

ZAKLJUČNO POROČILO

O REZULTATIH OPRAVLJENEGA RAZISKOVALNEGA DELA NA PROJEKTU V OKVIRU CILJNEGA RAZISKOVALNEGA PROGRAMA (CRP) »KONKURENČNOST SLOVENIJE 2006 – 2013«

I. Predstavitev osnovnih podatkov raziskovalnega projekta

1. Naziv težišča v okviru CRP:

Podnebno-energetski paket in prilagajanje podnebnim spremembam

2. Šifra projekta:

V2-0470

3. Naslov projekta:

Strateški pomen jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri in vpliv na gospodarstvo

3. Naslov projekta

3.1. Naslov projekta v slovenskem jeziku:

Strateški pomen jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri in vpliv na gospodarstvo

3.2. Naslov projekta v angleškem jeziku:

Strategic evaluation of the nuclear energy in comparison to other resources

4. Ključne besede projekta

4.1. Ključne besede projekta v slovenskem jeziku:

Jedrske elektrarne, Obnovljivi viri energije, Pretoki moči, Zanesljivost elektroenergetskega sistema, Elektroenergetske bilance in bilance moči, Ekonomika obratovanja, CO2 emisije

4.2. Ključne besede projekta v angleškem jeziku:

Nuclear power plant, Renewable energy resources, Power flow, Reliability of Power System, Power and Energy Balance, Economy of the Operation, CO2 emissions

5. Naziv nosilne raziskovalne organizacije:

Univerza v Ljubljani 0510 (1538)

5.1. Seznam sodelujočih raziskovalnih organizacij (RO):

Institut "Jožef Stefan" (0106)

6. Sofinancer/sofinancerji:

Ministrstvo za gospodarstvo

7. Šifra ter ime in priimek vodje projekta:

22481

Miloš Pantoš

Datum: 07.09.2010

Podpis vodje projekta:

izred. prof. dr. Miloš Pantoš

Podpis in žig izvajalca:

prof. dr. Radovan S. Pejovnik,
rektor

II. Vsebinska struktura zaključnega poročila o rezultatih raziskovalnega projekta v okviru CRP

1. Cilji projekta:

1.1. Ali so bili cilji projekta doseženi?

- ☒ a) v celoti
☐ b) delno
☐ c) ne

Če b) in c), je potrebna utemeljitev.

1.2. Ali so se cilji projekta med raziskavo spremenili?

- ☐ a) da
☒ b) ne

Če so se, je potrebna utemeljitev:

2. Vsebinsko poročilo o realizaciji predloženega programa dela¹:

Glavni namen študije je bila analiza in primerjava vlaganj v jedrske vire in obnovljive vire energije s tehničnega, ekonomskega in okoljskega vidika, ter analiza vplivov na gospodarstvo prek cene električne energije. Predvideli smo več različnih scenarijev razvoja elektroenergetskega sistema (EES). Osredotočili smo se predvsem na primerjavo med scenariji razvoja z različnimi možnostmi vključevanja novega bloka jedrske elektrarne v Krškem (JEK 2) ter scenariji nizkega in visokega vključevanja razpršenih virov energije (RVE).

Ugotovitve v splošnem kažejo, da bo z vključevanjem nove enote JEK 2 zanesljivost obratovanja večja, saj gre za veliko proizvodno enoto za slovenski EES. V nasprotju s tem predstavljajo RVE zanemarljiv delež v skupni proizvodni zmogljivosti Slovenije. Prav tako gre za nestalne vire, ki so po svoji naravi nezanesljivi in zahtevajo dodatno podporo s strani klasičnih elektrarn.

Bistvena so analize vplivov različnih scenarijev razvoja EES na cene na trgu električne energije. V splošnem veljajo nuklearne elektrarne za ene izmed najcenejših virov električne energije, zato JEK 2 zagotavlja nižje cene za slovenske odjemalce in posledično boljšo konkurenčnost domačega gospodarstva, čeprav zahteva novi blok dodatne rezerve za terciarno regulacijo frekvence, saj je treba razpolagati z rezervami za izpad največjega bloka v sistemu, v tem primeru za izpad JEK 2.

Scenarije razvoja EES smo tudi ekonomsko ovrednotili s poudarkom na RVE in JEK 2. Zanimive so predvsem lastne cene električne energije preučevanih virov. Najdražje vire predstavljajo sončne elektrarne, najcenejša je jedrska elektrarna. Večjih hidroelektrarn, ki veljajo za najcenejše vire, nismo zajeli v nalogi, ker ne spadajo v skupino RVE. Analizirali smo tudi kako vključevanje obnovljivih virov vpliva na višino skupnih letnih subvencij iz podporne sheme in s tem kakšen je dodatek k ceni električne energije za uporabnika.

V sklopu naloge smo razvijali faktorja pomembnosti: faktor ohranitve tveganja omrežja in faktor zmanjšanja tveganja omrežja, ki sta namenjena identifikaciji tistih elementov elektroenergetskega sistema, ki so najpomembnejše s stališča povečanja oz. ohranitve njegove zanesljivosti, na manjših in večjih primerih.

Delali smo analizo stanja na mednarodnem trgu novih tipov jedrskih reaktorjev. Med lahkovodnimi reaktorji smo se osredotočili na tlačnovodne, s katerim imamo v Sloveniji dobre izkušnje.

Del naloge se dotika tudi okoljskih vidikov, pri čemer smo se osredotočili na izpuste toplogrednega plina CO₂, ki ga obravnavajo tudi evropske direktive in okoljski sporazumi.

Natančen opis analiz in ugotovitev navajamo v končnem poročilu.

Program dela in cilji projekta se v času izvajanja niso spremenili.

¹ Potrebno je napisati vsebinsko raziskovalno poročilo, kjer mora biti na kratko predstavljen program dela z raziskovalno hipotezo in metodološko-teoretičen opis raziskovanja pri njenem preverjanju ali zavračanju vključno s pridobljenimi rezultati projekta.

3. Izkoriščanje dobljenih rezultatov:

3.1. Kakšen je potencialni pomen² rezultatov vašega raziskovalnega projekta za:

- ☐ a) odkritje novih znanstvenih spoznanj;
- ☒ b) izpopolnitev oziroma razširitev metodološkega instrumentarija;
- ☒ c) razvoj svojega temeljnega raziskovanja;
- ☐ d) razvoj drugih temeljnih znanosti;
- ☐ e) razvoj novih tehnologij in drugih razvojnih raziskav.

3.2. Označite s katerimi družbeno-ekonomskimi cilji (po metodologiji OECD-ja) sovpadajo rezultati vašega raziskovalnega projekta:

- ☐ a) razvoj kmetijstva, gozdarstva in ribolova - Vključuje RR, ki je v osnovi namenjen razvoju in podpori teh dejavnosti;
- ☐ b) pospeševanje industrijskega razvoja - vključuje RR, ki v osnovi podpira razvoj industrije, vključno s proizvodnjo, gradbeništvom, prodajo na debelo in drobno, restavracijami in hoteli, bančništvom, zavarovalnicami in drugimi gospodarskimi dejavnostmi;
- ☒ c) proizvodnja in racionalna izraba energije - vključuje RR-dejavnosti, ki so v funkciji dobave, proizvodnje, hranjenja in distribucije vseh oblik energije. V to skupino je treba vključiti tudi RR vodnih virov in nuklearne energije;
- ☐ d) razvoj infrastrukture - Ta skupina vključuje dve podskupini:
 - transport in telekomunikacije - Vključen je RR, ki je usmerjen v izboljšavo in povečanje varnosti prometnih sistemov, vključno z varnostjo v prometu;
 - prostorsko planiranje mest in podeželja - Vključen je RR, ki se nanaša na skupno načrtovanje mest in podeželja, boljše pogoje bivanja in izboljšave v okolju;
- ☐ e) nadzor in skrb za okolje - Vključuje RR, ki je usmerjen v ohranjanje fizičnega okolja. Zajema onesnaževanje zraka, voda, zemlje in spodnjih slojev, onesnaženje zaradi hrupa, odlaganja trdnih odpadkov in sevanja. Razdeljen je v dve skupini:
- ☐ f) zdravstveno varstvo (z izjemo onesnaževanja) - Vključuje RR - programe, ki so usmerjeni v varstvo in izboljšanje človekovega zdravja;
- ☐ g) družbeni razvoj in storitve - Vključuje RR, ki se nanaša na družbene in kulturne probleme;
- ☐ h) splošni napredek znanja - Ta skupina zajema RR, ki prispeva k splošnemu napredku znanja in ga ne moremo pripisati določenim ciljem;
- ☐ i) obramba - Vključuje RR, ki se v osnovi izvaja v vojaške namene, ne glede na njegovo vsebino, ali na možnost posredne civilne uporabe. Vključuje tudi varstvo (obrambo) pred naravnimi nesrečami.

² Označite lahko več odgovorov.

3.3. Kateri so **neposredni rezultati** vašega raziskovalnega projekta glede na zgoraj označen potencialni pomen in razvojne cilje?

Potencialni pomen

V okviru naloge smo vzpostavili metodologijo za celostno reševanje vprašanja vlaganj v elektroenergetske objekte s poudarkom na najbolj atraktivnih virih: RVE in jedrske elektrarne. Ta metodologija omogoča primerno dolgoročno načrtovanje EES, izdelavo strateških načrtov i akcijskih načrtov.

Razvojni cilji

V okviru naloge smo se dotaknili prav jedrske energije, RVE in učinkovite rabe energije. Podali smo smiselnost vlaganj v jedrsko elektrarno in v RVE s tehničnega, okoljskega in gospodarkega (ekonomskega) vidika. Pokazali smo, kakšen je vpliv teh virov na zanesljivost dobave električne energije, ki velja za pomemben družbeno-ekonomski steber, na ceno električne energije za končnega odjemalca, ki je ključna komponenta pri ocenjevanju konkurenčnosti domačega gospodarstva proti tujim.

3.4. Kakšni so lahko **dolgoročni rezultati** vašega raziskovalnega projekta glede na zgoraj označen potencialni pomen in razvojne cilje?

Potencialni pomen

Dolgoročno gledano omogoča vzpostavljena metodologija v okviru projekta celostno presojo razvojnih načrtov slovenskega EES, kar bo še posebej aktualno v naslednjih mesecih, ko bo v javni obravnavi Nacionalni energetskega program.

Razvojni cilji

Rezultati projekta celostno vrednotijo predvidene načrte vlaganj v slovenski EES. Projekt se učinkovite rabe energije neposredno ne dotika, ker je bil usmerjen v RVE in jedrsko energijo. Ugotovitve so, da je smiselno vlaganje v jedrsko elektrarno, pri čemer je treba poiskati primeren način zagotavljanja rezerve za terciarno regulacijo frekvence. RVE predstavljajo majhen delež v skupni proizvodnji, vendar pa gre predvsem za okolju prijazne vire, ki pripomorejo k zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov.

3.5. Kje obstaja verjetnost, da bodo vaša znanstvena spoznanja deležna zaznavnega odziva?

- ☒ a) v domačih znanstvenih krogih;
- ☐ b) v mednarodnih znanstvenih krogih;
- ☒ c) pri domačih uporabnikih;
- ☐ d) pri mednarodnih uporabnikih.

3.6. Kdo (poleg sofinancerjev) že izraža interes po vaših spoznanjih oziroma rezultatih?

Center za energetske učinkovitost, Institut »Jožef Stefan«

ELES

SODO

Ker gre za projekt s pomembno vsebino, še posebej v času priprave, javne obravnave in potrditve novega Nacionalnega energetskega programa, bo zanimanje po naših spoznanjih veliko.

3.7. Število diplomantov, magistrov in doktorjev, ki so zaključili študij z vključenostjo v raziskovalni projekt?

V raziskovalni projekt je bilo vključenih 7 doktorjev znanosti, 5 magistrov ter 72 diplomantov, ki so že zaključili študij.

4. Sodelovanje z tujimi partnerji:

4.1. Navedite število in obliko formalnega raziskovalnega sodelovanja s tujimi raziskovalnimi inštitucijami.

-

4.2. Kakšni so rezultati tovrstnega sodelovanja?

-

5. Bibliografski rezultati³ :

Za vodjo projekta in ostale raziskovalce v projektni skupini priložite bibliografske izpise za obdobje zadnjih treh let iz COBISS-a) oz. za medicinske vede iz Inštituta za biomedicinsko informatiko. Na bibliografskih izpisih označite tista dela, ki so nastala v okviru pričujočega projekta.

³ Bibliografijo raziskovalcev si lahko natisnete sami iz spletne strani:<http://www.izum.si/>

6. Druge reference⁴ vodje projekta in ostalih raziskovalcev, ki izhajajo iz raziskovalnega projekta:

Ministrstvo za gospodarstvo, Predstavitev vmesnih rezultatov CRP "Strateški pomen jedrske energije v primerjavi z ostalimi viri" - informiranje strokovne javnosti, 21. april, 2010, Ljubljana,

Predstavitev raziskovalnih rezultatov v sklopu CRP na konferenci CIGRE:

1. ŽERTEK, Andraž, PANTOŠ, Miloš, VERBIČ, Gregor. Sodelovanje razpršenih virov električne energije pri regulaciji frekvence. V: Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2009,
2. ŽERTEK, Andraž, PANTOŠ, Miloš, LOVRENČIČ, Viktor. Določitev dinamične prenosne zmogljivosti vodnika z umetno nevronske mreže. V: Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2009,
3. REJC, Matej, PANTOŠ, Miloš, KLANČNIK, Jurij. Kratkoročna napoved prenosnih izgub na VN EES Slovenije ob upoštevanju vplivnih dejavnikov. V: Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2009,
4. DOLINAR, Matjaž, PANTOŠ, Miloš. Optimizacija napetostnega profila v elektroenergetskih sistemih. V: Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2009,
5. TALJAN, Gregor, VERBIČ, Gregor, PANTOŠ, Miloš, KRAMAR, Darko. Predlog mehanizma ITC na podlagi faktorjev PTDF. V: Referati in predstavitve, paneli, kataložni zapis, ostalo. Ljubljana: Slovensko društvo elektroenergetikov CIGRÉ - CIRED, 2009.

⁴ Navedite tudi druge raziskovalne rezultate iz obdobja financiranja vašega projekta, ki niso zajeti v bibliografske izpise, zlasti pa tiste, ki se nanašajo na prenos znanja in tehnologije.

Navedite tudi podatke o vseh javnih in drugih predstavitev projekta in njegovih rezultatov vključno s predstavitvami, ki so bile organizirane izključno za naročnika/naročnike projekta.

Univerza v Ljubljani
Fakulteta *za elektrotehniko*



Strateški pomen jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri

Glavno poročilo

Študija V2-0470

Ljubljana, 30. avgust 2010



Št. projekta: Študija V2-0470
Naslov naloge: Strateški pomen jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri

Naročnika: **Ministrstvo za gospodarstvo RS**
Javna agencija za raziskovalno dejavnost Republike Slovenije

Odgovorna oseba naročnika: mag. Darja Radić, univ. dipl. ekon. (MG)
dr. Franci Demšar (ARRS)

Spremljevalci študije: Ivo Novak, univ. dipl. inž. el.

Izvajalci: **Univerza v Ljubljani**
Fakulteta za elektrotehniko
Institut »Jožef Štefan«

Odgovorna oseba izvajalca: prof. dr. Radovan Stanislav Pejovnik, univ. dipl. kem., rektor
prof. dr. Janez Nastran, univ. dipl. inž. el., dekan FE

Nosilec projekta: izred. prof. dr. Miloš Pantoš, univ. dipl. inž. el.

Izdelovalci: Andraž Žertek, univ. dipl. inž. el.
izred. prof. dr. Miloš Pantoš, univ. dipl. inž. el.
Urban Rudež, univ. dipl. inž. el.
Gašper Artač, univ. dipl. inž. el.
Ambrož Božiček, univ. dipl. inž. el.
dr. Matjaž Dolinar, univ. dipl. inž. el.
prof. dr. Marko Čepin, univ. dipl. inž. el.
dr. Andrija Volkanovski, univ. dipl. inž. el.

Nosilec projekta:	Dekan:
izred. prof. dr. Miloš Pantoš, univ. dipl. inž. el.	prof. dr. Janez Nastran, univ. dipl. inž. el.



