

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Marko Starčević

Zagreb, 2023.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentor:

Student:

Izv. prof. dr. sc. Goran Krajačić, dipl. ing.

Marko Starčević

Zagreb, 2023.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći znanja stečena tijekom studija i navedenu literaturu.

Zahvaljujem se izv. prof. dr. sc. Goranu Krajačiću na mentorstvu te dr. sc. Marku Mimici na stalnoj dostupnosti, savjetima i pruženoj pomoći prilikom izrade ovog diplomskog rada.

Zahvaljujem se svim svojim prijateljima koji su mi ovaj period studiranja učinili veselim i nezaboravnim dijelom moga života.

Velika zahvala ide i mojoj obitelji, roditeljima Sonji i Mariju te sestri Lindi koji su mi uvijek bili neopisiva podrška.

Na kraju, zahvalio bih se mojoj djevojci Mirni koja je tijekom studiranja uvijek bila uz mene.

Marko Starčević



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE



Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite
Povjerenstvo za diplomske ispite studija strojarstva za smjerove:

Procesno-energetski, konstrukcijski, inženjersko modeliranje i računalne simulacije i brodstrojarski

Sveučilište u Zagrebu Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum 12.1.2023.	Prilog
Klasa: 602 - 04 / 23 - 6 / 1	
Ur.broj: 15 - 1703 - 23 -	

DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Marko Starčević** JMBAG: 0035214684

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Primjena energetskog planiranja za potrebe modeliranja elektrifikacije transporta u uvjetima visokog udjela obnovljivih izvora energije**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Energy planning application for the transport sector electrification modelling in the conditions of a high share of renewable energy sources**

Opis zadatka:

Energetskom politikom Europske unije (EU) je predviđena dekarbonizacija svih sektora kako bi se postigao klimatski neutralan kontinent do 2050. U tom će kontekstu posebno zahtjevan biti sektor transporta, za čiju je elektrifikaciju tehnologija i dalje u razvoju, jednako kao i razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila. Nadalje, takva politika ne predviđa nova upravljiva konvencionalna postrojenja na fosilna goriva, već dovodi do sve veće integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije (OIE), koji nisu upravljivi i čiji rad ne ovisi o pogonskim parametrima u sustavu. Stoga se pojavljuje potreba za evaluacijom međusobnog odnosa pojačane elektrifikacije transporta i integracije OIE. Posebnu je pažnju potrebno posvetiti periodima u kojima prevladavaju vršna opterećenja transportnog i elektroenergetskog sustava.

U okviru diplomskog rada potrebno je:

1. Analizirati trenutno stanje elektroenergetskog sustava na području Kvarnera u Republici Hrvatskoj kao i pripadajuće parametre o proizvodnji i potrošnji električne energije.
2. Analizirati prometno opterećenje na području Kvarnera te utvrditi pripadajuće scenarije elektrifikacije s posebnim osvrtom na integraciju brzih punjača na autocestama.
3. Potrebno je izraditi pojednostavljeni matematički model elektroenergetskog sustava u GAMS programskom okruženju te u njega ugraditi odabrane scenarije elektrifikacije transporta, kao i uvažiti karakteristike budućih energetskih sustava, koji će uključivati veliki udio OIE, spremnike energije i druge napredne tehnologije.
4. Pomoću izrađenog modela treba analizirati utjecaj elektrifikacije transporta s obzirom na različit udio OIE u sustavu s posebnim osvrtom na:
 - a) Marginalnu cijenu električne energije za različite scenarije [€/MWh],
 - b) Razliku u energetske bilanci,
 - c) Pogon spremnika energije.

U radu je potrebno navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:

Datum predaje rada:

Predviđeni datumi obrane:

19. siječnja 2023.

23. ožujka 2023.

27.- 31. ožujka 2023.

Zadatak zadao:

Izv.prof.dr.sc. Goran Krajačić

Predsjednik Povjerenstva:

Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

SADRŽAJ

SADRŽAJ.....	I
POPIS SLIKA.....	IV
POPIS TABLICA.....	VI
POPIS OZNAKA.....	VII
SAŽETAK.....	X
SUMMARY.....	XI
1. UVOD.....	1
2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV.....	3
2.1. Proizvodnja električne energije.....	3
2.2. Potrošnja električne energije.....	4
2.3. Prijenosni sustav električne energije.....	5
2.4. Pomoćne usluge.....	7
2.5. Tržište električnom energijom.....	8
3. PAMETNA MREŽA.....	10
3.1. Pametna brojila.....	10
3.2. Tehnologije odziva potrošnje.....	11
3.3. Pohrana električne energije.....	13
3.3.1. Baterije.....	13
3.3.2. Vodik i sintetska goriva.....	13
3.4. Uloga operatera prijenosnog i distribucijskog sustava u pametnoj mreži.....	15
4. ELEKTRIČNA VOZILA.....	16
4.1. Vrste električnih automobila.....	16
4.1.1. Hibridna vozila.....	16
4.1.2. Hibridna vozila s proširenim dometom.....	16

4.1.3.	Električna vozila s gorivnim člancima.....	16
4.1.4.	Potpuno električna vozila.....	17
4.2.	Baterije za električna vozila	17
4.3.	Načini punjenja električnih vozila.....	18
4.3.1.	Priključi i puni (eng. dump charging).....	18
4.3.2.	Pametno punjenje (eng. smart charging)	19
4.3.3.	Tehnologija vozilo na mrežu (engl. vehicle to grid – V2G).....	19
4.4.	Tehnologije punjenja električnih vozila.....	20
4.5.	Priključci za punjenje električnih vozila	21
5.	CESTOVNI PRAVCI NA PODRUČJU KVARNERA	23
5.1.	Utjecaj turizma na cestovni promet.....	25
5.2.	Dostupnost punjenja električnih vozila na području Kvarnera	27
6.	METODA	29
6.1.	GAMS	29
6.2.	Scenariji i slučajevi	30
6.3.	Pretpostavke modela	30
6.4.	Projekcije povećanja potrošnje električne energije uslijed elektrifikacije prometa ..	33
6.5.	Smanjenje potrošnje fosilnih goriva uslijed elektrifikacije prometa.....	35
6.6.	Projekcije proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana	35
6.7.	Opća potrošnja električne energije.....	38
7.	MODEL PRIJENOSNE MREŽE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA KVARNERA	40
7.1.	Transmisijski kapaciteti.....	41
7.2.	Proizvodni kapaciteti.....	41
7.3.	Modeliranje punionica električnih vozila.....	42
7.4.	Modeliranje stacionarnih baterijskih spremnika	43
7.5.	Modeliranje odziva potrošnje.....	45

7.6.	Proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora.....	46
7.7.	Prisilno isključivanje potrošača s mreže	46
7.8.	Operativni trošak sustava	47
7.9.	Bilanca ravnoteže snage	47
8.	REZULTATI MODELA	48
8.1.	Operativni trošak sustava	48
8.2.	Marginalna cijena električne energije	49
8.3.	Trošak uslijed zagušenja mreže.....	52
8.4.	Stacionarni baterijski spremnici	53
8.5.	Tehnologije odziva potrošnje	55
8.6.	Bilanca snage.....	56
8.7.	Povećanje kapaciteta obnovljivih izvora.....	58
9.	ZAKLJUČAK	61
10.	LITERATURA	63
	PRILOG	66
	GAMS kod	66

POPIS SLIKA

Slika 1. ENTSO-E prijenosna elektroenergetska mreža [8]	6
Slika 2. Hrvatska prijenosna mreža električne energije [9]	7
Slika 3. Određivanje marginalne cijene električne energije [12].....	9
Slika 4. Povezanost svih dionika pametne elektroenergetske mreže sa sustavom pametnog brojila [14]	11
Slika 5. Skladištenje električne energije iz obnovljivih izvora [15]	14
Slika 6. Tip 2 priključak za punjenje izmjeničnom strujom [26]	22
Slika 7. CCS (desno) i CHAdeMO (lijevo) priključak za punjenje istosmjernom strujom[26]	22
Slika 8. Prometno opterećenje autoceste A1 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama [27].....	23
Slika 9. Prometno opterećenje autoceste A6 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama [27].....	24
Slika 10. Podaci o fluktuaciji prometa na dnevnoj, tjednoj i godišnjoj razini u kontinentalnoj Hrvatskoj (Koprivnica)	26
Slika 11. Podaci o fluktuaciji prometa na dnevnoj, tjednoj i godišnjoj razini u primorskoj Hrvatskoj (Crikvenica).....	26
Slika 12. Lokacije punionica električnih vozila na području Kvarnera [28]	28
Slika 13. Karakteristična krivulja dnevne fluktuacije prometa na području Kvarnera za vrijeme ljetne sezone.....	34
Slika 14. Faktor pogona solarnih elektrana i vjetroelektrana kroz ljetnu sezonu	36
Slika 15. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s izrazito povoljnim uvjetima za proizvodnju energije.....	37
Slika 16. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s blago povoljnim uvjetima za proizvodnju energije.....	37
Slika 17. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s nepovoljnim uvjetima za proizvodnju energije	38
Slika 18. Krivulja kretanja opće potrošnje električne energije na području Kvarnera za jedan dan ljetne sezone [40]	39
Slika 19. Shema modela prijenosne mreže elektroenergetske mreže Kvarnera	40
Slika 20. Pogonski troškovi sustava.....	48
Slika 21. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S1 i BPD.....	49

Slika 22. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S3 i BPD.....	50
Slika 23. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S1 i IPD	50
Slika 24. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S3 i IPD	51
Slika 25. Trošak uslijed zagušenja elektroenergetske mreže.....	52
Slika 26. Pogon stacionarnih baterijskih spremnika raspoređenih uz brze punionice električnih automobila.....	53
Slika 27. Pogon stacionarnih baterijskih spremnika raspoređenih na otocima.....	54
Slika 28. Profit stacionarnih baterijskih spremnika	54
Slika 29. Usporedba sustava s obzirom na udio potrošača s mogućnošću odziva potrošnje...55	
Slika 30. Bilanca snage za S1 i BPD	56
Slika 31. Bilanca snage za S3 i BPD	57
Slika 32. Bilanca snage za S1 i IPD.....	57
Slika 33. Bilanca snage za S3 i IPD.....	58
Slika 34. Bilanca energije za S4 i IPD uz povećanje kapaciteta vjetroelektrana i solarnih elektrana za 50%	59
Slika 35. Marginalna cijena električne energije uz povećanje kapaciteta vjetroelektrana i solarnih elektrana za 50%	60

POPIS TABLICA

Tablica 1. Proizvodnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu [7].....	4
Tablica 2. Potrošnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu [7]	4
Tablica 3. Prometno opterećenje državnih cesta D8 i D23 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na mjernim mjestima promatrane dionice [27].....	25
Tablica 4. Popis scenarija i slučajeva	30
Tablica 5. Podaci korišteni za izračun troška goriva	35
Tablica 6. Tehničke karakteristike prijenosnih kapaciteta na području Kvarnera [41]	41
Tablica 7. Proizvodni kapaciteti električne energije na području Kvarnera [41]	42
Tablica 8. Vršne priključne snage punionica električnih automobila po čvorovima u MW ...	43

POPIS OZNAKA

OZNAKA	JEDINICA	OPIS
EU		Europska unija
CO ₂		Ugljikov dioksid
HNB		Hrvatska narodna banka
BDP		Bruto domaći proizvod
EES		Elektroenergetski sustav
HEP		Hrvatska elektroprivreda
ENTSO-e		Europska mreža operatera prijenosnih sustava za električnu energiju
HOPS		Hrvatski operator prijenosnog sustava
HERA		Hrvatska regulatorna agencija
HROTE		Hrvatski operator tržišta energije
CROPEX		Hrvatska burza električne energije
P		Stopa povrata odziva potrošnje
OP	MWh	Smanjenja potrošnje električne energije zbog korištenja tehnologije odziva potrošnje
OPP	MWh	Povrat potrošnje električne energije zbog korištenja tehnologije odziva potrošnje
SOC	%	Stanje napunjenosti baterije
P_{pu}	MW	Snaga punjenja baterije
P_{pr}	MW	Snaga pražnjenja baterije
η_{pu}		Efikasnost punjenja baterije
η_{pr}		Efikasnost pražnjenja baterije
N		Skup čvorova modela
L		Skup prijenosnih vodova modela
OIE		Obnovljivi izvori energije
ND		Nepovoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE

BPD		Blago povoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE
IPD		Izrazito povoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE
P	MW	Radna snaga
Q	Mvar	Jalova snaga
U	kV	Napon
g	S	Provodljivost
b	S	Susceptancija
δ	rad	Kut napona
R	Ω	Otpor
X	Ω	Reaktancija
Z_0	Ω	Bazna impedancija
S_0	MVA	Bazna snaga
X_0	p.u.	Bazna reaktancija
E_{ev}	MWh	Dnevna potražnja za električnom energijom brzih punionica
LD	km	Duljina cestovne dionice
$PGDP$	vozilo/dan	Prosječan godišnji dnevni promet
q_{ev}	MWh/km	Specifična potrošnja električnog vozila
k_f		Koeficijent tjedne i sezonske fluktuacije prometa
K_{ev}		Udio elektrificiranosti cestovnog prometa
k_d		Koeficijent dnevne fluktuacije prometa
P_{maxev}	MW	Potrebna nazivna snaga punjača
OT_{msu}		Trošak goriva za pogon motora s unutarnjim izgaranjem
D	MW	Opća potrošnja električne energije
P_g	MW	Snaga proizvodnog postrojenja
Δt	15 min	Promatrani vremenski period

SOC_{max}	MWh	Nazivni kapacitet baterije
b_i	€/MWh	Marginalni trošak proizvodnje električne energije
S	MW	Proizvodna snaga solarne elektrane
V	MW	Proizvodna snaga vjetroelektrane
SE	MW	Nazivna snaga solarne elektrane
VE	MW	Nazivna snaga vjetroelektrane
SN	MW	Neintegrirana snaga iz solarnih elektrana
VN	MW	Neintegrirana snaga iz vjetroelektrana
k_s		Koeficijent pogona solarnih elektrana
k_v		Koeficijent pogona vjetroelektrana
PIP	MWh	Energiju koja nije isporučena potrošačima zbog isključivanja s mreže

SAŽETAK

Klimatske promjene potaknule su svjetske trendove dekarbonizacije svih gospodarskih sektora. Jedan od njih je i sektor cestovnog prometa gdje sve veći broj država, pa tako i cijela autoindustrija okreće elektromobilnosti. Infrastruktura za korištenje električnih vozila još je u razvoju, no trendovi porasta prodaje električnih vozila, kao i visoki ciljevi Europske unije, pa tako i Hrvatske, u elektrifikaciji transporta zahtijevaju veća ulaganja u infrastrukturu brzih električnih punionica za električna vozila. To s druge strane otvara pitanje mogućeg preopterećenja elektroenergetske infrastrukture uslijed elektrifikacije prometa, ali i ostalih energetski intenzivnih sektora. Energetska tranzicija koja se oslanja na proizvodnju električne energije iz varijabilnih obnovljivih izvora nije moguća bez implementacije novih tehnologija upravljanja elektroenergetskim sustavom poput stacionarnih baterijskih spremnika i tehnologije odziva potrošnje, ali i promjena na tržištu električne energije.

U ovom radu modeliran je prijenosni sustav električne energije na području Kvarnera, te su u njega implementirane značajke pametne mreže. Za izradu modela korišten je GAMS softverski alat pogodan za modeliranje i rješavanje problema linearnog i nelinearnog programiranja. Prikazani su rezultati utjecaja elektrifikacije cestovnog prometa na području Kvarnera s obzirom na vremenske prilike koje utječu na mogućnost proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana i solarnih elektrana. Analizirane su i mogućnosti instalacije stacionarnih baterijskih spremnika kao i utjecaj tehnologija odziva potrošnje. Rezultati su valorizirani i na temelju pogonskih troškova rada cijelog sustava, te je dan uvid u kretanje marginalne cijene električne energije.

Ključne riječi: energetska tranzicija, cestovni promet, elektromobilnost, pametna mreža, prijenosni sustav električne energije, tehnologije odziva potrošnje, Kvarner

SUMMARY

Climate changes have sparked a global trend of decarbonization in all economic sectors. One of them is the sector of road traffic, in which an increasing number of countries, followed by the entire autoindustry turn to electromobility. The infrastructure for electric vehicles is still developing, but an increase in electric vehicle purchases, as well as ambitious goals of the European Union, including Croatia, for transport electrification demand greater investment in the infrastructure of fast electric vehicle charging stations. This also raises the question of a possible overload in the electric power infrastructure due to the electrification of transport and other energy-intensive sectors. Energy transition that is based on the production of electricity from variable renewable sources is not possible without the implementation of new technologies for power system management, such as stationary battery storage and demand response technology, but it also requires changes in the electricity market.

This paper contains a model of the transmission system of electricity in the Kvarner area with implemented smart grid features. It was created using the GAMS software tool, which is apt for modeling and solving linear and non-linear programming problems. The paper shows the results of the effect of road traffic electrification in the Kvarner area, taking into account weather conditions which affect the possibility of producing electric energy in wind farms and photovoltaic power plants. The paper includes an analysis of the possibility of the installation of stationary battery storage and the impact of consumption response technology. The results are also valorised based on operational costs of the entire system and an insight is given into the electric energy marginal price trend.

Keywords: energy transition, road traffic, electromobility, smart grid, electric energy transmission system, demand response technology, Kvarner

1. UVOD

Energija je ključan faktor u rastu i razvoju gotovo svih globalnih ekonomija od druge industrijske revolucije. Dvadeseto stoljeće predstavlja period snažnog oslanjanja na fosilna goriva za zadovoljavanje sve rastućih energetske potrebe čovječanstva. Takva praksa, u većoj mjeri, nastavila se sve do danas. Pošto sve grane našega društva ovise o energiji, ona je na lokalnoj razini postala ekonomska te socijalna kategorija, dok je na globalnoj razini dobila politički i geostrateški značaj. Razvojem novih tehnologija obnovljivi izvori energije postaju sve konkurentniji, a proizvodi temeljeni na njima sve dostupniji.

Republika Hrvatska Pariškim se sporazumom [1], kao članica Europske unije, obvezala provoditi smanjenje emisije stakleničkih plinova s ciljem sprečavanja daljnjih klimatskih promjena i ograničenja porasta prosječne temperature do 2°C u odnosu na predindustrijsko razdoblje, te ulagati napore da se taj porast ograniči na 1,5°C [2]. Europska komisija je 14. srpnja i 15. prosinca 2021. objavila paket „Spremni za 55 %”, s ciljem smanjenja emisija za najmanje 55 % do 2030. u usporedbi s razinama iz 1990. i postizanja ugljične neutralnosti EU-a do 2050. godine [3]. Neki od ciljeva paketa Europske komisije su ojačavanje infrastrukture punionica vozila na alternativni pogon, ali i rigoroznije norme i pooštavanje standardne vrijednosti emisija CO₂ za automobile i kamione što bi trebalo kulminirati zabranom prodaje novih automobila na benzinska i dizelska goriva do 2035. Strategija energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu [4] predviđa povećanje udjela električnih i hibridnih vozila u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu na 65% do 2050. u scenariju umjerene energetske tranzicije, odnosno 85% u scenariju ubrzane energetske tranzicije.

Rastući broj električnih vozila smanjuje potrebu za fosilnim gorivima ukoliko se električna energija potrebna za njihov pogon proizvodi iz obnovljivih izvora. Ipak, elektrifikacija prometa uz ubranu elektrifikaciju ostalih sektora može prouzročiti velika opterećenja na elektroenergetsku mrežu. Sve veći udio obnovljivih izvora energije s varijabilnom proizvodnjom također može imati nepovoljne posljedice na stabilnost sustava. Iz tog razloga nužno je analizirati buduće trendove kako bi se pravovremeno djelovalo i osiguralo sigurnost opskrbe električne energije svim korisnicima. U Republici Hrvatskoj, a poglavito u primorskom području, veliki utjecaj na potrebe za energijom predstavlja ljetna turistička sezona kada na to područje dolazi, najčešće cestovnim pravcima, veliki broj stranih i domaćih

turista. Prema podacima HNB-a udio BDP-a ostvaren od turizma u 2021. godini iznosio je 15,9% [5]. Gospodarski značaj turizma za Republiku Hrvatsku je neupitan, te je potrebno pomno planiranje elektroenergetskog sustava kako bi se upravo u ljetnom mjesecima za vrijeme najvećih opterećenja zadovoljile potrebe potrošnje električne energije.

2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV

Elektroenergetski sustav (EES) čine proizvodni objekti i postrojenja, prijenosna i distribucijska mreža i potrošači električne energije promatranog sustava. Europska elektroenergetska mreža najveća je sinkrona mreža na svijetu, čiji je dio i republika Hrvatska, te povezuje potrošače i proizvođače električne energije kroz 35 zemalja Europske unije i šire. Mreža uključuje 39 operatora prijenosnog sustava električne energije koji su udruženi u Europsku mrežu operatora prijenosnog sustava za električnu energiju (ENTSO-e). Nazivna frekvencija mreže iznosi 50 Hz. Povezivanjem različitih elektroenergetskih mreža osigurava se veća sigurnost opskrbe, te kvaliteta isporučene električne energije. U svakom trenutku energija koja ulazi u sustav jednaka je energiji koja izlazi iz sustava umanjena za gubitke u prijenosnoj i distribucijskoj mreži. Iz tog razloga nužna je kvalitetna regulacija svih dionika sustava kako ne bi došlo do neplaniranih izbacivanja dijelova sustava iz cjelokupne mreže.

2.1. Proizvodnja električne energije

Električnu energiju proizvodna postrojenja generiraju pretvorbom neke od primarnih ili sekundarnih oblika energija u električnu energiju. Većina proizvodnih kapaciteta odnosi se na termoelektrane, hidroelektrane te vjetroelektrane uz rastući broj solarnih elektrana. S obzirom na primarni izvor energije koji se koristi prilikom pretvorbe razlikujemo obnovljive i neobnovljive izvore energije. Najčešći neobnovljivi izvori energije su fosilna i nuklearna goriva koje koristimo za pogon većine termoelektrana. Ipak termoelektrane mogu koristiti i neke od obnovljivih izvora poput geotermalne, koncentrirane solarne energije ili biomase. Jedna od prepreka korištenju obnovljivih izvora u termoelektranama je dostižljiva temperatura i tlak radnog medija što utječe na efikasnost postrojenja. Obnovljivi izvori energije koji se najčešće koriste za proizvodnju električne energije su energija vodenih tokova u hidroelektranama, kinetička energija vjetra u vjetroelektranama i energija solarnog elektromagnetskog zračenja u solarnim elektranama.

Krajem 2021. godine kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Hrvatskoj obuhvaćali su 17 pogona velikih hidroelektrana, sedam pogona termoelektrana, polovinu instaliranih kapaciteta u nuklearnoj elektrani Krško (na teritoriju Slovenije) i veći broj lokacija koje koriste druge obnovljive izvore energije (uglavnom vjetar i sunce) [6]. Vlasnik većine proizvodnih postrojenja je HEP grupa čiji je vlasnik Republika Hrvatska, s tim da je značajan

dio proizvodnje iz obnovljivih izvora u privatnom vlasništvu. Elektroenergetski sustav polaže pravo i na isporuku električne energije iz nekih proizvodnih postrojenja u inozemstvu temeljem udjela u vlasništvu ili ugovora o zakupu snage i energije. U tablici 1. prikazana je proizvodnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu.

Tablica 1. Proizvodnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu [7]

Proizvodnja električne energije	Iznos [GWh]
Ukupna proizvodnja	15 210
Hidroelektrane	7 229
Vjetroelektrane	2 062
Fotonaponske elektrane	149
Geotermalne elektrane	89
Termoelektrane	1 511
Javne toplane	3 830
Industrijske toplane	340
Uvoz	6 700
Izvoz	2 739

Ako ukupno proizvedenoj električnoj energiji pridodamo bilancu uvoza i izvoza dobivamo ukupnu potrošenu električnu energiju.

2.2. Potrošnja električne energije

Neposredna potrošnja električne energije može se podijeliti na industriju, promet i opću potrošnju. Ako pak neposrednoj potrošnji pridodamo potrošnju energetske postrojenja dobivamo neto potrošnju električne energije, dok ukupna potrošnja sadrži i gubitke prijenosnog i distribucijskog sustava. U tablici 2. prikazana je potrošnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu.

Tablica 2. Potrošnja električne energije u Republici Hrvatskoj za 2021. godinu [7]

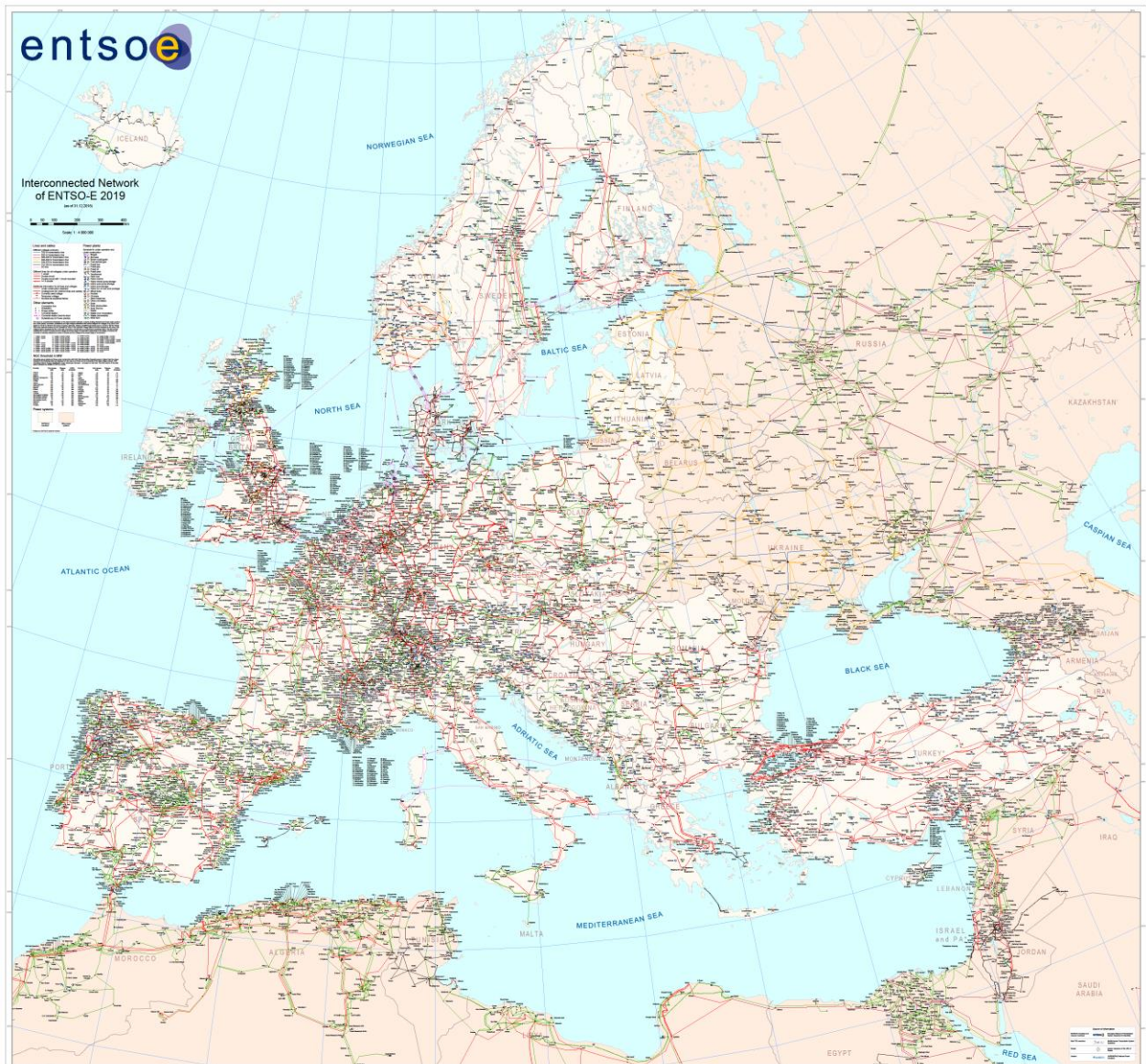
Potrošnja električne energije	Iznos [GWh]
Ukupna potrošnja	19 171
Gubici prijenosa i distribucije	1 690
Neto potrošnja	17 481
Potrošnja energetske postrojenja	994
Neposredna potrošnja	16 487
Industrija	3 710
Promet	344
Opća potrošnja	12 433

U Republici Hrvatskoj najistaknutija je opća potrošnja u koju spadaju kućanstva, uslužne djelatnosti, poljoprivreda i graditeljstvo i u 2021. godini iznosila je 12,4 TWh odnosno 75% ukupne neposredne potrošnje.

