek 2 – 10 kV R Nemetin	1587	375	0,0210
10 kV TS Klisa SN blok – 10 kV R Klisa	1399	-2	20,0000
10 kV TS Sarvaš SN blok – 10 kV TS Sarvaš 2	1399	-1	20,2778
10 kV TS Dalj – 10 kV TS Bijelo Brdo 7	234	65	0,0045
10 kV TS Nemetin – 10 kV TS Nemetin 1	2218	184	33,0556
Generator Klisa – 0.4 generator BP Klisa	1500	81	91,7143
Generator Sarvaš – 0.4 generator BP Sarvaš	1500	81	92,8571

4.1. Integracija bioplinskih postrojenja

Integracija će se vršiti prema novim mrežnim pravilima, što znači da će se mijenjati snaga na izlazu generatora i $\cos\varphi$, za slučajeve kada oba rade maksimalnom snagom i jedan radi s $\cos\varphi=1$ a drugi sa maksimalnim dopuštenim $\cos\varphi$ bez da naponi u cijeloj mreži ne pređu dopuštenu granicu od $\pm 10\%$ u svim točkama (slika 4.4. i 4.5.). Nakon toga dolazi slučaj kada oba rade s maksimalnim $\cos\varphi=1$ kolika bi trebala biti snaga oba generatora da napon ne pređe dopuštenu granicu od $\pm 10\%$ u svim točkama (slika 4.6). Treba napomenuti kako se cijela simulacija vrši pri minimalnim opterećenjima.



Slika 4.4. Sarvaš $\cos\varphi=0.97$ Klisa $\cos\varphi=1$, snaga oba iznosi 1.5 MW



Slika 4.5. Sarvaš $\cos\varphi=1$ Klisa $\cos\varphi=0.985$, snaga oba iznosi 1.5 MW

Tablica 4.6. Vrijednosti napona nakon integracije

Sabirnice	Nazivni naponi U [kV]	Dobiveni naponi U [kV] (Slika 4.4.)	Dobiveni naponi U [kV] (Slika 4.5.)
TS Osijek 2 35 kV	35	35,56	35,58
TS Osijek 2 10 kV	10	10,63	10,64
Klisa	10	10,99	10,98
Sarvaš	10	10,86	10,90
Generator Klisa	0,4	0,44	0,44
Generator Sarvaš	0,4	0,43	0,44
Nemetin	10	10,66	10,68
Dalj	10	10,56	10,56
Bijelo Brdo	10	10,50	10,51