Kazalo

1. RAZŠIRJENI POVZETEK	4
2. METODOLOGIJA	19
2.1. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO S TEHNIČNEGA VIDIKA	19
2.1.1. Obremenitev prenosnega omrežja	20
2.1.2. Napoved porabe.....	26
2.1.3. Napoved rasti razpršenih virov energije.....	32
2.1.4. Neto prenosne zmogljivosti	32
2.1.5. Zanesljivost oskrbe z električno energijo.....	35
2.1.6. Ocena varnost jedrskih elektrarn	39
2.1.7. Potreba po dodatni moči zaradi visokega deleža RVE	42
2.1.8. Dinamični izračuni	44
2.2. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO Z EKONOMSKEGA VIDIKA	48
2.3. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO Z OKOLJSKEGA VIDIKA	50
2.3.1. Izpusti v okolje	51
3. TRENUTNO STANJE V EES SLOVENIJE	53
3.1. PROIZVODNA ZMOGLJIVOSTI KONVENCIONALNIH VIROV	53
3.1.1. Hidroelektrarne	53
3.1.2. Termoelektrarne	54
3.1.3. Nuklearna elektrarna Krško	56
3.2. PROIZVODNJA ZMOGLJIVOST RAZPRŠENIH VIROV EE	58
3.2.1. Proizvodnja električne energije iz razpršenih vodnih potencialov	60
3.2.2. Proizvodnja električne energije iz vetrne energije	60
3.2.3. Proizvodnja električne energije iz sončnega potenciala.....	61
3.2.4. Proizvodnja električne energije iz biomase in bioplina	61
3.2.5. Proizvodnja električne energije iz geotermalnih virov	62
3.2.6. Soproizvodnja električne energije in toplote iz konvencionalnih virov	63
3.3. ELEKTROENERGETSKO OMREŽJE	63
3.3.1. Slovensko prenosno omrežje.....	63
3.3.2. Interkonekcijske prenosne zmogljivosti med slovenskim in sosednjimi EES	64
3.4. PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE IN KONIČNE MOČI V SLOVENSKEM EES.....	65
3.4.1. Elektroenergetska bilanca	65
3.4.2. Bilanca moči - razmerje med inštalirano močjo elektrarn in konico odjema	68
4. PRIHODNJE STANJE V EES.....	70
4.1. PREDVIDENE PROIZVODNE ZMOGLJIVOSTI KONVENCIONALNIH VIROV V SLOVENSKEM EES	70
4.1.1. Predvidene proizvodne zmogljivosti konvencionalnih virov brez jedrske energije.....	70
4.1.2. Vključitev JEK 2 v slovenski EES	75
4.2. NAPOVED VKLJUČEVANJA RAZPRŠENIH VIROV ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSKI EES	90
4.2.1. Proizvodnja električne energije iz razpršenih vodnih potencialov	92
4.2.2. Proizvodnja električne energije iz sončnega potenciala.....	95



4.2.3.	Proizvodnja električne energije iz vetrnega potenciala	96
4.2.4.	Proizvodnja električne energije v SPTE.....	99
4.2.5.	Proizvodnja električne energije iz bioplina ter komunalnih odpadkov	103
4.2.6.	Proizvodnja električne energije iz geotermalnih potencialov	105
4.2.7.	Povzetek projekcij rasti moči razpršenih virov električne energije in SPTE	106
4.2.8.	Ekonomska analiza investicij v RVE in SPTE	111
4.3.	PREDVIDENE INVESTICIJE V SLOVENSKO PRENOSNO OMREŽJE	115
4.3.1.	Načrtovane investicije do leta 2020	115
4.3.2.	Pregled čezmejnih prenosnih zmogljivosti	117
4.3.3.	Pregled skupnih in neto prenosnih zmogljivosti medsosedskih povezav	118
4.4.	PREDVIDENE INVESTICIJE V PRENOSNO OMREŽJE V SOSEŠČINI.....	120
4.5.	NAPOVED PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSKEM EES	124
4.6.	NAPOVED PORABE IN PROIZVODNE ZMOGLJIVOSTI V ENTSO-E.....	128
4.6.1.	Napoved porabe in proizvodnje v ENTSO-E.....	128
4.6.2.	Pregled razpoložljivih proizvodnih zmogljivosti v tujih EES za terciarno regulacijo frekvence	131
5.	PREDSTAVITEV SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES.....	134
5.1.	PREGLED SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES.....	134
5.1.1.	Prehod moči preko slovenskega EES.....	134
5.2.	SCENARIJI ZAGOTAVLJANJA TERCIARNE REZERVE MOČI.....	135
6.	SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES BREZ DRUGEGA BLOKA JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO	137
6.1.	SKUPNE ANALIZE SCENARIJEV RAZVOJA BREZ JEK2	137
6.1.1.	Dinamične simulacije slovenskega EES.....	137
6.1.2.	Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja	142
6.1.3.	Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence.....	150
6.1.4.	Projekcija izpustov CO2	155
6.2.	SCENARIJ RAZVOJA JEK0_VP_ZRVE	157
6.2.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	158
6.2.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	160
6.2.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	161
6.2.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	165
6.2.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	165
6.2.6.	Cene električne energije.....	169
6.2.7.	Ekonomika obratovanja	170
6.2.8.	Ocena deleža OVE	175
6.3.	SCENARIJ RAZVOJA JEK0_VP_IRVE	176
6.3.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	176
6.3.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	178
6.3.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	180
6.3.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	182
6.3.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	182
6.3.6.	Cene električne energije.....	186
6.3.7.	Ekonomika obratovanja	187
6.3.8.	Ocena deleža OVE	189



6.4.	SCENARIJ RAZVOJA JEK0_NP_ZRVE	190
6.4.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	190
6.4.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	192
6.4.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	194
6.4.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030	197
6.4.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE	197
6.4.6.	Cene električne energije	201
6.4.7.	Ekonomika obratovanja	202
6.4.8.	Ocena deleža OVE	202
6.5.	SCENARIJ RAZVOJA JEK0_NP_IRVE	203
6.5.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	203
6.5.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	205
6.5.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	207
6.5.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030	209
6.5.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE	209
6.5.6.	Cene električne energije	213
6.5.7.	Ekonomika obratovanja	214
6.5.8.	Ocena deleža OVE	214
7.	SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES Z 1.085 MW BLOKOM JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO	216
7.1.	SKUPNE ANALIZE SCENARIJEV RAZVOJA Z 1.085 MW JEK2	216
7.1.1.	Dinamične simulacije slovenskega EES	216
7.1.2.	Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja	228
7.1.3.	Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence	228
7.2.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_VP_ZRVE	232
7.2.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	233
7.2.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	235
7.2.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	237
7.2.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030	240
7.2.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE	240
7.2.6.	Cene električne energije	241
7.2.7.	Ekonomika obratovanja	242
7.2.8.	Ocena deleža OVE	247
7.3.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_VP_IRVE	247
7.3.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	247
7.3.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	249
7.3.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	251
7.3.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030	253
7.3.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE	253
7.3.6.	Cene električne energije	254
7.3.7.	Ekonomika obratovanja	255
7.3.8.	Ocena deleža OVE	256
7.4.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_NP_ZRVE	256
7.4.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	256
7.4.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	258
7.4.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030	260



7.4.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	264
7.4.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	264
7.4.6.	Cene električne energije.....	265
7.4.7.	Ekonomika obratovanja	266
7.4.8.	Ocena deleža OVE	267
7.5.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_NP_IRVE	267
7.5.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	267
7.5.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	269
7.5.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	271
7.5.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	273
7.5.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	273
7.5.6.	Cene električne energije.....	274
7.5.7.	Ekonomika obratovanja	275
7.5.8.	Ocena deleža OVE	276
8.	SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES Z 1.555 MW BLOKOM JEDRSKE ELEKTRARNE	
KRŠKO	277	
8.1.	SKUPNE ANALIZE SCENARIJA RAZVOJA Z 1.555 MW JEK2.....	277
8.1.1.	Dinamične simulacije slovenskega EES.....	277
8.1.2.	Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja	289
8.1.3.	Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence.....	289
8.2.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_VP_ZRVE	293
8.2.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	294
8.2.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	296
8.2.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	298
8.2.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	301
8.2.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	301
8.2.6.	Cene električne energije.....	302
8.2.7.	Ekonomika obratovanja	303
8.2.8.	Ocena deleža OVE	308
8.3.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_VP_IRVE	308
8.3.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	308
8.3.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	310
8.3.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	312
8.3.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	314
8.3.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	314
8.3.6.	Cene električne energije.....	315
8.3.7.	Ekonomika obratovanja	316
8.3.8.	Ocena deleža OVE	317
8.4.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_NP_ZRVE	317
8.4.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030	317
8.4.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030	319
8.4.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	321
8.4.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	325
8.4.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE.....	325
8.4.6.	Cene električne energije.....	326
8.4.7.	Ekonomika obratovanja	327



8.4.8.	Ocena deleža OVE.....	328
8.5.	SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_NP_IRVE.....	328
8.5.1.	Obremenitev omrežja do leta 2030.....	328
8.5.2.	Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030.....	330
8.5.3.	Bilanca moči Slovenije do leta 2030.....	332
8.5.4.	Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030.....	334
8.5.5.	Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE	334
8.5.6.	Cene električne energije	335
8.5.7.	Ekonomika obratovanja.....	336
8.5.8.	Ocena deleža OVE.....	337
9.	PRIMERJAVA SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES.....	338
9.1.	ZANESLJIVOST SLOVENSKEGA EES	338
9.2.	BILANACE MOČI IN ELEKTROENERGETSKE BILANCE	341
9.3.	OBREMENITEV OMREŽJA	341
9.4.	EKONOMIKA OBRATOVANJA.....	341
9.5.	DOSEGANJE OKOLJSKIH ZAVEZ.....	345
10.	SKLEP.....	348
11.	LITERATURA	349



SEZNAM SIMBOLOV

AAC	Že dodeljene prenosne zmogljivosti na mejah,
ATC	Razpoložljive prenosne zmogljivosti na mejah,
A_t	Anuiteta za odplačevanje kreditnih obveznosti,
BCE	Izmenjava moči po osnovnem scenariju za izračun TTC,
CDD_t^q	Hladilni četrtni indeks,
E_t	Bruto domači proizvod,
G_t	Izdatki za potrošnjo v gospodinjstvih,
HDD_t^q	Toplotni četrtni indeks,
IRR	Interna stopnja donosa,
I_t	Proizvedena energija v i-tem letu,
J	Jakobijeva matrika odvodov,
K_i	Velikost porabnika i,
$LCOE$	Lastna cena električne energije z zahtevanim donosom,
$LODF$	Matrika faktorjev LODF,
$LOLE$	Kazalec LOLE,
$MIRR$	Modificirana interna stopnja donosa,
M_i	Nezanesljivost dobave električne energije porabniku i,
M_s	Nezanesljivost sistema,
N	Število meritev,
NPV	Neto sedanja vrednost,
$NPV_{+,r}$	Neto sedanja vrednost pozitivnega denarnega toka,
$NPV_{-,fr}$	Neto sedanja vrednost negativnega denarnega toka,
$NRMSE$	Normiranega koren povprečnih kvadratov napak,
$NRRW^k$	Faktor zmanjšanja tveganja omrežja za element k,
NTC	Neto prenosne zmogljivosti na mejah,
P_{ij}	Pretok na vodu med vozliščema i in j,
$PTDF$	Matrika faktorjev PTDF,
R	Upornost elementa,
RAW	Faktor zmanjšanja tveganja omrežja,
RRW_i^k	Faktor zmanjšanja tveganja omrežja za element k z upoštevanjem porabnika i,
T_d	Povprečna dnevna temperatura zraka,
TRM	Prenosna rezerva,
TTC	Bruto prenosne zmogljivosti na mejah,
Q_s	Nerazpoložljivost sistema,

W_t^c	Skupna poraba električne energije brez neposrednega odjema,
X	Reaktanca elementa,
Z	Življenjski doba projekta,
a	Koeficient pri napovedi sprednje vrednosti temperature,
b	Koeficient pri napovedi sprednje vrednosti temperature,
$c_{i,t}$	Stroški investiranja in re-investiranja,
$c_{v,t}$	Variabilni stroški,
cf_t	Denarni tok,
d_t	Dohodki iz poslovanja,
f_t	Transformirana spremenljivka,
g	Koeficient pri napovedi sprednje vrednosti temperature,
o_t	Stroški vzdrževanja in obratovanja,
r	Stopnja donosnosti,
s_t	Preostala vrednost,
t	Leto napovedi,
ta_t	Davki v letu t ,
x_t	Originalna spremenljivka,
y	Srednja vrednosti temperature,
ΔCDD_t	Sprememba hladilnega četrletnega indeksa,
ΔE_t	Sprememba bruto domačega proizvoda,
Δf_t	Sprememba transformirane spremenljivke,
ΔG_t	Sprememba izdatkov za potrošnjo v gospodinjstvih,
ΔHDD_t	Sprememba toplotnega četrletnega indeksa,
ΔP^i	Sprememba pretoka moči na i tem elementu,
ΔP_i	Sprememba injicirane moči v volišču i ,
$\Delta P_{ij}^{(kl)}$	Sprememba pretoka moči na vodu ij ob izpadu voda kl ,
ΔW_{t-i}^c	Sprememba skupne porabe električne energije brez neposrednega odjema,
α_i	Koeficienti za napoved porabe električne energije,
δ_i	Fazni kot napetosti v vozlišču i ,
λ_i	Avtoregresijski koeficient,
σ	Standardna deviacija.

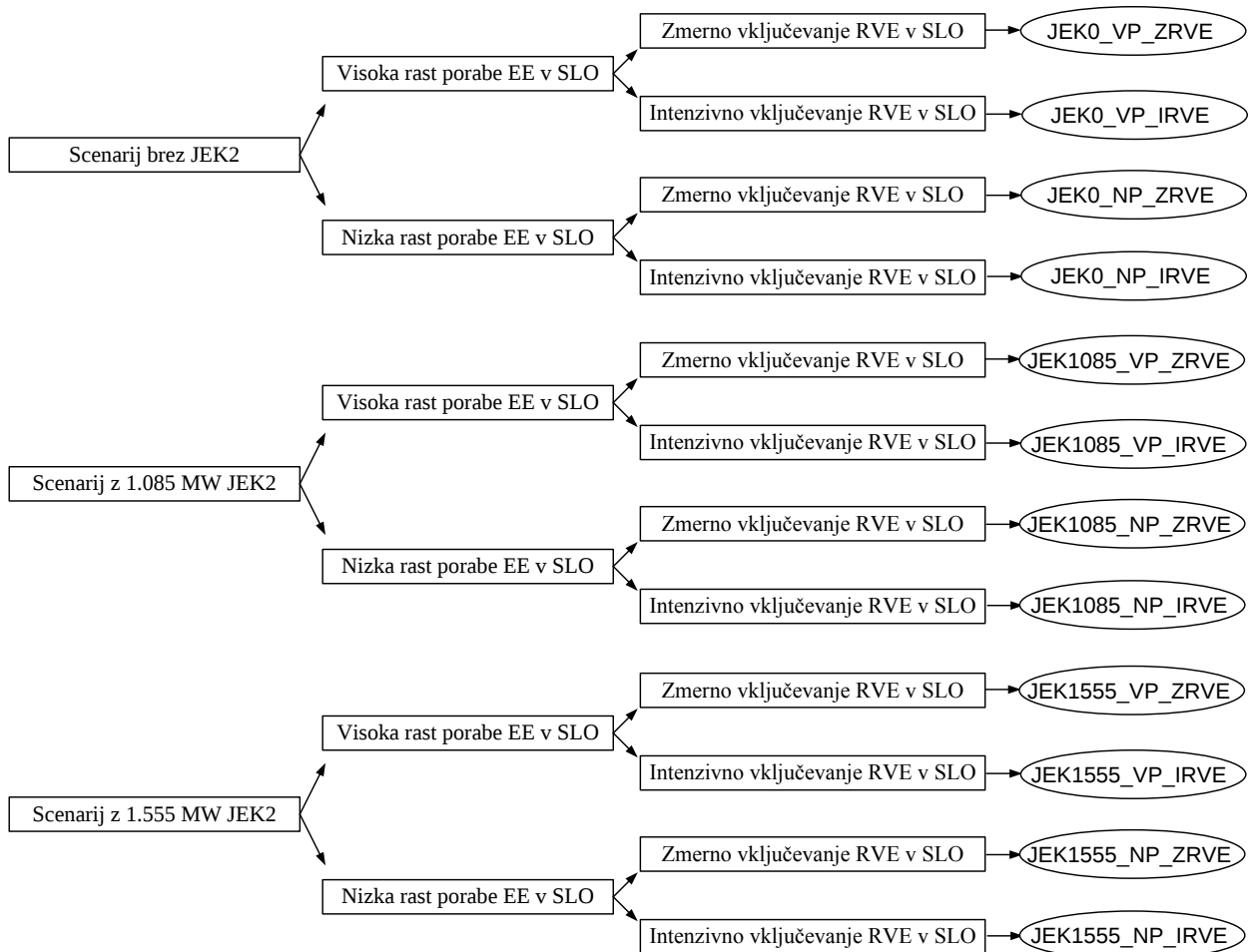


UPORABLJENE KRATICE

EES	Elektroenergetski sistem
ELES	Elektro - Slovenija, d.o.o.
SOPO	Sistemiški operater prenosnega omrežja (angl. Transmission System Operator)
ENTSO-E	Združenje za koordinacijo prenosa električne energije (angl. European network transmission system operators for electricity)
VE	Vetrne elektrarne
SE	Sončne elektrarne (vedno fotonapetostni princip delovanja)
SPTE	Elektrarne na sproizvodnjo toplote in električne energije
GE	Geotermalne elektrarne
BP	Elektrarne na bioplin
OVE	Obnovljivi viri energije
RVE	Razpršeni viri energije
RMSE	Koren povprečne vrednosti kvadratov napak (angl. Root Mean Square Error)
NRMSE	Normiran koren povprečne vrednosti kvadratov napak (angl. Normalised Root Mean Square Error)
LOLE	Faktor pričakovanja nenapajanja bremen (angl. Loss of Load Expectation)
PTDF	Faktorji porazdelitve pretokov moči (angl. Power Transfer Distribution Factor)
LODF	Faktorji porazdelitve moči izpadlega voda (angl. Line Outage Distribution Factor)
EE	Električna energija
JEK 2	Drugi blok jedrske elektrarne Krško
ETS	Evropska trgovalna shema s CO ₂ kuponi
EU	Evropska Unija
FE	Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
IJS	Inštitut Jožef Stefan
RAW	Faktor ohranitve tveganja (angl. Risk Achievement Worth)
RRW	Faktor zmanjšanja tveganja (angl. Risk Reduction Worth),

1. RAZŠIRJENI POVZETEK

Glavni namen študije je analiza in primerjava vlaganj v jedrske vire in obnovljive vire energije s tehničnega, ekonomskega in okoljskega vidika. Predvideli smo več različnih scenarijev razvoja elektroenergetskega sistema (EES). Osredotočili smo se predvsem na primerjavo med scenariji razvoja z različnimi možnostmi vključevanja novega bloka jedrske elektrarne v Krškem (JEK 2) ter scenariji zmerne in intenzivne vključevanja razpršenih virov energije (RVE). Slika 1.1 prikazuje izbranih 12 scenarijev.