Obnovljivi izvori energije, s perspektive mreže, u mnogočemu su različiti od fosilnih izvora energije. Za razliku od termoelektrana na fosilna goriva, elektranama na obnovljive izvore energije poput vjetra i sunca smanjena je mogućnost upravljanja izlaznom snagom. Pošto za njihov rad nije potrebno nikakvo pogonsko gorivo, troškovi pogona takvih postrojenja su znatno manji od onih na fosilna goriva. Iz tog razloga poželjno ih je imati u pogonu na maksimalnim snagama koliko im to prilike dopuštaju (brzina vjetra, insolacija). Ovdje se otvara prostor za nove tipove potrošača koji imaju mogućnost fleksibilne potrošnje, što znači da u danom trenutku mogu preuzeti veće količine energije po niskim cijenama (za vrijeme vršne proizvodnje). Upravo takva vrsta potrošača, koji tu istu energiju mogu vraćati u mrežu po višim cijenama (za vrijeme vršne potrošnje), odnosno pružati usluge tehnologija odziva potrošnje, čine preduvjet za instalaciju većeg udjela obnovljivih izvora energije s težnjom da elektroenergetsku mrežu u budućnosti pogonimo isključivo obnovljivim izvorima energije.

2.3. Prijenosni sustav električne energije

Prijenosni sustav električne energije čine transformatorske stanice, rasklopna prijenosna postrojenja te zračni, podzemni i podmorski vodovi i kabeli. Glavna uloga prijenosnog sustava je povezivanje potrošača i proizvođača električne energije. Za prijenos električne energije najčešće se koriste bakreni i aluminijski vodovi obloženi izolacijskim materijalom radi zaštite ljudi i životinja od strujnog udara. Pošto pri ambijentalnoj temperaturi svi električni vodiči pružaju otpor koji stvara gubitke u sustavu, izmjeničnu električnu struju poželjno je podići na čim viši naponski nivo pritom smanjujući jakost električne struje koja protječe vodovima i uzrok je gubicima. Na slici 1. prikazana je prijenosna mreža ENTSO-e područja.

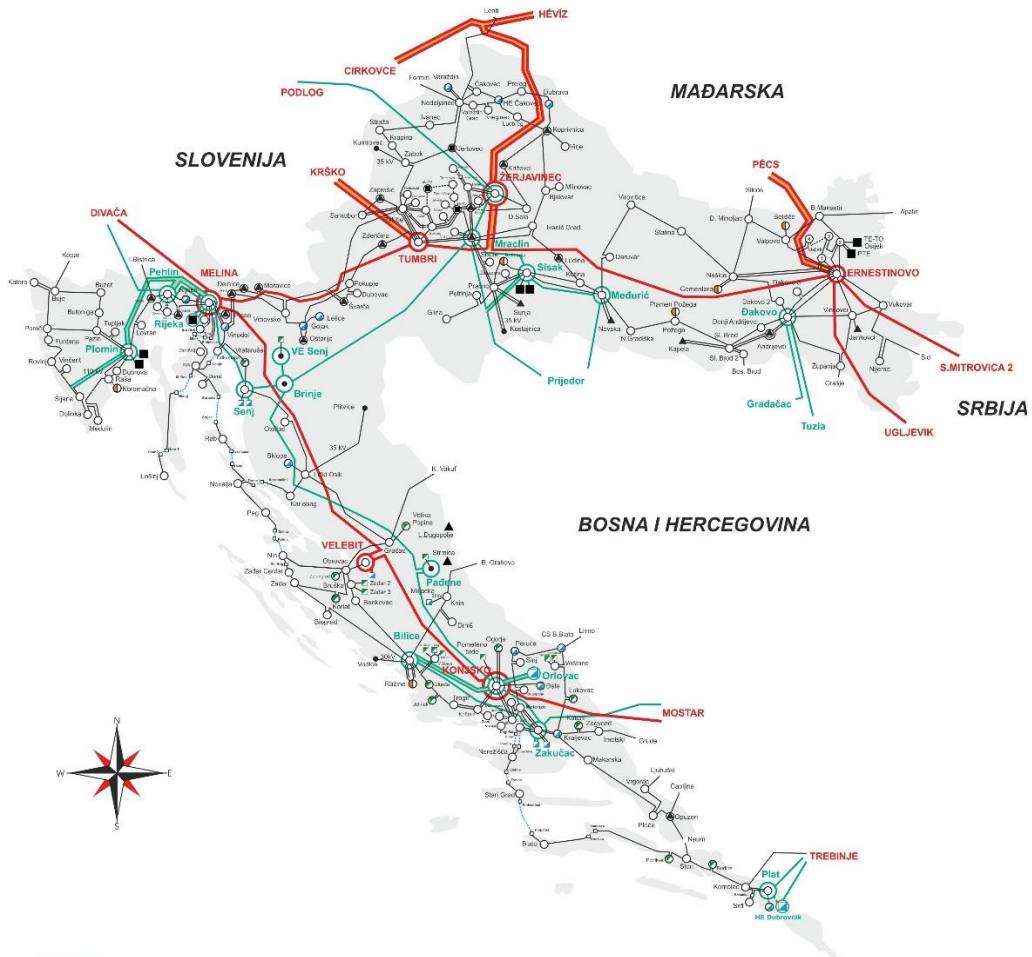


Slika 1. ENTSO-E prijenosna elektroenergetska mreža [8]

Operater prijenosnog sustava električne energije u Republici Hrvatskoj je HOPS. Njegova uloga je vođenje elektroenergetskog sustava, prijenos električne energije te održavanje, razvoj i izgradnja prijenosne mreže poradi pouzdane opskrbe korisnika uz minimalne troškove i brigu o očuvanju okoliša [9]. Mrežni napon na prijenosnom sustavu u Republici Hrvatskoj iznosi 110, 220 odnosno 400 kV. Na slici 2. prikazana je Hrvatska prijenosna mreža električne energije.



HRVATSKA PRIJENOSNA MREŽA



Legenda:

- 400 kV dvostruki nadzemni vod
- 400 kV nadzemni vod
- 220 kV dvostruki nadzemni vod
- 220 kV nadzemni vod
- 220 kV kabelski vod
- 110 kV nadzemni vod
- 110 kV kabelski vod
- 110 kV podmorski kabel
- TS 400/220/110 kV TS 400/220/110 kV
- TS 400/110 kV TS 400/110 kV
- TS 220/110 kV TS 220/110 kV
- TS 220/35 kV TS 220/35 kV
- TS 110x kV TS 110x kV
- TS (RP) 110 kV + EVP TS (RP) 110 kV + EVP
- TS 110x kV U IZGRADNJI TS 110x kV U IZGRADNJI
- TS 35x kV TS 35x kV
- TS (RP) 220 kV + TE TS (RP) 220 kV + TE
- TS (RP) 220 kV + HE TS (RP) 220 kV + HE
- TS (RP) 110 kV + VE TS (RP) 110 kV + VE
- TS (RP) 110 kV + HE TS (RP) 110 kV + HE
- TS (RP) 110 kV + TE TS (RP) 110 kV + TE
- TS (RP) 110 kV kupca TS (RP) 110 kV kupca
- 110 kV Kabelsko postrojenje 110 kV Kabelsko postrojenje
- ▲ EVP
- TE
- ▤ HE
- ▥ VE

Rujan, 2022.

Slika 2. Hrvatska prijenosna mreža električne energije [9]

2.4. Pomoćne usluge

Pomoćne usluge elektroenergetskog sustava obuhvaćaju razne funkcije i sustave koji podržavaju siguran, pouzdan i stabilan rad elektroenergetskog sustava. Ove usluge se obično

koriste za održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije u realnom vremenu. Neke od glavnih pomoćnih usluga elektroenergetskog sustava su sljedeće [9]:

- rezerva snage za automatsku sekundarnu regulaciju frekvencije i snagu razmjene - aktivira se u skladu s kontinuiranim signalom izračunatim na temelju odstupanja frekvencije od nazivne vrijednosti frekvencije i snage razmjene kontrolnog područja od planirane snage razmjene kontrolnog područja
- rezerva snage za tercijarnu regulaciju za uravnoteženje elektroenergetskog sustava i rezerva snage za tercijarnu regulaciju za sigurnost elektroenergetskog sustava - aktivira se unutar 15 minuta od izdanog zahtjeva operatora prijenosnog sustava
- regulacija napona i jalove snage proizvodnjom ili potrošnjom jalove energije - upravljanje tokovima jalove snage i održavanje napona unutar željenih vrijednosti obavlja se promjenom topologije mreže, kompenzacijskim uređajima, regulacijskim transformatorima, uređajima energetske elektronike, sinkronim generatorima i ostalim elementima mreže koji imaju mogućnost upravljati proizvodnjom, odnosno potrošnjom jalove energije
- kompenzacijski rad za potrebe regulacije napona i jalove snage - pomoćna usluga koja služi za potrebe regulacije napona i jalove snage u elektroenergetskom sustavu
- raspoloživost pokretanja proizvodne jedinice bez vanjskog napajanja i pokretanje proizvodne jedinice bez vanjskog napajanja (crni start) - ove pomoćne usluge operator prijenosnog sustava osigurava u svrhu obrane sustava, tj. ponovne uspostave sustava
- raspoloživost proizvodne jedinice za otočni pogon i isporučena energija u otočnom pogonu (otočni pogon) - osigurava se uspostava otočnog pogona pojedinih dijelova elektroenergetskog sustava u slučaju poremećaja ili provođenja većih zahvata održavanja i rekonstrukcije

2.5. Tržište električnom energijom

Hrvatsko tržište električne energije je dio europskog tržišta električne energije i regulirano je od strane Hrvatske regulatorne agencije za energetiku (HERA) [10].

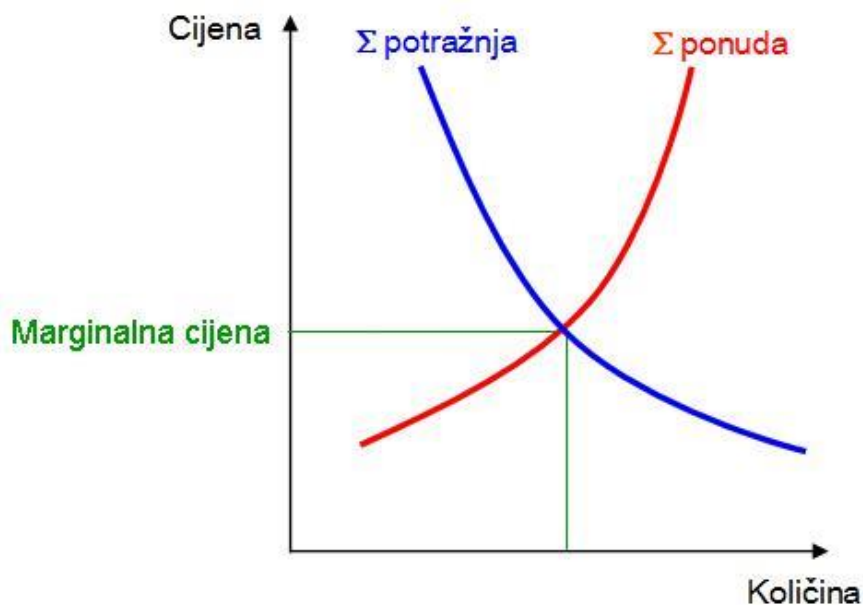
Od 1. srpnja 2014. godine, tržište električne energije u Hrvatskoj postalo je potpuno liberalizirano. To znači da su svi potrošači, uključujući i kućanstva, dobili mogućnost odabira svog dobavljača električne energije. Tržište električne energije u Hrvatskoj sastoji se od

nekoliko sudionika, uključujući proizvođače električne energije, distributere električne energije, trgovce električnom energijom i potrošače električne energije.

HERA je odgovorna za izdavanje licenci za trgovce električnom energijom i distributere električne energije u Hrvatskoj. Također, HERA regulira cijene koje se naplaćuju potrošačima za prijenos i distribuciju električne energije.

Hrvatski operator tržišta energije (HROTE) obavlja djelatnost organiziranja tržišta električne energije i tržišta plina kao javnu uslugu, pod nadzorom Hrvatske energetske regulatorne agencije. Također, temeljne djelatnosti tvrtke su i poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [11].

Cijene električne energije u Hrvatskoj utvrđuju se na različitim tržištima putem trgovanja električnom energijom na Hrvatskoj burzi električne energije (CROPEX) [12]. CROPEX je osnovan 2016. godine i omogućuje trgovanje električnom energijom zadan unaprijed i na unutardnevnom tržištu na razini jednoga sata. Na tržištu dan unaprijed vrijedi pravilo jedinstvene cijene prema kojem se cijena za određeni sat određuje na temelju svih naloga za kupnju i prodaju. Primjer određivanja marginalne cijene na temelju krivulja ponude i potražnje prikazani su na slici 3.



Slika 3. Određivanje marginalne cijene električne energije [12]

Uzimajući u obzir svoj geografski položaj i vlastite energetske izvore, Hrvatska ima priliku postati važan tranzitni i distribucijski čvor električne energije između zemalja regije, a i šire.

3. PAMETNA MREŽA

Budućnost pametnih mreža usko je povezana s nadolazećom energetsom tranzicijom. Njihova primarna zadaća je prelazak na i do 100% obnovljive izvore energije. Pametne mreže mijenjaju paradigmu upravljanja energetske sektorom. U sinergiji s ostalim elektrificiranim sektorima, pametna mreža tvori cjelinu koja kroz digitalne kanale komunikacije mijenja navike i ponašanje društva. S novim tehnologijama se otvaraju nove prilike koje imaju utjecaja na sve usluge u energetske sustavu. Uz klasične proizvođače i potrošače, u elektroenergetskom sustavu otvara se prostor za nove subjekte poput pohrane energije, čija kvaliteta sada značajno ovisi i o vremenu proizvodnje, te na taj način gubi ili ostvaruje dodanu vrijednost. Kako bi se ostvarila sigurnost opskrbe, pametne mreže moraju biti pomno projektirane kroz razne simulacijske i optimizacijske alate, te njihova operativna učinkovitost ovisi o pronalasku optimalnog rješenja upravljanja. Za to na raspolaganju imamo pametna brojila koja više ne označavaju samo fizičko mjerno mjesto, već su dio cijelog sustava za optimiranje koji se može sastojati od samog pametnog uređaja za mjerenje, pružatelja usluge opskrbe električnom energijom, pružatelja usluge distribucijske mreže, regulatornog tijela, tržišta električnom energijom, te svih ostalih digitalnih kanala za prijenos informacija.

3.1. Pametna brojila

Preduvjet bilo kakve pametne mreže su pametna brojila [13]. Kako bi bilo koji akter u elektroenergetskom sustavu bio motiviran za sudjelovanju u pogonu sustava, mora biti financijski stimuliran. Pametno brojilo omogućava vremenski uvid u potrošnju i proizvodnju električne energije kako bi se mogao odrediti ukupan trošak, odnosno prihod, izračunat na osnovu promjenjive cijene električne energije. Na taj način fleksibilni potrošači i sustavi pohrane energije aktivno mogu sudjelovati u pogonu elektroenergetskog sustava. Kao preduvjet sveopćoj implementaciji novih tehnologija, nužna je reforma tržišta električnom energijom i razvijanje digitalnih komunikacijskih platformi za sve dionike pametne elektroenergetske mreže. Na taj način se otvaraju mogućnosti manjim potrošačima i/ili proizvođačima da postanu aktivni pružatelji usluga, pritom ostvarujući financijski benefit.

S većom online povezanošću rastu i rizici privatnosti i digitalne sigurnosti, te je nužan zakonski okvir kojim bi se regulirala takva vrsta pružanja usluga. Na slici 4. prikazana je povezanost svih dionika pametne elektroenergetske mreže sa sustavom pametnog brojila.



Slika 4. Povezanost svih dionika pametne elektroenergetske mreže sa sustavom pametnog brojila [14]

3.2. Tehnologije odziva potrošnje

Tehnologije odziva potrošnje (engl. demand response technologies) možemo nazvati sve procese koji zahtijevaju električnu energiju, a njihovo vrijeme odvijanja nije vremenski determinirano. Upravljanje vremenom odvijanja takvih procesa možemo utjecati na balansiranje mreže, eliminirati vršna opterećenja i minimizirati neintegriranu energiju. Gotovo svi svakodnevni procesi u kojima se troši električna energija imaju manji ili veći stupanj fleksibilnosti vremenskog odvijanja. Veća fleksibilnost ujedno znači i veću perspektivu pružanja usluga tehnologija odziva potrošnje. Spremnici toplinske energije najbolji su primjer fleksibilnog potrošača na razini dana. Bilo da se toplinska energija u njih pohranjuje putem dizalica topline ili omskih otpornika, njihov period rada najčešće nije vremenski kritičan. Ako se radi o spremniku za potrošnu toplu vodu, možemo ga grijati tijekom noći kada ima višak električne energije proizvedenih u vjetroelektranama. Nakon što se isprazni u jutarnjim satima kada se najčešće koristi, ponovno ga možemo zagrijati kroz podne kada proizvodnju električne energije možemo zadovoljiti iz solarnih elektrana. Poslije pražnjenja u popodnevnim i

večernjim satima ponovno ga zagrijavamo kroz noćne sate. Na taj način moguće je upravljati spremnicima topline na razini kućanstava, ali i na razini okružnog grijanja. Za sezonsko grijanje moguće je upravljanje velikim sezonskim spremnicima topline koje možemo zagrijavati tijekom ljeta i koristiti za grijanje kroz zimske mjeseci. Određeni industrijski procesi koji zahtijevaju znatne količine električne energije a odvijaju se periodično, mogu se prilagoditi elektroenergetskom sustavu kako bi radili za vrijeme viška električne energije. Time smanjuju trošak proizvodnje zbog jeftinije energije, te njihov proizvod postaje konkurentniji na tržištu. S obzirom na način korištenja, punjenje baterija električnih vozila možda je i najperspektivnija tehnologija odziva potrošnje. Uvid u sve mogućnosti korištenja elektromobilnosti za balansiranje elektroenergetskog sustava bit će predstavljene u poglavlju 4.

Za svaku primjenu odziva potrošnje moguće je definirati stopu povrata P . Stopa povrata opisuje koliko je više ili manje energije potrebno utrošiti ako bi se proces odvijao u nekom drugom vremenskom periodu. Na primjer, ukoliko želimo smanjiti potrošnju električne energije u večernjim satima, hladnjak možemo pothladiti u popodnevnim satima kako bi akumulirali rashladnu energiju neophodnu da mu temperatura ne bi narasla preko postavljene granice u večernjim satima kada se zbog pružanja usluge balansiranja mreže hladnjak gasi. Zbog smanjenja efikasnosti, stopa povrata energije u ovom slučaju veća je od 1 što znači da smo više električne energije morali utrošiti nego da se proces odvijao u planiranom periodu. Iako je utrošeno više energije za obavljanje istog procesa, ostvarena je ušteda jer je energija potrošena po nižoj cijeni ili je financijski benefit ostvaren naknadom za pružene pomoćne usluge za održavanje elektroenergetskog sustava. Iako će kod većine tehnologija odziva potrošnje stopa povrata biti jednaka ili veća od 1, u nekim slučajevima ona može biti i manja od 1. Ako prigušujemo javnu rasvjetu radi smanjenja potrošnje, tu električnu energiju nećemo nadoknađivati u nekom drugom vremenskom periodu, tako da stopa povrata u ovom slučaju iznosi 0. Matematički gledano, stopu povrata možemo iskazati jednadžbom:

$$P = \frac{OPP}{OP}; \quad (1)$$

pri čemu je P stopa povrata, OP iznos smanjenja potrošnje električne energije zbog korištenja tehnologije odziva potrošnje u MWh, a OPP iznos naknadno ili prethodno povećane potrošnje u MWh.

3.3. Pohrana električne energije

Električnu energiju koja se proizvodi kada je proizvodnja veća od potražnje poželjno je pohraniti kako ona ne bi ostala neintegrirana. Takvi viškovi trenutno se koriste u reverzibilnim hidroelektranama koje se s perspektive elektroenergetske mreže ponašaju poput baterija. Takva postrojenja nije moguće napraviti na bilo kojoj lokaciji pošto zahtijevaju izgradnju dva akumulacijska spremnika na velikom visinskom padu s malim horizontalnim razmakom. Pošto su pogodne lokacije za izgradnju većinom već iskorištene, pametne mreže morat će se osloniti i na neke nove oblike pohrane električne energije.

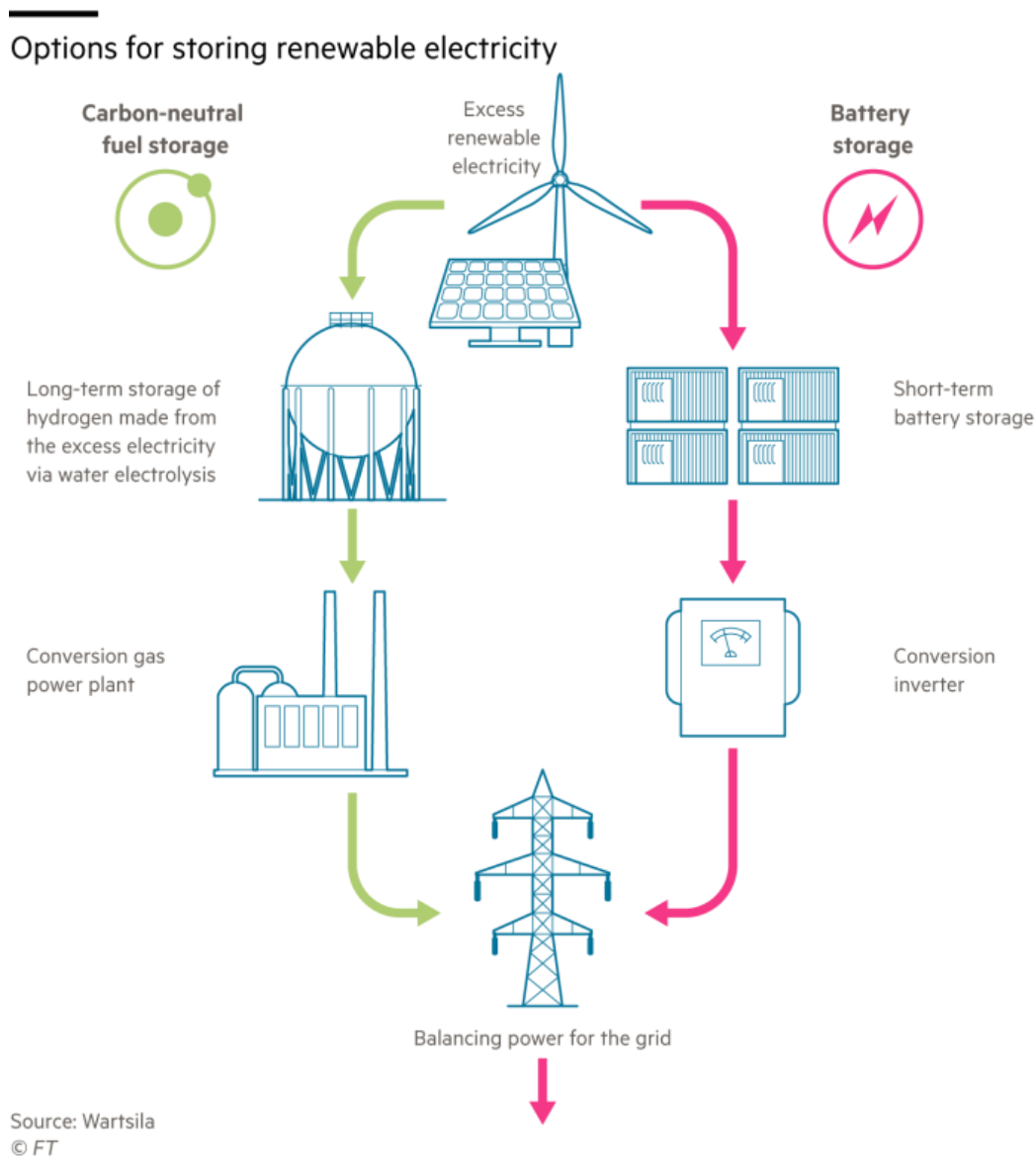
3.3.1. Baterije

Baterije su idealan primjer spremnika za pohranu električne energije. Lako su upravljive, odziv im je gotovo trenutno, te imaju visoki stupanj iskoristivosti. Ipak, baterijski sustavi su skupi i trenutno je isplativost ulaganja u takva postrojenja za pohranu električne energije upitna. Ipak, cijena takvih sustava pada, a potreba za fleksibilnošću raste što znači da u bliskoj budućnosti možemo očekivati njihovu masovniju uporabu. Sve vrste trenutno komercijalno dostupnih baterija imaju manu u vidu degradacije tijekom korištenja. Svakim ciklusom punjenja i pražnjenja, baterija stari te njezin kapacitet opada. Proces degradacije baterija može se umanjiti pravilnom uporabom. Iz tog razloga stanje napunjenosti baterije *SOC* (engl. state of charge) kod većine baterija preporuča se držati takvim da se baterija potpuno ne isprazni, ali niti ne napuni do kraja. Pošto u slučaju stacionarne pohrane volumna i masena gustoća energije baterija nije presudna, stare baterije iz električnih vozila koje sa 70% kapaciteta više ne zadovoljavaju prvotnu namjenu, mogu se iskoristiti u ovakve svrhe. Neke od karakteristika kojima možemo opisati bateriju su maksimalna snaga punjenja P_{pumax} i pražnjenja P_{prmax} , efikasnost punjenja baterije η_{pu} i efikasnost pražnjenja baterije η_{pr} .