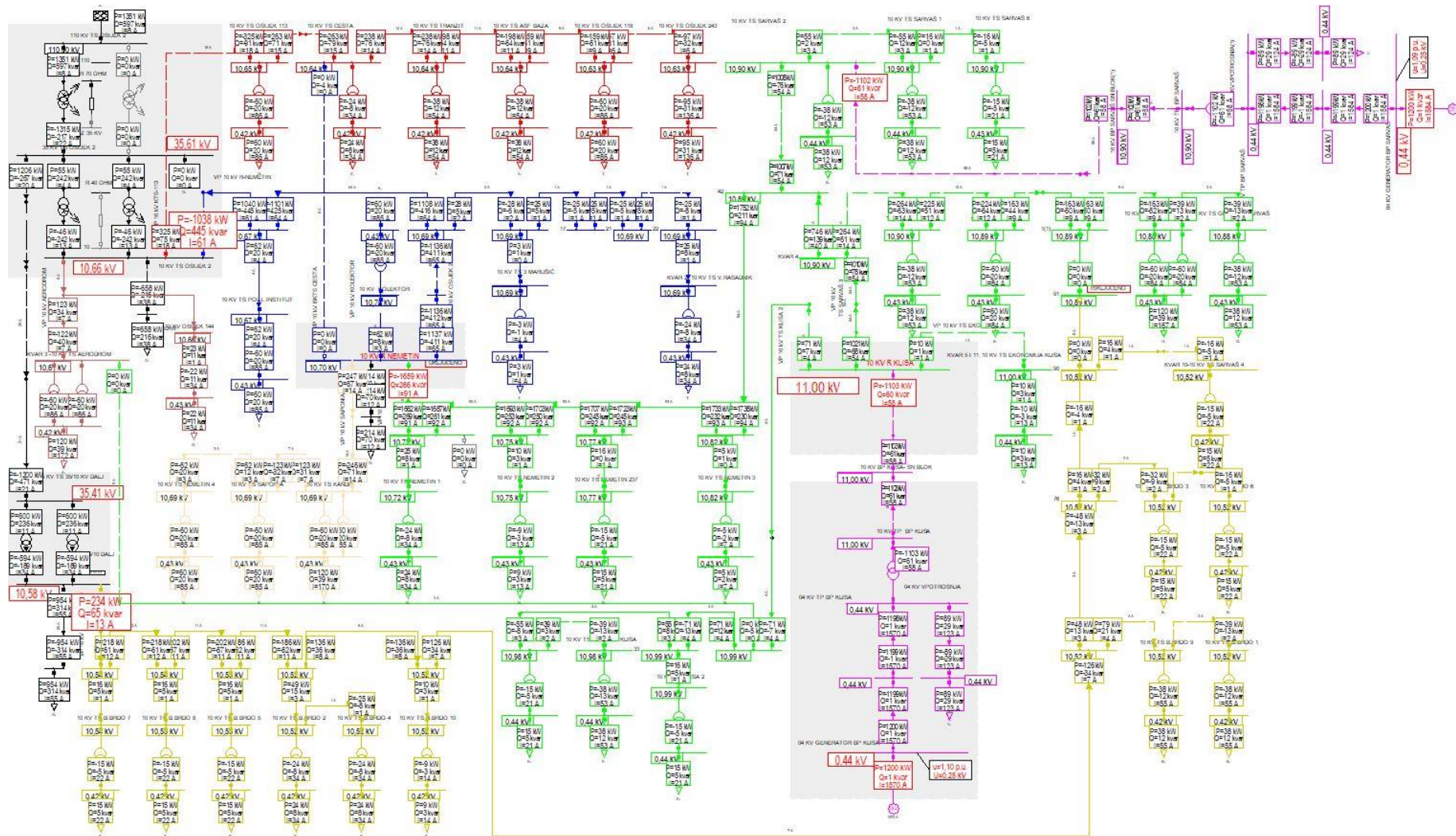
Tablica 4.7. Tablica tokova snaga i struje nakon integracije bioplinskih postrojenja postrojenja

Sabirnice	Snaga P [kW]		Reaktivna snaga Q [kvar]		Opterećenost vodova [%]	
	Slika 4.4.	Slika 4.5.	Slika 4.4.	Slika 4.5.	Slika 4.4.	Slika 4.5.
10 kV TS Osijek 2 – 10 kV R Nemetin	1574	1577	942	822	0,0210	0,0210
10 kV TS Klisa SN blok – 10 kV R Klisa	1399	1399	81	347	20,5556	21,1111
10 kV TS Sarvaš SN blok – 10 kV TS Sarvaš 2	1398	1399	464	82	21,6667	20,5556
10 kV TS Dalj – 10 kV TS Bijelo Brdo 7	234	234	65	65	0,0045	0,0045
10 kV TS Nemetin – 10 kV TS Nemetin 1	2218	2210	184	627	33,0556	34,4444
Generator Klisa – 0.4 generator BP Klisa	1500	1500	0	266	93,4286	95,5238
Generator Sarvaš – 0.4 generator BP Sarvaš	1500	1500	376	0	98,4762	94,0952

Slike 4.4. i 4.5. prikazuju dobro provedenu integraciju BP-a. To se vidi tako što su naponi ostali unutar zadanih granica (Tablica 4.5.). Slika 4.4. prikazuje stanje u kojem BP Sarvaš ima parametre $\cos\varphi=0.97$ cap. i snagu 1.5 MW dok BP Klisa ima parametre $\cos\varphi=1$, snaga 1.5 MW. Može se primijetiti kako se na izlazu iz BP Sarvaš promijenila reaktivna snaga koju daje u mrežu s 1 kvar na 464 kvar iz razloga što je preuzeo većinu induktivnih potrošača iz mreže dok generator proizvodi radno-kapacitivnu snagu.