Sl. 1.1: Shematski prikaz obravnavanih scenarijev razvoja slovenskega EES.

Cilj študije je bila analiza zanesljivosti obratovanja EES, ki zajema:

- oceno tranzientne stabilnosti agregata JEK 2,
- oceno tranzientne stabilnosti ostalih agregatov v EES,
- analiza udarnih momentov generatorjev ob priključitvi JEK 2,
- analizo lokalnih nihanj generatorjev ob priključitvi JEK 2,
- analizo medsystemske nihanj ob priključitvi JEK 2,
- občutljivostno analizo obremenitve EES na podlagi vplivnih faktorjev PTDF,
- analizo obremenitev omrežja,



- N-1 sigurnostno analizo izpadov elementov v EES na podlagi izračunov pretokov moči in uporabi vplivnih faktorjev LODF,
- analizo zahtevanih rezerv moči za zagotavljanje zanesljivosti obratovanja.

V okviru ocene zadostnosti proizvodnih zmogljivosti v izbranih scenarijih smo izvedli:

- analizo bilance moči,
- oceno zadostnosti proizvodnih zmogljivosti po metodologiji UCTE (sedaj ENTSO-E),
- analizo elektroenergetske bilance,
- izračun kazalnikov LOLE.

Pomemben del študije popisuje tudi ekonomske analize, pri katerih smo preverjali:

- primerjavo lastnih cen električne energije iz različnih virov,
- primerjavo cen električne energije na trgu z električno energijo,
- primerjavo dodatka k ceni električne energije za porabnika električne energije, zaradi stroškov zagotavljanja rezerve moči ter stroškov za shemo spodbud v RVE,
- ugotavljanje dobičkonosnosti investicij v JEK 2 ter RVE.

V zadnjem sklopu študije obravnavamo dosego okoljskih zavez s poudarki na:

- ocenjevanju izpustov CO₂,
- doseganju deleža OVE v bruto porabi električne energije.

Za analize so bistveni vhodni podatki, pri čemer velja izpostaviti:

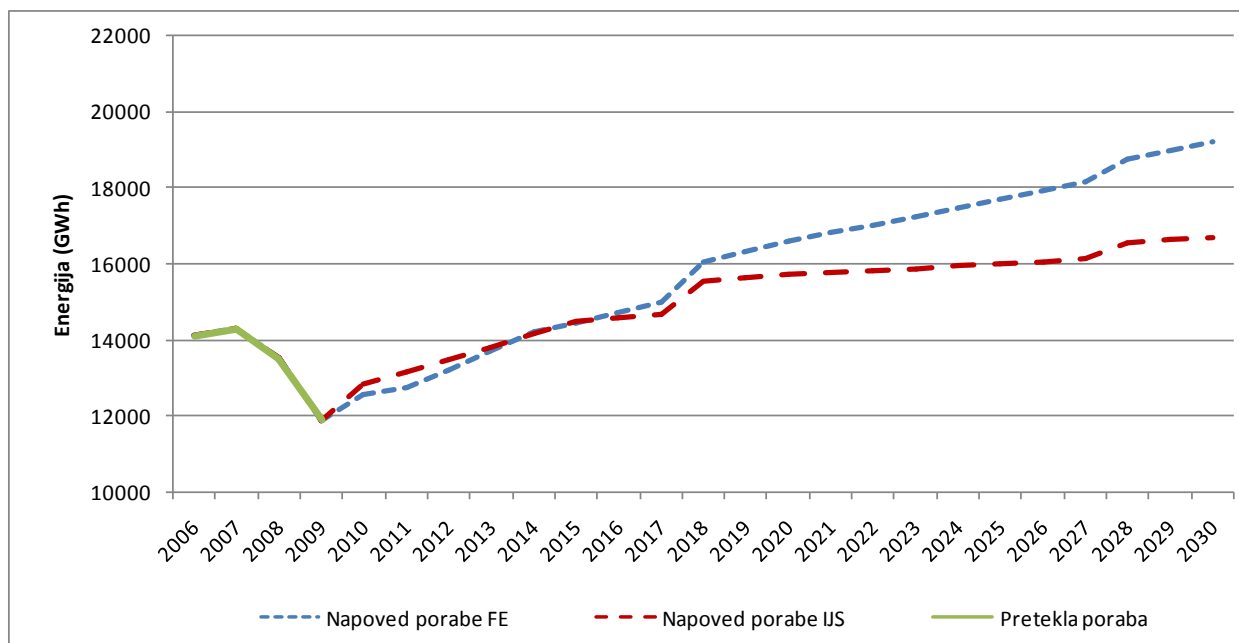
- predvidena vlaganja v proizvodne zmogljivosti:
 - vlaganja v koncentrirane vire,
 - vlaganja v RVE,
- predvideno rast porabe,
- predvidene ukrepe učinkovite rabe energije (URE).

Poudariti je treba, da smo po NEP 2010 [13] privzeli naslednja izhodišča:

- razvojni načrt izgradnje koncentriranih virov energije,
- napovedi vključevanja nizkega in visokega deleža RVE, kar zajema OVE in majhne enote soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE), tako na gorivo iz obnovljivih virov energije, kot tudi na zemeljski plin,
- scenarij z intenzivnim vlaganjem v URE in posledično,
- scenarij z nizko napovedjo porabe električne energije,

Scenariji vlaganja v OVE, SPTE in URE se posredno upoštevajo v scenarijih dolgoročne napovedi porabe električne energije.

Po naši presoji so ocene vlaganj v RVE (OVE in SPTE) in URE v NEP 2010 [13] preveč optimistične, čeprav so to zahteve evropskih direktiv, posledično je napovedana dolgoročna rast porabe električne energije prenizka. Zaradi tega smo v analizi upoštevali dodatni scenarij napovedi porabe (Napoved porabe FE), ki zajema tudi vlaganja v RVE in URE. Slika Sl. 1.2 prikazuje oba scenarija.



Sl. 1.2. Napoved rasti porabe električne energije.

V nadaljevanju predstavljamo kratke povzetke omenjenih analiz, detajlni rezultati pa so obravnavani v poglavjih 6.-8.

V sklopu študije so na Inštitutu Jožef Stefan razvili kazalnik pomembnosti elementov in komponent varnostnih sistemov v elektroenergetskih sistemih, in sicer faktor ohranitve tveganja izpadov enot (RAW – Risk Achievement Worth) in faktor zmanjšanja tveganja izpadov enot (RRW - risk reduction worth), ki sta merili tveganja, ki identificirata najpomembnejše komponente varnostnih sistemov jedrske elektrarne s pomočjo verjetnostnih varnostnih analiz. Podrobna metodologija in rezultati so predstavljeni v nadaljevanju.

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili tranzientno stabilnost agregata JEK 2 in ugotovili da:

- s stališča tranzientne stabilnosti JEK 2 (male ali večje enote) je obratovanje v kapacitivnem režimu najneugodnejši primer, saj je v tem režimu moč agregata najmanjša, kar pa vpliva na sposobnost agregata odvesti zadostne količine energije, ki se med napako kopiči v rotirajočih masah,
- v črpalnem režimu obratovanja ČHE Kozjak ugodno vpliva na tranzientno stabilnost agregata JEK 2 (male ali večje enote),



- v turbinskem režimu obratovanja ČHE Kozjak poslabša razmere tranzientne stabilnosti JEK 2 (male ali večje enote), vendar je vpliv relativno majhen.

V okviru analize tranzientne stabilnosti ostalih agregatov v sistemu ugotavljamo:

- kritični čas odstranitve motnje NEK se precej podaljša, če obratuje JEK 2, in sicer je vpliv večje enote večji kot manjše,
- vpliv JEK 2 je praktično zanemarljiv na kritični čas odstranitve motnje 6. bloka termoelektrarne Šoštanj (TEŠ 6).

Udarne momenti ostalih generatorjev v EES se z vključitvijo JEK 2 znižajo. Podobno se zniža frekvenca lokalnih nihanj z vključitvijo JEK 2 predvsem zaradi velikih rotirajočih mas turbine in generatorja v JEK 2, medtem ko na dušenje nihanj JEK 2 nima posebnega vpliva. Zaradi številnih neznank v vezi z morebitnim bodočim agregatom JEK 2 (predvsem njegove napetostne regulacije) ni mogoče podati natančnejših izsledkov glede vpliva JEK 2 na medsystemska nihanja.

V grobem sklepamo, da ima **vključitev JEK 2 iz vidika dinamične stabilnosti obratovanja EES pozitiven vpliv. Večja enota JEK 2 je bolj sprejemljiva.**

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili občutljivostno analizo obremenitve elementov EES. Za predviden razvoj EES smo izračunali faktorje PTDF, ki predstavljajo spremembo obremenitve elementov EES v odvisnosti sprememb injiciranih moči po vozliščih EES oz. v odvisnosti od izklopov vodov in transformatorjev. Na podlagi PTDF ugotavljamo, da ima sprememba moči v izbranih vozliščih praviloma največji vpliv na električno najbližje vode.

Občutljivostne analize kažejo, da v nobenem scenariju ne prihaja do preobremenitev, če sledimo predvidenim investicijam v elektroenergetsko omrežje in če obratujejo vsi elementi omrežja po programu.

V sklopu sigurnostne analize obratovanja EES smo preučili tudi kazalnik N-1 in vplivni faktor LODF. Iz slednjih ugotavljamo da, izpad nekega voda povzroči dodatno obremenitev električno najbližjih vodov, vendar **načrtovane posodobitve omrežja zadostujejo vsem analiziranim scenarijem razvoja.**

Ocena zanesljivosti oskrbe z električno energijo temelji na več metodah. V splošnem velja, da za zanesljivo oskrbo z domačimi viri zadostuje vrednost kazalnika LOLE od 4 do 10 ur na leto, kar pomeni, da EES po pričakovanju ni sposoben samostojno pokriti porabe v 4 do 10 urah na leto. Kazalec se izboljša z uvozom električne energije, saj ta nadomesti primanjkljaj v domačem EES.

Po pričakovanju ugotavljamo, da **vklučitev JEK 2, manjše ali večje enote, bistveno izboljša kazalec LOLE in s tem zanesljivost oskrbe odjemalcev z domačimi proizvodnimi viri.** Predvideni RVE tudi pripomorejo k izboljšanju razmer, vendar v mnogo manjši meri, saj gre za nestalne vire z manjšo količino proizvedene energije na instalirano moč. Če bi želeli le z RVE doseči raven zanesljivosti oskrbe energije, ki jo zagotavlja izgradnja JEK 2, bi potrebovali nekajkratnik optimističnih napovedanih zmogljivosti RVE, kar je neizvedljivo.

V analizi smo kot sprejemljivo raven zanesljive oskrbe z domačimi viri upoštevali vrednost kazalnika LOLE 10 ur na leto, vendar mora država zavzeti stališče glede elektroenergetske neodvisnosti oskrbe z električno energijo in v okviru tega določiti sprejemljivo raven kazalnikov, ki opredeljujejo neodvisnost.

Za zanesljivo obratovanje EES je potrebno zagotoviti tudi **rezervo moči** za izravnavo odstopanj bilanc energije na mejah ter regulacijo frekvence. Ugotavljamo, da se bodo **zahteve po primarni rezervi moči pri vseh scenarijih rahlo povečale, vendar ne bo imelo bistvenega vpliva na zanesljivo obratovanje slovenskega EES.**

Zahteve po sekundarni regulaciji frekvence so odvisne od konične porabe električne energije, iz česar sledi, da bodo ob uresničitvi nizke napovedi rasti porabe rahlo višje kot leta 2010, medtem ko ob uresničitvi visoke napovedi rasti porabe do leta 2030 večje za okoli 25 % glede na leto 2010. **Glede na razpoložljive proizvodne zmogljivosti ocenjujemo, da težav z zagotavljanjem moči in energije za sekundarno regulacijo frekvence ne bo.**

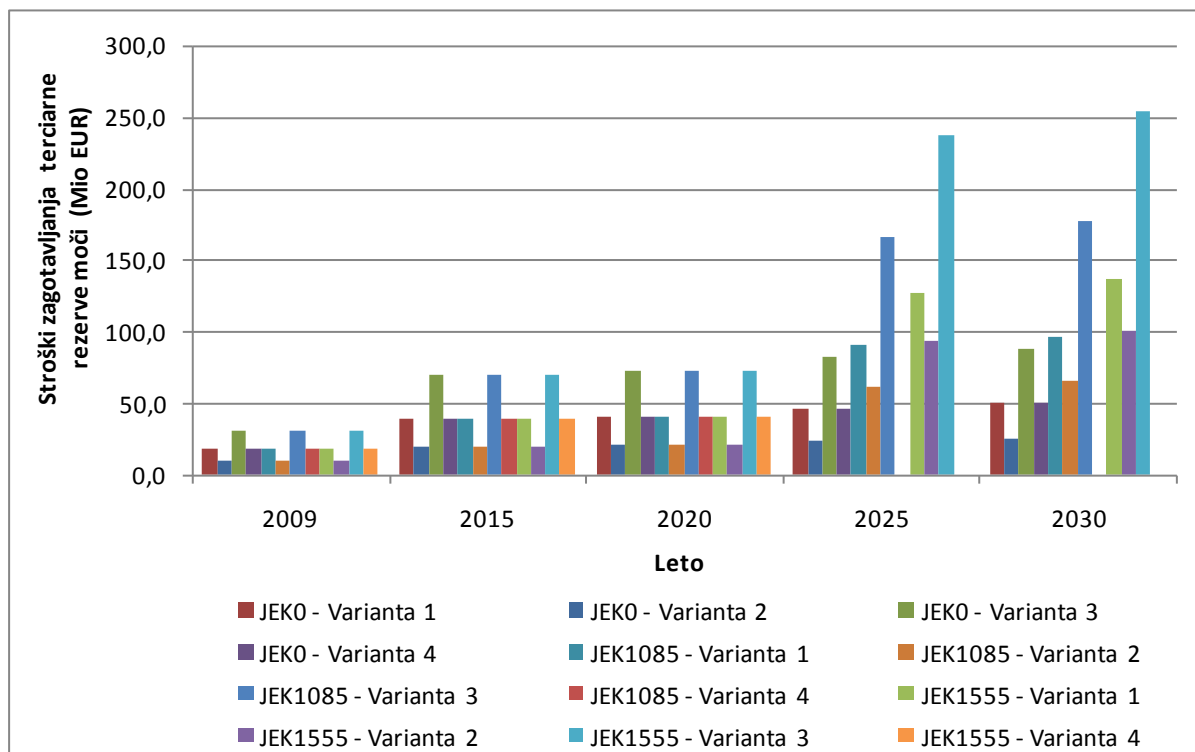
Posebno pozornost smo namenili rezervam moči v okviru povečanega deleža RVE, posebno pri obratovanju vetrnih in sončnih elektrarn, saj gre za nestalne vire, ki zahtevajo dodatne rezerve. **Tako bi bilo potrebno za scenarij nizkega vključevanja RVE zagotoviti okoli 40 MW oziroma pri visokem scenariju okoli 200 MW, kar glede na planirane investicije ne predstavlja tehničnih težav, zahteva pa dodatna finančna sredstva, kar se posledično odraža na ceni električne energije za končne odjemalce, prikazano v nadaljevanju.**

Iz vidika zagotavljanja rezerve moči je najbolj obsežna rezerva za zagotavljanje terciarne regulacije frekvence. V študiji smo analizirali 4 možnosti:

- nadaljuje dosedanja politike delnega zakupa rezerve moči v tujini in delnega v Sloveniji (Varianta 1),
- povezovanje s sosednjimi regulacijskimi območji (Varianta 2),
- celotno zagotavljanje terciarne rezerve moči znotraj slovenskega EES (Varianta 3),
- terciarna rezerva moči se v celoti upošteva kot strošek obratovanja JEK 2 (Varianta 4).