3.3.2. Vodik i sintetska goriva

Elektrolizom vode koristeći električnu energiju iz obnovljivih izvora možemo dobiti vodik bez emisije stakleničkih plinova. Takav vodik možemo smatrati energetske vektorom, te je pomoću njega moguće sintetizirati razna sintetska goriva koja mogu pružiti alternativu prirodnom plinu, naftnim derivatima i ostalim fosilnim gorivima u sektorima poput brodskog i avio prometa, kemijske i metalurške industrije te ostalim procesima gdje je potrebna visoka temperatura izgaranja. Takvi procesi pretvorbe električne energije u vodik, sintetska plinska i tekuća goriva te ostale kemijske spojeve često se naziva i power-to-x tehnologijama. Pošto je

elektroliza reverzibilan proces, pomoću gorivnog članka, energiju pohranjenu u vodik u možemo ponovno pretvoriti u električnu i toplinsku energiju. Iako se često nameće pitanje hoće li u budućnosti prevladati baterije ili sintetska goriva i vodikovi spremnici, za očekivati je da će obje tehnologije naći svoje mjesto u pametnim mrežama. Pošto baterijski spremnici imaju visok stupanj efikasnosti te im povećanjem kapaciteta cijena linearno raste, perspektiva ove tehnologije je u kratkoročnoj pohrani energije. S druge strane, efikasnost proizvodnje i pohrane vodika i sintetskih goriva relativno je mala, no povećanje kapaciteta spremnika postrojenja za posljedicu ima eksponencijalno smanjenje iznosa investicije po skladištenoj energiji. Ciklus proizvodnje, pohrane i potrošnje vodika kao dugoročno i baterijska pohrana kao kratkoročno spremište energije iz varijabilnih obnovljivih izvora prikazani su na slici 5.



Slika 5. Skladištenje električne energije iz obnovljivih izvora [15]

3.4. Uloga operatera prijenosnog i distribucijskog sustava u pametnoj mreži

Sustavi dalekovoda omogućuju nam nesmetanu opskrbu iz velikih postrojenja za proizvodnju električne energije k svim potrošačima koju su najčešće koncentrirani u velikim gradovima. Postupnim gašenjem konvencionalnih elektrana i povećanjem broja malih proizvođača, transmisijski kapaciteti neće izgubiti svrhu. Naprotiv, ojačavanje povezanosti bit će nužno kako bi se električna energija iz varijabilnih izvora sa svake lokacije mogla dostaviti bilo kojem potrošaču. Na zahtjev za jačom povezanošću također će utjecati sve veća potreba za električnom energijom. Bez kvalitetne prijenosne infrastrukture, zbog zagušenih vodova, stvorila bi se potreba za predimenzioniranjem proizvođača na pojedinim mikrolokacijama kako bi se zadovoljile vršne potrebe. Uloga transmisijskih kapaciteta je stvoriti što veći sustav u kojem bi se vršna proizvodnja na jednoj lokaciji mogla prebaciti na lokaciju s manjkom proizvodnje. Ipak, iako veličina sustava utječe na mogućnost balansiranja mreže, potreba za nekim oblikom pohrane energije je nužna.

Operator distribucijskog sustava će se, radi pružanja sigurnosti opskrbe i nepristranog oslonca tržištu električne energije, iz tradicionalne uloge operatera „pasivne“ mreže razviti u operatera koji aktivno koristi usluge fleksibilnosti proizvodnje, potrošnje i skladištenja električne energije te nabave pomoćnih usluga od strane korisnika mreže priključenih na distribucijski sustav. U distribucijskom sustavu uvest će se sustav naprednog mjerenja, mreža će se modernizirati i automatizirati te će se unaprijediti informacijsko-komunikacijski sustavi, što će korisnicima distribucijske mreže omogućiti sudjelovanje na tržištu električne energije (izravno ili posredstvom agregatora). Mreža će se prilagoditi za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije, kupaca s vlastitom proizvodnjom i električnih vozila. [4]

4. ELEKTRIČNA VOZILA

4.1. Vrste električnih automobila

4.1.1. Hibridna vozila

Veliku ulogu u razvoju električnih vozila imali su hibridni automobili koji za pogon, osim elektromotora, koriste i motor s unutarnjim izgaranjem. Hibridnim automobilima veći broj pogonskih strojeva omogućuje nekoliko modova rada, što za krajnji cilj ima povećanu efikasnost i smanjenje potrošnje goriva [16]. Efikasnost motora s unutarnjim izgaranjem uvelike ovisi o radnoj točki koja više nije određena samo načinom vožnje već i upravljačkom strategijom. Motor s unutarnjim izgaranjem u mogućnosti je puniti bateriju automobila pritom povećavajući svoju ukupnu efikasnost pretvorbe energije, te se ta energija kasnije koristi za pogon elektromotora koji pri nižim brzinama i ubrzanjima može samostalno pokretati vozilo. Iako ovakva vozila koriste elektromotor za pokretanje pa se stoga mogu smatrati električnim vozilima, s energetskeg gledišta oni se razlikuju od klasičnih automobila samo po efikasnosti, ali ne i pogonskom gorivu. Fosilna goriva u ovom su slučaju i dalje jedini primarni izvor energije za pokretanje vozila

4.1.2. Hibridna vozila s proširenim dometom

Električnim automobilima s proširenim dometom odnosno plug-in hibridi nazivaju se hibridni automobili s baterijom dovoljno velikom i elektromotorom dovoljno snažnim za pokretanje vozila u većini svakodnevnih situacija. Takvi hibridni automobili imaju nešto manju bateriju od potpuno električnih automobila, no i dalje imaju mogućnost dopunjavanja baterije pomoću priključka na mrežu. Motor s unutarnjim izgaranjem u tom slučaju služi za iznimne situacije kada je potrebna vožnja velikim brzinama s puno naglih ubrzavanja i prevaljivanje velikih udaljenosti u kratkom vremenskom periodu pa punjenje baterije nije praktično.

4.1.3. Električna vozila s gorivnim člancima

Električna vozila s gorivnim člancima kao pogonsko gorivo koriste vodik. Električna energija proizvedena u gorivnim člancima pogoni elektromotor najčešće u kombinaciji s baterijom ili superkondenzatorom koji služe kao skladište električne energije [17]. Ova vozila rade na principu gorivnih članaka, koje pretvaraju vodik i kisik u električnu energiju, čime se pokreće motor vozila. Prednost vozila na vodik je to što ne stvaraju emisije štetnih plinova, već samo

vodu. Također, vodik se može proizvesti iz obnovljivih izvora energije što ga čini potencijalno čistim i održivim pogonskim gorivom. Međutim, jedan od izazova s kojima se susreću vozila na vodik je mrežna infrastruktura za punjenje. Naime, potrebna su velika ulaganja u infrastrukturu za distribuciju i skladištenje vodika, što zahtijeva visoke inicijalne investicije. Trenutno postoji mali broj punionica za vozila na vodik, što ograničava njihovu upotrebu. Unatoč ovim izazovima, vozila na vodik su u posljednjih nekoliko godina postala sve popularnija. Mnogi proizvođači automobila su počeli proizvoditi modele na vodik, a neki gradovi i države ulažu u izgradnju infrastrukture za punjenje kako bi podržali njihovu upotrebu. Pošto električno vozilo s gorivnim člankom sadrži bateriju, postoji mogućnost da će se, kao i hibridna vozila s proširenim dometom, puniti ne samo vodikom kao energentom već i direktnim priključivanjem baterije na mrežu.

4.1.4. Potpuno električna vozila

Potpuno električna vozila kao jedini izvor energije koriste električnu energiju dobivenu iz mreže koja se zatim pohranjuje u bateriji. U daljnjem tekstu pojam električno vozilo označavat će potpuno električno vozilo. Za pogon takvih vozila zadužen je jedan ili više elektromotora uparenih s inverterom i baterijskim sklopom. Električni automobili imaju niz prednosti u odnosu na tradicionalna vozila s unutarnjim izgaranjem. Prvo, električni automobili su mnogo čistiji za okoliš jer ne emitiraju štetne plinove poput ugljičnog dioksida i dušikovih oksida. Osim toga, električni automobili su tiši od tradicionalnih automobila i imaju niže troškove održavanja jer imaju manje pokretnih dijelova.

Međutim, postoje i neki izazovi vezani uz potpuno električna vozila, poput ograničenog dosega zbog ograničenog kapaciteta baterije, relativno visokih cijena te nedostatka javne infrastrukture za punjenje baterija. No, s razvojem tehnologije baterija i širenjem mreže punionica, ovi izazovi postaju manje značajni. Također, električna vozila mogu se smatrati potpuno klimatski neutralnima tek kada njihova proizvodnja i proizvodnja električne energije koju električna vozila dobivaju iz mreže postanu CO₂ neutralne.

4.2. Baterije za električna vozila

Baterije su ključni dio električnih vozila o kojima ponajviše ovise domet i ostale značajke vozila. Postoje tri glavne vrste baterija koje se koriste u električnim vozilima: baterije na osnovi olova, baterije na osnovi nikla i litij-ionske baterije. Baterije na osnovi olova su najstarija tehnologija baterija za električna vozila i još uvijek se koriste u nekim manjim vozilima kao

što su električni bicikli i skuteri. Te baterije su jeftinije od drugih vrsta baterija, ali su teže i imaju kraći vijek trajanja. Baterije na osnovi nikla koriste se u nekim hibridnim vozilima i starijim modelima električnih vozila [18].

Litij-ionske baterije su najčešće korištene baterije u modernim električnim vozilima zbog svoje visoke gustoće energije, male težine i relativno dugog vijeka trajanja. Postoje različite vrste litij-ionskih baterija, uključujući kobaltne, željezne i nikal-mangan-kobaltne baterije. Kobaltne baterije imaju najveću gustoću energije, ali su skuplje i osjetljivije na visoke temperature. Željezne baterije su jeftinije i sigurnije, ali imaju nižu gustoću energije od kobaltnih baterija. Nikal-mangan-kobaltne baterije su kompromis između kobaltnih i željeznih baterija, jer imaju veću gustoću energije od željeznih baterija, ali su sigurnije i jeftinije od kobaltnih baterija [19]. U posljednjih nekoliko godina, solid state baterije postale su glavna tema istraživanja i razvoja u području električnih vozila. Za razliku od litij-ionskih baterija, solid state baterije koriste krutu elektrolitnu materiju umjesto tekućeg elektrolita, što ih čini sigurnijima i stabilnijima te imaju veću gustoću energije [20]. Također, solid state baterije mogu se puniti brže i imaju dulji vijek trajanja od litij-ionskih baterija. Budućnost solid state baterija u industriji električnih vozila je perspektivna iz više razloga. Primjena solid state baterija uvelike bi poboljšala performanse električnih vozila, a istovremeno bi smanjila rizik od pregrijavanja baterija i povećala brzinu punjenja. Pored toga, solid state baterije su sigurnije i ekološki prihvatljivije od litij-ionskih baterija. Iz tog razloga, solid state baterije smatraju se budućnošću ovog segmenta industrije. S obzirom na njihove prednosti i perspektive, razvoj solid state baterija bit će ključan za daljnji napredak električnih vozila i stvaranje energetski održivog transportnog sustava.

Uz razvoj solid state baterija, i dalje se radi na unaprjeđenju postojećih litij-ionskih baterija. Neki znanstvenici rade na razvoju litij-ionskih baterija s tekućim elektrolitima koji mogu raditi na sobnoj temperaturi, što bi smanjilo troškove proizvodnje i poboljšalo performanse [21]. Također, istraživanja se provode na drugim vrstama baterija, poput natrij-ionskih baterija, koje su jeftinije od litij-ionskih baterija i ne sadrže rijetke metale.

4.3. Načini punjenja električnih vozila

4.3.1. Prikluči i puni (eng. dump charging)

Trenutno korišteni način punjenja električnih vozila je jednostavno priključivanje vozila na mrežu i trenutni početak punjenja baterije najvećom raspoloživom snagom. Ovakav koncept punjenja trenutno je moguć zbog relativno malog broja električnih vozila, kao i mogućnosti

proizvođača električne energije za povećanjem proizvodnih kapaciteta u vremenskom periodu povećane potražnje. Za očekivati je da će ovakav način punjenja u budućnosti velikom mjerom iščeznuti, te da će se primjenjivati jedino u slučaju kada ne postoji dovoljno dugačak vremenski interval kada je električno vozilo spojeno s mrežom. To se prvenstveno odnosi na duža putovanja i situacije kada se tijekom jednoga dana prevaljuje veći broj kilometara

4.3.2. Pametno punjenje (eng. smart charging)

Pametno punjenje odnosi se na upravljanje punjenjem električnih vozila na način koji optimizira iskorištenje raspoloživih kapaciteta mreže. Ovo uključuje dinamičko podešavanje brzine punjenja na temelju trenutne potrošnje energije, raspoloživosti obnovljivih izvora energije i kapaciteta mreže. Cilj je smanjiti opterećenje mreže tijekom perioda vršne potrošnje i poboljšati integraciju obnovljivih izvora energije. Pametno punjenje jedan je od oblika odziva potrošnje, te ima izrazito veliki budući potencijal zbog sve većeg broja električnih vozila sa sve većim baterijskim kapacitetima. Pametno punjenje ne zahtijeva iznimno velike snage punjenja, pa tako ni skupu infrastrukturu brzih punjača. Ipak, omjer punionica i broja električnih vozila treba biti što veći kako bi čim veći broj vozila mogao biti spojen s mrežom dok su parkirana. Ako pametno punjenje promatramo kao tehnologiju odziva potrošnje, stopa povrata P prema jednadžbi (1) u ovome slučaju iznosi 1 pošto nema razlike u količini utrošene energije, odnosno ona ne ovisi o dinamici punjenja.

4.3.3. Tehnologija vozilo na mrežu (engl. vehicle to grid – V2G)

Tehnologija vozilo na mrežu omogućuje električnim vozilima da nisu samo potrošači električne energije, već da postanu proizvođači na način da je pohranjuju i vraćaju u mrežu kada je potrebno. V2G tehnologija zapravo je nadogradnja pametnog punjenja u kojem je omogućen povrat energije u mrežu. Ova tehnologija omogućuje električnim vozilima da postanu aktivni sudionici u elektroenergetskom sustavu tako što ih se koristi kao pomoćne izvore energije koji mogu doprinijeti stabilizaciji mreže i smanjenju vršnih opterećenja. V2G tehnologija može imati značajne prednosti za elektroenergetski sustav i korisnike električnih vozila. Korištenje električnih vozila kao skladišta energije može pomoći u stabilizaciji mreže tijekom vršnih opterećenja i smanjenju opterećenja mreže u cjelini, što može smanjiti troškove pogona elektroenergetskog sustava i smanjiti potrebu za gradnjom novih elektroenergetskih postrojenja. Također, korištenje električnih vozila kao izvora energije može pomoći u smanjenju emisija stakleničkih plinova, što može imati pozitivan utjecaj na okoliš. S druge pak

strane, vlasnici električnih vozila imali bi financijske koristi od pružanja usluge stabilizacije mreže i profita ostvarenog od prodaje električne energije po višoj cijeni [22]. Neki od preduvjeta implementacije V2G tehnologije su standardizacija komunikacije između vozila i punionice, te postavljanje dvosmjernih punionica koje su u stanju ne samo isporučiti energiju vozilu, već i preuzeti energiju od vozila nazad u mrežu. Jedna od mana V2G tehnologije je ubrzano starenje baterije automobila uslijed velikog broja ciklusa punjenja i pražnjenja [23]. Za optimizaciju pružanja usluge V2G razvijaju se razni algoritmi za određivanje dinamike punjenja i pražnjenja vozila, te predviđanja mogućnosti same usluge pritom postižući prethodno zadane ciljeve [24]. Neki od mogućih ciljeva su maksimizacija implementacije obnovljivih izvora energije, minimizacija troškova sustava i slično.

Iako postoji nekoliko prepreka koje treba prevladati kako bi se V2G tehnologija uvela u širu upotrebu, njezine prednosti čine je privlačnom opcijom za elektroenergetski sustav i vlasnike električnih vozila.

4.4. Tehnologije punjenja električnih vozila

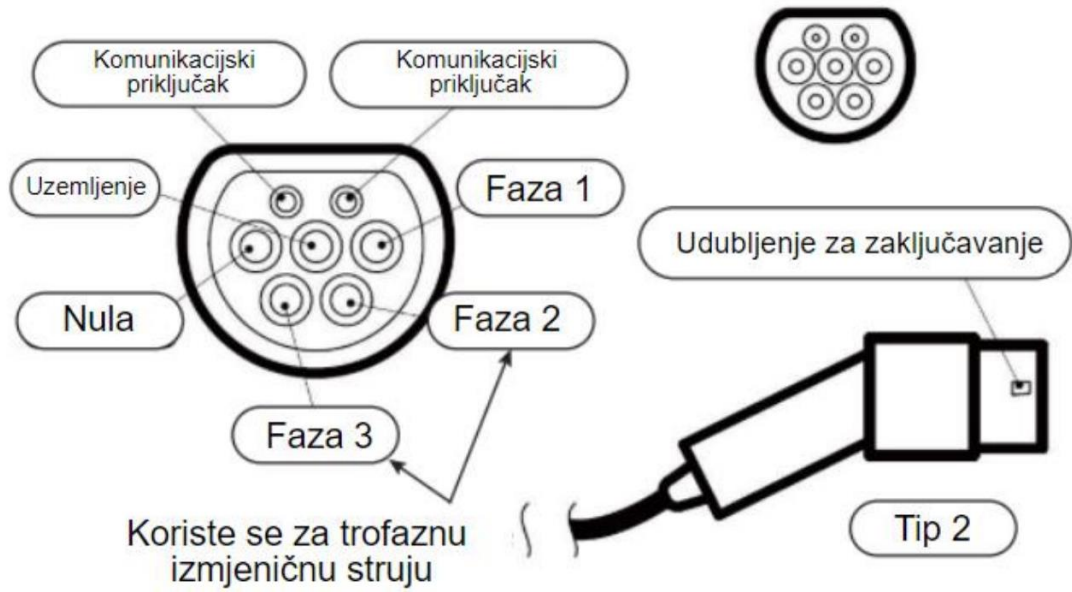
Postoje tri osnovna načina punjenja električnih vozila. Najjednostavniji i trenutno najčešće korišteni način je konduktivno punjenje baterije, što znači da je potrebno fizički povezati kompatibilni priključak s vozilom kako bi se baterija napunila električnom energijom. Druga metoda punjenja je induktivno punjenje, koje se razlikuje od konduktivnog punjenja po tome što nije potrebna fizička veza s elektroenergetskom mrežom. Umjesto toga, punjenje se vrši bežičnim putem, što bi omogućilo punjenje vozila prilikom parkiranja na parkirnim mjestima ili čak prilikom vožnje po prometnicama opremljenima takvom tehnologijom [25]. Iako bi ova tehnologija mogla biti vrlo korisna, njezin nedostatak su visoki investicijski troškovi i trenutno nedostupna infrastruktura, kao i niska efikasnost prijenosa energije. Treća metoda punjenja vozila električnom energijom je zamjena prazne baterije s prethodno napunjenom baterijom, što bi se obavljalo na specijalnim stanicama za zamjenu baterija. Ovaj način punjenja je vrlo sličan načinu opskrbe gorivom na benzinskim postajama jer bi bilo moguće vozilo opskrbiti potrebnom energijom u samo nekoliko minuta. Osim toga, ovaj način punjenja je najpovoljniji s perspektive električne mreže, jer se dinamika punjenja praznih baterija ostavljenih u stanici može prilagoditi stanju i potrebama elektroenergetske mreže. Ipak, ova metoda također ima svoje nedostatke, kao što je nužnost standardizacije baterija u vidu njihovih dimenzija i radnih karakteristika, što bi moglo dovesti do nekompatibilnosti između vozila i baterija dostupnih u stanicama za zamjenu baterija.

Sve tri metode punjenja električnih vozila imaju svoje prednosti i nedostatke, te je važno nastaviti istraživati i razvijati nove tehnologije kako bi se omogućilo učinkovito i održivo punjenje električnih vozila.

4.5. Priklučci za punjenje električnih vozila

Trenutno se za punjenje baterija električnih vozila koriste gotovo isključivo fizički priklučci, što znači da je potrebno fizički povezati vozilo s mjestom za punjenje koristeći kompatibilni priključak. Međutim, pošto je potrebna istosmjerna struja za punjenje baterije, a na raspolaganju imamo samo izmjeničnu struju iz električne mreže, potreban je pretvarač električne energije. Za punjenje nižim snagama, električno vozilo napaja se jednofaznom ili trofaznom izmjeničnom strujom koja se u pretvaraču ugrađenom u vozilo pretvara u istosmjernu i napaja bateriju. Ograničavajući faktor brzine odnosno snage ovakvog načina punjenja je kapacitet pretvarača ugrađenog u vozilo, no zahtjeva minimalne uvjete na vanjsku infrastrukturu. Za veće snage punjenja koristi se pretvarač koji je ugrađen u mjesto za punjenje, te se vozilo napaja istosmjernom strujom koja puni bateriju. Takve punionice su znatno skuplje, ali omogućuju potpuno punjenje baterije u znatno kraćem periodu.

Postoji nekoliko tipova priključaka za povezivanje vozila s mjestom za punjenje. U Europskoj uniji, pa tako i u Hrvatskoj, prevladava priključak tipa 2 za izmjeničnu struju. Tip 2 priključak omogućuje komunikaciju punionice s vozilom te punjenje jednofaznom i trofaznom izmjeničnom strujom. Ovaj priključak omogućuje punjenje električnih vozila snage do nekoliko desetina kW i koristi se u kombinaciji s ugrađenim pretvaračem u vozilu. Za punjenje istosmjernom strujom najčešće se koristi CCS priključak koji koristi komunikacijske kanale tip 2 priključka. Ovaj priključak omogućuje snagu punjenja i po nekoliko stotina kW. Ova kombinacija priključaka standard je u Europskoj uniji, te su skoro sve punionice opremljene s ovim priključcima. Osim navedenih priključaka, u uporabi su još priključci tip 1 i CHAdeMO (japanski proizvođači), GB/T (kineski proizvođači), Tesla priključak itd. Na slikama 6. i 7. prikazani su priključak tip 2 za izmjeničnu struju i priključci CHAdeMO i CCS za istosmjernu struju.



Slika 6. Tip 2 priključak za punjenje izmjeničnom strujom [26]

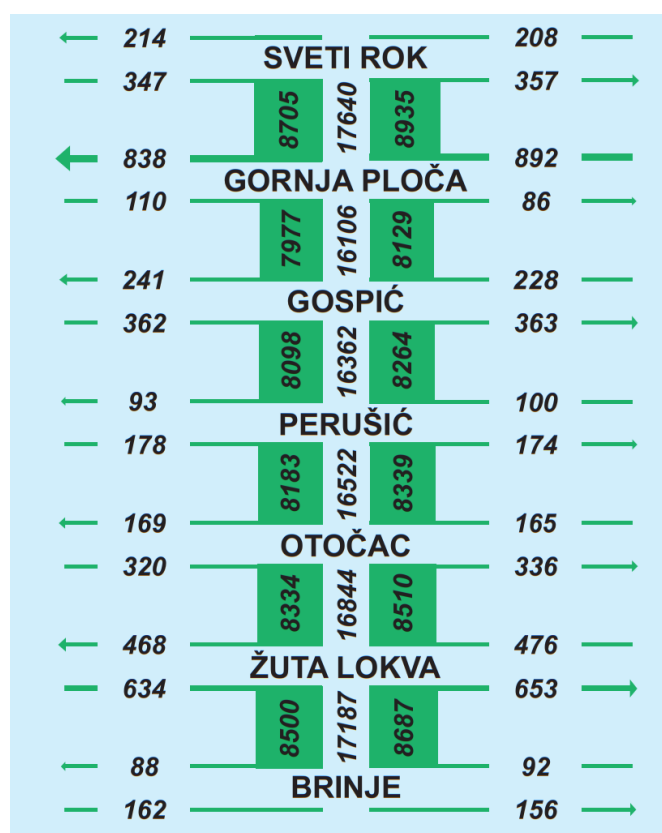


Slika 7. CCS (desno) i CHAdeMO (lijevo) priključak za punjenje istosmjernom strujom [26]

5. CESTOVNI PRAVCI NA PODRUČJU KVARNERA

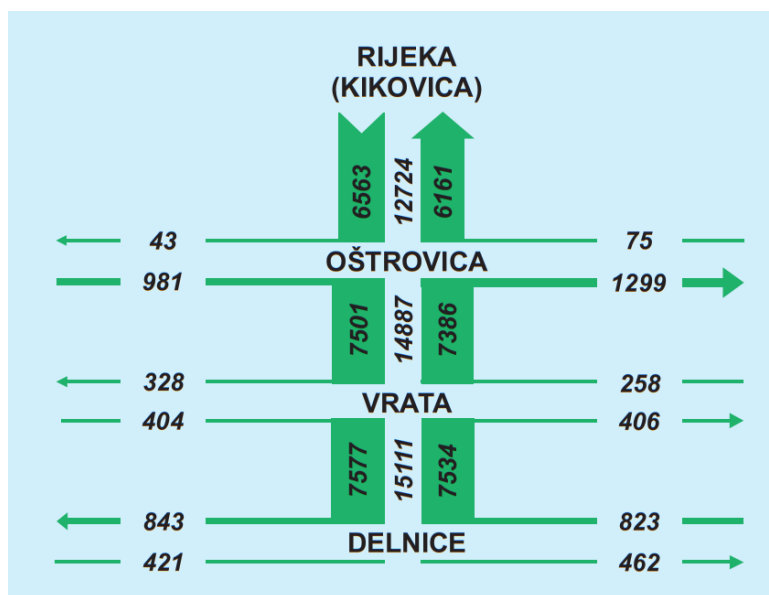
Hrvatski Kvarner geografsko je područje koje označava priobalne dijelove Primorsko-goranske i Ličko-senjske županije s pripadajućim otocima, a nalazi se između istočne obale Istre i sjevernog dijela Dalmacije. Prema popisu stanovništva iz 2021. godine Primorsko-goranska županija broji 265 419, a Ličko-senjska 42 748 stanovnika. Najznačajniji grad, ujedno i regionalno središte je Rijeka. Kroz kvarnersko područje prolazi nekoliko značajnih cestovnih pravaca.