Isto vrijedi za sliku 4.5. samo što u ovom slučaju BP Sarvaš radi s maksimalnim $\cos\varphi=1$ i snagom od 1.5 MW, dok BP Klisa radi sa $\cos\varphi=0.985$ cap. i snagom 1.5 MW.

Iz tablice 4.6. se može vidjeti način na koji generator odrađuje kompenzaciju. Dok jedan generator radi s maksimalnim $\cos\varphi$, drugi generator na sebe preuzima proizvodnju jalove snage što se može vidjeti prema dobivenim rezultatima iz tablice.



Slika 4.6. Oba BP postrojenja rade sa $\cos\phi=1$, snaga oba iznosi 1.2 MW

Tablica 4.8. Vrijednosti napona kada oba generatora rade sa istom snagom

Sabirnice	Nazivni naponi U [kV]	Dobiveni naponi U [kV]
TS Osijek 2 35 kV	35	35,61
TS Osijek 2 10 kV	10	10,66
Klisa	10	11,00
Sarvaš	10	10,90
Generator Klisa	0,4	0,44
Generator Sarvaš	0,4	0,44
Nemetin	10	10,70
Dalj	10	10,58
Bijelo Brdo	10	10,52

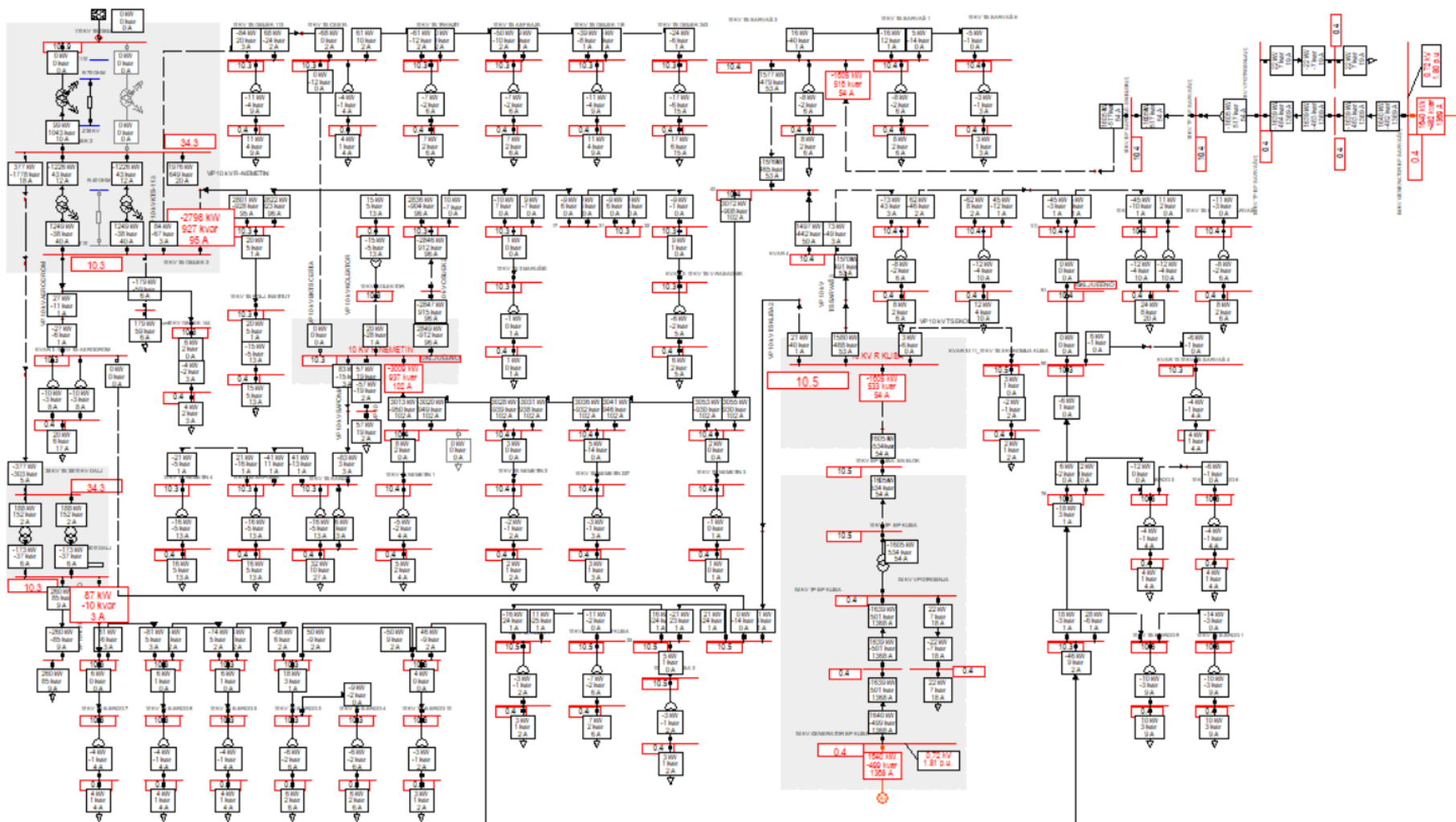
Tablica 4.9. Tablica tokova snaga i struje kada oba generatora rade sa istom snagom