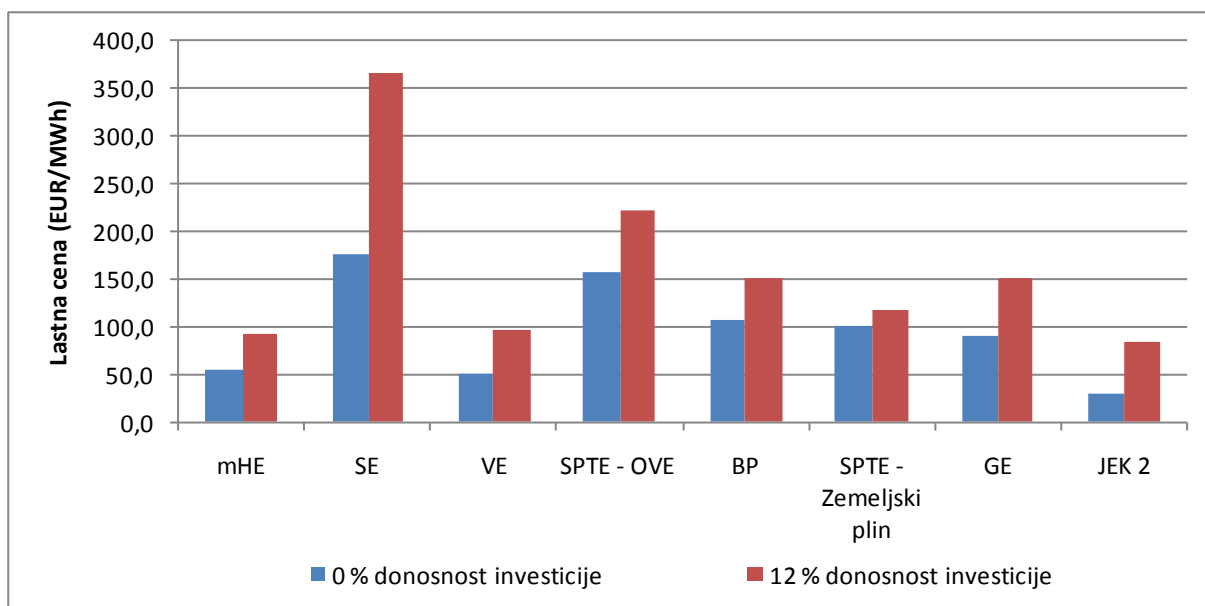
Ugotovitve kažejo, da bi bilo **iz vidika stroškovne učinkovitosti ob izgradnji JEK 2 najbolj smiselna povezava sosednjih regulacijskih območij.** Investicija JEK 2 negativno vpliva na

zahteve po terciarni regulaciji frekvenca, saj zahteva večjo rezervo. V skrajnem primeru bi potrebovali 1.555 MW rezerve moči za zagotavljanje terciarne regulacije frekvenca. Rezerva se lahko zakupi tudi v tujih EES, če so na razpolago zadostne prenosne zmogljivosti. Slika Sl. 1.3 prikazuje ocenjene letne stroške zakupa terciarne rezerve moči po različnih variantah za vse scenarije izgradnje JEK 2.



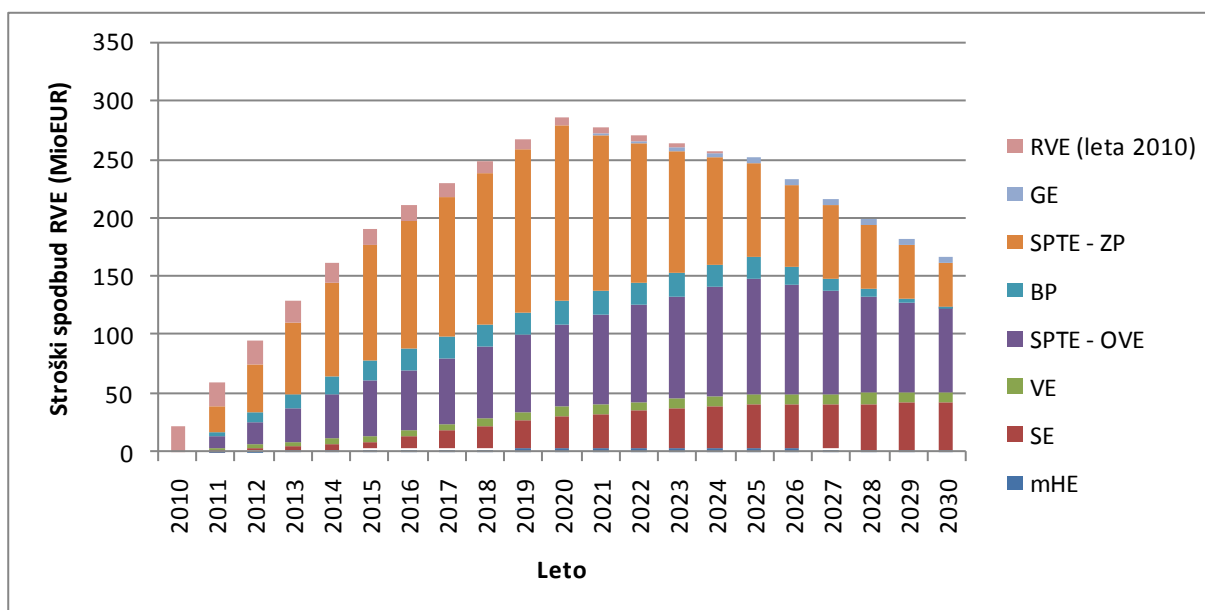
Sl. 1.3. Letni stroški zagotavljanja terciarne rezerve moči po različnih scenarijih razvoja EES in variantah zagotavljanja moči.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo lastnih cen posameznih tehnologij RVE ter JEK 2 pri različnih zahtevanih donosnostih investicije. Analize kažejo, da **sončne elektrarne predstavljajo najdražji vir z vidika lastnih cen**, medtem ko je **izgradnja JEK 2 najbolj ekonomična in posledično dobičkonosna v primerjavi z ostalimi viri**, slika Sl. 1.4.

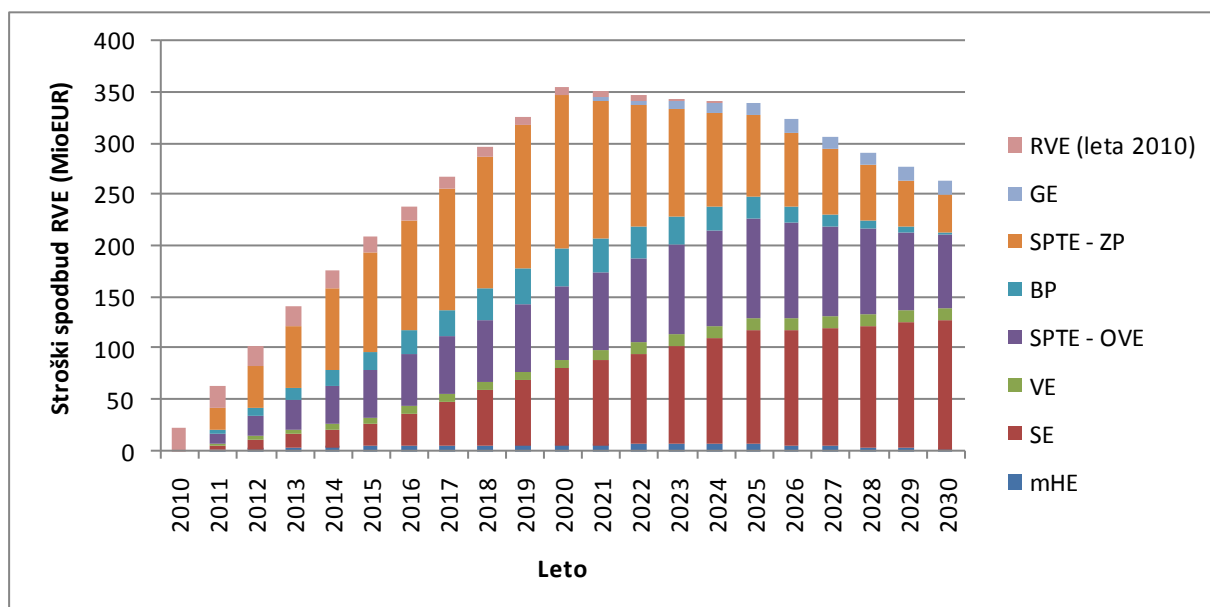


Sl. 1.4. Primerjava lastnih cen različnih tehnologij

Posebno pozornost smo namenili tudi oceni stroškov za podporno shemo obratovanja RVE. Sliki Sl. 1.5 in Sl. 1.6 kažeta, da bo največja vrednost letnega stroška za zmerni scenarij vključevanja RVE znašala okoli 280 Mio€, medtem ko za intenzivni scenarij okoli 350 Mio€.

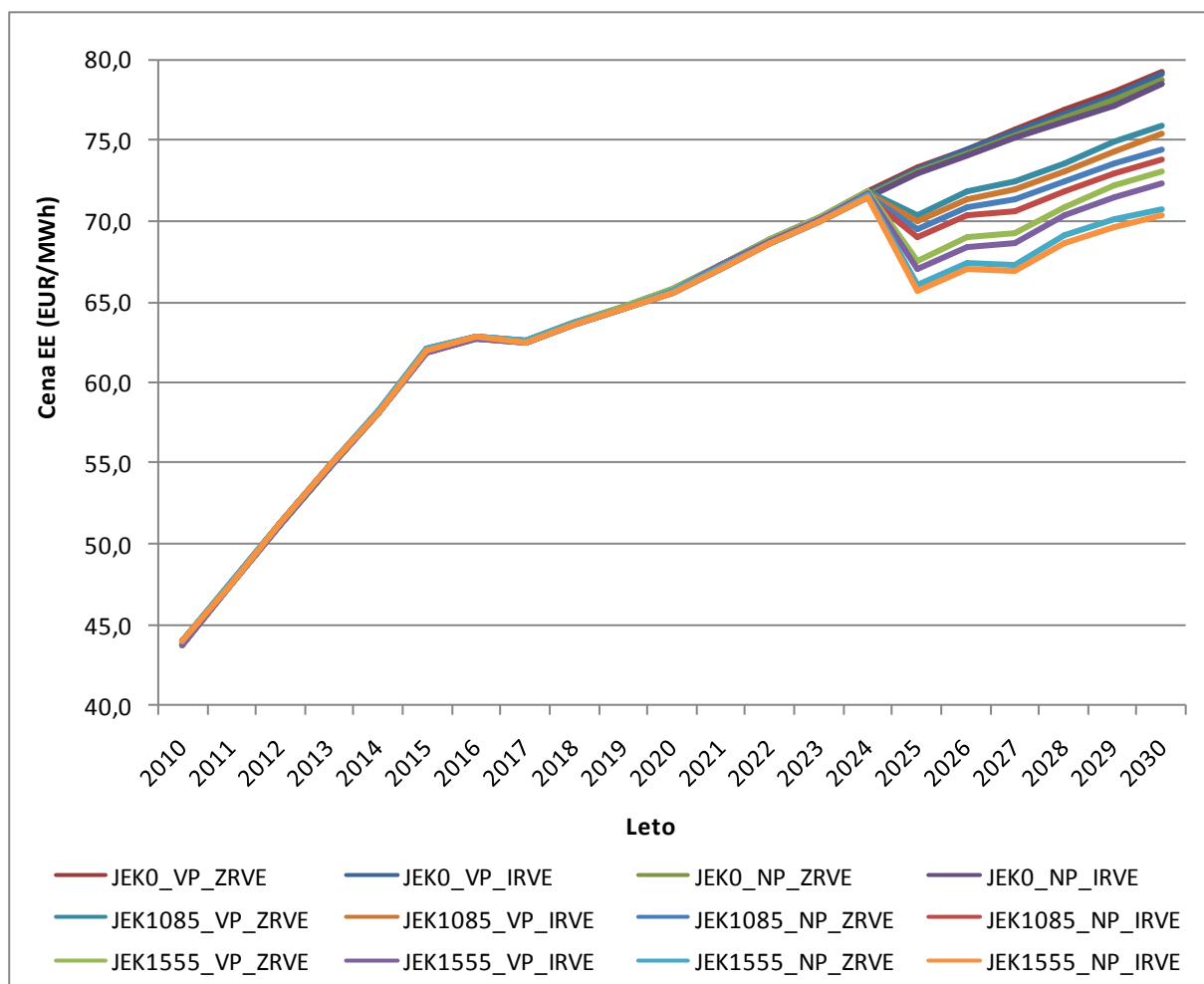


Sl. 1.5: Skupni strošek subvencij za RVE za zmerni scenarij rasti na letni ravni – konstantne cene spodbud za RVE.

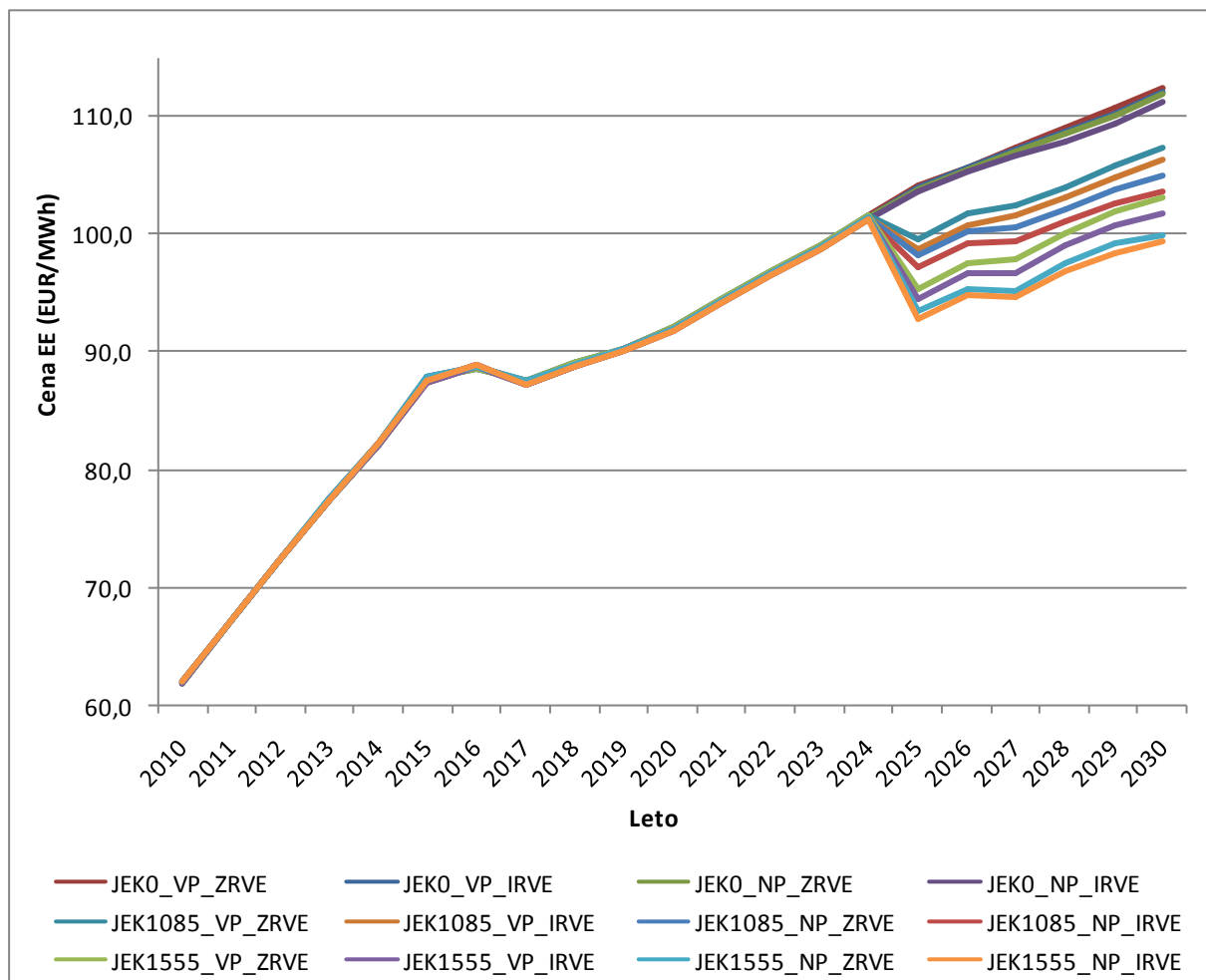


Sl. 1.6: Skupni strošek subvencij za RVE za intenzivni scenarij rasti na letni ravni – konstantne cene spodbud za RVE.

V študiji smo ocenili po scenarijih cene pasovne in trapezne električne energije na trgu z električno energijo. Analize kažejo (Sliki Sl. 1.7 in Sl. 1.8), da bi bila najcenejša električna energija pri vključevanju velike enote JEK 2, medtem ko ima vključevanje RVE zanemarljiv vpliv na cene električne energije na trgu.