Autocesta A1 jedna je od najvažnijih i najprometnijih autocesta u Hrvatskoj. Proteže se od Zagreba preko Karlovca, Gospića, Šibenika i Splita do Ploča, na južnoj obali Jadranskog mora, te je dugačka oko 480 kilometara. Iako područje Kvarnera nije konkretno definirano možemo reći da se kroz Kvarnersko područje proteže dio od čvorova Brinje do čvora Sveti Rok. Ova prometnica od iznimnog je značaja pošto povezuje 2 najveća grada u Republici Hrvatskoj, te je od velikog značaja za gospodarstvo u cjelini. Na slici 8. prikazana je opterećenost prometnice svedena na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama.



Slika 8. Prometno opterećenje autoceste A1 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama [27]

Autocesta A6 prometnica je koja spaja grad Rijeku s autocestom A1 na čvorištu Bosiljevo. Autocesta A6 je važna prometna veza između primorske i kontinentalne Hrvatske te dalje prema sjevernoj i istočnoj Europi. Možemo reći da se dio prometnice koji prolazi Kvarnerskim područjem odnosi na potez od Rijeke do Delnica. Na slici 9. prikazana je opterećenost prometnice svedena na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama.



Slika 9. Prometno opterećenje autoceste A6 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na promatranim dionicama [27]

Još jedna prometnica od velikog značaja za područje Kvarnera je državna cesta D8, poznatija i kao Jadranska magistrala. Državna cesta D8 započinje na Slovensko Hrvatskom graničnom prijelazu Rupa, prolazi kroz Rijeku te nastavlja čitavom obalom Kvarnera pritom povezujući gradove poput Crikvenice, Novog Vinodolskog, Senja i Karlobaga. Također, Jadranska magistrala je i poveznica prema trajektnim pristaništima Stinica i Prizna iz kojih voze trajekti za otoke Rab odnosno Pag.

Posljednji cestovni pravac razmatran u ovome radu je državna cesta D23, poznatija i kao Jozefina, koja spaja gradove Senj i Karlovac. Danas je veći dio opterećenja te prometnice prebačen na autocestu A1 koja je na dijelu od čvora Karlovac do čvora Žuta Lokva paralelna s njom nakon čega se prometnice razdvajaju. Upravo se taj dio, dionica od naselja Žuta Lokva do grada Senja nalazi na području Kvarnera. Ovaj cestovni pravac značajan je za ovo područje zato što južni dio Kvarnera spaja s autocestom A1 prelazeći preko Velebita. U tablici 3.

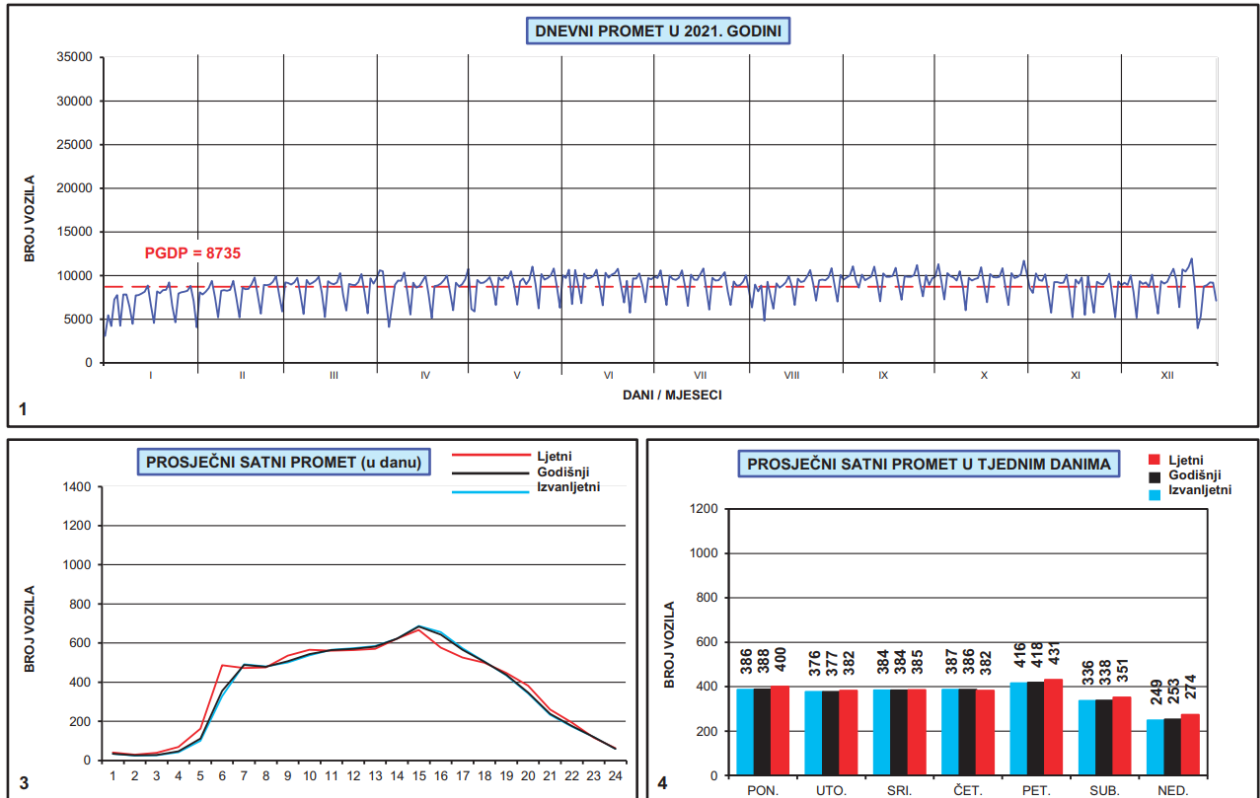
prikazani su podaci o prosječnom godišnjem dnevnom prometu na mjernim mjestima postavljanim na prometnicama D8 i D23 na području Kvarnera.

Tablica 3. Prometno opterećenje državnih cesta D8 i D23 svedeno na prosječan godišnji dnevni promet na mjernim mjestima promatrane dionice [27]

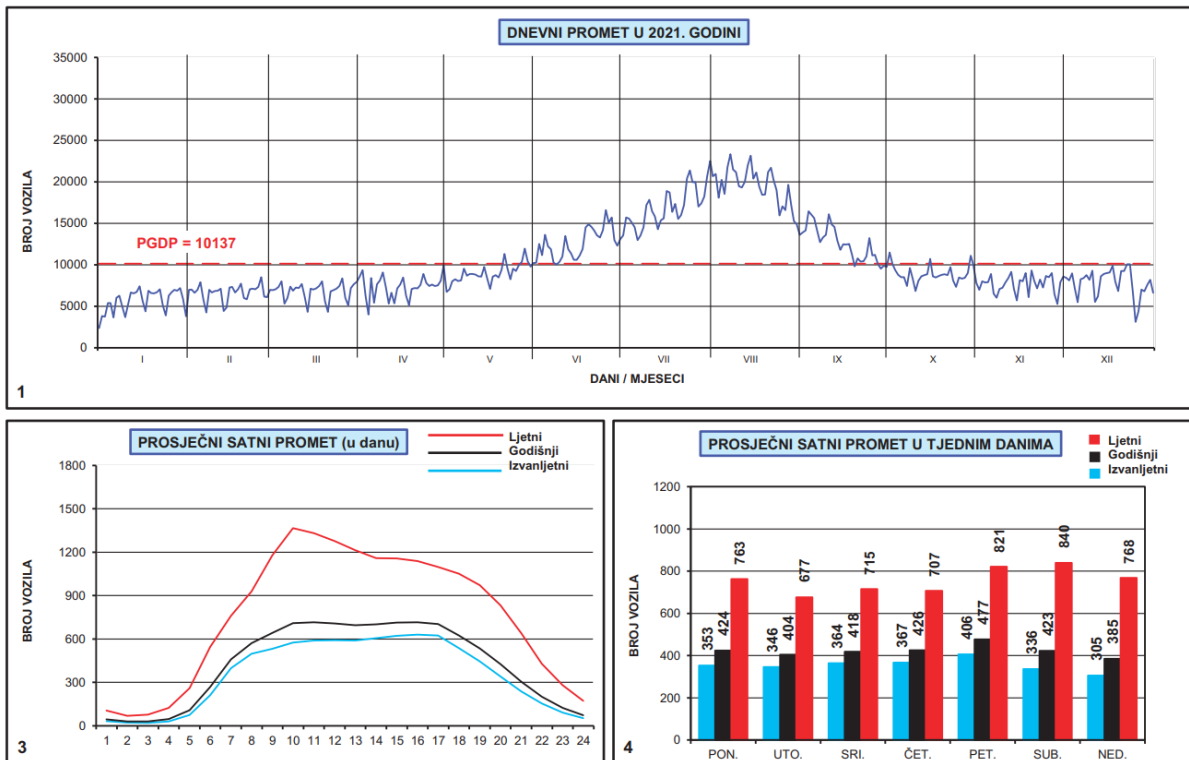
Dionica	Mjerno mjesto	Prosječan godišnji dnevni promet
D8	Pasjak	3708
D8	Mučići	5854
D8	Kostrena	3679
D8	Crikvenica	10137
D8	Sibinj Krpotski	4254
D8	Vlaka	2658
D8	Karlobag	1017
D23	Senj	3820

5.1. Utjecaj turizma na cestovni promet

Kvarner je poznata turistička regija u Hrvatskoj koja privlači veliki broj turista tijekom ljeta, ponajviše u 7. i 8. mjesecu. Kako je turizam bitna gospodarska grana na tom području, a većina turista dolazi automobilima ili autobusima, cestovne sponne s kontinentalnom Hrvatskom i europskim zemljama u okruženju od velikog su značaja. Tijekom turističke sezone, prometna gužva je uobičajena pojava u gradovima poput Rijeke, Opatije, Crikvenice, Novog Vinodolskog i drugih turističkih odredišta na Kvarneru. Pošto turistička sezona na Kvarneru traje relativno kratko, cestovni pravci navedeni u prethodnom poglavlju, koji su tijekom ostatka godine gotovo prazni, najednom se pune, što može uzrokovati poteškoće u kretanju. To može biti frustrirajuće za stanovnike, ali i za turiste koji se žele kretati između različitih turističkih odredišta na Kvarneru. Iz tog razloga prometnu infrastrukturu na ovom području, uključujući i mrežu punionica za električne automobile, poželjno je projektirati upravo za ljetno prometno opterećenje. Osim sezonskih fluktuacija, primjetna je razlika i u promjeni trendova u prometu s obzirom na dan u tjednu. Na slici 10. prikazani su podaci o fluktuaciji u prometu kroz godinu, dan i tjedan na nasumičnom mjernom mjestu u kontinentalnoj Hrvatskoj (Koprivnica), dok su na slici 11. prikazani podaci na nasumičnom mjernom mjestu za primorsku Hrvatsku (Crikvenica).



Slika 10. Podaci o fluktuaciji prometa na dnevnoj, tjednoj i godišnjoj razini u kontinentalnoj Hrvatskoj (Koprivnica)



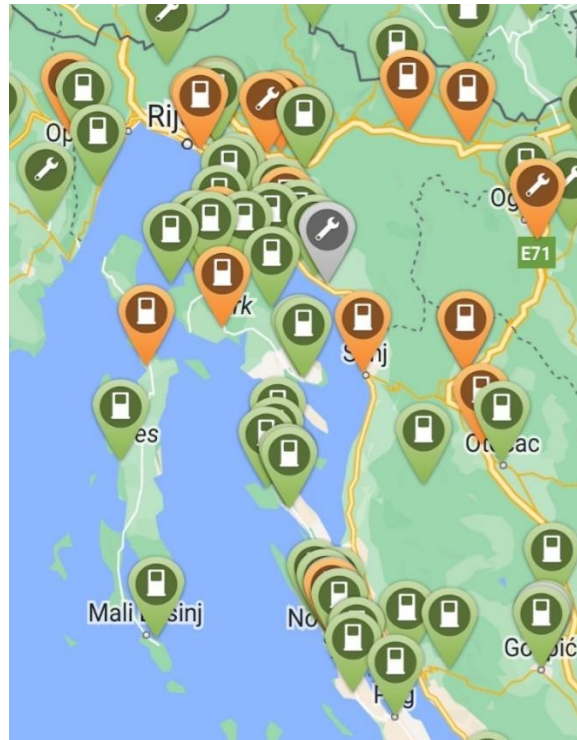
Slika 11. Podaci o fluktuaciji prometa na dnevnoj, tjednoj i godišnjoj razini u primorskoj Hrvatskoj (Crikvenica)

Kao što je vidljivo iz prethodnih dijagrama, vršno prometno opterećenje se u primorskoj Hrvatskoj i Kvarneru ostvaruje ljeti, vikendima u prijepodnevnim satima, nasuprot kontinentalne Hrvatske gdje ne postoje značajne godišnje fluktuacije prometa, a vršna opterećenja postižu se radnim danima u poslijepodnevnim satima.

5.2. Dostupnost punjenja električnih vozila na području Kvarnera

Na području Kvarnera postoji nekoliko pružatelja usluga punjenja električnih vozila. Neki od njih su: ELEN (HEP), Hrvatski Telekom, Petrol, Plugee (Tifon), Tesla, itd. Ovi pružatelji usluga imaju različite modele poslovanja, što znači da nude različite tarife za punjenje vozila, kao i različite vrste punjača. Većina pružatelja usluga ima i vlastite aplikacije koje omogućuju korisnicima da jednostavno pronađu najbližu punionicu, provjere dostupnost i kompatibilnost punjača i cijene tarifa. Za punjenje vozila najčešće je potrebno preuzeti mobilnu aplikaciju pružatelja usluge, registrirati se, te dati podatke o bankovnoj kartici za plaćanje sesija punjenja. Zbog velikog broja pružatelja usluga i aplikacija kroz koje se njihovi punjači koriste, često može biti nepraktično koristiti različite pružatelje usluga. Iz tog razloga poželjan bi bio razvoj platforme na kojoj ne bi bila nužna opetovana registracija, već bi punjenje na svim punionicama bilo dostupno putem neke vrste roaminga, te bi se naplata vršila preko jednog pružatelja usluge kojeg smo odabrali. To bi uveliko olakšalo punjenje električnih vozila i turistima koji nisu iz Republike Hrvatske, te nisu upoznati s našim pružateljima usluga punjenja električnih automobila. Osim navedenih pružatelja usluga koji svoje usluge najčešće nude na prometnicama i u frekventnim središtima, punjenje električnih automobila je često omogućeno na samim odredištima od strane hotela, tržnog centara, vlasnika apartmana, turističke zajednice sl. kako bi privukli i omogućili dolazak turistima koji posjeduju električne automobile.

Na slici 12. prikazane su lokacije punionica električnih vozila na području Kvarnera.



Slika 12. Lokacije punionica električnih vozila na području Kvarnera [28]

U posljednjih nekoliko godina, broj električnih vozila u Hrvatskoj je u porastu, što je potaknulo razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila. Pružatelji usluga punjenja električnih vozila u Hrvatskoj nastavljaju širiti svoju mrežu punionica, tako da korisnici mogu lakše putovati i koristiti svoja električna vozila bez straha od nedostatka punionica. Također, bitno je za napomenuti da Republika Hrvatska redovno objavljuje natječaje za bespovratne poticaje za instalaciju javnih punionica kako bi se potaknuo daljnji rast korištenja električnih vozila, te ubrzala energetska tranzicija u sektoru elektromobilnosti.

6. METODA

Model prijenosnog sustava elektroenergetske mreže Kvarnera modeliran je kao sustav čvorova N i prijenosnih kapaciteta L , gdje prijenosni kapaciteti predstavljaju postojeće dalekovode, a čvorovi predstavljaju transmisijska čvorišta u kojima se nalaze opći potrošači električne energije, proizvođači električne energije poput hidroelektrana, vjetroelektrana V i solarnih elektrana S , brze punionice električnih automobila i/ili baterijski spremnici. Sam model sastoji se od 13 čvorova i 15 prijenosnih kapaciteta. Model je napravljen na 15 minutnoj razini što znači da je pretpostavljena kvazistacionarnost sustava u tim vremenskim periodima. Sustav je zatim promatran na razini jednoga dana odnosno skupu od 96 vremenskih perioda τ .

6.1. GAMS

Za izradu modela korišten je GAMS (General Algebraic Modeling System) softverski alat. GAMS se koristi za modeliranje i rješavanje problema linearnog i nelinearnog programiranja [29], razvijen je tijekom 1970-ih na Sveučilištu u Berkeleyu od strane grupe znanstvenika pod vodstvom Harolda Kuhn-a [30]. Od tada, GAMS je postao jedan od najpopularnijih softverskih alata za modeliranje i rješavanje problema optimizacije. GAMS programski jezik za modeliranje, u skladu s algebarskim pravilima, omogućuje korisnicima da opisuju svoje probleme pomoću matematičkih izraza, funkcija i ograničenja za izradu matematičkog modela. Nakon što se problem modelira u GAMS-u, korisnici mogu koristiti različite optimizacijske metode za rješavanje problema. GAMS podržava širok raspon matematičkih modela i omogućuje korisnicima da koriste različite vrste optimizacijskih metoda, uključujući linearno programiranje, mješovito cjelobrojno programiranje, dinamičko programiranje, višekriterijsko programiranje i stohastičko programiranje [31]. Uz to, GAMS nudi opsežnu dokumentaciju, uz primjere korištenja, objašnjenja funkcija i uputa za korisnike. Postoji i razvijena zajednica korisnika GAMS-a koji nude podršku i pomoć korisnicima pri korištenju alata. GAMS se često koristi u akademskim i industrijskim krugovima za rješavanje složenih problema, kao što su problemi planiranja proizvodnje, upravljanja opskrbnim lancem, financijsko planiranje i slično [32].

6.2. Scenariji i slučajevi

Izradom scenarija elektrifikacije cestovnog prometa promatrano je ponašanje elektroenergetskog sustava na području Kvarnera na razini jednoga dana u slučaju vršnog opterećenja prometa i elektroenergetskog sustava. Iz tog razloga promatrana je jedna ljetna subota. Posebna pažnja posvećena je radu baterijskih spremnika energije, sustavu odziva potrošnje i obnovljivim izvorima energije. Osim ponašanja tehničkih karakteristika mreže, promatrat će se i promjene marginalne cijene električne energije. Scenariji su određeni kao udio električnih vozila u sveopćoj uporabi, dok su za svaki scenarij modelirani slučajevi ovisni o faktoru pogona solarnih i vjetroelektrana uslijed vremenskih prilika. Dodatno su slučajevi razmatrani i s obzirom na raspored baterijskih spremnika u mreži i raspoloživim kapacitetima tehnologija odziva potrošnje. U tablici 4. prikazani su promatrani scenariji i slučajevi.

Tablica 4. Popis scenarija i slučajeva

Scenarij	S0	S1	S2	S3	S4
Udio elektrificiranog prometa	0%	20%	40%	60%	80%
Tehnologije odziva potrošnje	Udio opće potrošnje				
Razmještaj stacionarnih baterijskih spremnika	Uz brze punionice električnih automobila				
	Na otocima				
Vremenske prilike	Nepovoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE (ND)				
	Blago povoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE (BPD)				
	Izrazito povoljni vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE (IPD)				

6.3. Pretpostavke modela

Sam model pretpostavljen je kao otočni sustav, gdje nema međudjelovanja promatranog elektroenergetskog sustava s ostatkom mreže. Takva pretpostavka temelji se na pretpostavci da će budući energetska sustavi imati velike količine OIE, tako da će razmjena biti ograničena. Također, u modelu nisu uzete u obzir buduće nadogradnje na mreži, već su analizirane mogućnosti postojeće mreže.

Tijekom modeliranja postavljene su određene pretpostavke i pojednostavljenja opisana u nastavku odlomka kako bi bili u mogućnosti napraviti izvediv i rješiv konveksan i rješiv matematički model koji dovoljno dobro opisuje stvarne procese. Model je deterministički, što

znači da unaprijed znamo sve podatke o proizvodnji i potrošnji električne energije. U sklopu ovog rada nije simulirano unutarдневно tržište koje korigira pogreške nastale uslijed nesigurnosti podataka s kojima raspolažemo, te na taj način balansira sustav. Iz tog razloga nisu modelirane ni pomoćne usluge, već je za rezervu pretpostavljen najveći agregat promatranih hidroelektrana (pravilo n-1) kako bi se zadovoljile potrebe u slučaju ispada najvećeg proizvodnog postrojenja. U modelu je pretpostavljeno savršeno tržište gdje se cijene formiraju na temelju očekivane ponude i potražnje, a cijena ujedno predstavlja i marginalni trošak proizvodnje pojedinog proizvođača. Također, u svakom čvoru modela pretpostavljene su čvorišne cijene (eng. location marginal pricing) na 15-minutnoj razini. Matematički gledano, marginalni trošak električne energije u pojedinom čvoru u promatranom vremenskom trenutku određen je Lagrangeovim multiplikatorom jednadžbe bilance proizvodnje i potrošnje električne energije [33].

Strategija upravljanja promatrane elektroenergetske mreže temelji se na minimiziranju funkcije cilja koja predstavlja operativni trošak sustava u cjelini. Funkcija cilja uključuje cijenu proizvodnje električne energije ovisno o vrsti pogonskog postrojenja, naknadu za prisilno isključivanje potrošača iz mreže te penalizaciju neintegrirane energije iz obnovljivih izvora energije (solarne elektrane i vjetroelektrane). Tehnologije odziva potrošnje skupno su modelirane, te je njihov maksimalni iznos pretpostavljen kao udio opće potražnje u svakom vremenskom periodu. Pretpostavljena stopa povrata tehnologija odziva potrošnje iznosi 1.

Linearizacija modela napravljena je na temelju prebacivanja problema iz optimalnog strujanja izmjenične struje (engl. alternating current optimal power flow AC-OPF) u DC-OPF problem (engl. direct current optimal power flow) [34]. To je ostvareno pojednostavljenjem jednadžbe koja opisuje tokove snage kroz vodove prijenosne mreže. Ako kažemo da je otpor svakog voda kako slijedi:

$$P_{ij} = U_i^2 \cdot g_{ij} - U_i \cdot U_j [g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)]; \quad (2)$$

$$\forall i, j \in N;$$

$$Q_{ij} = U_i^2 \cdot g_{ij} - U_i \cdot U_j [g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)]; \quad (3)$$

$$\forall i, j \in N;$$

pri čemu i i j predstavljaju čvorove mreže, P radnu snagu koja protječe prijenosnim vodom u MW, a Q jalovu snagu u Mvar. U nazivni napon u čvorovima izražen u kV, δ kut napona u radijanima te b i g susceptanciju i provodljivost izraženu u S.

Ovako definiran optimizacijski formuliranim jednadžbama teško je rješiv, posebno za veće sustave, te rješenje dobiveno iterativnim postupkom rješavanja ne garantira globalni optimum.

Ako uvedemo pretpostavku da je otpor svakog voda R_{ij} zanemariv u odnosu na reaktanciju X_{ij} , što je karakteristika visokonaponske mreže prijenosnog sustava (manje izražena na distribucijskoj mreži gdje su gubici nekoliko puta veći), možemo reći da je:

$$g_{ij} = 0; \quad \forall i, j \in N; \quad (4)$$

$$b_{ij} = -1/X_{ij}; \quad \forall i, j \in N. \quad (5)$$

Nadalje možemo pretpostaviti da je magnituda napona jednaka u svim čvorovima prijenosne mreže jer postoji mogućnost upravljanja jalovom snagom pomoću sinkronih generatora, transformatora i energetske elektronike kojom iznos napona držimo na odgovarajućoj razini, te da je razlika napona kuta između čvorova dovoljno mala proizlazi:

$$U_i = U_j = U_0; \quad \forall i, j \in N; \quad (6)$$

$$\cos(\delta_i - \delta_j) = 1; \quad \forall i, j \in N; \quad (7)$$

$$\sin(\delta_i - \delta_j) = \delta_i - \delta_j; \quad \forall i, j \in N. \quad (8)$$

Supstitucijom (4) (5) (6) (7) i (8) u (2) i (3) dobivamo:

$$P_{ij} = U_0^2 \cdot \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}}; \quad \forall i, j \in N; \quad (9)$$

$$Q_{ij} = 0; \quad \forall i, j \in N; \quad (10)$$

Izraz (9) možemo pojednostavljeno pisati ako pretpostavimo:

$$Z_0 = \frac{U_0^2}{S_0}; \quad (11)$$

$$X_{0ij} = \frac{X_{ij}}{Z_0}; \quad (12)$$

pri čemu je S_0 bazna snaga u MVA, Z_0 bazna impedancija u Ω , te X_{0ij} bezdimenzijska veličina odnosno reaktancija svedena na baznu impedanciju pa se označava s p.u. (eng. per unit), pa iz supstitucije (11) u (12) i (12) u (9) proizlazi:

$$P_{ij} = S_0 \cdot \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{0ij}}; \quad \forall i, j \in N; \quad (13)$$

pri čemu član S_0 možemo i izostaviti, pa P_{ij} predstavlja snagu izraženu u p.u.