Sabirnice	Snaga P [kW]	Reaktivna snaga Q [kvar]	Opterećenost vodova [%]
10 kV TS Osijek 2 – 10 kV R Nemetin	1038	445	0,0210
10 kV TS Klisa SN blok – 10 kV R Klisa	1103	60	16,1111
10 kV TS Sarvaš SN blok – 10 kV TS Sarvaš 2	1102	61	16,1111
10 kV TS Dalj – 10 kV TS Bijelo Brdo 7	234	65	0,0045
10 kV TS Nemetin – 10 kV TS Nemetin 1	498	89	7,7778
Generator Klisa – 0.4 generator BP Klisa	1200	1	74,7619
Generator Sarvaš – 0.4 generator BP Sarvaš	1200	1	75,4286

Slika 4.6. prikazuje stanje mreže u kojem oba generatora rade sa $\cos\varphi=1$, te snaga oba generatora iznosi 1.2 MW. Također se vidi kako je integracija uspješno provedena zato što naponi nisu prešli granicu od $\pm 10\%$ na sabirnicama.

4.2. Otočni pogon

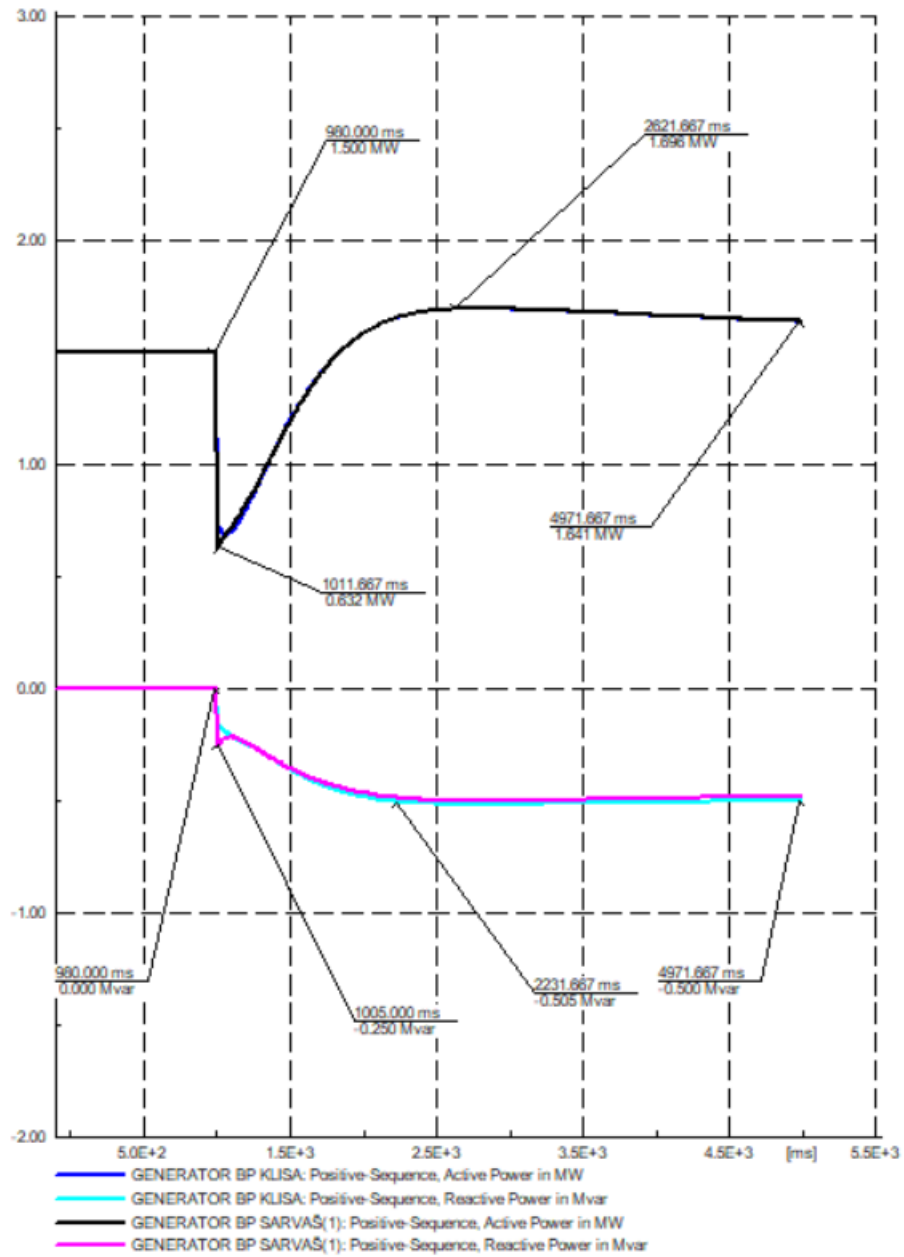
Zadnji slučaj je simulacija otočnog pogona na način da se nakon određenog vremena (postavljeno vrijeme događaja je na 1 sekundu) simulacije prekidač „switch“ na 110 kV TS Osijek 2 otvori, te dolazi do prekida napajanja sa strane vanjske mreže „external grid“. Nakon što se prekidač otvori u istom trenutku oba generatora preuzimaju cijelu snagu simulirane mreže na sebe (slika 4.6.). Treba napomenuti kako se cijela simulacija vrši pri maksimalnim opterećenjima.