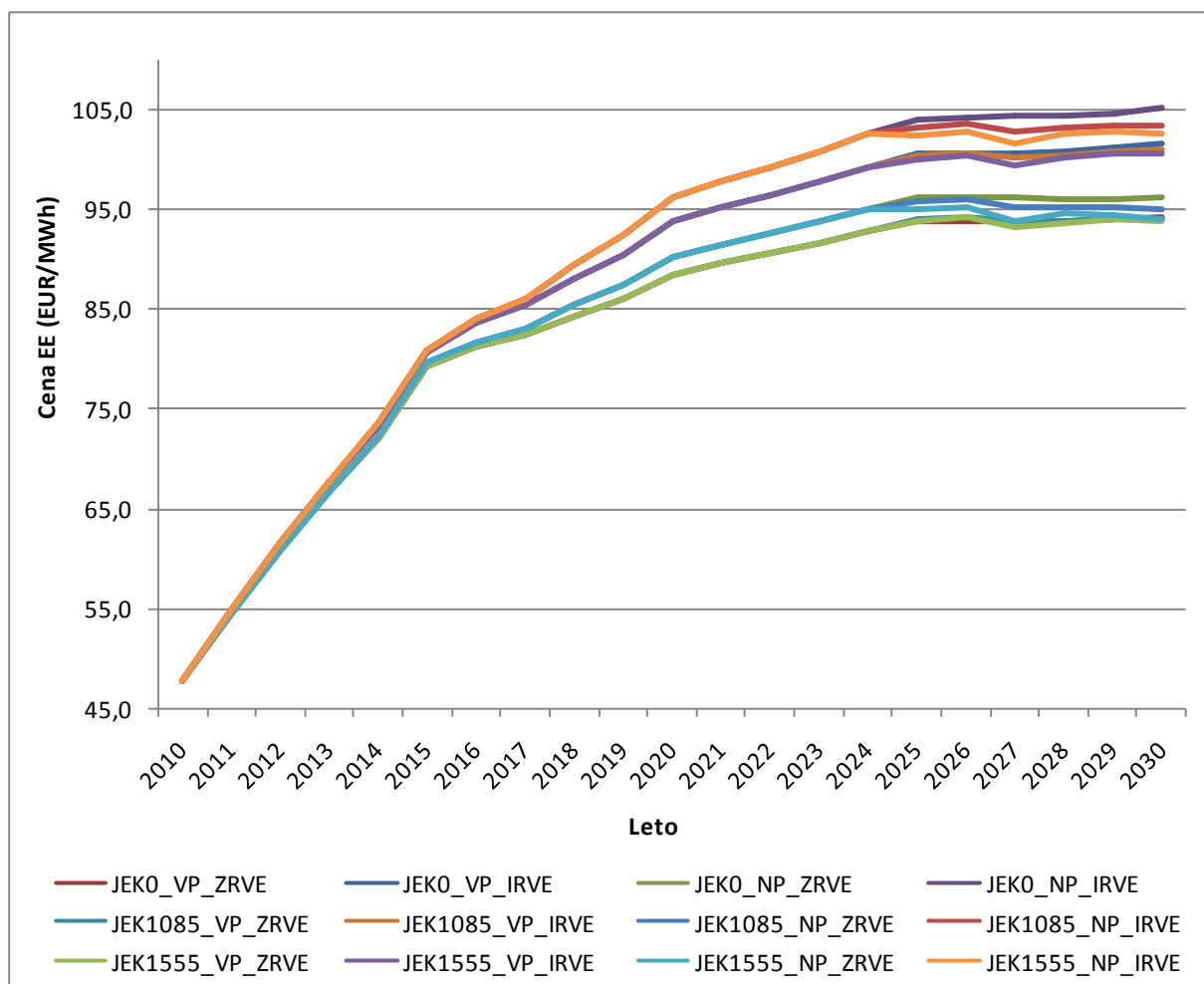


Sl. 1.7. Primerjava cen električne energije (produkt pas) na trgu električne energije za vse obravnavane scenarije razvoja.



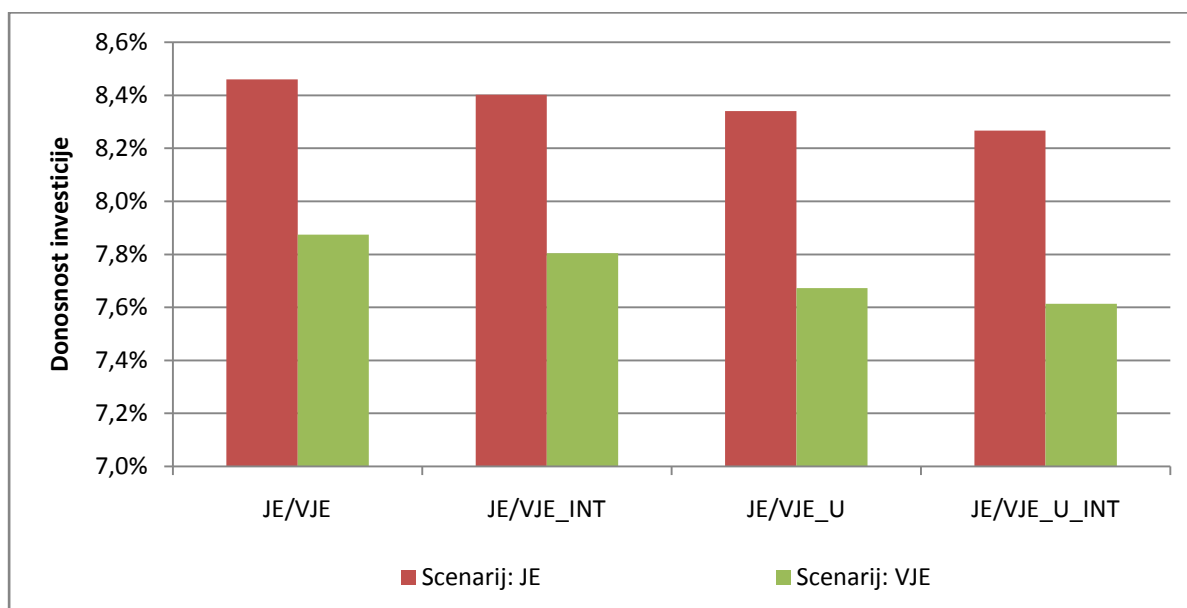
Sl. 1.8. Primerjava cen električne energije (produkt konica) na trgu električne energije za vse obravnavane scenarije razvoja.

Poleg cen na trgu je bistvena tudi cena električne energije za končnega odjemalca. K tržni ceni smo prišteli dodatek zaradi terciarne rezerve moči ter dodatek zaradi subvencij RVE. **Analize kažejo (Slika Sl. 1.9), da bi bila najcenejša električna energija za odjemalce pri scenarijih z vključeno JEK 2, čeprav se stroški za zagotavljanje rezerv za terciarno regulacijo frekvence povečajo. Sledi scenarij brez JEK 2, ki ne zahteva dodatnih stroškov za zagotavljanje rezerv za terciarno regulacijo frekvence, medtem ko RVE povzročijo povišanje cen ravno zaradi visokih subvencij. V analizah smo sicer upoštevali zagotavljanja terciarne rezerve moči po varianti 1.**



Sl. 1.9. Primerjava cen električne energije z dodatkom za zagotavljanje rezerve moči in za spodbude za RVE za vse obravnavane scenarije razvoja.

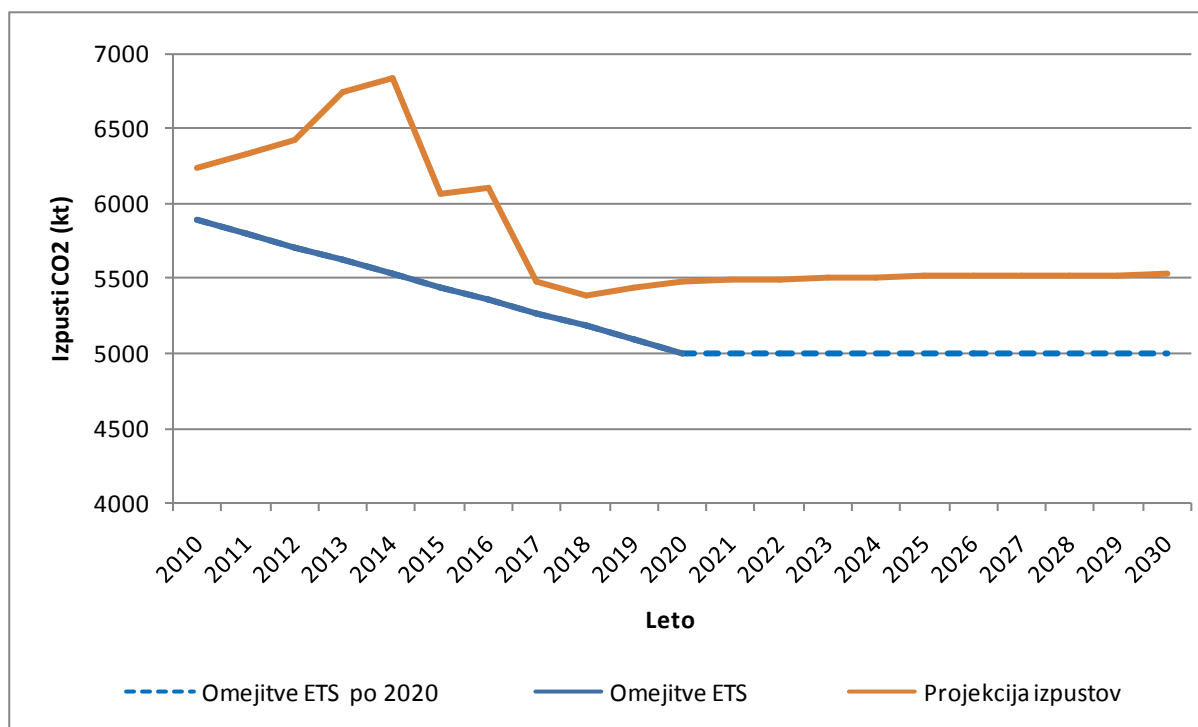
V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo dobičkonosnosti investicije v JEK 2 po različnih scenarijih razvoja slovenskega EES. Ugotavljamo, da največjo donosnost predstavlja investicija v malo JEK 2 (Sl. 1.10) glede na cene električne energije na trgu in vpliva JEK 2 na te cene, medtem ko je neto sedanja vrednost investicije ob 5,16 % zahtevani donosnosti največja pri investiciji v veliko enoto JEK 2. Neto sedanja vrednost je večja, ker je večja tudi investicijska vrednost.



Sl. 1.10. Donosnost investicij v veliko in malo JEK 2 za vse obravnavane scenarije razvoja.

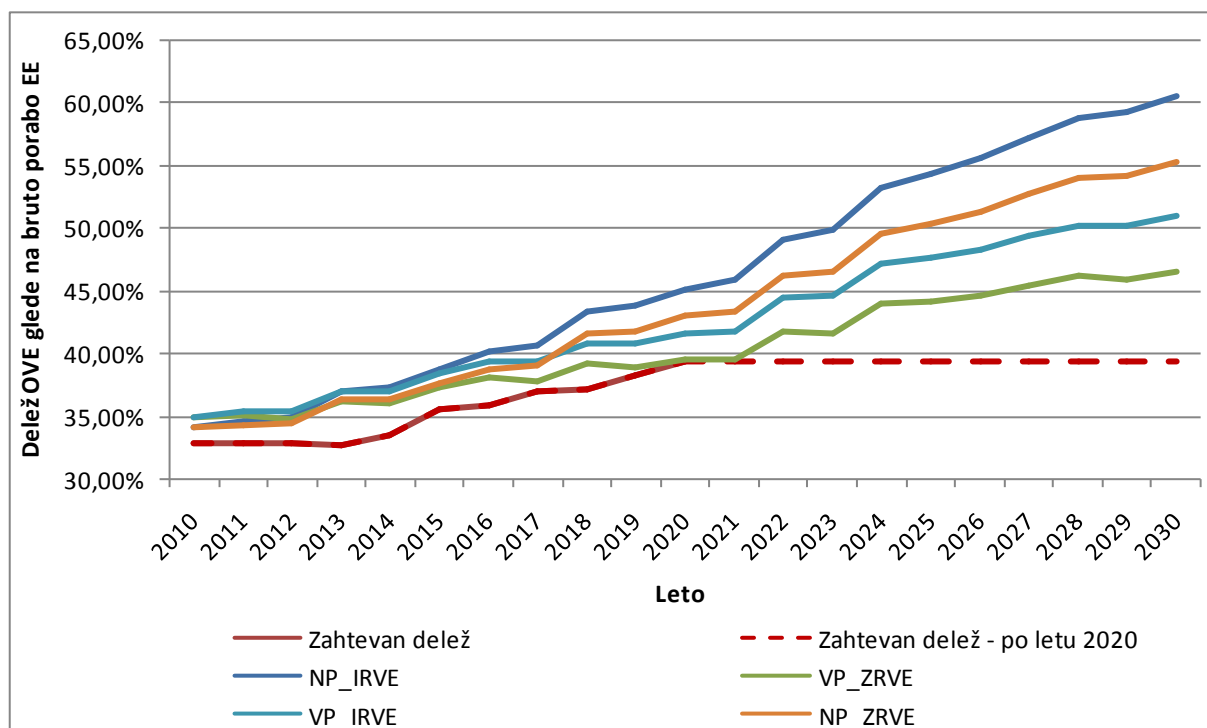
V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analizo doseganja okoljskih zavez, in sicer doseganja mejne količine izpustov CO₂ določenih za sektor energetika. Ugotavljamo, da **glede na načrtovane enote v sistemu po vseh predvidenih scenarijih razvoja predvidene meje izpustov CO₂ za energetiko ne bomo dosegli**, slika Sl. 1.11, v kolikor ne bomo radikalno posegali v dovoljenja obratovanja obstoječih in predvidenih termoelektrarn.

Ugotavljamo, da vključitev JEK 2 in velikega deleža RVE ob predpostavljenih pogojih ne vpliva na izpuste CO₂, saj se izpusti navezujejo na proizvodnjo električne energije v termoelektrarnah, ki ob predvidenih visokih cenah električne energije obratujejo. Prav tako je slovenski EES dobro povezan s sosednjimi EES in ni težav s prenosom energije na tuje trge. Slika Sl. 1.11 prikazuje dolgoročno napoved izpustov CO₂, ki se z leti zmanjšujejo.



Sl. 1.11. Napoved izpustov CO₂ ter omejitve za evropsko trgovalno shemo za sektor energetika.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analizo doseganja deleža OVE, glede na bruto porabo električne energije, določenih za sektor energetika. Ugotavljamo, da po vseh obravnavanih scenarijih zagotavljamo zahtevan delež OVE za sektor energetika. Večja vključenost RVE pozitivno vpliva na omenjen delež, medtem ko vključitev JEK 2 nima vpliva, saj te elektrarne ne uvrščamo med OVE.



Sl. 1.12. Delež OVE glede na bruto porabo električne energije.

V dolgoročnih napovedih je venomer polno ekonomskih, demografskih, političnih itd. neznank, zato je točnost napovedi omejena. Iz tega razloga so scenarijske analize najboljša izbira, saj analizirajo vrsto različnih predpostavk v razvoju EES.

Poleg omenjenih scenarijev razvoja slovenskega EES smo morali upoštevati tudi vrsto vplivov, stanj in dolgoročnih načrtov v EES. Neznanke, ki se pojavijo so cena tehnologij in obratovalnih stroškov po posameznih virih energije, višina finančnih spodbud za RVE, investicije v omrežje v slovenskem EES in v okoliških državah, investicije v proizvodnje enote v Sloveniji in okoliških državah, prehodi moči preko slovenskega omrežja zaradi tržnih in netržnih razmer itd.

Kljub mnogim neznankam v EES pa vseeno lahko izluščimo najpomembnejše prednosti in slabosti JEK 2 ter RVE.

Glavne prednosti in slabosti 1.085 MW JEK 2 glede na opravljene analize so:

- prispeva k energetske neodvisnosti,
- prispeva k zanesljivosti obratovanja slovenskega EES,
- znižuje ceno električne energije na trgu na debelo,
- nima negativnega vpliva na izpuste CO₂,
- poveča zahtevano terciarno rezervo moči.

Glavne prednosti in slabosti 1.555 MW JEK 2 glede na opravljene analize so:

- prispeva k energetske neodvisnosti (še bolj kot 1.085 MW JEK 2),

- prispeva k zanesljivosti obratovanja slovenskega EES,
- znižuje ceno električne energije na trgu na debelo (še bolj kot 1.085 MW JEK 2),
- nima negativnega vpliva na izpuste CO₂,
- poveča zahtevano terciarno rezervo moči (še bolj kot 1.085 MW JEK 2).

Glavne prednosti in slabosti RVE glede na opravljene analize so:

- delno prispevajo k energetske neodvisnosti,
- pozitivno vplivajo na izpolnjevanje evropskih okoljskih zavez,
- povečujejo ceno električne energije za porabnika.



2. METODOLOGIJA

Primerjava strateškega pomena jedrske energetike z ostalimi viri energije s stališča vpliva na gospodarstvo zahteva uporabo primernih metodologij, ki podajajo odgovore z naslednjih vidikov:

- tehnični vidik,
- ekonomski vidik,
- razvojno-tehnološki vidik,
- okoljski vidik.

Gre torej za široko področje analize, zato se to poglavje namenja opisu metodologij in matematičnih modelov, ki se uporabljajo pri predvidenih analizah.

2.1. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO S TEHNIČNEGA VIDIKA

Električna energija predstavlja najbolj praktično obliko energije, ki jo je mogoče uporabljati v vsakdanjem življenju, saj je praktično vedno na razpolago, je čista oblika energije in primerna za delovanje naprav, ki jih uporabljamo. To je tudi razlog, da poraba te oblike energije v primerjavi z ostalimi oblikami najhitreje narašča. V Sloveniji predstavlja proizvodnja električne energije z jedrsko tehnologijo približno 30 % delež v končni porabi, kar pomeni, da ima ta tehnologija močan vpliv na življenje posameznika in na gospodarstvo. Razvoj novih tehnologij za izkoriščanje drugih energentov je v razmahu in njihov delež se povečuje, še posebej ker se teži vzdržnostnem in okolju prijaznem razvoju. To pomeni, da tudi ta del ni zanemarljiv s stališča vpliva na gospodarstvo in ga je treba vključiti v predvidene analize.

Zavedati se je treba, da je predpogoj za njeno uporabo zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema (EES), ki zajema zanesljivo proizvodnjo in prenos električne energije. Gre za kompleksen sistem z nekaj posebnostmi:

- električne energije ni mogoče učinkovito shranjevati v velikih količinah, zato je treba potrebe po električni energiji sproti pokrivati s primernim angažiranjem proizvodnih enot;
- visoka dinamika odjema kot posledica ravnanja odjemalcev in posledično visoka dinamika na strani proizvodnih virov,
- nenehno spreminjanje strukture omrežja zaradi izpostavljenosti zunanjim dejavnikom, kot so neurja, strele, poškodbe elementov itd.;
- nelinearnost sistema, ki izhaja iz lastnosti samih elementov,
- raznolikost proizvodnih enot s stališča tehničnih lastnosti, kot so časovne konstante, nazivne moči, izkoristki, energenti ipd.;
- povezanost s sosednjimi sistemi in medsebojni vplivi med sistemi.