6.4. Projekcije povećanja potrošnje električne energije uslijed elektrifikacije prometa

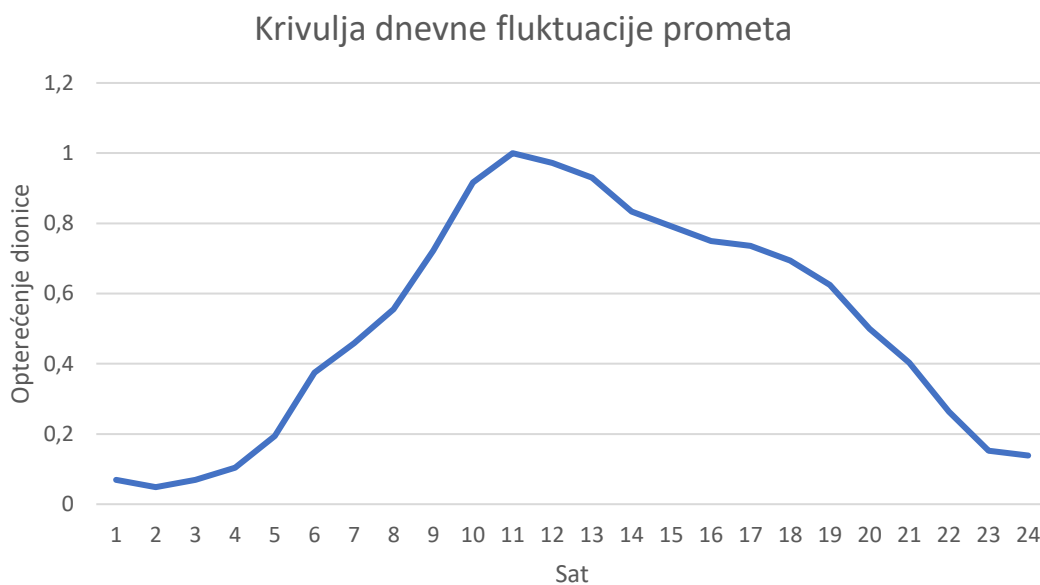
Pregledom cestovnih pravaca u poglavlju 5. dan je uvid u stanje prometa na području Kvarnera. Elektrifikacijom prometa, dio energije koji je prije bio distribuiran benzinskim postajama u obliku fosilnih goriva potrebno je nadomjestiti kapacitetima električnih punionica. Dnevne potrebe za električnom energijom na brzim punionicama izračunat je koristeći podatke o prosječnom godišnjem dnevnom prometu, godišnjoj i tjednoj fluktuaciji prometa, duljini pripadajućih cestovnih dionica, udjelu elektrificiranog prometa i specifičnoj potrošnji prosječnog električnog automobila po prijeđenom kilometru. Svaka od dionica razvrstana je u najbliži pripadajući čvor u modelu. Dnevna potreba prometa za električnom energijom na brzim punionicama promatranog čvora u promatranom danu računata je prema:

$$E_{evi} = \sum(LD_j \cdot PGDP_j) \cdot q_{ev} \cdot k_f \cdot K_{ev}; \quad \forall j \in i; \quad \forall i \in N; \quad (14)$$

pri čemu E_{evi} predstavlja dnevnu potražnju za električnom energijom brzih punionica u promatranom čvoru u MWh/dan, LD_j i $PGDP_j$ duljinu dionica u km i prosječan godišnji dnevni promet dionica koje su razvrstane u promatrani čvor, q_{ev} specifična potrošnja vozila u

MWh/km, k_f koeficijent tjedne i sezonske fluktuacije prometa i K_{ev} udio elektrificiranosti prometa.

Kako bismo dobili vršnu priključnu snagu punionica pojedinog čvora, na temelju prosječnog satnog prometa u ljetnom periodu izrađena je karakteristična krivulja $k_d(t)$ koja opisuje dnevne fluktuacije prometa, a može poprimiti vrijednost između 0 i 1 pri čemu 0 označuje vrijeme bez prometa, a 1 maksimalan promet u danu. Na slici 13. Prikazana je karakteristična krivulja dnevne fluktuacije prometa na području Kvarnera.



Slika 13. Karakteristična krivulja dnevne fluktuacije prometa na području Kvarnera za vrijeme ljetne sezone

Potrebnu priključnu snagu električnih punionica po čvorovima moguće je izračunati koristeći se jednadžbom:

$$E_{maxev,i} = P_{maxev,i} \cdot \int_0^{24h} k_d(t) \cdot dt; \quad \forall i \in N; \quad (15)$$

gdje je $E_{maxev,i}$ dnevna potražnja za električnom energijom brzih punionica najopterećenijeg dana u godini ($k_f = max.$) u promatranom čvoru u MWh/dan, a $P_{maxev,i}$ priključna snaga punionica u promatranom čvoru izražena u MW.

6.5. Smanjenje potrošnje fosilnih goriva uslijed elektrifikacije prometa

Kako bismo usporedili operativne troškove sustava s različitim stupnjem elektrificiranosti prometa, nužno je uzeti u obzir smanjenje korištenja fosilnih goriva kako je prikazano sljedećom jednadžbom:

$$OT_{msu} = \sum (LD_j \cdot PGDP_j) \cdot k_f \cdot (y_d \cdot q_d \cdot C_d + y_b \cdot q_b \cdot C_b); \quad (16)$$

$$\forall j \in N;$$

gdje je OT_{msu} trošak goriva za pogon motora s unutarnjim izgaranjem u €, y_d i y_b udio dizelskih i benzinskih automobila, q_d i q_b prosječna potrošnja dizela, odnosno benzina motora s unutarnjim izgaranjem izražena u l/km te C_d i C_b prosječna cijena dizelskog i benzinskog goriva u €/l. U tablici 5 prikazani su podaci korišteni za izračun troška goriva.

Tablica 5. Podaci korišteni za izračun troška goriva

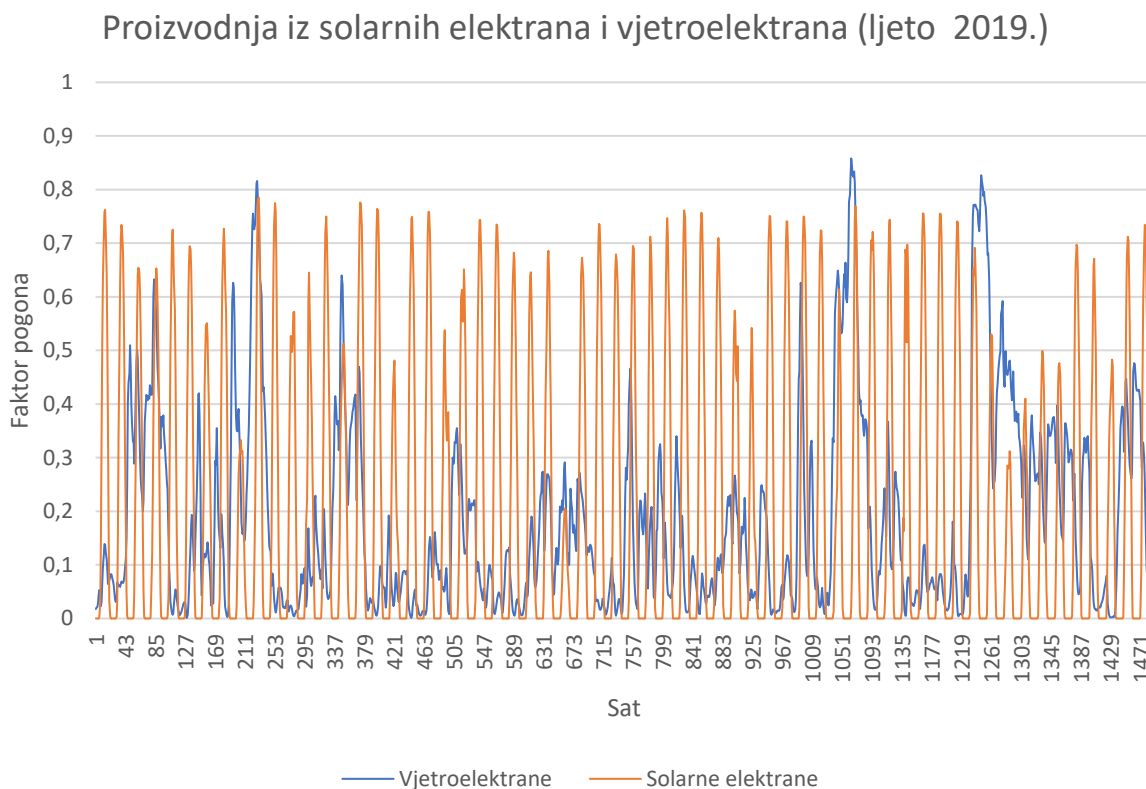
Naziv	Iznos	Mjerna jedinica
y_d	60,4	%
y_b	39,6	%
q_d	4,9	l/100 km
q_b	6,3	l/100 km
C_d	0,68	€/l
C_b	0,65	€/l

Udjeli dizelskih i benzinskih automobila izračunati su uz pretpostavku prosjeka cijele Hrvatske [35], potrošnja goriva je pretpostavljena za prosječan osobni automobil, a navedena cijena goriva predstavlja cijenu bez nameta i poreza [36] [37] [38].

6.6. Projekcije proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana

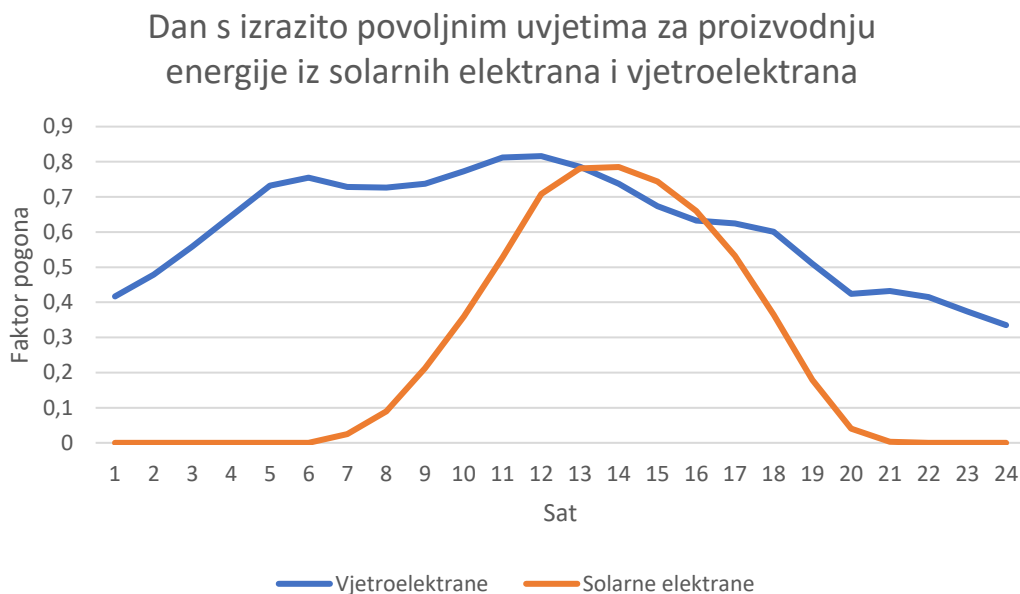
Koristeći se web alatom za procijenjenu količinu energije koju bi mogle proizvesti vjetroelektrane ili solarne elektrane na određenoj lokaciji [39], generirani su podaci o proizvodnji za ljetne mjeseci 2019. godine na području Kvarnera. Satni dijagram faktora pogona solarnih elektrana i vjetroelektrana za sezonu 2019. prikazan je na slici 14. Prosječni

faktor pogona u prikazanom periodu za vjetroelektrane iznosi 18,6%, dok za solarne elektrane iznosi 21,5%.

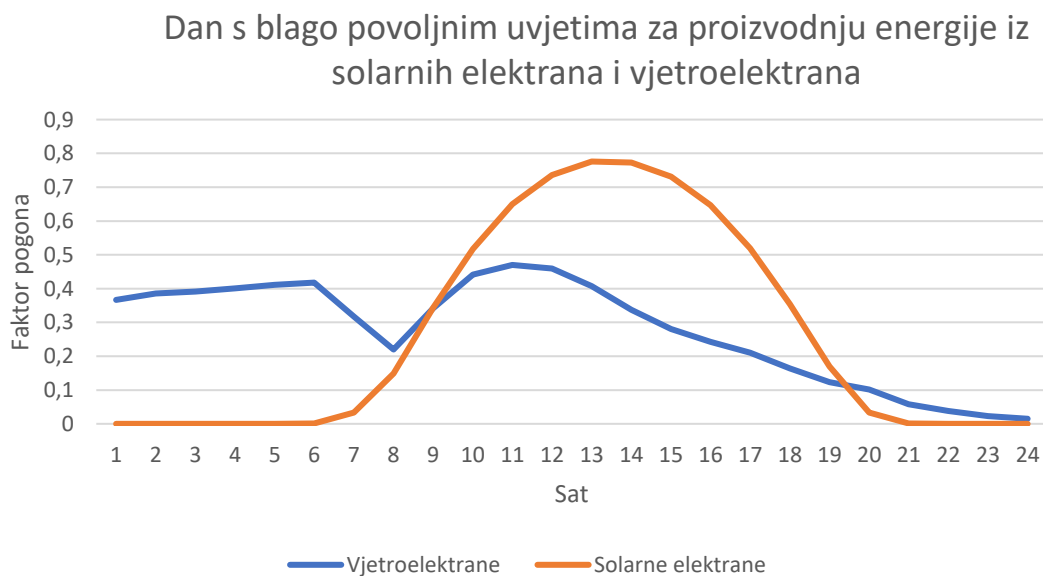


Slika 14. Faktor pogona solarnih elektrana i vjetroelektrana kroz ljetnu sezonu

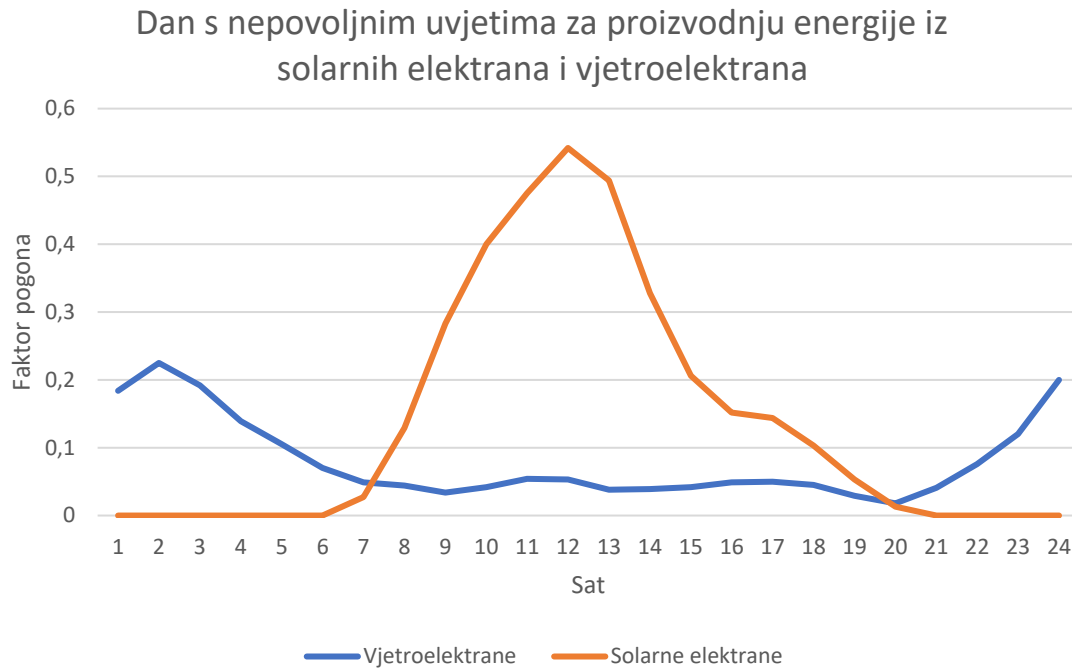
Za potrebe modela preuzet je jedan nasumičan dan s izrazito povoljnim uvjetima za proizvodnju energije iz solarnih elektrana i vjetroelektrana - ND (10.7. – prosječan faktor pogona vjetroelektrana iznosi 61,3%, a solarnih elektrana 21,1%), jedan dan s blago povoljnim uvjetima za proizvodnju energije iz solarnih elektrana i vjetroelektrana - BPD (16.7. – prosječan faktor pogona vjetroelektrana iznosi 27,6%, a solarnih elektrana 26,8%) i jedan dan s nepovoljnim uvjetima za proizvodnju energije iz solarnih elektrana i vjetroelektrana - IPD (8.8. - prosječan faktor pogona vjetroelektrana iznosi 8,1%, a solarnih elektrana 13,9%). Na slikama 15., 16. i 17. prikazani su faktori pogona kroz dan za navedene slučajeve.



Slika 15. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s izrazito povoljnim uvjetima za proizvodnju energije



Slika 16. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s blago povoljnim uvjetima za proizvodnju energije



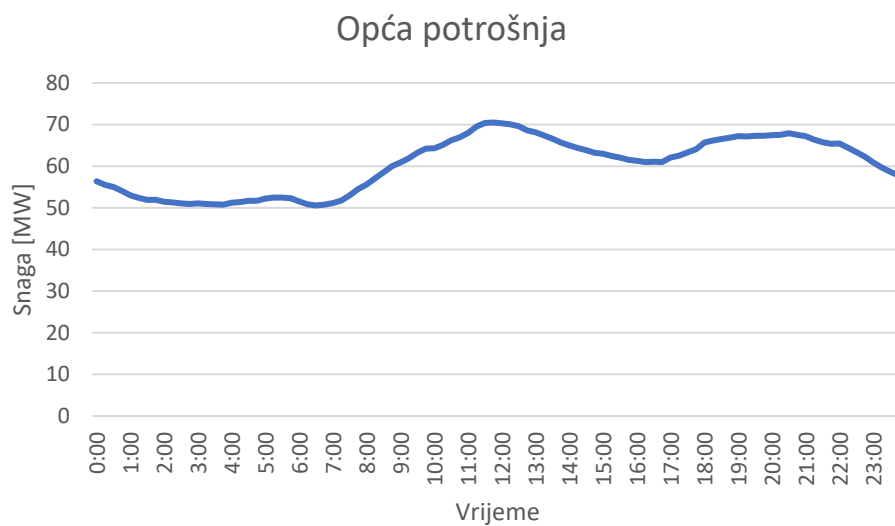
Slika 17. Faktor pogona vjetroelektrana i solarnih elektrana za dan s nepovoljnim uvjetima za proizvodnju energije

6.7. Opća potrošnja električne energije

Krivulja kretanja opće potrošnje električne energije na području Kvarnera za jedan dan ljetne sezone prikazana je na slici 18. Opća potrošnja pojedinog čvora proporcionalna je krivulji opće potrošnje, pri čemu koeficijent proporcionalnosti $k_{d,i}$ predstavlja udio potrošnje promatranog čvora u ukupnoj potrošnji. Matematički to možemo zapisati:

$$D_{i,t} = D_t \cdot k_{d,i}; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (17)$$

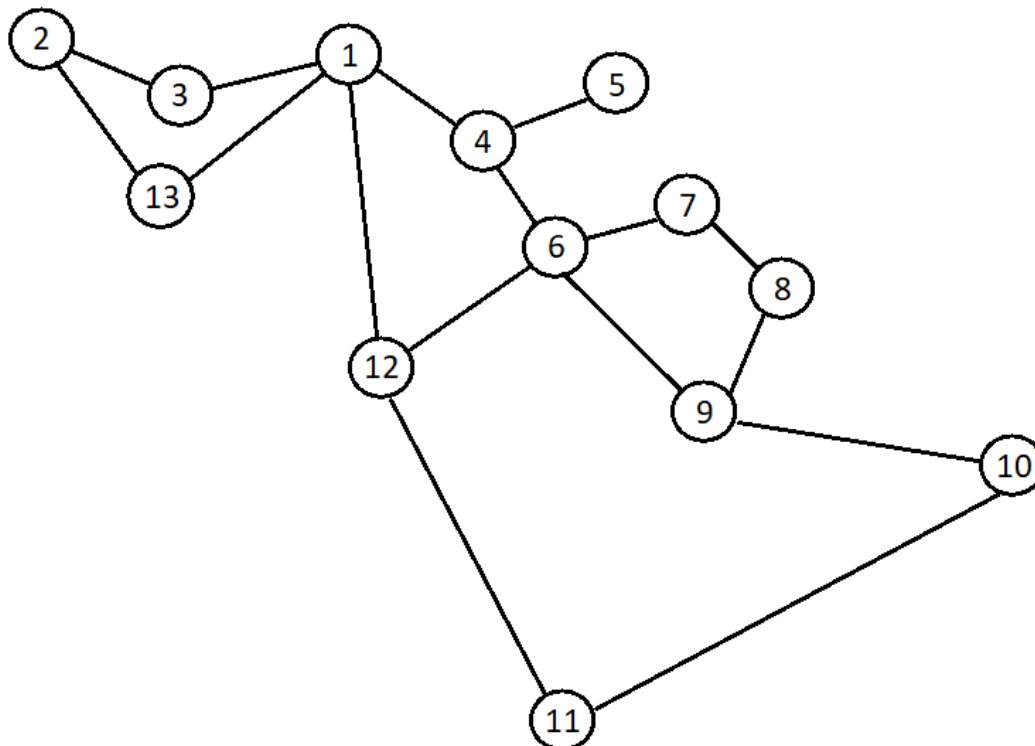
pri čemu je $D_{i,t}$ opća potrošnja električne energije za promatrani čvor u promatranom vremenskom periodu izražena u MW, a D_t ukupna opća potrošnja električne energije u promatranom vremenskom periodu izražena u MW.



Slika 18. Krivulja kretanja opće potrošnje električne energije na području Kvarnera za jedan dan ljetne sezone [40]

7. MODEL PRIJENOSNE MREŽE ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA KVARNERA

Na slici 19. Prikazana je shema modela prijenosne mreže elektroenergetskog sustava Kvarnera.



Slika 19. Shema modela prijenosne mreže elektroenergetske mreže Kvarnera

Neki od značajnijih čvorova su:

- 1 – Melina
- 2 – Pehlin
- 6 – Crikvenica
- 9 – Senj
- 10 – Otočac
- 11 – Pag
- 12 – Krk

7.1. Transmisijski kapaciteti

U modelu su uzeti u obzir samo prijenosni kapaciteti unutar područja Kvarnera, odnosno pretpostavljen je model otočnog pogona gdje nema međudjelovanja promatrane prijenosne mreže s okolinom. Ova pretpostavka uvedena je zbog velike količine varijabilnih OIE u mreži, pa je uvoz i izvoz električne energije onemogućen. Za kruto čvorište, koje je primarno odgovorno za regulaciju i održavanje stabilnosti pogona u modelu, odabran je čvor 1 - Melina (Rijeka) gdje je prijenosna mreža Kvarnera povezana na 400 kV vod koji se grana prema Sloveniji (Divača), Zagrebu (Tumbri) i Splitu (Konjsko). Kao što je prije naglašeno, ove poveznice s ostatkom mreže nisu modelirane u sklopu ovog rada. Također, u modelu nisu uzeta u obzir moguća buduća unaprjeđenja prijenosne mreže, već je analizirana mogućnost implementacije komponenata buduće pametne mreže i njihov utjecaj na sadašnju mrežu. U tablici 6. prikazane su tehničke karakteristike prijenosnih kapaciteta implementiranih unutar modela.

Tablica 6. Tehničke karakteristike prijenosnih kapaciteta na području Kvarnera [41]

N - polazni i odredišni čvor		$P_{max,ij}$ - Maksimalna prijenosna snaga voda [MW]	$X_{0,ij}$ – Reaktancija [p.u.]
i	j		
1	2	300	0,0066
2	3	110	0,01355
1	13	110	0,03388
2	13	110	0,03388
1	12	110	0,08471
11	12	110	0,13554
10	11	110	0,23719
1	4	110	0,02372
4	5	110	0,03388
4	6	110	0,02711
7	8	110	0,01694
8	9	110	0,08471
6	7	110	0,03388
6	12	110	0,03388
6	9	110	0,05083
9	10	80	0,12149

7.2. Proizvodni kapaciteti

Proizvodni kapaciteti električne energije na području Kvarnera većinom se sastoje od hidroelektrana i vjetroelektrana. Uz postojeće vjetroelektrane i hidroelektrane, u određenim

čvorovima su pretpostavljene i solarne elektrane koje predstavljaju buduće solarne farme kao i fotonaponske sustave na krovovima objekata. Svi proizvodni kapaciteti navedeni su u tablici 7.

Tablica 7. Proizvodni kapaciteti električne energije na području Kvarnera [41]

Čvor	Elektrana	Nazivna snaga [MW]	Operativni trošak [€/MWh]	Maksimalna promjena snage [MW/Δt]
3	HE Rijeka	36,8 – 18,4x2	16	18,4
4	HE Vinodol	90 – 30x3	16	30
9	HE Senj*	144 – 2x72	12	72
7	VE Breze	30	6,8	/
8	VE Vratuša	42	6,8	/
9	VE Senj	156	6,8	/
2	SE 1	10	5,3	/
3	SE 2	2	5,3	/
11	SE 3	10	5,3	/
12	SE 4	10	5,3	/
10	SE 5	8	5,3	/
5	SE 6	4	5,3	/
6	SE 7	6	5,3	/

*HE Senj nazivne je snage 216 MW koja proizlazi iz 3 agregata snage 72MW, no zbog pravila n-1 koje pretpostavlja da sustav mora imati spremnu rezervu za ispad najvećeg agregata, taj agregat nije uključen u model, već je pretpostavljen kao rezerva sustava

U tablici 7. maksimalna promjena snage označava tehničku mogućnost postrojenja za podizanjem odnosno spuštanjem snage u periodu od 15 minuta, a matematički se može zapisati da vrijedi:

$$P_{gi,t-1} - \Delta P_{gi} \leq P_{gi,t} \leq P_{gi,t-1} + \Delta P_{gi}; \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (18)$$

pri čemu je $P_{gi,t-1}$ snaga postrojenja promatranog čvora u prethodnom vremenskom trenutku izražena u MW, ΔP_{gi} maksimalna promjena snage promatranog postrojenja u MW i $P_{gi,t}$ snaga postrojenja promatranog čvora u promatranom vremenskom trenutku izražena u MW.

7.3. Modeliranje punionica električnih vozila

Punionice električnih vozila raspoređene su uz značajne cestovne pravce u čvorovima Rijeka, Crikvenica, Senj i Otočac. Pretpostavljeno je da čvor Rijeka preuzima opterećenje autoceste A6, te sjevernog dijela državne ceste D8 (mjerna mjesta Pasjak, Mučići i Kostrena). Na čvor

Crikvenica otpada opterećenje državne ceste D8 za mjerna mjesta Crikvenica i Sibinj Krmpotski. Čvor Senj preuzima opterećenje južnog dijela promatrane dionice državne ceste D8 (mjerna mjesta Vlaka i Karlobag), te opterećenje državne ceste D23. U čvor Otočac smještene su punionice za električne automobile koji prolaze autocestom A1. Snage punionica smještenih u promatrane čvorove takve su da i za vrijeme najvećeg opterećenja prometnice mogu zadovoljiti potrebe električnih automobila. Kako je prikazano u poglavlju 5. najveće opterećenje ostvaruje se za vrijeme ljetne sezone, subotom u prijepodnevnim satima. Potrebe snage po scenarijima izračunate su prema jednadžbama (14) i (15) te prikazane u tablici 8. Korišteni koeficijent k_{fz} iznosi 2, a izračunat je prema podacima o prosječnom ljetnom satnom prometu u tjednim danima. Ovakva pretpostavka dostatana je za ispitivanje utjecaja elektifikacije transportnog sektora u ljetnom periodu.