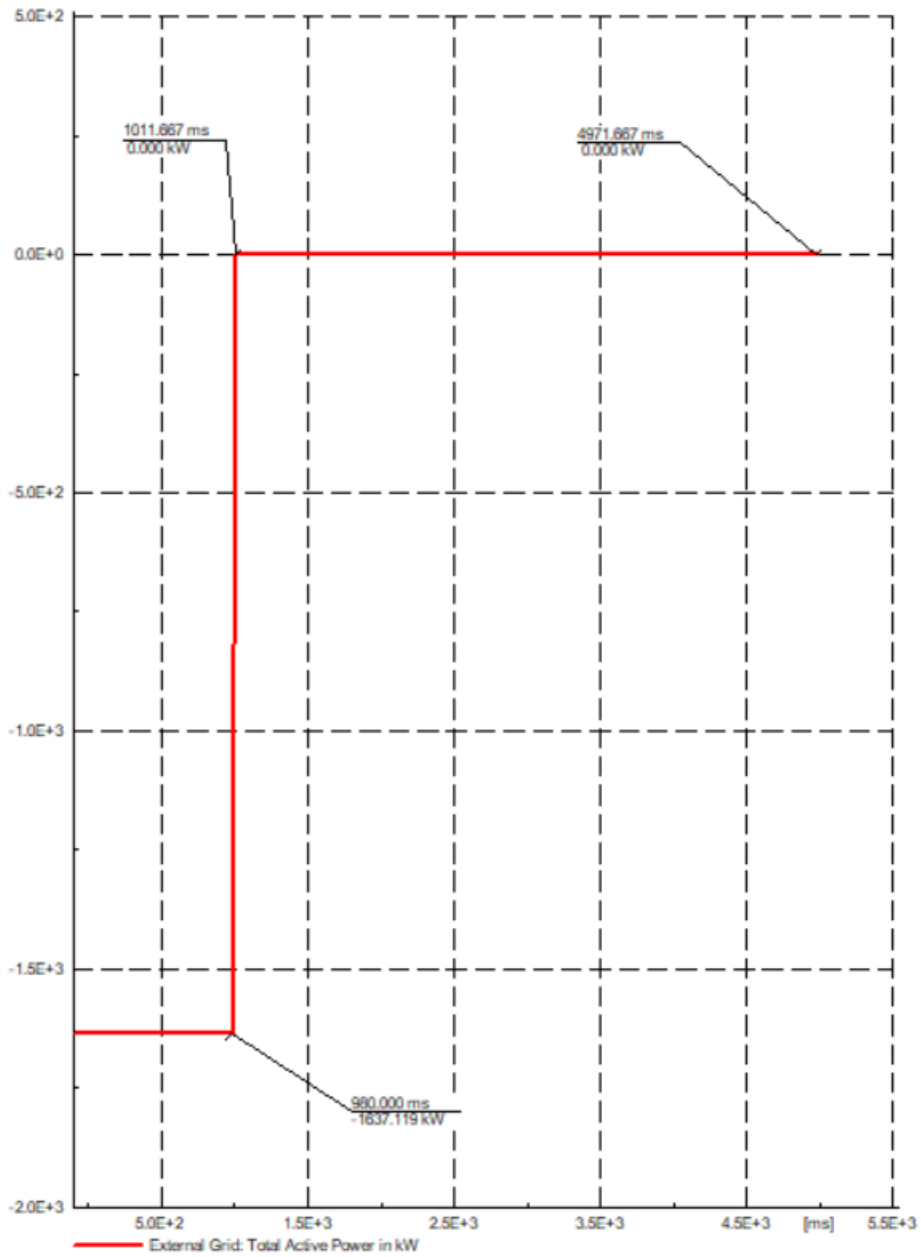
Slika 4.7. Otočni pogon

Otočni pogon se radio na način da nakon 1 s simulacije dolazi do prekida napajanja iz 110 kV TS Osijek 2. Nakon toga oba generatora preuzimaju cijelo opterećenje na sebe. Radi se s maksimalnim opterećenjem koji se postepeno smanjuju da bi se došlo do zaključka koliki postotak tereta ti generatori mogu preuzeti da ne bi došlo do preopterećenja samih generatora. U ovom slučaju generatori mogu raditi s 10% maksimalnog tereta (generatori prvo pokrivaju najvažnije potrošače poput bolnica, policije, vatrogasaca i onih kojima prekida napajanja znači prekid proizvodnje na duže vrijeme, nakon toga pokrivaju ostatak mreže ako ostane dovoljno snage). Na slici 4.8 se može vidjeti kako se mijenja radna i induktivna snaga generatora kada dođe do otočnog pogona gdje se vidi da u trenutku $t=1$ s kada dođe do prekida napajanja dolazi do pada radne snage nakon čega dolazi do naglog porasta zato što generatori rade u preopterećenju radi pokrivanja što većeg dijela potrošača (crna i plava krivulja na grafu). Može se vidjeti kako dolazi do preuzimanja određenog dijela reaktivne snage mreže (roza i svijetlo plava boja na grafu).