Zaradi navedenih lastnosti EES zahteva tehnična analiza posebne metode, modele in matematična orodja, ki jih predstavljamo v nadaljevanju.

2.1.1. Obremenitev prenosnega omrežja

2.1.1.1. Izračun pretokov moči

Izračun pretokov moči je pomembno orodje za analizo EES v normalnem, stacionarnem obratovalnem stanju. Rezultat analize pretokov moči so napetosti in koti po vseh vozliščih v sistemu, kateri pa posredno definirajo pretoke po vodih in transformatorjih. Izračune opravimo na modelu izmeničnih (AC) pretokov moči, kar pomeni, da upoštevamo tako pretoke delovnih kot tudi jalovih moči.

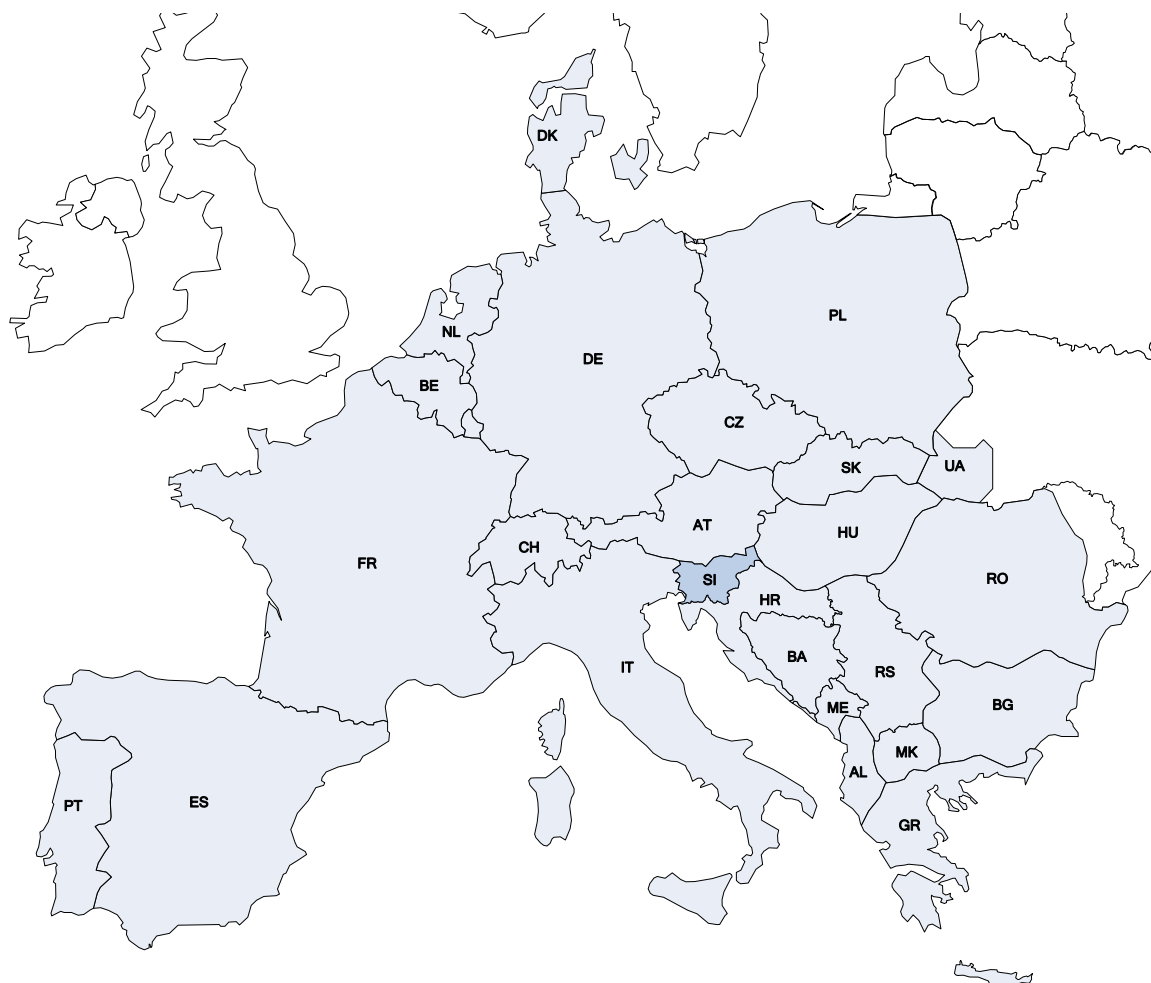
Bremena obravnavamo kot ponore delovnih in jalovih moči, generatorje pa v mešanem režimu – pomembne generatorje iz vidika napetostnega profila obravnavamo kot elemente z injicirano delovno močjo in konstantno napetostjo, ostale generatorje pa kot injekcije delovne in jalove moči. V izračunu so prisotni tudi ostali elementi EES, kot so transformatorji, prečni transformatorji, enosmerne povezave med EES.

Pri izračunu pretokov moči uporabljamo profesionalna namenska orodja [1].

2.1.1.2. Opis modela za izračun pretokov moči

Equation Section (Next) Za izhodišče izgradnje osnovnega modela (v nadaljevanju označen kot prvi referenčni model oz. REF-1) smo izbrali zimski referenčni scenarij oz. model UCTE¹ za leto 2009 (angl. winter reference base case), ki ga pripravlja delovna podskupina UCTE NM&FT (Network Models and Forecast Tools) in ga prikazuje slika Sl. 2.1. Za modeliranje načrtovanih sprememb omrežij smo upoštevali razvojni dokument *UCTE Transmission Development Plan* [2] in [3], ki nastaja pod okriljem delovne skupine UCTE Coordinated Planning.

¹ Organizacija UCTE se je z drugimi združenji sistemskih operaterjev znotraj Evrope v letu 2009 združila v skupno združenje ENTSO-E, regija, ki jo je pokrivala organizacija UCTE, pa se je preimenovala v regionalno skupino Centralna Evropa. Ker so modeli nastali v času obstoja UCTE in delovnih podskupin UCTE, bomo le-te poimenovali po njihovih prvotnih nazivih.



Sl. 2.1: Države regionalne skupine Centralne Europe modelirane v izbranem zimskem referenčnem UCTE modelu.

Izbrani izhodiščni zimski referenčni model v obliki UCTE-DEF vsebuje podatke o topologiji in injiciranih močeh v interkonekciji UCTE za napetostne nivoje 750 kV, 380² kV, 220 kV in delno tudi nižje napetostne nivoje. Predstavlja zimsko normalno obratovalno stanje za tretjo sredo v januarju leta 2009 (21. januar 2009 ob 10.30 uri). Tako model podaja dobro izhodišče za izgradnjo osnovnega modela omrežja UCTE za leto 2009 za izračune pretokov moči, vendar je v njem opisana le predvidena topologija v obratovalnem stanju v začetku leta 2009, zaradi česar v omrežje UCTE niso nujno vključeni vsi relevantni elementi, ki bodo v obratovanju šele konec leta 2009. Analiza modela je pokazala, da so pomanjkljivosti v EES Avstrije, Italije, Švice, Francije, Nemčije, BiH, Makedonije, Bolgarije in Romunije. Pri tem so mišljeni predvsem vsi tisti elektroenergetski elementi omrežij, ki bodo imeli močan vpliv na razmere v EES Slovenije, kot so npr. vod 2×400 kV Kainachtal - Südburgenland, vod 2×400 kV Dürnrhor - Slavetice in prečni transformator 220/220 kV v RTP Padriciano.

² V modelu za izračun pretokov moči definirane napetostne nivoje 380 kV povežemo s slovenskim EES, ki ima napetostni nivo 400 kV preko navideznih transformatorjev.

Odkrite pomanjkljivosti v izhodiščnem zimskem modelu za leto 2009 smo ustrezno odpravili in v omrežje UCTE vključili manjkajoče elemente.

Zaradi nepopolnega modela EES Slovenije v sklopu UCTE modela in nepoznavanje vpliva poenostavljenega modeliranja na končne rezultate analiz smo obstoječ celotni model dopolnili s podrobnim modelom VN EES Slovenije, ki vsebuje natančno modelirane injekcije, porabo in model omrežja napetostnih nivoje v 400 kV, 220 kV in 110 kV. Bilančno vozlišče se nahaja v Nemčiji (vozlišče D7WEIS12).

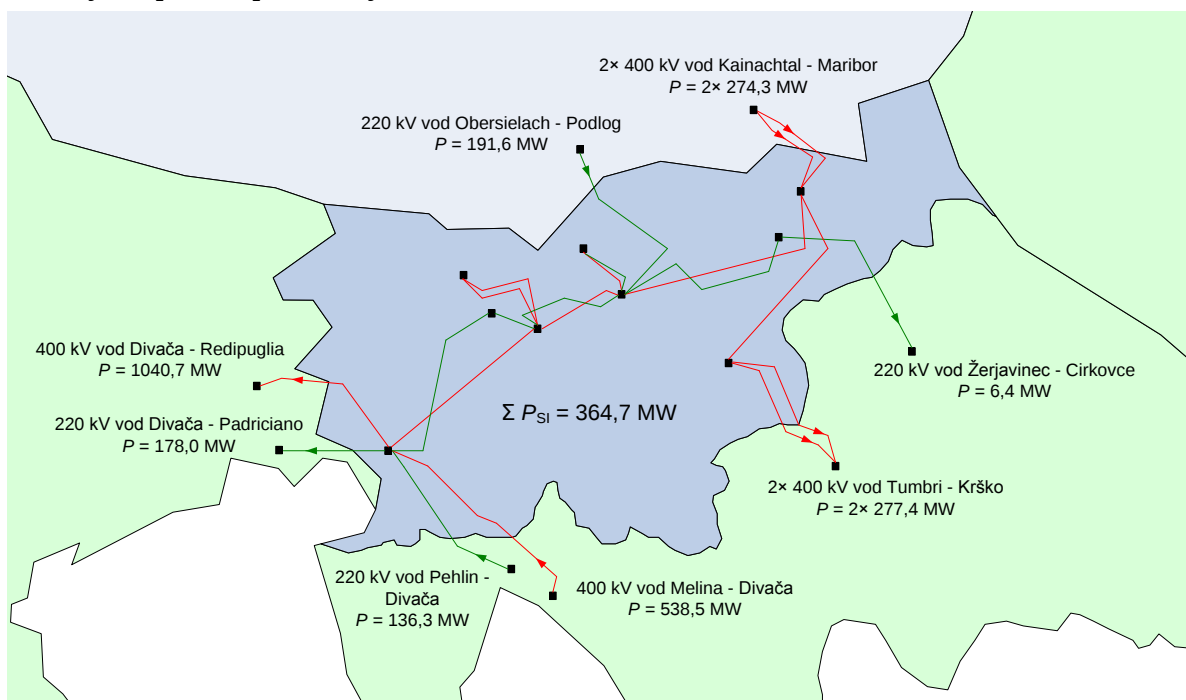
Tako sestavljen model vsebuje 8.005 vodov, 1.192 transformatorjev, 7.030 vozlišč, 3.652 bremen in 1.895 virov proizvodnje.

V osnovnem modelu je bila skupna poraba 320,646 GW, izgube so obsegale 5,428 GW proizvodnja pa 326,074 GW. Izmenjave med državami prikazuje slika Sl. 2.2.



Sl. 2.2: Izmenjave med državami regionalne skupine Centralna Evropa v izbranem referenčnem UCTE modelu.

Poraba je v EES Slovenije obsegala 1.742 MW, proizvodnja pa 2.167 MW. Izmenjave s sosednjimi sistemi na različnih napetostnih nivojih prikazuje slika Sl. 2.3. Razlika med proizvodnjo in porabo predstavlja neto izvoz.



Sl. 2.3: Pretoki moči na slovenskih meddržavnih povezavah v izbranem referenčnem modelu.

Osnovni model smo v skladu z načrti razvoja slovenskega EES in razvoja EES v sosednjih državah nadgradili z elementi v poglavjih 4.3 in 4.4. Tako sestavljen model sedaj vsebuje 8.050 vodov, 1.201 transformatorjev, 7.040 vozlišč, 3.652 bremen in 1.926 virov proizvodnje.

2.1.1.3. N-1 sigurnostna analiza

Sistem mora biti dimenzioniran tako, da normalno obratuje vsaj z n-1 elementi, tj. s sigurnostjo n-1. Kriterij n-1 je v skladu z ENTSO-E pravili osnovni kriterij, ki ga je potrebno izpolnjevati pri načrtovanju izgradnje, izgradnji in obratovanju EES. Namen izpolnjevanja kriterija je preprečiti nastop večjih motenj in njihovo širjenje zaradi izpada kateregakoli elementa EES. Izpad enega elementa ne sme povzročiti preobremenitev ostalih vodov in transformatorjev, prav tako ne sme povzročiti spremembe napetosti izven v naprej določenega področja.

2.1.1.4. Faktorji PTDF

Faktorji PTDF (angl. Power Transfer Distribution Factors) podajo spremembe obremenitev v sistemu, glede na spremembe prenosa električne moči med različnimi točkami injekcij v sistemu. Uporaba faktorjev PTDF predstavlja alternativni način izračuna pretokov moči, ob pogoju, da se topologija omrežja ne spreminja. Z njihovo uporabo lahko določimo pretoke moči brez ponovne izvedbe klasičnega izračuna pretokov moči. Vrednosti faktorjev PTDF so določene z linearno aproksimacijo enačb pretokov moči in določajo kako se pretok moči med

točko generacije in točko odjema porazdeli po omrežju. Vsaka sprememba v sistemu ima namreč posledico spremembe pretokov moči na vodih.

Izračun faktorjev PTDF temelji na lineariziranih enačbah za izračun pretoka delovnih in jalovih moči, ki so se v osnovi algebrske in nelinearne.

Ker je izračun PTDF faktorjev kompleksen, se za izračun uporabi enak model omrežja za izračun DC pretokov moči, kar pomeni, da zanemarimo vpliv izgub v sistemu, upoštevamo da so vse napetosti enake 1 per unit ter predpostavimo, da so razlike kota dovolj majhne, s čimer odpadejo nelinearnosti v izračunu pretokov moči. Prav tako se za poenostavitev v izračunih ne upoštevajo pretoki jalove moči.

Poenostavljen analitični izraz za izračun faktorjev PTDF za pretok delovne moči na vodu i-j nam podaja naslednja enačba [4], [5]

$$\mathbf{PTDF}(P)_{ij} = \left[\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_2} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_g} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_n} \right] \cdot \mathbf{J}^{-1} \quad (1.1)$$

kjer je Jacobijeva matrika

$$\mathbf{J} = \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta} \right], \quad (1.2)$$

Tako lahko zapišemo matriko PTDF na vseh povezavah v omrežju za vse vplive.

$$\mathbf{PTDF} = \begin{bmatrix} PTDF_{\Delta P_2}^1 & \dots & PTDF_{\Delta P_n}^1 \\ \dots & \dots & \dots \\ PTDF_{\Delta P_2}^m & \dots & PTDF_{\Delta P_n}^m \end{bmatrix}, \quad (1.3)$$

in matrično enačbo:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^1 \\ \Delta P^2 \\ \dots \\ \Delta P^m \end{bmatrix} = \mathbf{PTDF} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \dots \\ \Delta P_n \end{bmatrix}, \quad (1.4)$$

kjer je m oznaka povezave v omrežju in n število vozlišč.

Pretok moči na vodu i-j po nastopu motnje v obliki spremembe obremenitve, je enak:

$$P_{ij} = P_{ij}^{(0)} + \Delta P_{ij}, \quad (1.5)$$

kjer je $P_{ij}^{(0)}$ pretok delovne moči izhodiščnega obratovalnega stanja, torej pred spremembo obremenitve.



Matrika PD_{TF} se s spreminjanjem obratovalnega stanja spreminja, saj se spreminjajo spremenljivke stanja. Faktorji za delovne pretoke moči se minimalno spreminjajo z spremembami obremenitev v normalnem obratovalnem stanju, zato lahko predpostavimo, da so faktorji konstantni, s čimer je sprememba pretoka na vodu linearno odvisna od sprememb obremenitev vozlišč [4]-[5].

2.1.1.5. Faktorji LODF

V omrežju ima vsak vod svoj nabor faktorjev LODF, ki nam povedo, za koliko se bo spremenil pretok na opazovanem vodu ob izpadu nekega voda. Za razliko od faktorjev PTDF, ti ohranjajo svoje vrednosti, ko se spremeni topologija omrežja. Ker so izračuni pretokov moči zamudni, se je razvila metoda določitve pretokov moči ob izpadu nekega elementa v omrežju. Za vsako omrežje se predhodno določijo faktorji LODF. Uporaba teh faktorjev je podobna uporabi faktorjev PTDF. Uporabni so le za določanje pretokov delovnih moči na vodih. Faktorji LODF se lahko uporabljajo pri sigurnostni analizi za računanje n-1 kriterija, kjer izpade en element v sistemu. Prav tako se uporabljajo pri analizi n-2 kriterija, kjer izpadeta dva elementa. Ko izpade nek vod, se pretoki moči v sistemu spremenijo. Pri tem se ne smejo preobremeniti ostali vodi.

Metoda je sposobna izračunati pretoke moči za poljubno število opazovanih vodov, medtem ko poljubno število vodov izpade. Izračuni imajo določeno napako, toda kot bomo videli v nadaljevanju, so te napake majhne in je smiselno uporabljati faktorje LODF namesto klasičnih izračunov za določanje pretokov moči v sistemu.