Tablica 8. Vršne priključne snage punionica električnih automobila po čvorovima u MW

Čvor\ Scenarij	S1	S2	S3	S4
Rijeka	4,91	9,82	14,73	19,64
Crikvenica	2,27	4,54	6,81	0,08
Senj	1,57	3,14	4,71	6,28
Otočac	10,18	20,36	30,54	40,72

7.4. Modeliranje stacionarnih baterijskih spremnika

Stacionarni baterijski spremnici modelirani su kao spremnici električne energije, pritom uzimajući u obzir gubitke uslijed punjenja i pražnjenja. Matematički gledano može se zapisati:

$$P_{pu} = \frac{E_{pu}}{\Delta t}; \quad (19)$$

pri čemu je P_{pu} prosječna snaga punjenja baterije u kW, E_{pu} energija utrošena za punjenje baterije u kWh, Δt vremenski period punjenja;

$$P_{pr} = \frac{E_{pr}}{\Delta t}; \quad (20)$$

pri čemu je P_{pr} prosječna snaga pražnjenja baterije u kW, E_{pr} predana energija u kWh;

$$SOC = \frac{E_{po}}{SOC_{max}}; \quad (21)$$

pri čemu je pri čemu je SOC stanje napunjenosti baterije izražen kao udio maksimalnog kapaciteta baterije u %; E_{po} energija pohranjena u bateriji u kWh, SOC_{max} nazivni kapacitet baterije u MWh;

$$\eta_{pu} = \frac{E_{pu}}{\Delta E_{po}}; \quad (22)$$

pri čemu je η_{pu} efikasnost punjenja baterije; ΔE_{po} energija koja je pohranjena u bateriju za vrijeme punjenja u kWh;

$$\eta_{pr} = \frac{\Delta E_{po}}{E_{pr}}; \quad (23)$$

pri čemu je η_{pr} efikasnost pražnjenja baterije, ΔE_{po} energija potrošena iz baterije za vrijeme pražnjenja u kWh;

Integrirajući jednadžbu (21) i supstitucijom jednadžbi (19) (20) (22) (23) dobivamo jednadžbu kojom opisujemo stanje napunjenosti baterije u svakom pojedinom čvoru:

$$SOC_{i,t} = SOC_{i,t-1} + a_{i,t} \cdot \frac{P_{pui,t} \cdot \Delta t \cdot \eta_{pu}}{SOC_{maxi}} - (1 - a_{i,t}) \frac{P_{pri,t} \cdot \Delta t}{SOC_{maxi} \cdot \eta_{pr}}; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (24)$$

pri čemu $SOC_{i,t}$ označava stanje napunjenosti baterijskog spremnika promatranog čvora u promatranom vremenskom periodu, $SOC_{i,t-1}$ stanje napunjenosti baterijskog spremnika promatranog čvora u prethodnom vremenskom periodu, dok $a_{i,t}$ predstavlja binarnu varijablu koja može poprimiti vrijednost 1 ili 0. Na taj način onemogućavamo istovremeno punjenje i pražnjenje jedne te iste baterije u istom vremenskom periodu.

Snage punjenja i pražnjenja baterije opisane su sljedećim jednadžbama:

$$0 \leq P_{pui,t} \leq \frac{SOC_{maxi}}{2h}; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (25)$$

$$0 \leq P_{pri,t} \leq \frac{SOC_{maxi}}{2h}; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (26)$$

čime donjom nejednakosti ograničujemo snage punjenja i pražnjenja na pozitivne vrijednosti, a gornjom nejednakosti postavljamo vrijednost maksimalne snage. Konkretno u ovom slučaju pretpostavljamo snage takve da se potpuno punjenje, odnosno pražnjenje odvija u ne manje od dva sata.

Radi smanjenja utjecaja degradacije baterije, baterijskim spremnicima je ograničeno pražnjenje ispod 20%, te punjenje iznad 90% nazivnog kapaciteta što je opisano sljedećim ograničenjem:

$$0,2 \leq SOC_{i,t} \leq 0,9; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (27)$$

7.5. Modeliranje odziva potrošnje

Odziv potrošnje modeliran je kao udio opće potražnje. U svakom čvoru, udio K_{top} pretpostavljenog opterećenja moguće je povećati odnosno smanjiti. Povrat energije u sustav također iznosi maksimalno udio K_{top} pretpostavljenog opterećenja. Kao što je u prethodnom poglavlju navedeno, pretpostavljena stopa povrata P iznosi 1. Ne postoji vremensko ograničenje odvijanja tehnologija odziva potrošnje, što znači da je jedini uvjet postavljen modelu da za svaki čvor vrijedi da je suma smanjenja potrošnje električne energije zbog korištenja tehnologije odziva potrošnje jednaka sumi iznosa naknadno ili prethodno povećane potrošnje. Matematički možemo zapisati da vrijede jednadžbe:

$$0 \leq OP_{i,t} \leq K_{top} \cdot D_{i,t} \cdot \Delta t; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (28)$$

$$0 \leq OPP_{i,t} \leq K_{top} \cdot D_{i,t} \cdot \Delta t; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (29)$$

$$\sum_t OP_{i,t} = \sum_t OPP_{i,t}; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (30)$$

pri čemu je $OP_{i,t}$ iznos smanjenja potrošnje električne energije zbog korištenja tehnologije odziva potrošnje za promatrani čvor u promatranom vremenskom periodu izražen u MWh, $OPP_{i,t}$ iznos naknadno ili prethodno povećane potrošnje za promatrani čvor u promatranom vremenskom periodu izražene u MWh, $D_{i,t}$ opća potrošnja električne energije za promatrani čvor u promatranom vremenskom periodu izražena u MW, K_{top} koeficijent koji određuje udio opće potrošnje koja može pružiti tehnologiju odziva potrošnje, a Δt trajanje vremenskog perioda što u slučaju ovog modela iznosi 15 minuta, odnosno četvrtinu sata.

7.6. Proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora

Cilj svake pametne mreže je integracija obnovljivih izvora energije proizvođača s volatilnom proizvodnjom. Kako bismo u modelu minimizirali neintegriranu energiju potrebno je penalizirati odbacivanje proizvodnje iz solarnih elektrana i vjetroelektrana ukoliko je ona dostupna. Pretpostavljena cijena penalizacije neintegrirane energije b_n iznosi 45€/MWh smanjenja projicirane proizvodnje. Fizikalna ograničenja rada solarnih elektrana i vjetroelektrana uz pojavu neintegrirane energije opisane su sljedećim jednadžbama:

$$S_{i,t} + SN_{i,t} = SE_i \cdot k_{si,t}; \quad \forall i \in S; \forall t \in \tau; \quad (31)$$

$$V_{i,t} + VN_{i,t} = VE_i \cdot k_{vi,t}; \quad \forall i \in V; \forall t \in \tau; \quad (32)$$

pri čemu su $S_{i,t}$ i $V_{i,t}$ proizvodne snage solarnih elektrana i vjetroelektrana izražene u MW, $SN_{i,t}$ i $VN_{i,t}$ neintegrirana snaga iz solarnih elektrana i vjetroelektrana izražena u MW, SE_i i VE_i nazivne snage promatranih solarnih elektrana i vjetroelektrana u MW, a $k_{si,t}$ i $k_{vi,t}$ koeficijent pogona koji ovisi o vremenskim uvjetima. Stvarna snaga proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana i solarnih elektrana zapravo je projicirana snaga proizvodnje umanjena za neintegriranu energiju.

7.7. Prisilno isključivanje potrošača s mreže

Prisilno isključivanje potrošača s mreže posljednji je korak balansiranja proizvodnje i potrošnje električne energije. U tom slučaju energetski sustav ne ispunjava svoju primarnu funkciju a to je upravo neometana isporuka električne energije potrošačima. Ipak, radi održavanja stabilnosti ostatka mreže, u slučajevima kada nije nikako moguće zadovoljiti sve potrošače, jedan dio

potrošača potrebno je isključiti. To predstavlja veliki štetu za potrošače iz razloga što više ne mogu obavljati djelatnosti za koje je potrebna električna struja. U modelu je prisilno isključivanje potrošača s mreže visoko penalizirano. Pretpostavljena cijena penalizacije isključivanja potrošača s mreže (engl. value of loss load) b_p iznosi 10000€/MWh projicirane potrošnje. Jednadžba koja opisuje ograničenje prisilnog isključivanja s mreže glasi:

$$0 \leq PIP_{i,t} \leq D_{i,t} \cdot \Delta t; \quad \forall i \in N; \forall t \in \tau; \quad (33)$$

Gdje $PIP_{i,t}$ predstavlja energiju koja nije isporučena potrošačima zbog isključivanja s mreže, a izražena je u MWh. Fizikalni smisao same nejednakosti je da u gledanom vremenskom periodu ne mora čvoru u cjelini biti isključena električna energija.

7.8. Operativni trošak sustava

Operativni trošak, koji ujedno predstavlja i funkciju cilja modela koju je potrebno minimizirati, glasi:

$$OT = \min \sum_t \left[\sum_i (b_n \cdot (VN_{i,t} + SN_{i,t}) + b_i \cdot (P_{i,t} + V_{i,t} + S_{i,t})) \cdot \Delta t - \sum_j b_p \cdot PIP_{j,t} \right]; \quad (34)$$

$$\forall i \in G \cup S \cup V; \forall j \in N; \forall t \in \tau;$$

pri čemu je b_i pogonski trošak proizvodnje električne energije iz promatranog postrojenja u €/MWh, a $P_{i,t}$ snaga promatranog postrojenja izražena u MW.

7.9. Bilanca ravnoteže snage

Kako bismo zadovoljili zakon očuvanja energije vrijedi:

$$\sum_j P_{ij,t} = P_{i,t} + V_{i,t} + S_{i,t} + P_{pri,t} - P_{pui,t} - P_{evi,t} + VN_{i,t} + SN_{i,t} + \frac{OP_{i,t} - OPP_{i,t} + PIP_{i,t}}{\Delta t} \quad (35)$$

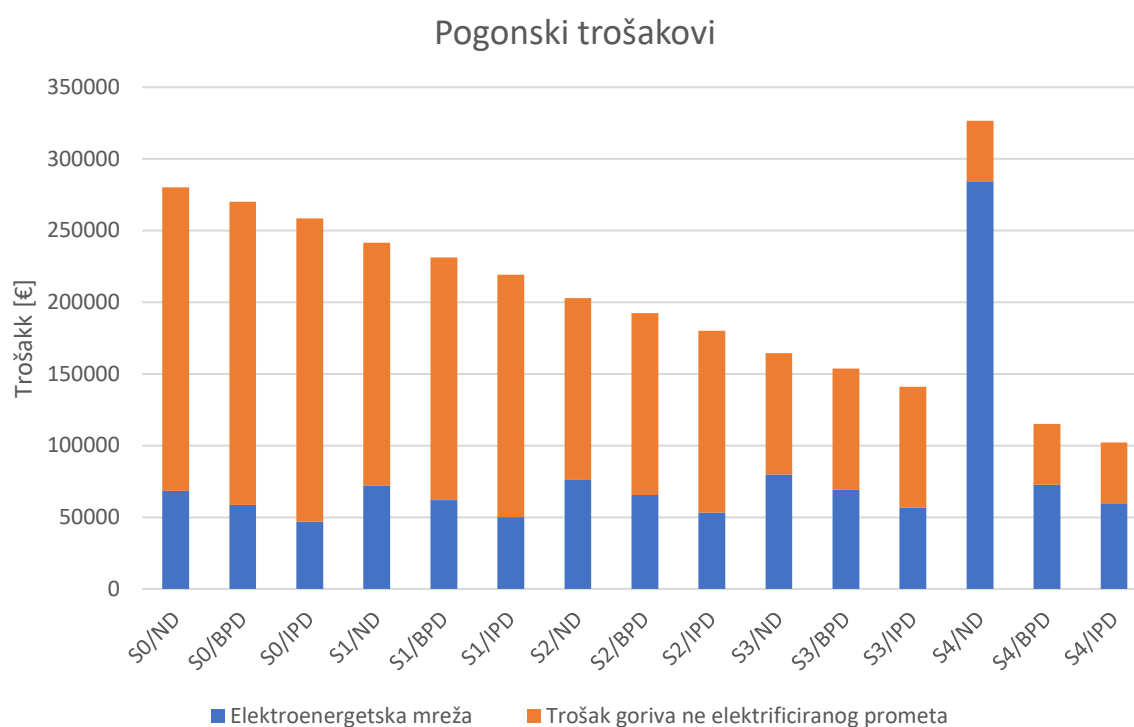
$$\forall i \in N; \forall t \in \tau;$$

pri čemu su j svi susjedni čvorovi (postoji prijenosni vod) čvora i .

8. REZULTATI MODELA

8.1. Operativni trošak sustava

Na slici 20. prikazani su operativni troškovi sustava odziva modela te troškovi goriva dijela cestovnog prometa koji nije elektrificiran. U svim prikazanim scenarijima (stupanj elektrifikacije prometa) i slučajevima (vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE) udio opće potrošnje koja može pružiti tehnologiju odziva potrošnje iznosila je 10%, a baterijski spremnici raspoređeni su uz brze punionice električnih vozila.



Slika 20. Pogonski troškovi sustava

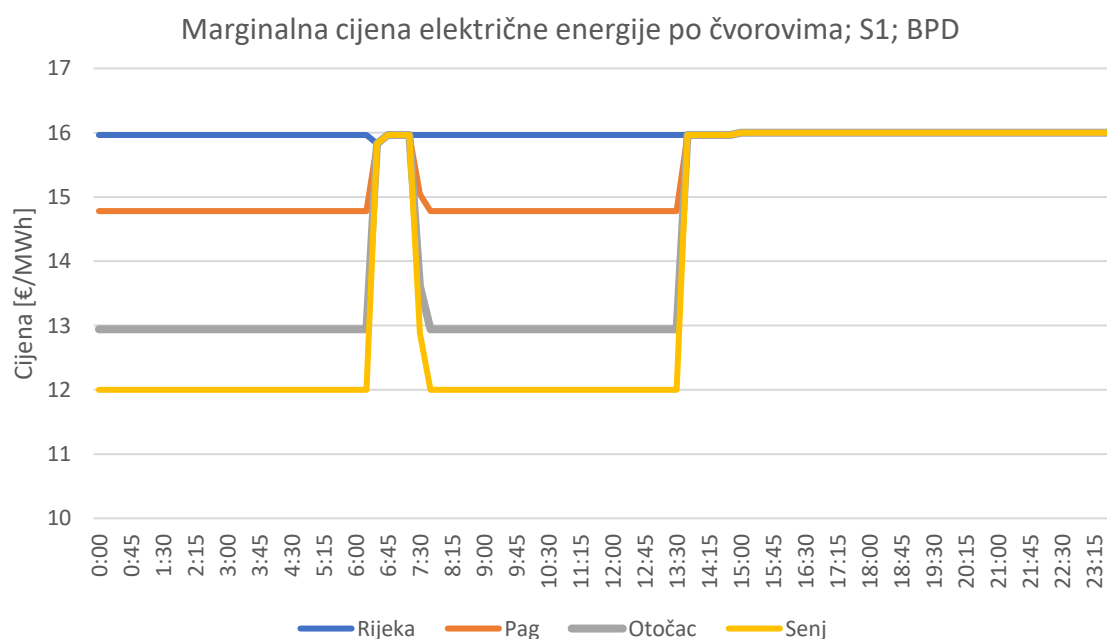
Trošak elektroenergetskog sustava bit će tim veći što su vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE nepovoljniji te elektrificiranost sustava veća. S druge strane troškovi goriva prometnog sektora koji nije elektrificiran linearno će se smanjivati kako uznapreduje elektrificiranje prometa te se naravno neće mijenjati s obzirom na vremenske uvjete.

U scenariju 4 nepovoljnog dana za proizvodnju električne energije iz OIE došlo je do ogromnog skoka troškova pogona elektroenergetskog sustava. Razlog tomu je što uslijed slabe proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana nije bilo dovoljno proizvodnih kapaciteta za namiriti sve potrošače što je rezultiralo prisilnim isključivanjem potrošača s mreže. U slučaju

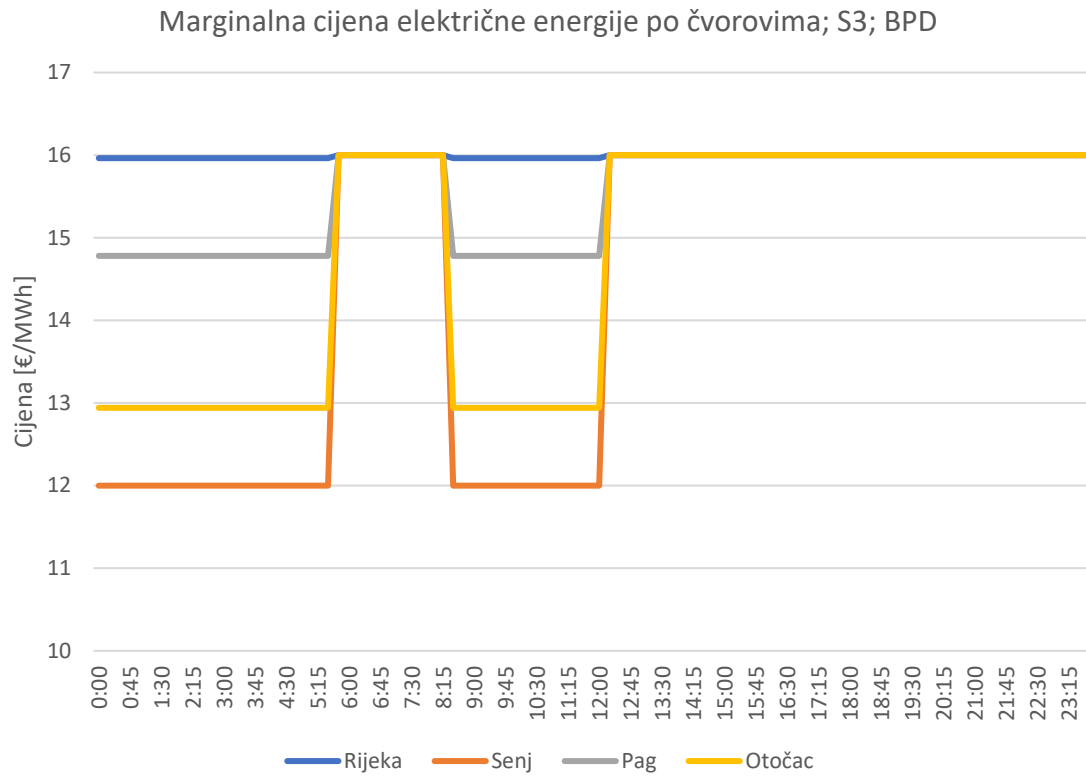
kada se ne mogu namiriti zahtjevi potrošača dolazi do prorade zaštite elektroenergetskog sustava koja isključuje pojedine potrošače. Kako model uvažava ekonomski gubitak (gubitak društvenog blagostanja) to je reflektirano rezultatima te je trošak sustava značajno narastao. To se odražava na društvo u cjelini koje trpi velike ekonomske gubitke uslijed nemogućnosti obavljanja poslovanja unutar ostalih gospodarskih grana. Iz tog razloga možemo reći da ovako planiran sustav ne može podnijeti elektrificiranost transporta veću od 60% koliko ona iznosi u scenariju 3 što upućuje na važnost energetske planiranja pri razvoju energetske sustava. Bez obzira na to, iz slike 20. evidentna je sinergija između elektrifikacije transporta i povećane proizvodnje iz OIE, ali i društveni benefit ostvaren s povećanom elektrifikacijom transporta.

8.2. Marginalna cijena električne energije

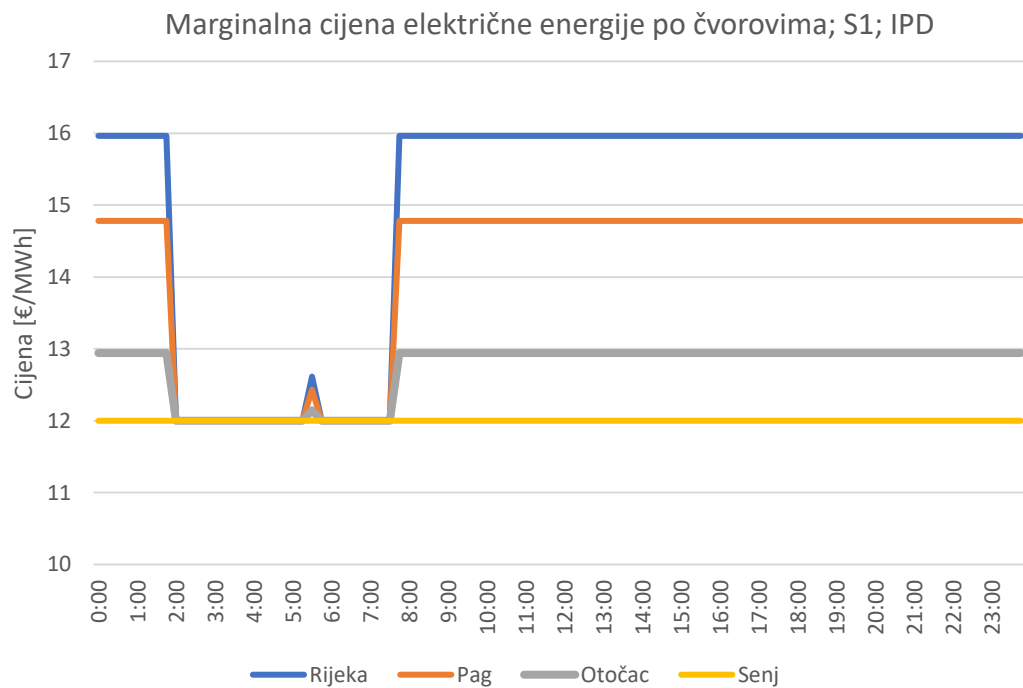
Kako je već rečeno u pretpostavkama modela, razmatran je model čvorišnog formiranja cijena. Pritom je cijena određena marginalnim troškovima proizvodnje dostupnih sudionika tržišta, te penalima za isključivanje potrošača s mreže i odbacivanje energije iz obnovljivih izvora. Na slikama 21., 22., 23. i 24. prikazano je kretanje cijena električne energije u čvorovima Rijeka, Pag i Otočac u scenarijima s 20% (S1) i 60% (S3) elektrificiranosti prometa za slučaj blago pogodnog dana (BPD) i izrazito pogodnog dana (IPD) te udjelu tehnologija odziva potrošnje 10%.



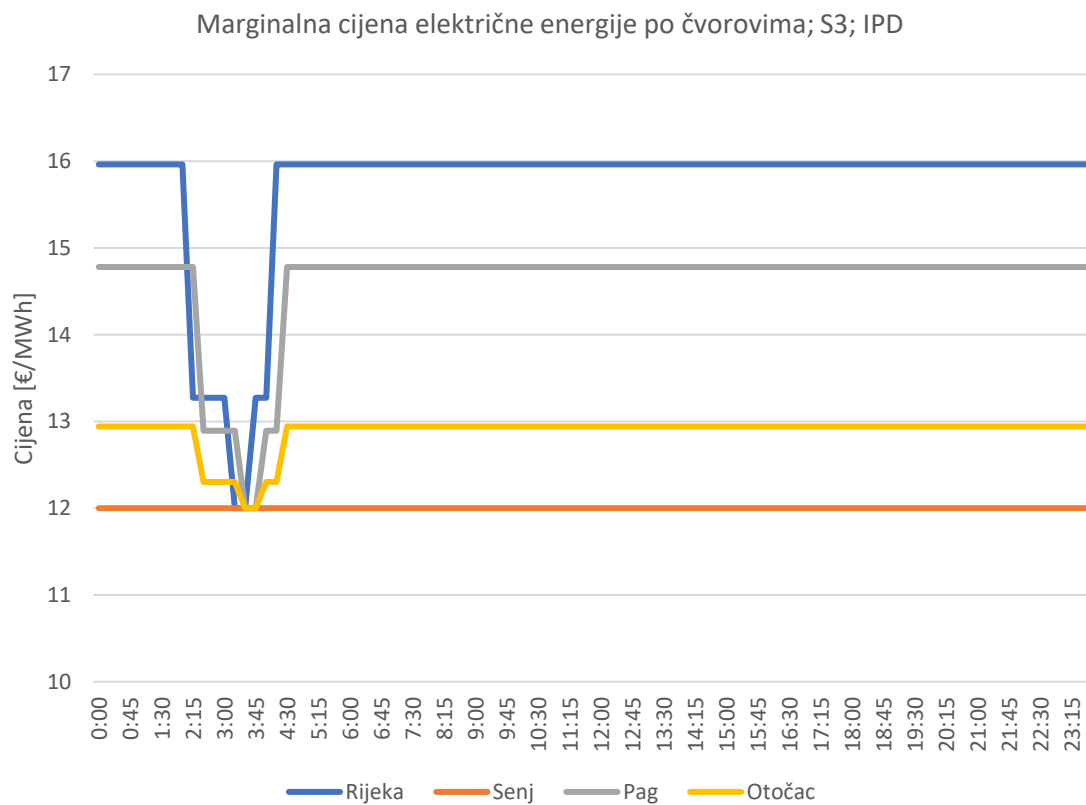
Slika 21. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S1 i BPD



Slika 22. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S3 i BPD



Slika 23. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S1 i IPD



Slika 24. Marginalna cijena električne energije po čvorovima za S3 i IPD

Kao što je vidljivo iz prethodnih dijagrama, elektrifikacija prometa rezultira povećanjem potrošnje električne energije, što za posljedicu ima povećanje cijene, pošto se moraju aktivirati skuplji proizvođači energije koji podižu cijenu na tržištu. Ipak, preko noći kada je intenzitet prometa manji, a i opća potrošnja smanjena, cijene ostaju niže.

S obzirom na vremenske uvjete, povećana proizvodnja iz vjetroelektrana i solarnih elektrana koje na tržištu nude električnu energiju po najnižim cijenama, za posljedicu ima i značajno smanjenje cijena.

Razlika u cijenama unutar čvorova ukazuje na zagušenje sustava, te posljedično razdvajanje tržišta koje rezultira razlikama u cijeni. U tom slučaju kapaciteti prijenosne mreže nisu dovoljno veliki da se dovoljna količina energije isporuči iz čvorova s velikim kapacitetima obnovljivih izvora (vjetroelektrane u Senju) ostalim čvorovima, te da se posljedično cijena u svim čvorovima izjednači.