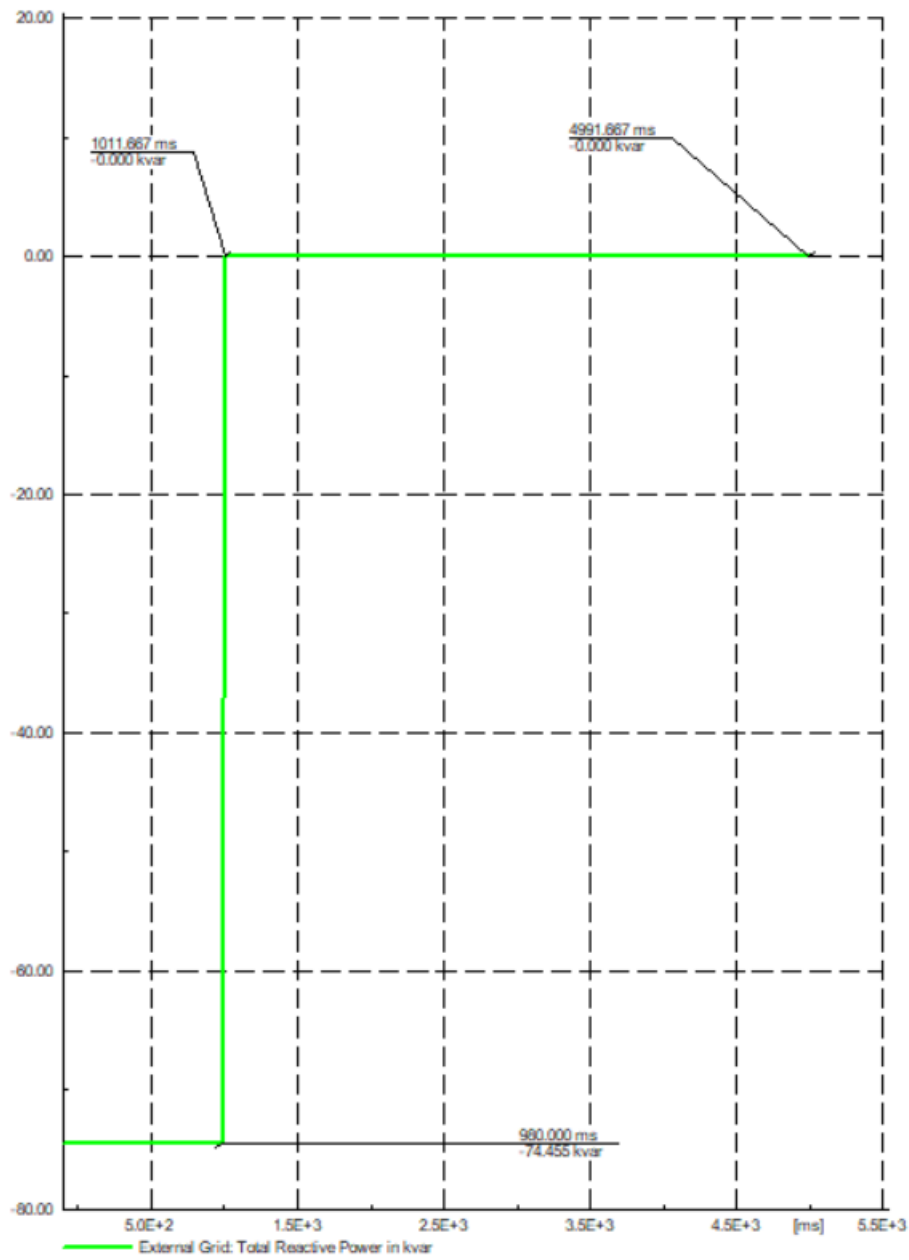
Slika 4.9. i 4.10. prikazuju radnu i reaktivnu snagu koju pokriva 110 kV TS Osijek 2