Z uporabo $LODF_{ij}^{(kl)}$ se oceni vpliv spremembe pretoka moči $\Delta P_{ij}^{(kl)}$ na pretok P_{ij} na vodu ij ob izpadu voda kl . Faktor LODF določa delež pretoka delovne moči, ki ga dobi opazovani vod od izpadu nekega drugega voda [6]-[7].

$$LODF_{ij}^{(kl)} = \frac{\Delta P_{ij}^{(kl)}}{P_{ij}}; \quad ij \neq kl \quad (1.6)$$

Faktorje LODF lahko združimo v matriko.

$$LODF = \begin{bmatrix} LODF_{M_1}^{O_1} & \dots & LODF_{M_1}^{O_v} \\ LODF_{M_2}^{O_1} & \dots & LODF_{M_2}^{O_v} \\ \dots & \dots & \dots \\ LODF_{M_u}^{O_1} & \dots & LODF_{M_u}^{O_v} \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

kjer **M** predstavlja nabor opazovanih vodov u in **O** predstavlja nabor izpadlih vodov v .

Linijski izpadni distribucijski faktor je definiran kot sprememba v pretoku delovne moči na opazovanem vodu, zaradi izpada nekega drugega voda. Faktor je normiran na MW.

$$P_M^C = P_M^0 + \mathbf{LODF}_{M,O} P_O^0, \quad (1.8)$$

kjer je $P_{M,O}^C$ vektor pretoka moči na opazovanih vodih po izpadu vodov O velikosti $u \times 1$, u število opazovanih vodov, P_M^0 vektor pretoka moči pred izpadom na opazovanih vodih velikosti $u \times 1$, P_O^0 vektor pretoka moči pred izpadom na izpadlih vodih velikosti $v \times 1$, v število izpadlih vodov $\mathbf{LODF}_{M,O}$ matrika velikosti $u \times v$. V kolikor upoštevamo izpad le enega voda na enkrat ($N-1$), potem se P_O^0 vektor pretoka moči pred izpadom na izpadlih vodih ter $\mathbf{LODF}_{M,O}$ matrika ustrezno reducirata, saj prva postane skalar, druga pa reda $u \times 1$ [6]-[7].

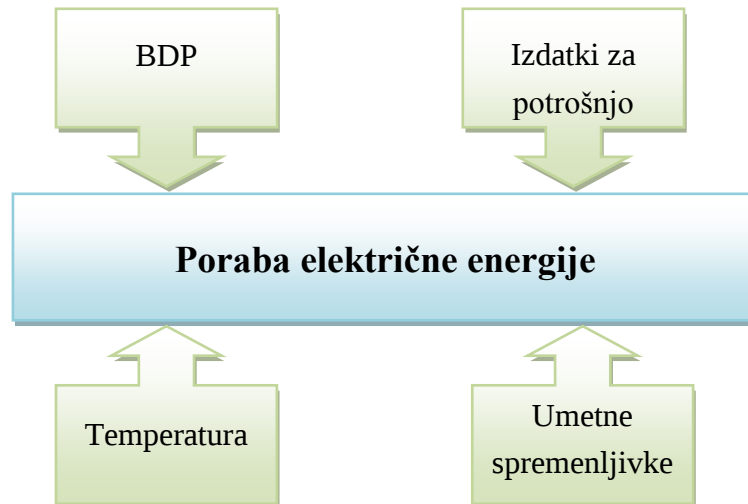
2.1.2. Napoved porabe

2.1.2.1. Splošni ekonometrični model napovedi porabe električne energije

Napoved porabe električne energije smo izvedli po dveh scenarijih in sicer scenarij nizke rasti napovedi porabe, ki jo je napovedal Inštitut Jožef Stefan (IJS) [13] ter napoved zmerne rasti porabe, ki smo jo na podlagi spodaj prikazane metodologije napovedali na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani (FE).

Za napoved porabe električne energije v Republiki Sloveniji za obdobje 2009 - 2030 smo uporabili Model za dolgoročno napoved porabe električne energije, razvit na UL FE [9]. Porabo električne energije smo določili kot vsoto porabe električne energije, ki jo porabniki odjemajo od distribucij, in porabo električne energije na neposrednem odjemu. Pri tem modelu smo na podlagi spremenljivk, ki vplivajo na porabo električne energije, sestavili ekonometrični model porabe električne energije, ki zahteva dolgoročne napovedi vseh vplivnih spremenljivk. To v praksi pomeni, da moramo za napovedovanje porabe, ki je odvisna, recimo, od bruto družbenega proizvoda, poznati napoved gibanja bruto družbenega proizvoda. Medtem ko napovedi za nekatere od teh spremenljivk izdajajo institucije za makroekonomske napovedi, so napovedi za nekatere druge spremenljivke precej kratkoročne. Za slednje se zato največkrat poslužujemo različnih ekstrapolacijskih metod oz. drugih kredibilnih informacij.

Vse vplivne spremenljivke izhajajo iz makroekonomskih vplivov (bruto domači proizvod (E), izdatki za potrošnjo v gospodinjstvih (G)), vremenskih vplivov (temperatura (T)) ter vpliv umetnih spremenljivk (D), ki v modelu predstavljajo neposredni odjem.



Sl. 2.4: Vplivne spremenljivke

V ekonometričnem modelu predpostavljamo, da je vpliv in povezava med vplivnimi spremenljivkami linearna. To pomeni, da je poraba električne energije preprosto linearna kombinacija vplivnih spremenljivk, pri kateri koeficiente teh spremenljivk določimo z metodo najmanjših kvadratov odstopanj.

Z uporabo določenih predpostavk in s poenostavitvami smo poiskali dejanske povezave med temi spremenljivkami in porabo električne energije. Pri tem je potrebno poudariti, da na izbiro spremenljivk vpliva tudi dostopnost njihovih zgodovinskih podatkov in podatkov o njihovih napovedih za prihodnost. Za modeliranje porabe električne energije so potrebni zgodovinski podatki odvisnih in neodvisnih spremenljivk, s katerimi izračunamo parametre modela. Za napoved porabe za prihodnost pa so napovedi neodvisnih spremenljivk prav tako potrebne. Za neodvisne spremenljivke potrebujemo torej zgodovinske podatke in napovedi za prihodnost, medtem ko za odvisno spremenljivko potrebujemo samo zgodovinske podatke.

Ker linearna predpostavka pri mnogih naravnih in ekonomskih procesih ne drži, se v ekonometričnem modeliranju uporabljajo t. i. transformacije spremenljivk, ki omogočajo opis določenih najpogostejših nelinearnih povezav med spremenljivkami. Tako smo uporabili pet različnih modelov, ki temeljijo na različnih transformacijah spremenljivk. Te transformacije so:

1. **Brez transformacije (absolutne vrednosti).** Pri uporabi absolutnih vrednosti gre za linearno povezavo med neodvisnimi spremenljivkami in odvisno spremenljivko.
2. **Razlike absolutnih vrednosti.** Namesto absolutnih vrednosti nas zanima vpliv diferenc neodvisnih spremenljivk na diferenco odvisne spremenljivko. Transformacijo zapišemo kot:

$$f_t = x_t - x_{t-1} \quad (1.9)$$

kjer je x_t originalna spremenljivka in f_t transformirana spremenljivka.

3. **Logaritem absolutnih vrednosti.** Gre za pogosto transformacijo pri ekonometriji in analizi finančnih časovnih vrst, ki predvideva eksponentno (logaritemsko) povezavo med neodvisnimi spremenljivkami in odvisno spremenljivko. Transformacijo zapišemo kot:

$$f_t = \ln x_t \quad (1.10)$$

kjer je x_t originalna spremenljivka in f_t transformirana spremenljivka.

4. **Kvocient.** Zanima nas povezava med kvocienti neodvisnih spremenljivk in kvociantom odvisne spremenljivke, pri čemer je kvocient spremenljivke f_t definiran kot razmerje med sedanjo vrednostjo spremenljivke x_t in preteklo vrednostjo spremenljivke x_{t-1} . Transformacijo zapišemo kot:

$$f_t = \frac{x_t}{x_{t-1}} \quad (1.11)$$

kjer je x_t originalna spremenljivka in f_t transformirana spremenljivka.

5. **Logaritem kvocientov.** Podobno kot pri kvocientu nas pri logaritmu kvocientov zanima povezava med logaritmiranimi kvocienti neodvisnih spremenljivk in logaritmiranim kvociantom odvisne spremenljivke, pri čemer je logaritem kvocienta spremenljivke definiran kot:

$$f_t = \ln\left(\frac{x_t}{x_{t-1}}\right) \quad (1.12)$$

kjer je x_t originalna spremenljivka in f_t transformirana spremenljivka.

Porabo električne energije smo torej modelirali s petimi različnimi modeli, ki predvidevajo drugačen vpliv in povezave med spremenljivkami. Na ta način smo lahko izbrali model, ki najboljše opisuje porabo električne energije.

2.1.2.2. Viri in obdelava podatkov

Za modeliranje napovedi porabe električne energije smo uporabili podatke v četrtletni resoluciji, ki smo jih preračunali na tekoče letne vrednosti. Z uporabo četrtletne resolucije podatkov na letni ravni se izognemo sezonskemu vplivu (zima/poletje) in povečamo velikost



vzorca za analizo. Tako časovna serija teh podatkov obsega obdobje od začetka 1995 do 3. četrtertletja 2006.

Podatke o porabi električne energije v RS smo pridobili iz Statističnega letopisa Energetskega gospodarstva Republike Slovenije [41]-[44], iz baze podatkov Elektra Slovenije (ELES) [36]-[45], iz Statističnega urada Republike Slovenije (SURs) [49], Direktorata za energijo na Ministrstvu za gospodarske dejavnosti RS in od distribucijskih podjetij Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Primorska, Elektro Celje in Elektro Gorenjska.

Podatke o bruto domačem proizvodu (BDP) smo pridobili od SURs [49]. Uporabili smo podatke normirane na cene iz leta 2000, desezonirane in prilagojene na število dni v milijonih €. Uporabili smo četrtertletno resolucijo podatkov od vključno 1. 1. 1995 dalje. Posamezen podatek, uporabljen pri modeliranju porabe električne energije, je enak seštevku podatkov za zadnja štiri četrtertletja, tako da vsota predstavlja bruto domači proizvod za opazovano letno obdobje.

Obdelan je bil vpliv temperature zraka na porabo električne energije z dvema parametroma in sicer toplotnim indeksom HDD in hladilnim indeksom CDD. Oba indeksa je možno izračunati na podlagi zgodovinskih podatkov o povprečni dnevni temperaturi zraka v RS, ki smo jih pridobili od Agencije Republike Slovenije za okolje [120].

Povprečna dnevna temperatura izražena v °C izbrane vremenske postaje je izračunana iz treh časovnih meritev, ki so zmerjene ob 7., 14. in 21. uri, po enačbi, ki smo jo dobili od Agencije Republike Slovenije za okolje [120],

$$T_d = \frac{1}{4}(T_{07} + T_{14} + 2 \cdot T_{21}) \quad (1.13)$$

kjer je T_d povprečna dnevna temperatura zraka, T_{07} temperatura zraka ob 7. uri, T_{14} temperatura zraka ob 14. uri in T_{21} temperatura zraka ob 21. uri.

Toplotni indeks HDD za četrtertletje smo izračunali kot vsoto razlik med povprečno dnevno temperaturo zraka in temperaturo 15°C, kadar je povprečna dnevna temperatura zraka nižja od 15°C.

$$HDD_t^q = -\sum_{d=1}^{N_q} (T_d - 15), \quad T_d < 15 \quad (1.14)$$

kjer je T_d povprečna dnevna temperatura zraka, N_q pa število dni v posameznem četrtertletju. Toplotni indeks smo prilagodili na letni ravni s četrtertletno resolucijo.

Hladilni indeks CDD za posamezno četrletje smo izračunali kot vsoto razlik med povprečno dnevno temperaturo zraka in temperaturo 18°C, kadar je povprečna dnevna temperatura zraka višja od 18°C.

$$CDD_t^q = \sum_{d=1}^{N_q} (T_d - 18), \quad T_d \geq 18 \quad (1.15)$$

kjer je T_d povprečna dnevna temperatura, N_q pa število dni v posameznem četrletju. Hladilni indeks smo prilagodili na letni ravni s četrletno resolucijo.

2.1.2.3. Modeli za napoved porabe električne energije

Model absolutnih vrednosti vhodnih parametrov

Osnovni model absolutnih vrednosti vhodnih parametrov definiranih v prejšnjem poglavju je:

$$W_t^c = \alpha_0 + \alpha_1 t + \sum_{i=1}^5 \lambda_i W_{t-i}^c + \alpha_2 E_t + \alpha_3 G_t + \alpha_4 HDD_t + \alpha_5 CDD_t \quad (1.16)$$

kjer je t čas, W_t^c skupna poraba električne energije razen porabe neposrednega odjema, E_t bruto domači proizvod, G_t potrošnja v gospodinjstvih, HDD_t toplotni indeks in CDD_t hladilni indeks.

Model razlik absolutnih vrednosti vhodnih parametrov

Model razlik absolutnih vrednosti vhodnih parametrov definiranih v prejšnjem poglavju ima naslednjo obliko:

$$W_t^c = \alpha_0 + \sum_{i=1}^5 \lambda_i \Delta W_{t-i}^c + \alpha_1 \Delta E_t + \alpha_2 \Delta G_t + \alpha_3 \Delta HDD_t + \alpha_4 \Delta CDD_t \quad (1.17)$$

kjer je diferenca absolutnih vrednosti posamezne spremenljivke Δf_t definirana kot:

$$\Delta f_t = x_t - x_{t-1} \quad (1.18)$$

Po izločitvi vseh regresijskih spremenljivk z majhno statistično težo ali z neustreznim predznakom, ostanejo vrednosti avtoregresijska člena W_{t-1} , bruto domači proizvod E_t , toplotni indeks HDD_t in hladilni indeks CDD_t .

Model logaritmov absolutnih vrednosti vhodnih parametrov



Pri modelu logaritmov absolutnih vrednosti vhodnih parametrov definiranih v prejšnjem poglavju smo izhajali iz sledečega modela:

$$W_{t-1}^c = \alpha_0 + \alpha_1 t + \sum_{i=1}^5 \lambda_i \ln W_{t-i}^c + \alpha_2 \ln E_t + \alpha_3 \ln G_t + \alpha_4 \ln HDD_t + \alpha_5 \ln CDD_t \quad (1.19)$$

Po izločitvi vseh regresijskih spremenljivk z majhno statistično težo ali z neustreznim predznakom, ostanejo konstanta α_0 , časovno odvisni člen $\alpha_1 t$, vrednosti avtoregresijske člena $\sum_{i=1}^5 \lambda_i \ln W_{t-i}^c$ ter toplotni indeks $\alpha_4 \ln HDD_t$.

Model kvocientov vhodnih parametrov

Model kvocientov vhodnih parametrov definiranih v prejšnjem poglavju ima naslednjo obliko:

$$\frac{W_t^c}{W_{t-1}^c} = \alpha_0 + \sum_{i=1}^5 \lambda_i \frac{W_{t-i}^c}{W_{t-i-1}^c} + \alpha_1 \frac{E_t}{E_{t-1}} + \alpha_2 \frac{G_t}{G_{t-1}} + \alpha_3 \frac{HDD_t}{HDD_{t-1}} + \alpha_4 \frac{CDD_t}{CDD_{t-1}} \quad (1.20)$$

Po izločitvi vseh regresijskih spremenljivk z majhno statistično težo ali z neustreznim predznakom, ostanejo konstanta α_0 , kvocient bruto domačega proizvoda $\alpha_1 \frac{E_t}{E_{t-1}}$, kvocient toplotnega indeksa $\alpha_3 \frac{HDD_t}{HDD_{t-1}}$ ter kvocient hladilnega indeksa $\alpha_4 \frac{CDD_t}{CDD_{t-1}}$.

Model logaritmov kvocientov vhodnih parametrov

Model logaritmov kvocientov vhodnih parametrov definiranih v prejšnjem poglavju ima naslednjo obliko:

$$\ln \frac{W_t^c}{W_{t-1}^c} = \alpha_0 + \sum_{i=1}^5 \lambda_i \ln \frac{W_{t-i}^c}{W_{t-i-1}^c} + \alpha_1 \ln \frac{E_t}{E_{t-1}} + \alpha_2 \ln \frac{G_t}{G_{t-1}} + \alpha_3 \ln \frac{HDD_t}{HDD_{t-1}} + \alpha_4 \ln \frac{CDD_t}{CDD_{t-1}} \quad (1.21)$$

Po izločitvi vseh regresijskih spremenljivk z majhno statistično težo ali z neustreznim predznakom, nam ostanejo konstanta α_0 , logaritem kvocienta bruto domačega proizvoda $\alpha_1 \ln \frac{E_t}{E_{t-1}}$, logaritem kvocienta toplotnega indeksa $\alpha_3 \ln \frac{HDD_t}{HDD_{t-1}}$ ter logaritem kvocienta hladilnega indeksa $\alpha_4 \ln \frac{CDD_t}{CDD_{t-1}}$.

Uspešnost vseh zgoraj izračunanih modelov smo preverili tako, da smo vse modele preračunali nazaj v absolutne vrednosti in preverili, kako dobro se model ujema z originalnimi podatki o pretekli porabi električne energije porabniških skupin. Pri tem smo kot merilo ujemanja uporabili standardno napako izračuna (ang. *Standard Error of the Estimate*).