8.3. Trošak uslijed zagušenja mreže

Pošto je unutar modela pretpostavljeno tržište u svakom pojedinom čvoru mreže, dnevna kretanja cijene za različite čvorove ne moraju se nužno poklapati. Zagušenja koja nastaju u mreži ograničavaju nas u optimiranju upravljanja mrežom čiji je oportunitetni trošak prikazan na slici 25. Prikazani scenariji i slučajevi istovjetni su onima iz odjeljaka 8.1.



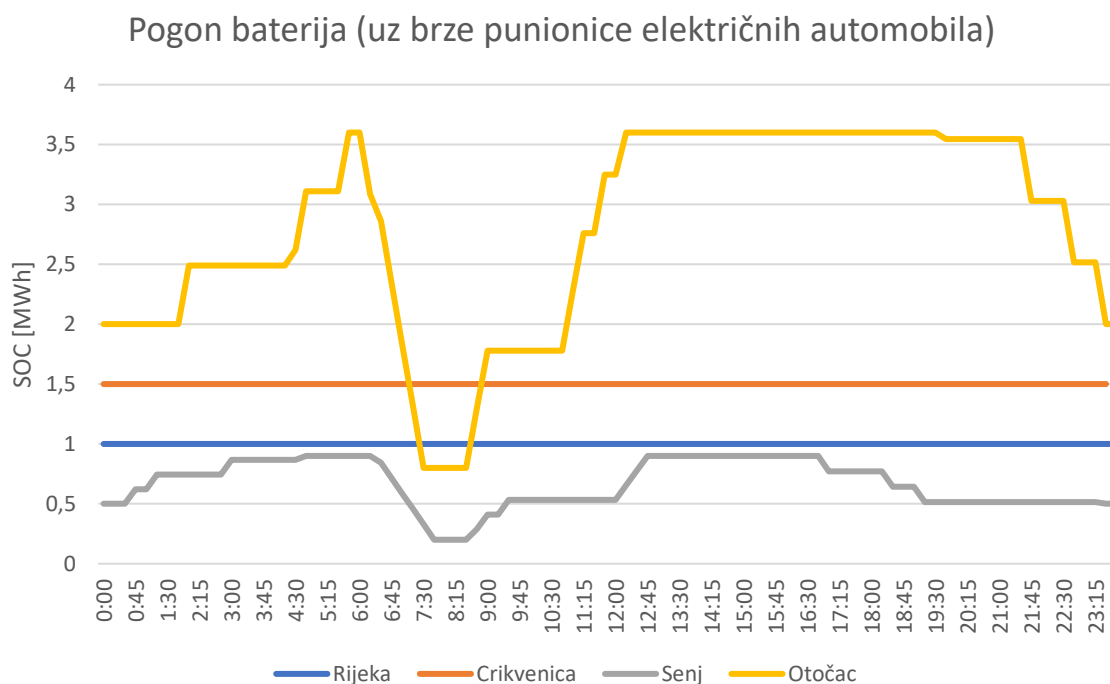
Slika 25. Trošak uslijed zagušenja elektroenergetske mreže

Prvo što možemo primijetiti je da se u slučaju dana s nepovoljnim uvjetima za proizvodnju energije iz OIE u mreži ne događa zagušenje, te njezino unaprjeđenje prijenosnih kapaciteta ne bi rezultiralo smanjenjem tržišne cijene električne energije ni u jednom čvoru. Razlog tomu je mala proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana i solarnih elektrana, tako da je cijena formirana prema ostalim proizvođačima, u ovom slučaju hidroelektranama. Ako uspoređujemo slučaj blago pogodnog dana i izrazito pogodnog dana za proizvodnju energije iz OIE možemo vidjeti da se njihovi trendovi razlikuju kako se udio elektrificiranosti povećava. U slučaju BPD možemo vidjeti da postoji trend pada oportunitetnog troška uslijed povećanja udjela elektrificiranog prometa. To možemo pripisati činjenici da će brze punionice apsorbirati viškove proizvodnje iz ostalih čvorova, te da mreža može usmjeriti tokove električne energije u čvorove s instaliranim brzim punionicama. To ne znači da će cijena električne energije biti manja već da će razlika u cijeni između čvorova biti manja, a time i trošak zagušenja. S druge

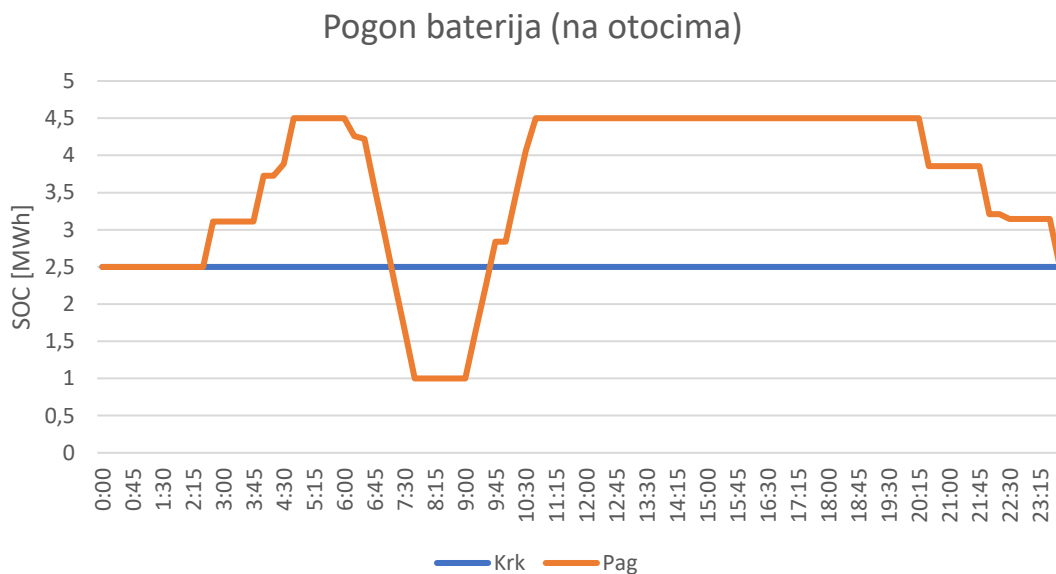
pak strane u slučaju IPD elektrifikacija prometa uvodi novog potrošača u određenim čvorovima u već prezasićenu mrežu, što rezultira povećanjem razlika u cijeni. Ovakvi rezultati su i očekivani pošto su oni proizašli iz modela trenutne mreže koja nije planirana za velik udio elektrificiranog transporta, no svakako ukazuju na važnost cjelovitog i prostornog planiranja budućih energetske sustava.

8.4. Stacionarni baterijski spremnici

Rad stacionarnih baterijskih spremnika prikazan je u 2 slučaja. Prvi slučaj je raspoređivanje baterijskih spremnika uz brze električne punjače na čvorovima Rijeka, Crikvenica, Senj i Otočac, a drugi slučaj je raspoređivanje baterijskih spremnika na otoke u čvorove Krk i Pag. Na slikama 26. i 27. prikazani su navedeni slučajevi pri čemu je stupanj elektrificiranosti prometa 40% (S2), udio tehnologija odziva potrošnje K_{top} 10%, dok su vremenski uvjeti za proizvodnju iz OIE blago povoljni (BPD).

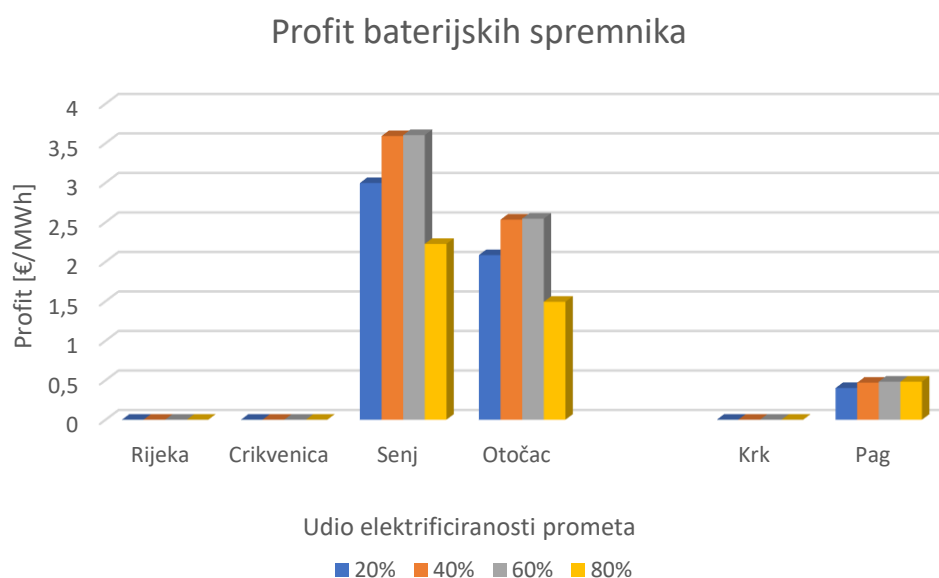


Slika 26. Pogon stacionarnih baterijskih spremnika raspoređenih uz brze punionice električnih automobila



Slika 27. Pogon stacionarnih baterijskih spremnika raspoređenih na otocima

Iz rezultata je vidljivo da za optimizaciju smještaja stacionarnih baterijskih spremnika nije presudno koji su tipovi potrošača i proizvođača u čvoru, već njegova zabačenost. U čvorovima Rijeka, Crikvenica i Krk uopće nije bilo potrebe za balansiranje ponude i potražnje koristeći baterijske spremnike, dok je u čvorovima Senj, Pag i Otočac bilo potrebe za balansiranjem. To se najbolje može objasniti dobrom povezanošću čvorova Rijeka, Krk i Crikvenica s jedne strane, te lošije razvijenom prijenosnom mrežom koje vode k čvorovima Pag, Senj i Otočac.



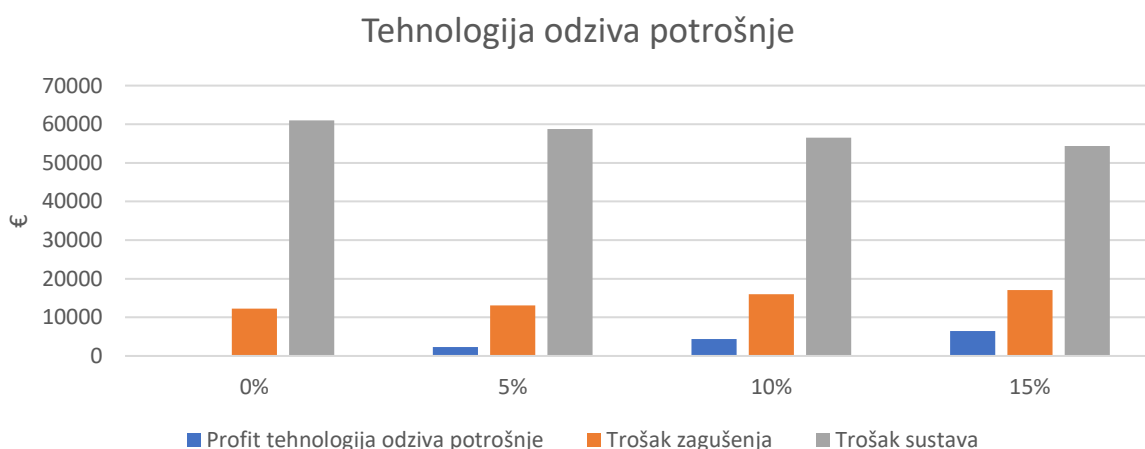
Slika 28. Profit stacionarnih baterijskih spremnika

Na slici 28. prikazan je profit stacionarnih baterijskih spremnika po čvorovima za prethodne slučajeve, te su dodani podaci s obzirom na stupanj elektrificiranosti prometa. Profit baterijskih spremnika prema rezultatima modela je relativno mali, te je u čvorovima u kojima nije bilo balansiranja snage iznosio 0. Pad profita baterijskih spremnika u scenariju s 80% elektrificiranosti prometa može se objasniti povećanom potražnjom energije i učestalijim radom hidroelektrana, pa se cijena energije kroz dan ujednačila. Također, na to je imao utjecaj i model čvorišnih cijena, što ukazuje na to da u navedenim čvorovima nije bilo fluktuacija u cijeni kroz dan.

Ipak, treba imati na umu da model nije optimizirao profit pojedinih sudionika, već sustava u cjelini, tako da je moguće da postoji upravljačka strategija koja povećava profit. Također ovdje nisu uzeti u obzir prihodi ostvareni od mogućnosti pružanja pomoćnih usluga, već samo profit ostvaren na temelju kupnje električne energije po nižoj, te prodaje po višoj cijeni.

8.5. Tehnologije odziva potrošnje

Na slici 29. dana je usporedba različitih udjela tehnologija odziva potrošnje u općoj potrošnji s obzirom na profit koji ostvaruju na temelju razlike u cijeni kupljene i prodane električne energije te troška pogona mreže. Na scenariju 3, u kojem stupanj elektrificiranosti prometa iznosi 60% prikazan je utjecaj različitih stupnjeva implementacije tehnologija odziva potrošnje. Promatrani slučajevi su udjeli K_{top} od 0%, 5%, 10% i 15% fleksibilnog općeg potrošača u promatranom vremenskom periodu u danu s izrazito pogodnim vremenskim uvjetima za proizvodnju iz OIE. Upravo tada tehnologije odziva potrošnje imaju najveći značaj za sustav.

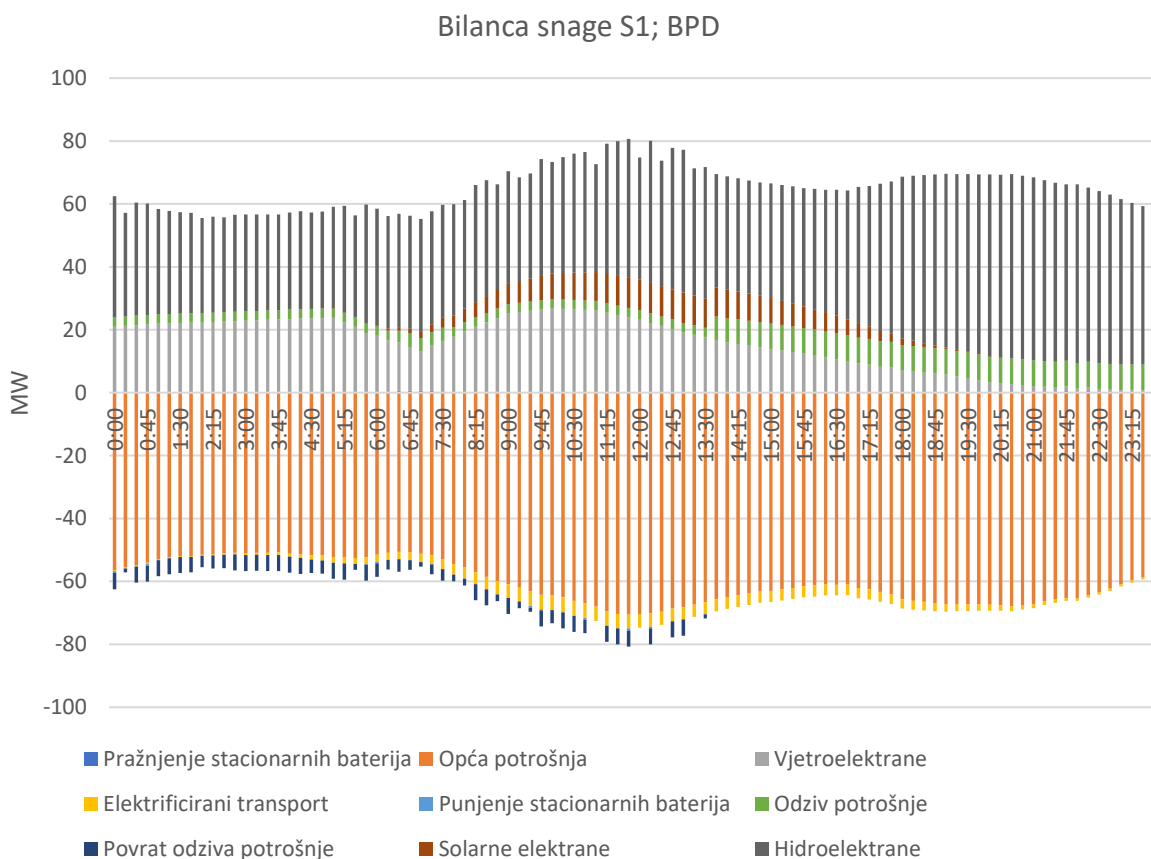


Slika 29. Usporedba sustava s obzirom na udio potrošača s mogućnošću odziva potrošnje

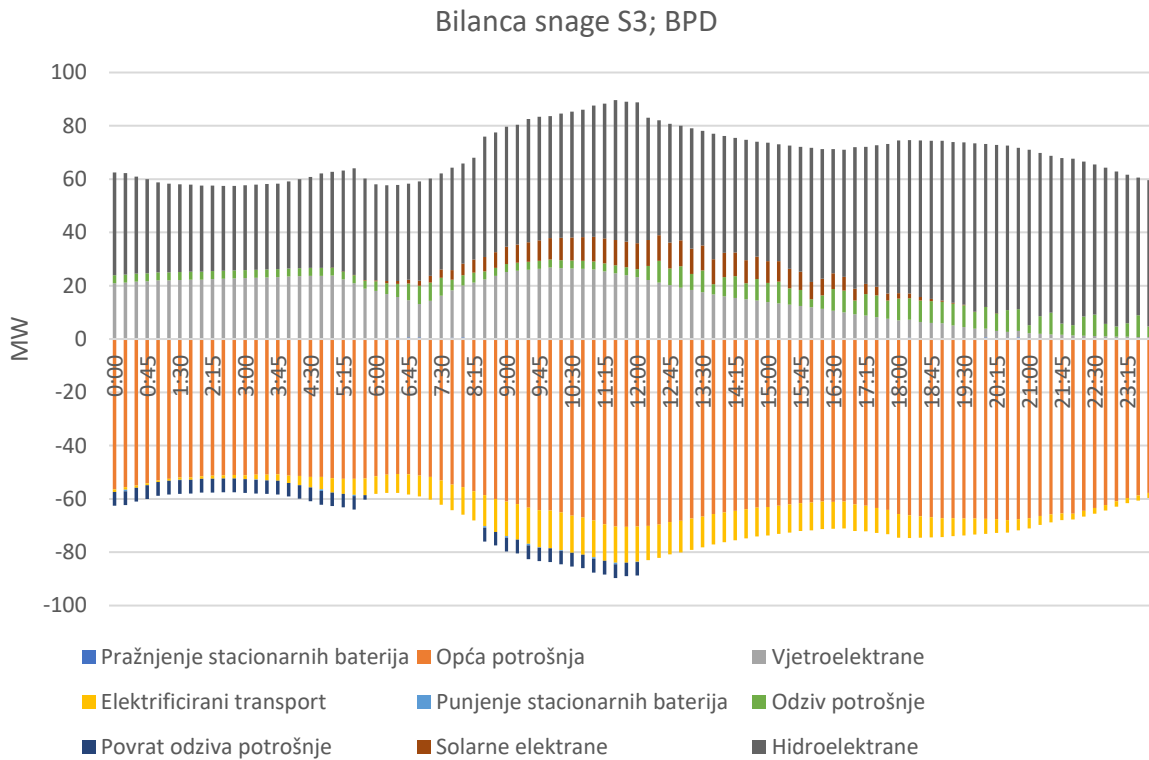
Iz slike 29. koja prikazuje usporedbu sustava s obzirom na udio potrošača s mogućnošću odziva potrošnje možemo primijetiti da povećanje udjela potrošača s mogućnošću odziva potrošnje ima višestruki pozitivni utjecaj na elektroenergetski sustav. Povećanjem udjela padaju pogonski troškovi sustava, ali i raste trošak zagušenja. To znači da ojačavanjem prijenosne mreže elektroenergetskog sustava imamo mogućnost dodatno smanjiti troškove pogona sustava, pošto će se novim prijenosnim kapacitetima tehnologije odziva potrošnje još efikasnije iskoristiti.

8.6. Bilanca snage

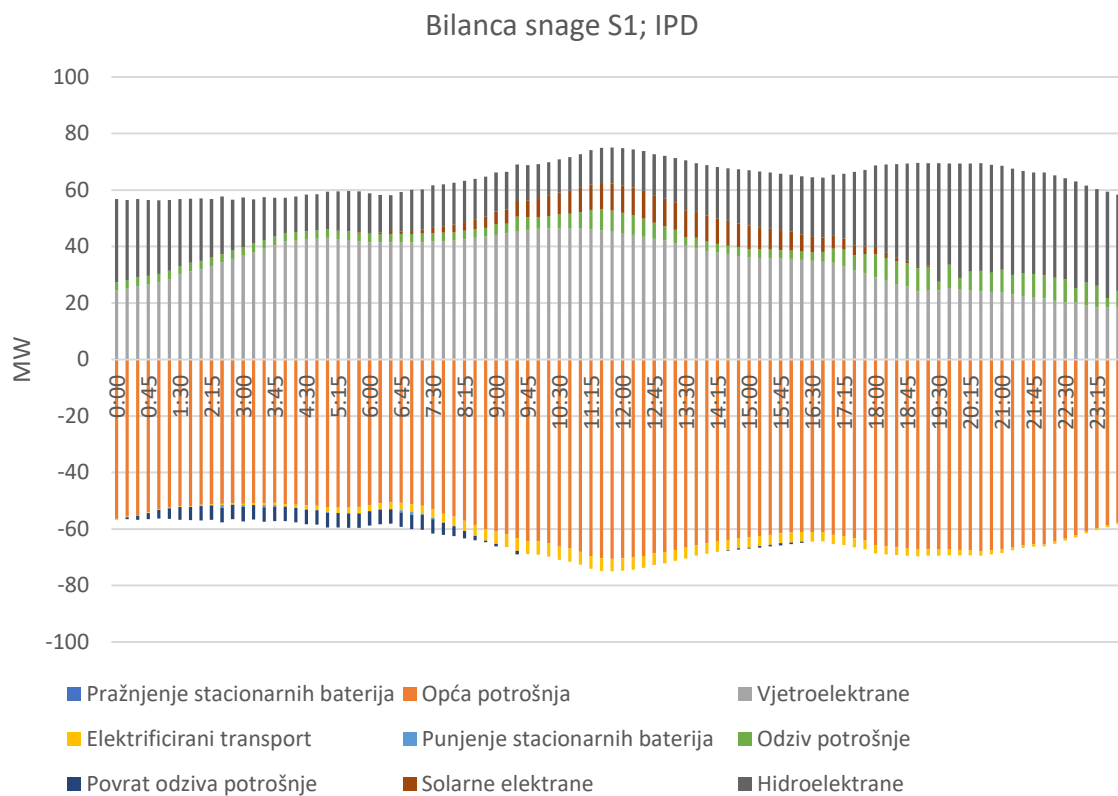
Na slikama 30., 31., 32. i 33. prikazana je dnevna bilanca snage za udio elektrificiranosti prometa 20% (S1) i 60% (S3) u danu s iznimno povoljnim uvjetima za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora (IPD), te za dan s blago povoljnim uvjetima (BPD).



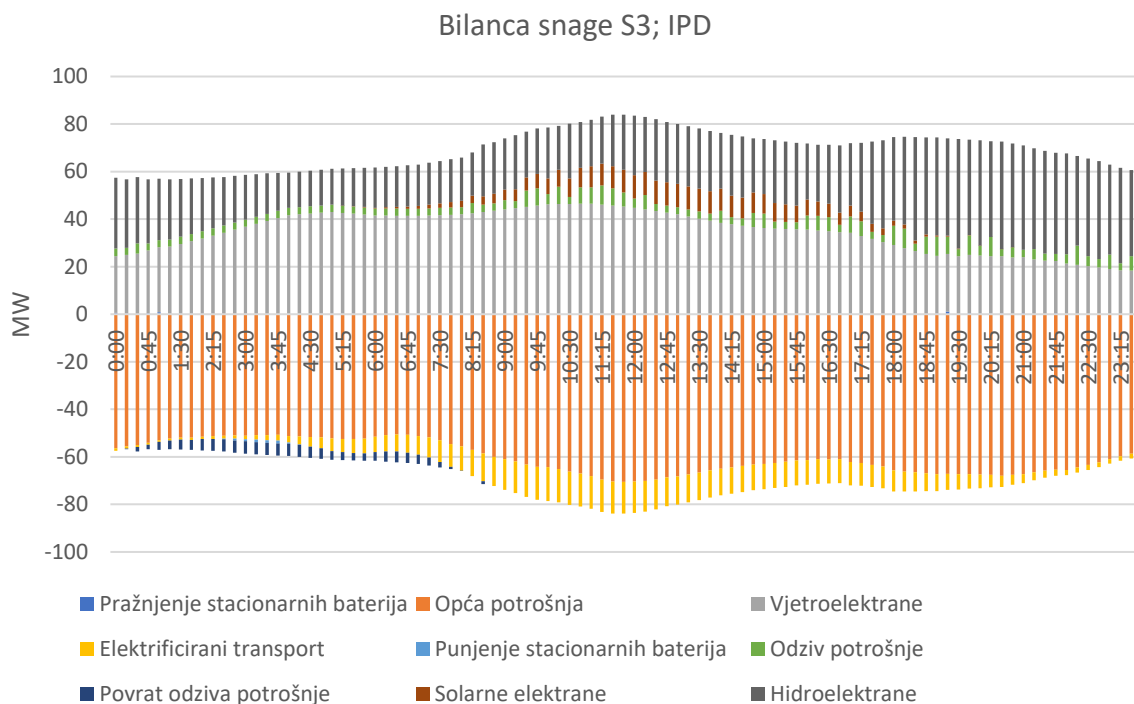
Slika 30. Bilanca snage za S1 i BPD



Slika 31. Bilanca snage za S3 i BPD



Slika 32. Bilanca snage za S1 i IPD

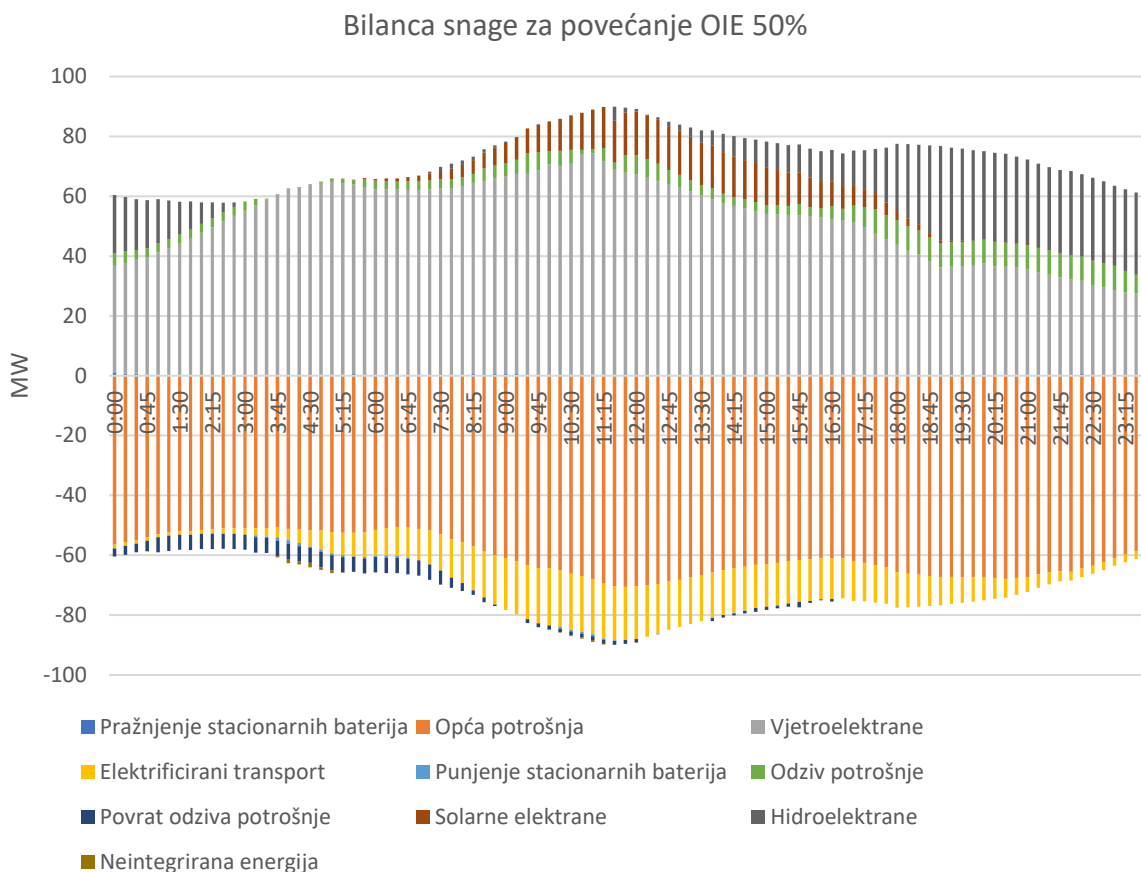


Slika 33. Bilanca snage za S3 i IPD

Na prethodnim dijagramima možemo primijetiti da se povećanjem udjela elektrificiranosti transporta povećavaju i vršne potrebe za električnom energijom. U slučaju veće proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora smanjuje se proizvodnja iz hidroelektrana i obrnuto. Tehnologije odziva potrošnje aktivne su kada imamo manje snage proizvodnje iz obnovljivih izvora, te na taj način smanjuju potražnju za energijom u vršnim satima. S druge strane, tehnologije za odziv potrošnje tu energiju namiruju u vremenskom periodu kada se povećava proizvodnja iz obnovljivih izvora, te pada intenzitet opće potrošnje (najčešće tijekom noći).