Slika 4.8. Prikaz snaga generatora prilikom otočnog pogona



Slika 4.9. Prikaz radne snage mreže



Slika 4.10. Prikaz reaktivne snage mreže

5. Zaključak

Kroz rad se može vidjeti kako različite mjere integracije OIE utječu na stabilnost mreže. Objasnjene su sve tehničke i ekonomske mjere integracije te na koji način je moguća implementacija tih mjera ovisno o geografskom položaju države i samom EES. Također su dana nova mrežna pravila distribucijskog sustava Republike Hrvatske koja uvelike pomažu prilikom integracije OIE, iz kojih se može primijetiti kako više ne postoje „povlašteni proizvođači“ zato što svi izvori električne energije neovisno radi li se o konvencionalnim ili nekonvencionalnim moraju sudjelovati u regulaciji EES-a ovisno o trenutnim potrebama sustava. Na primjeru se može vidjeti kako su nova mrežna pravila uvelike olakšala integraciju OIE zbog toga što nekonvencionalni izvori energije više ne moraju raditi konstantno sa $\cos\varphi=1$ nego im raspon može kretati od 0.9 induktivno do 0.9 kapacitivno ovisno o zahtjevima mreže, što znači da je regulaciju napona u mreži puno lakše postići da ostane u granicama dopuštenog bez dodatnih troškova poput izgradnje novih trafostanica, dodavanja paralelnih transformatora, paralelnih vodova koje bi financirali sami proizvođači.

6. Literatura

- [1] International Energy Agency, Status of Power System Transformation, International Energy Agency, 2017. godine
- [2] International Renewable Energy Agency, Scaling Up Variable Renewable Power: The Role Of Grid Codes, IRENA 2016. godine
- [3] <https://www.hrote.hr/>
- [4] <https://www.hera.hr/hr>

Sažetak

Kroz diplomski rad je opisan način integracije obnovljivih izvora energije. Definirane su različite tehničke i ekonomske mogućnosti integracije OIE u ovisnosti o geografskom položaju zemlje. Također su opisana nova mrežna pravila distribucijskog sustava na osnovu kojih je uspješno napravljen primjer integracije dva bioplinska postrojenja u programskom paketu DigSilent te je obavljena analiza rezultata.

Ključne riječi: integracija, obnovljivi izvori energije, nova mrežna pravila distribucijskog sustava, bioplinsko postrojenje, DigSilent

Abstract

Impact of integration of biogas plants on power supply in the distribution network

Through this thesis it is presented the way of integration of renewable sources of energy. It is defined different technical and economic measures of integration of renewable sources of energy on different geographical position of land. Also described are the new network rules of the distribution system on the basis of which an example of integration of two Biogas plants in the DigSilent software package has been successfully developed and analysis of results has been carried out.

Key Words: integration, renewable sources of energy, new network rules of the distribution system, Biogas plant, DigSilent

Životopis

Filip Kutnjak rođen je 19.10.1994. godine u Osijeku. Živi u Josipovcu kod Osijeka gdje je pohađao Osnovnu školu Josipovac. Po završetku osnovnoškolskog obrazovanja upisuje Elektrotehničku i prometnu školu u Osijeku te se opredjeljuje za smjer elektrotehnika. 2013. godine upisuje 1. godinu preddiplomskog studija elektrotehnike na Elektrotehničkom fakultetu Osijek. Na 2. godini studija se opredjeljuje za smjer elektroenergetika. 2016. godine završava preddiplomski studij elektrotehnike te upisuje diplomski studij elektrotehnike na Fakultetu elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek. Opredjeljuje se za smjer elektroenergetika, izborni blok DEB - Održiva elektroenergetika.

Sudjelovao je na natjecanju iz plivanja, te na sveučilišnom natjecanju u vaterpolu.

U Osijeku, rujan 2018.

Filip Kutnjak

(Vlastoručni potpis)