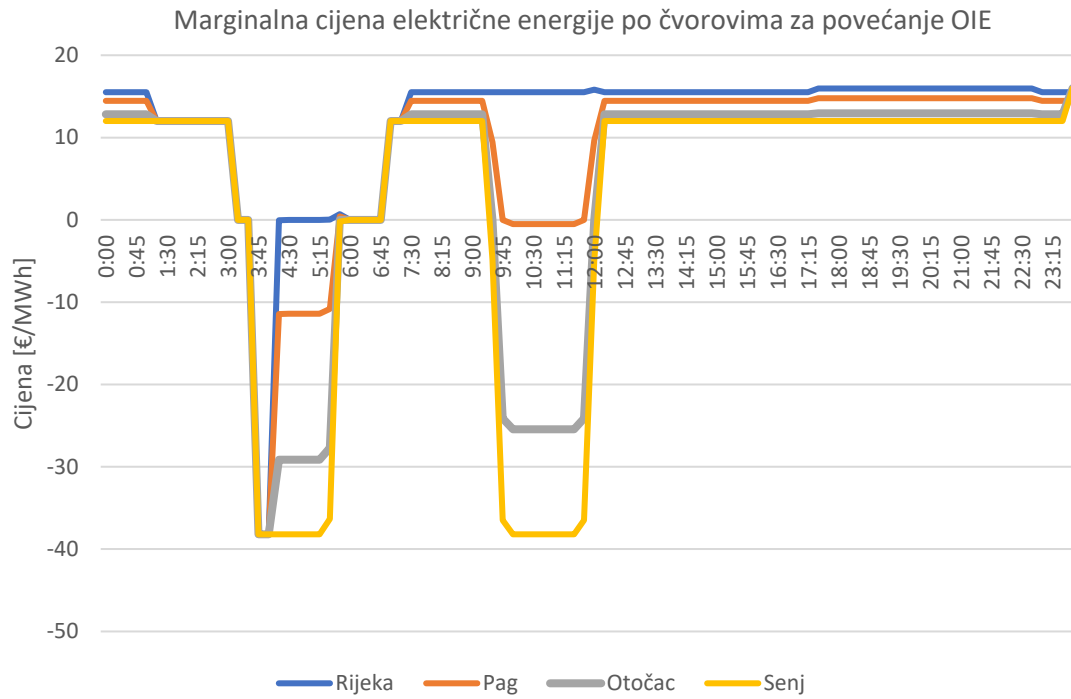
8.7. Povećanje kapaciteta obnovljivih izvora

Na slučaju dana iznimno povoljnih uvjeta za proizvodnju iz obnovljivih izvora, te udjelu elektrificiranosti prometa od 80% pretpostavljeno je povećanje kapaciteta vjetroelektrana i solarnih elektrana za 50% u odnosu na ono implementirano u ostalim rezultatima. Na slici 34. je prikazana bilanca energije za takav scenarij.



Slika 34. Bilanca snage za S4 i IPD uz povećanje kapaciteta vjetroelektrana i solarnih elektrana za 50%

Iz bilance snage možemo primijetiti da se u ovom slučaju hidroelektrane potpuno gase kroz veći dio dana zbog izdašne proizvodnje iz vjetroelektrana. Također, dolazi i do pojave neintegrirane energije, odnosno u nekim trenucima mreža nije u stanju preuzeti svu energiju iz solarnih elektrana i vjetroelektrana, već ih je potrebno djelomično ugasiti. Na slici 35. prikazano je kretanje cijena u čvorovima Rijeka, Senj, Otočac i Pag za promatrani slučaj. Zbog prezasićenosti tržišta električnom energijom javljaju se negativne cijene pošto smo u modelu penalizirali odbacivanje energije. Takav razvoj tržišta otvara mogućnost za implementaciju power-to-x tehnologija koje su u mogućnosti preuzeti velike količine energije po niskim ili negativnim cijenama.



Slika 35. Marginalna cijena električne energije uz povećanje kapaciteta vjetroelektrana i solarnih elektrana za 50%

9. ZAKLJUČAK

Pristupom modeliranja otočnog elektroenergetskog sustava hrvatskog Kvarnera dobiven je uvid u razinu samodostatnosti sustava. Pokazano je da je trenutni sustav, uz određene kapacitete solarnih elektrana i tehnologija odziva potrošnje, može pokriti preko 60% elektrificiranosti prometa. Ovaj rezultat ukazuje na to da nema većih prepreka u vidu elektrifikacije transporta, te da su na promatranom području ciljevi koje si je Republika Hrvatska zadala „Strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu“ ostvarivi čak i bez većih ulaganja u elektroenergetsku mrežu. Ipak, u svrha smanjenja troška zagađenja i povećanja slobode upravljanja mrežom, izvjesna su buduća ulaganja u ojačavanje prijenosnog sustava električne energije. Na taj način prometni sektor postaje manje ovisan o uvozu inozemnih energenata, te se okreće domicilnim resursima iz obnovljivih izvora energije čime smanjuje količinu emisija CO₂. Osim smanjenja ovisnosti o inozemnim energentima, elektrifikacija prometa do udjela od 60% za sobom nosi i smanjenje operativnih troškova, odnosno troškova goriva padaju za 127 000€, dok pritom troškovi elektroenergetskog sustava rastu tek 11 000€. Jedan od razloga povoljnih mogućnosti elektrifikacije prometa u elektroenergetski sustav sa značajnim udjelom vjetroelektrana i solarnih elektrana je velik udio hidroelektrana koje su u mogućnosti pokriti vršna opterećenja. S druge strane, potrebno je istražiti utjecaj hidroloških prilika na sezonskoj razini kako bi se utvrdila mogućnost pogona hidroelektrana kroz godine s nižim priljevima vodenih tokova. Za povećanu sigurnost u opskrbi moguće je razmotriti razvoj vodikove infrastrukture kako bi se mogući viškovi za vrijeme zimskog perioda mogli iskoristiti u ljetnom periodu, ali i u drugim industrijskim sektorima kao alternativa fosilnim gorivima.

U radu je pokazano da sustav odziva potrošnje uvelike doprinosi stabilizaciji rada sustava, te da u takvim uslugama operater prijenosne mreže može dobiti novog aktera usluge balansiranja sustava. Takve usluge predstavljaju uzajamnu korist za mrežu u cjelini ali i ponuđače usluga odziva potrošnje koji ostvaruju financijski benefit. Pod pretpostavkom 20% potrošača koji imaju mogućnosti odziva potrošnje, smanjuju se troškovi sustava za 8 500€, a ojačavanjem prijenosne infrastrukture tehnologije odziva potrošnje mogu smanjiti trošak pogona mreže i do 13 300€. Time se smanjuje potreba za skupljim oblicima pohrane energije, ali i ostalim pomoćnim uslugama. Ipak, implementacija takvih sustava može biti izazovna zbog koordinacije velikog broja potencijalnih ponuđača koji moraju konstantno biti u mogućnosti izvršavati naredbe operatora mreže.

Zbog pretpostavke modela da je marginalni trošak proizvodnje energije ujedno jednak i cijeni električne energije, prikazane cijene nešto su niže nego bi to bio slučaj na realnom tržištu. Iz tog razloga baterijski sustavi na osnovi razlike u cijeni kupljene i prodane električne energije ne ostvaruju značajne prihode u prikazanim rezultatima. Također, za njihovu financijsku isplativost nužno je uzeti u obzir i ostale pomoćne usluge koje su u stanju obavljati zbog iznimno velikog stupnja upravljivosti i brzine odziva. Prilikom analize baterijskih spremnika zapaženo je da veliki utjecaj na potrebu za baterijskim spremnicima ima razvijenost prijenosne mreže. S tog aspekta opravdana je primjena stacionarnih baterijskih sustava na zabačenim lokacijama gdje ojačavanje prijenosne mreže nije moguće ili ekonomski isplativo.

Područje Kvarnera ima veliki potencijal za razvoj power-to-x tehnologija zbog velikog potencijala za proizvodnju energije iz solarnih elektrana i vjetroelektrana. Razvoj takvih tehnologija s daljnjim ulaganjima u OIE i elektrifikaciju prometa predstavlja cilj potpune energetske tranzicije i prelazak na klimatski neutralnu energetiku.

10. LITERATURA

- [1] Službeni list Europske unije, “Pariški sporazum,” 2015.
- [2] “[https://www.consilium.europa.eu/hr/policies/climate-change/paris-agreement/.](https://www.consilium.europa.eu/hr/policies/climate-change/paris-agreement/)”
- [3] “Europski parlament.” <https://www.europarl.europa.eu/portal/hr> (accessed Mar. 10, 2023).
- [4] Hrvatski sabor, “Strategija Energetskog Razvoja Republike Hrvatske Do 2030. S Pogledom Na 2050. Godinu,” *Narodne novine*, vol. 25/20, pp. 1–188, 2020.
- [5] Ministarstvo turizma Republike Hrvatske, “Turizam u brojkama 2021,” 2022.
- [6] Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja, “Energija u Hrvatskoj - Godišnji energetski pregled 2021.”
- [7] “EIHP | Energy Institute Hrvoje Požar.” <http://www.eihp.hr/> (accessed Feb. 27, 2023).
- [8] “ENTSO-E | European association for the cooperation of transmission system operators.” <https://www.entsoe.eu/> (accessed Feb. 10, 2023).
- [9] “HOPS | Hrvatski operator prijenosnog sustava.” <https://www.hops.hr/> (accessed Mar. 01, 2023).
- [10] “HERA | Hrvatska regulatorna agencije za energetiku.” <https://www.hera.hr/hr/html/index.html> (accessed Mar. 01, 2023).
- [11] “HROTE | Hrvatski operator tržišta energije.” <https://www.hrote.hr/> (accessed Mar. 01, 2023).
- [12] “CROPEX | Hrvatska burza električne energije”, Accessed: Mar. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.cropex.hr/hr/>
- [13] S. Solaimalai, S. Palit, and S. Indulkar, “Smart Metering in Smart Grid,” 2019. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/354695211>
- [14] I. Vlasa, A. Gligor, C. D. Dumitru, and L. B. Iantovics, “Smart metering systems optimization for non-technical losses reduction and consumption recording operation improvement in electricity sector,” *Sensors (Switzerland)*, vol. 20, no. 10, May 2020, doi: 10.3390/s20102947.
- [15] “Wärtsilä.” <https://www.wartsila.com/> (accessed Mar. 05, 2023).
- [16] M. Opaliński, P. Rek, and P. Sulikowski, “Review of propulsion types in hybrid electric vehicles,” *PhD Interdisciplinary Journal*.
- [17] X. Sun, Z. Li, X. Wang, and C. Li, “Technology development of electric vehicles: A review,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 1, Dec. 2019, doi: 10.3390/en13010090.

-
- [18] J. Garche *et al.*, “The relevance and use of Ni-based batteries for electric vehicles,” *J Power Sources*, vol. 196, no. 10, pp. 4714–4724, May 2011.
- [19] J. B. Goodenough and Y. Kim, “Challenges for rechargeable Li batteries,” *Chemistry of Materials*, vol. 22, no. 3, pp. 587–603, Jan. 2010.
- [20] Y. Zheng *et al.*, “A review of composite solid-state electrolytes for lithium batteries: Fundamentals, key materials and advanced structures,” *Chemical Society Reviews*, vol. 49, no. 23. Royal Society of Chemistry, pp. 8790–8839, Dec. 07, 2020. doi: 10.1039/d0cs00305k.
- [21] S. Lee, S. M. Lee, Y. H. Kim, J. S. Lee, and H. Kim, “Room-Temperature Aqueous Lithium-Ion Batteries,” *Adv Energy Mater*, 2021.
- [22] A. De Los Ríos, J. Goentzel, K. E. Nordstrom, and C. W. Sievert, “Economic analysis of Vehicle-to-Grid (V2G)-enabled fleets participating in the regulation service market,” *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, pp. 1–8, 2012, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175658.
- [23] A. Thingvad, L. Calearo, P. B. Andersen, and M. Marinelli, “Empirical Capacity Measurements of Electric Vehicles Subject to Battery Degradation from V2G Services,” *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 70, no. 8, pp. 7547–7557, 2021, doi: 10.1109/TVT.2021.3093161.
- [24] H. Ko, S. Pack, and V. C. M. Leung, “Mobility-Aware Vehicle-to-Grid Control Algorithm in Microgrids,” *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 19, no. 7, pp. 2165–2174, Jul. 2018, doi: 10.1109/TITS.2018.2816935.
- [25] A. Review, “Technology Development of Electric Vehicles : A Review,” pp. 1–29, 2020.
- [26] T. Chen *et al.*, “A Review on Electric Vehicle Charging Infrastructure Development in the UK,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 193–205, 2020, doi: 10.35833/MPCE.2018.000374.
- [27] Hrvatske ceste, *Brojanje prometa na cestama Republike Hrvatske godine 2021*. 2022.
- [28] “PlugShare.” <https://www.plugshare.com/> (accessed Mar. 09, 2023).
- [29] T. E. by Richard Rosenthal, “GAMS-A User’s Guide,” 2007.
- [30] A. Brooke, D. Kendrick, and A. Meeraus, “GAMS: A User’s Guide ,” *The Scientific Press*, 1992.
- [31] A. G. Savitsky and D. C. Mckinney, “Gams tutorials for beginners,” 1999.

-
- [32] H. D. Mittelmann and S. W. Wallace, *Optimization Models, Software, and Solvers*. 2007.
- [33] D. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. 2005.
- [34] J. Sun *et al.*, “DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ *,” 2010.
- [35] Centar za vozila Hrvatska, “Vrste vozila po županijama i vrstama goriva,” 2021.
- [36] Europska komisija, “Consumer prices of petroleum products (Diesel oil),” Mar. 2023.
- [37] Europska komisija, “Consumer prices of petroleum products (Euro-Super 95),” Mar. 2023.
- [38] Europska komisija, “Total taxation share in the end consumer price for Euro-Super 95 and diesel oil,” Mar. 2023.
- [39] “Renewables ninja.” <https://www.renewables.ninja/> (accessed Mar. 06, 2023).
- [40] M. Mimica, D. F. Dominković, V. Kirinčić, and G. Krajačić, “Soft-linking of improved spatiotemporal capacity expansion model with a power flow analysis for increased integration of renewable energy sources into interconnected archipelago,” *Appl Energy*, vol. 305, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117855.
- [41] M. Mimica, Sinovčić Zoran, A. Jokić, and G. Krajačić, “The role of the energy storage and the demand response in the robust reserve and network-constrained joint electricity and reserve market,” *Electric Power Systems Research*, vol. 204, no. 107716, Mar. 2022.

PRILOG

GAMS kod

Set

```
bus          / 1*23 /
slack(bus)  / 1 /
Gen          / g1*g3 /
t           / t1*t96 /;
```

Scalar

```
So / 10 /
bp / 10000 /
bn / 45 /;
```

Alias (bus,node);

Table GD(Gen,*) 'hidroelektrane'

	Pgmax	Pgmin	b	PP
g1	90	0	16	28
g2	144	0	12	72
g3	36.8	0	16	18.4

* -----

Set GB(bus,Gen)

```
/
4 .g1
9 .g2
3 .g3
```

/;

Table BusData(bus,*) 'potrošnja po čvorovima u MW'

	Pd	Pev
1	55	19.64
2	120	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	33	9.08
7	0	0
8	0	0

```

9 0 6.28
10 30 40.72
11 35 0
12 50 0
13 35 0

```

Table branch(bus,node,*) 'karakteristika mreže'

	P1	x
1 .2	300	0,0066
2 .3	110	0,01355
1. 13	110	0,03388
2 .13	110	0,03388
1 .12	110	0,08471
11.12	110	0,13554
10.11	110	0,23719
1 .4	110	0,02372
4 .5	110	0,03388
4 .6	110	0,02711
7 .8	110	0,01694
8 .9	110	0,08471
6 .7	110	0,03388
6 .12	110	0,03388
6 .9	110	0,05083
9 .10	80	0,12149

* -----

```
$call gdxxrw.exe UlazniPodaci.xlsx par=Potrošnja rng=List1!A1:B97
```

```

Parameter Potrošnja(t,*);
$gdxin UlazniPodaci.gdx
$load Potrošnja
$gdxin

```

```
$call gdxxrw.exe UlazniPodaci.xlsx par=Vjetar rng=List3!A1:B97
```

```

Parameter Vjetar(t,*);
$gdxin UlazniPodaci.gdx
$load Vjetar
$gdxin

```

```
$call gdxxrw.exe UlazniPodaci.xlsx par=Sunce rng=List4!A1:B97
```

```

Parameter Solar(t,*);
$gdxin UlazniPodaci.gdx
$load Sunce

```

\$gdxin

\$call gdxrw.exe UlazniPodaci.xlsx par=Transport rng=List5!A1:B97

Parameter Transport(t,*);

\$gdxin UlazniPodaci.gdx

\$load Transport

\$gdxin

Parameter

SE(bus) / 2 10, 3 2, 12 10, 11 10, 10 8, 5 4, 6 6/

VE(bus) / 8 42, 7 30, 9 156 /

SOCmax(bus) / 1 2, 10 4, 9 1, 6 3 /

P(bus) /1 1, 2 1, 13 1, 12 1, 11 1,10 1, 9 1/

Ktop(bus) /1 0.1, 2 0.1, 13 0.1, 12 0.1, 11 0.1,10 0.1, 9 0.1/

Scalar

eta_pu / 0.98 /

eta_pr / 0.97 /

bs /5.3/

bv /6.8/

*kolicina oie

KOLOIE /1/;

Parameter SOC0(bus);

SOC0(bus) = 0.5*SOCmax(bus)/So;

branch(bus,node,'x')\$(branch(bus,node,'x')=0) = branch(node,bus,'x');

branch(bus,node,'Pmax')\$(branch(bus,node,'Pmax')=0) = branch(node,bus,'Pmax');

branch(bus,node,'bij')\$branch(bus,node,'Pmax') = 1/branch(bus,node,'x');

Parameter conex(bus,node);

conex(bus,node)\$(branch(bus,node,'Pmax') and branch(node,bus,'Pmax')) = 1;

conex(bus,node)\$(conex(node,bus)) = 1;

Binary variables a(bus,t), b(bus,t);

Variable OT, Pij(bus,node,t), Pg(Gen,t), delta(bus,t), PIP(bus,t),

V(bus,t), VN(bus,t),

SOC(bus,t), Ppr(bus,t), Ppu(bus,t), S(bus,t), SN(bus,t),

OP(bus,t),

OPP(bus,t);

Equation const1, const2, const3, const4, const5, const6,

const7,const8,const9, const10, const11,const12, const13;

```

const1(bus,node,t)$(conex(bus,node))..
  Pij(bus,node,t) =e= branch(bus,node,'bij')*(delta(bus,t) - delta(node,t));

const2(bus,t)..
  PIP(bus,t)$BusData(bus,'Pd') + V(bus,t)$VE(bus) + S(bus,t)$SE(bus) +
(OP(bus,t) - OPP(bus,t))
  + sum(Gen$GB(bus,Gen), Pg(Gen,t)) + (-Ppu(bus,t)+Ppr(bus,t))$SOCmax(bus)
+(- Potrosnja(t,'Potrosnja'))*BusData(bus,'Pd')/So
  +(- Transport(t,'Transport'))*BusData(bus,'Pev')/So
  =e= sum(node$conex(node,bus), Pij(bus,node,t));

const3..
  OF =g= 0.25*sum((bus,Gen,t)$GB(bus,Gen), Pg(Gen,t)*GD(Gen,'b')*So)
  + 0.25*sum((bus,t), bp*PIP(bus,t)*So$BusData(bus,'Pd'))
  + bs*S(bus,t)*So$SE(bus) + bv*V(bus,t)*So$VE(bus)
  + bn*SN(bus,t)*So$VE(bus)+bn*VN(bus,t)*So$SE(bus));

const4(gen,t)..                                Pg(gen,t+1) - Pg(gen,t) =l=
GD(gen,'PP')/So;
const5(gen,t)..                                Pg(gen,t-1) - Pg(gen,t) =l=
GD(gen,'PP')/So;
const6(bus,t)$VE(bus)..                        V(bus,t) =e=
KOL0IE*Vjetar(t,'Vjetar')*VE(bus)/So - VN(bus,t);
const7(bus,t)$SE(bus)..                        S(bus,t) =e=
KOL0IE*Sunce(t,'Sunce')*SE(bus)/So - SN(bus,t);
const8(bus,t)$Ktop(bus)..                       OP(bus,t) =l=
Ktop(bus)*a(bus,t)*BusData(bus,'Pd')/So;
const9(bus,t)$Ktop(bus)..                       OPP(bus,t) =l= Ktop(bus)*(1-
a(bus,t))*BusData(bus,'Pd')/So;
const10(bus)$Ktop(bus)..                        P(bus)*sum(t,OP(bus,t)) =e=
sum(t,OPP(bus,t));
const11(bus,t)$SOCmax(bus)..                    Ppu(bus,t) =l=
0.5*SOCmax(bus)*b(bus,t)/So;
const12(bus,t)$SOCmax(bus)..                    Ppr(bus,t) =l= 0.5*SOCmax(bus)*(1-
b(bus,t))/So;
const13(bus,t)$SOCmax(bus)..                    SOC(bus,t) =e= SOC0(bus)$(ord(t)=1) +
SOC(bus,t-1)$(ord(t)>1) + (Ppu(bus,t)*eta_pu - Ppr(bus,t)/eta_pr)*0.25;

```

Model loadflow / all /;

```

Pg.lo(Gen,t)      = GD(Gen,'Pgmin')/So;
Pg.up(Gen,t)      = GD(Gen,'Pgmax')/So;
delta.up(bus,t)   = pi/2;
delta.lo(bus,t)   = -pi/2;
delta.fx(slack,t) = 0;

```

```

OP.up(bus,t) = Ktop(bus)*BusData(bus,'Pd')/SO;
OP.lo(bus,t) = 0;
OPP.up(bus,t) = Ktop(bus)*BusData(bus,'Pd')/SO;
OPP.lo(bus,t) = 0;

Pij.up(bus,node,t)$((conex(bus,node))) = 1*branch(bus,node,'Pmax')/So;
Pij.lo(bus,node,t)$((conex(bus,node))) = -1*branch(bus,node,'Pmax')/So;
PIP.up(bus,t) = (Potrosnja(t,'Potrosnja'))*BusData(bus,'Pd')/So;
PIP.lo(bus,t) = 0;
V.up(bus,t) = KOLOIE*Vjetar(t,'Vjetar')*VE(bus)/So;
V.lo(bus,t) = 0;
VN.up(bus,t) = KOLOIE*Vjetar(t,'Vjetar')*VE(bus)/So;
VN.lo(bus,t) = 0;

S.up(bus,t) = KOLOIE*Sunce(t,'Solar')*SE(bus)/So;
S.lo(bus,t) = 0;
SN.up(bus,t) = KOLOIE*Sunce(t,'Sunce')*SE(bus)/So;
SN.lo(bus,t) = 0;

SOC.up(bus,t) = 0.9*SOCmax(bus)/So;
SOC.lo(bus,t) = 0.2*SOCmax(bus)/So;
SOC.fx(bus,'t96') = SOC0(bus);

Ppu.up(bus,t) = 0.5*SOCmax(bus)/So;
Ppu.lo(bus,t) = 0;
Ppr.up(bus,t) = 0.5*SOCmax(bus)/So;
Ppr.lo(bus,t) = 0;

solve loadflow minimizing OT using mip;

```