2.1.2.4. Napoved vplivnih spremenljivk

Za napoved BDP in izdatkov za potrošnjo v gospodinjstvih obstajajo srednjeročne napovedi, ki jih pripravlja UMAR (Urad za Makroekonomske Analize in Razvoj) [10]-[11], tako da je za dolgoročno napoved potrebno ekstrapolirati srednjeročne napovedi. Večjo težavo predstavlja napoved indeksov HDD in CDD, ki se nanašata na temperaturo, to pa je zelo težko natančno dolgoročno napovedati.

Za napovedovanje srednje vrednosti temperature smo uporabili logistično krivuljo:

$$y = \frac{g}{1 + a \cdot e^{-b \cdot t}} \quad (1.22)$$

Ker četrletne temperature preveč nihajo napovemo četrletne srednje temperature na podlagi napovedanih srednjih letnih temperatur. To storimo tako, da preračunamo vrednost koeficienta g logistične krivulje na vrednosti posameznih četrletij s preprostim proporcionalnim preračunom. Ostala dva koeficienta logistične krivulje (a in b) nastavljamo tako, da se krivulja čimbolj ujema preteklim srednjim vrednostim in napovedanim vrednostim za leto 2100.

2.1.3. Napoved rasti razpršenih virov energije

Za napoved rasti razpršenih virov električne energije smo uporabili napovedi Inštituta Jožef Stefan v Nacionalnem energetskem programu – NEP, ki je bil pripravljen leta 2010 [13].

Poleg povzemanja napovedi rasti vključevanja RVE smo podali tudi pregled potencialov po posameznih tehnologijah. Ti so večinoma povzeti po študiji [14], ki natančno opredeljujejo teoretične, tehnične ter ekonomske oziroma ekološke potenciale posameznih virov. Teoretični potenciali so tisti potenciali, ki obstajajo, vendar jih dejansko zaradi mnogih vplivov in omejitev ni mogoče izrabiti. Omejitve so lahko tehnične narave (npr. izkoristki transformacij energij ipd.). Del teoretičnega potenciala, ki ga z dano tehnologijo lahko izkoristimo, imenujemo tehnični potencial. Tega bi se dalo v celoti izrabiti, če ne bi naleteli na ovire, ki so povečini družbene, naravovarstvene, ekonomske narave ali drugačne).

2.1.4. Neto prenosne zmogljivosti

Ena izmed nalog ENTSO-E je poenotenje izračuna neto prenosnih zmogljivosti (NTC) med sosednjimi državami ter tako narediti pregled interkonekcijskih prenosnih zmogljivosti na



ravni EU. Prav tako v strokovnih publikacijah ENTSO-E definira metodo za določevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti [15]-[17].

Pri izračunu prenosnih zmogljivosti sta pomembni dve vrednosti in sicer tehnične omejitve fizičnih pretokov moči na vodih (*angl. total transfer capacity, TTC*), ki so v skladu z največjim možnim izmenjavam moči med dvema področjema pri čemer zadostimo sigurnostne kriterije v obeh področjih ter neto prenosne zmogljivosti (*angl. net transfer capacity, NTC*), ki so največje možne izmenjave moči med dvema področjema pri čemer zadostimo sigurnostne kriterije v obeh področjih ter tehnične negotovosti pri stanju omrežja v prihodnosti [15]. Vrednost TTC določa enačba (1.23), NTC pa enačba (1.24).

$$TTC = BCE + \Delta P \quad (1.23)$$

$$NTC = TTC - TRM \quad (1.24)$$

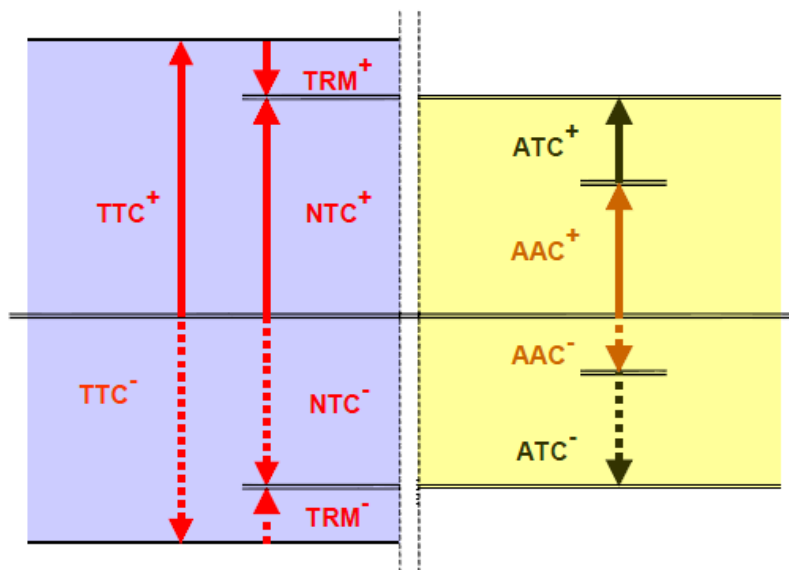
kjer je BCE izmenjava po osnovnem scenariju (načrtovana izmenjava), ΔP največja sprememba proizvodnje, ki jo je mogoče določiti regulacijskim območjem, udeležnim v interkonekciji, brez kršenja kriterija N ali (N-1) in prenosna rezerva (*angl. transfer reliability margin, TRM*).

TRM zajema varnostno maržo v skladu z negotovostjo pri izračunu TTC, katera vsebuje:

- Spremembe pretokov moči kot posledica delovanja regulacije frekvence.
- Nujnih izmenjav med SO zaradi neplaniranih situacij v realnem času.
- Netočnosti v zbiranju podatkov in meritvah.

Vrednost TRM v slovenskem elektroenergetskem sistemu predstavlja 20% TTC. NTC se nadalje deli na že dodeljene prenosne zmogljivosti (AAC) ter razpoložljive prenosne zmogljivosti (ATC). Definicija razpoložljive prenosne zmogljivosti je zapisana v enačbi (1.25).

$$ATC = NTC - AAC \quad (1.25)$$



Sl. 2.5: Grafični prikaz posameznih postavk in razmerij med posameznimi pojmi v določevanju prenosnih zmogljivosti.

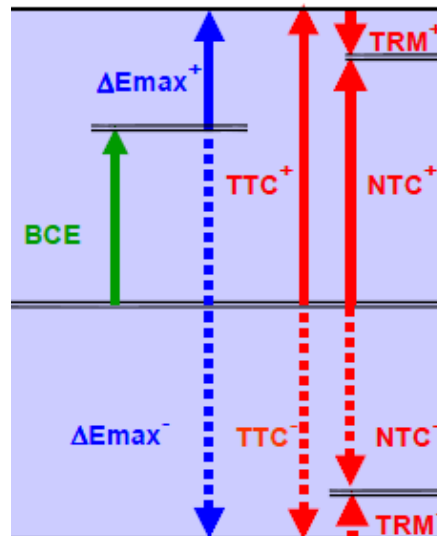
Prenosne zmogljivosti se določijo za obe smeri in so v večini primerov različne za uvoz in izvoz električne energije, saj drugje nastajajo ozka grla. Največja težava pri tem je ravno izračun TTC. Uporabi se metodo s spremembo proizvodnje, katera se ukvarja z načinom razdelitve globalne spremembe izmenjave med različnimi proizvodnimi enotami. Izbrani generatorji se za določitev vrednosti TTC uporabijo na naslednji način: v območju enega SO-ja (generatorji $i = 1, n$) se poveča delovna moč generatorjev, v območju drugega SO-ja (generatorji $j = 1, m$) pa se proizvodnja zmanjša ob istem času za enako vrednost. Takšno spremembo je mogoče izvesti na več načinov, ki jih popisuje ENTSO-E [18]. V študiji smo uporabili metodo B, pri kateri ne upoštevamo omejitev proizvodnje. Metoda temelji na tem, da se vsi izbrani dovodi se spremenijo proporcionalno trenutni proizvodnji:

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta P \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (1.26)$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta P \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (1.27)$$

Pri tem je P_i proizvodnja delovne moči, P_{new}^{inc} nov povečani dovod, v naslednji iteraciji bo enak P_i , P_{new}^{dec} nov zmanjšani dovod, v naslednji iteraciji bo enak P_i ter ΔP sprememba proizvodnje, negativna za povečanje ali pozitivna za zmanjšanje.

Ker se pri tej metodi omejitve proizvodnje ne upoštevajo lahko to vodi do prevelike izrabe in nerealnih rezultatov za vrednost NTC. Metoda B tako poda teoretično vrednost NTC za prenosno omrežje, pri tem pa ne upošteva fizičnih omejitev proizvodnje.



Sl. 2.6: Grafični prikaz med razmerji določenih postavk pri izračunu TTC.

Za določitev vrednosti TTC se vrednost ΔP iterativno povečuje, dokler se ne prekrši pomembna omejitev. Po vsakem koraku iteracije je treba preveriti sigurnost po kriteriju N-1 v lastnem prenosnem omrežju. Vsak SO se odloči, kateri elementi se upoštevajo pri analizi sigurnosti po kriteriju N-1. Priporočljivo je, da se poleg lastnega omrežja upoštevajo tudi nekateri elementi v sosednjih sistemih. V vseh primerih morajo sosednji SO medsebojno izmenjati podrobne informacije o sigurnosti. Največja ΔP , pri kateri so sigurnostni kriteriji še zadoščeni se uporabi za določanje TTC. Med določitvijo vrednosti TTC se odcepi transformatorjev in dovodi jalove moči v vozlišča PQ ne spremenijo. Spremembe izgub, ki jih povzroči sprememba pretoka moči, se kompenzirajo v bilančnem vozlišču.

2.1.5. Zanesljivost oskrbe z električno energijo

2.1.5.1. Bilanca moči

Za kakovostno oskrbo odjemalcev je treba v sistemu zagotoviti dovolj moči, ki je na razpolago za pokrivanje odjema in kot rezervna moč za zagotavljanje zanesljivosti obratovanja pri nepredvidenih dogodkih, zaradi negotovosti hidroloških razmer ipd.. Upoštevajo se razmere na VN napetostnem nivoju, t.j. inštalirana moč elektrarn in konična moč odjema. V bilanco moči se ne štejejo razpršeni viri energije, saj je njihovo obratovanje nezanesljivo in posledično ne pripomorejo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo.

Poleg bilance moči smo preverjali tudi razmerje med inštalirano močjo elektrarn ter konično močjo porabe. S tem, ko je razmerje višje, je tudi zanesljivost oskrbe višja.

2.1.5.2. Bilanca moči po metodologiji UCTE

Metodologija UCTE³ ločeno obravnava preteklo in prihodnje obdobje, saj so podatki za nazaj znani, za prihodnost pa se upoštevajo napovedi. Ocenjujejo se razmere po državah, po regijah in na nivoju celotnega ENTSO-E. Na razpolago so tako periodična poročila:

- Zadostnost sistema za preteklo obdobje (System Adequacy Retrospective),
- Zadostnost sistema za prihodnje obdobje (System Adequacy Forecast).

Pri ocenjevanju razmer v preteklem obdobju se upoštevajo dejanske meritve za tretjo sredo v mesecu ob 11.00 uri oz. 10.00 uri v zimskem času. Primerjajo se urna povprečja merjenih vrednosti, s katerimi razpolagajo sistemski operaterji. Za prihodnje obdobje pa veljajo trije časovne reference:

- tretja sredo v januarju ob 11.00 uri,
- tretja sredo v januarju ob 19.00 uri,
- tretja sredo v juliju ob 11.00 uri,

pri čemer ni na razpolago dejanskih meritev, ampak temelji analiza na napovedih.

Pri proizvodnih zmogljivostih se za preteklo obdobje upoštevajo dejanske meritve, za prihodnje obdobje pa se upoštevata dva dolgoročna scenarija napovedi:

- konservativni scenarij A, ki upošteva le projekte, ki se bodo zanesljivo realizirali,
- optimistični scenarij B, ki poleg projektov iz prejšnjega scenarija upošteva še ostale predvidene projekte,

pri čemer se upošteva geografska lega elektrarn. V našem primeru imamo podan nabor elektrarn po optimističnem scenariju in posledično obravnavamo le scenarij B. Metodologija nadalje upošteva nerazpoložljivo moč (angl. non-usable capacity), ki vsebuje sistemsko rezervo, remonte termoelektrarn, zmanjšane moči hidroelektrarn zaradi hidrologije in izpade blokov termoelektrarn. Pri analizi preteklega obdobja se upošteva dejansko stanje v referenčnem trenutku, za analizo prihodnjega obdobja pa se upošteva predvideno obratovanje. Če se od inštalirane moči (angl. net generating capacity) odšteje nerazpoložljiva moč, preostane zanesljivo razpoložljiva moč (angl. reliably available capacity), ki mora pokriti odjem (angl. load). Na strani porabe se pri ocenjevanju zadostnosti za preteklo obdobje ne upošteva upravljanje z odjemalci (angl. load management), saj so na razpolago dejanske meritve, ki že zajemajo morebitno upravljanje z odjemom.

Če se od zanesljivo razpoložljive moči odšteje odjem, dobimo preostalo moč (angl. remaining capacity), ki je potrebna za pokritje nepredvidenih nihanj odjema in izpadov v referenčnem

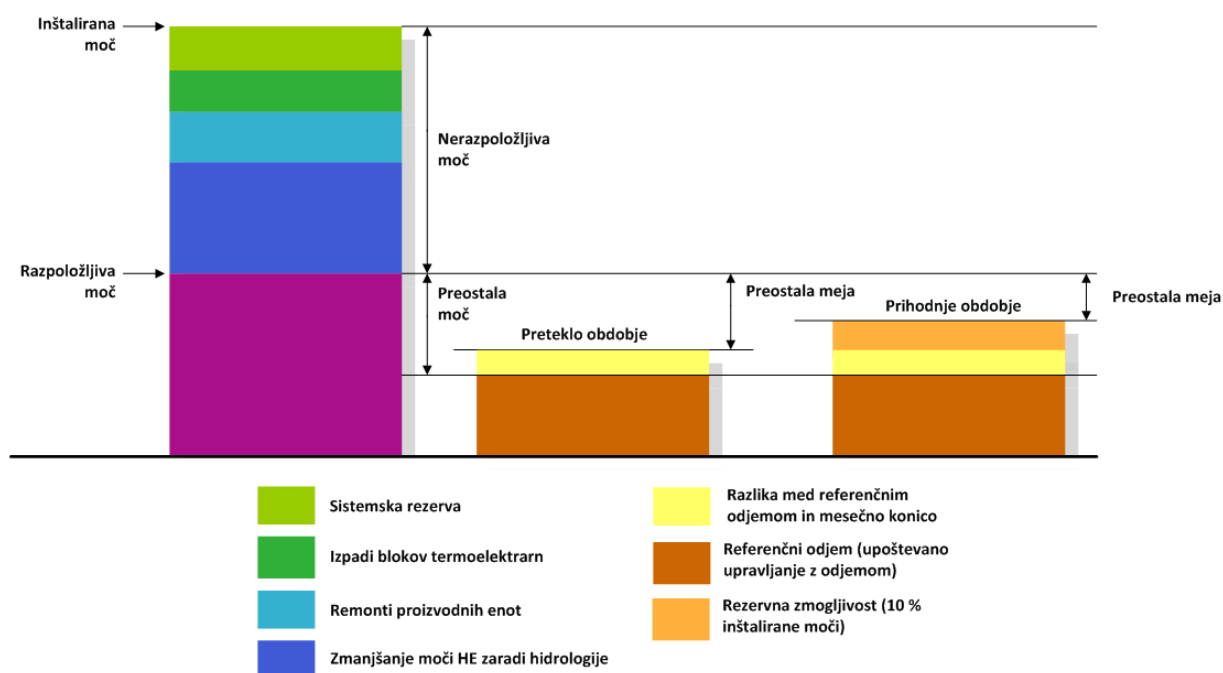
³ UCTE združenje se je v letu 2009 združilo z ostali združenji sistemskih operaterjev v Evropi v združenje ENTSO-E. Ker je metodologija nastala v času obstoja UCTE, smo ohranili njeno prvotno poimenovanje.

trenutku. Pri metodologiji za prihodnje obdobje se na tem mestu upošteva še predvideno upravljanje z odjemalci.

Oceni se še sposobnost izmenjav (angl. exchange capacity), ki pokaže sposobnost uvoza in izvoza moči med sosednjimi območji. Za preteklo obdobje se izmenjave določijo na podlagi razlike med fizičnimi pretoki v sistem in pretoki iz sistema v referenčnem trenutku in se upoštevajo pri določitvi preostale moči z upoštevanjem izmenjav (angl. remaining capacity with exchanges).

Ker se referenčni čas in čas konične obremenitve ne sovpadata, upošteva model dodatno postavko, t.j. razliko med mesečno konico in odjemom v referenčnem trenutku (angl. margin against peak load). Za preteklo obdobje so na razpolago meritve, za prihodnost pa napovedi. Pri metodologiji za prihodnje obdobje se upošteva še rezervna zmogljivost (angl. spare capacity), ki jo je potrebno zagotoviti zaradi morebitnih nepredvidenih dogodkov v sistemu. Na podlagi verjetnostnih analiz [19] se ocenjuje, da se za slovenski EES potrebuje 10 % rezervnih zmogljivosti. Referenčna meja zadostnosti (angl. adequacy reference margin) za preteklo obdobje vsebuje razliko med mesečno konico in odjemom v referenčnem trenutku, za prihodnje obdobje pa upošteva še rezervne zmogljivosti.

Preostala meja (angl. remaining margin) je razlika med preostalo močjo in referenčno mejo zadostnosti. Ta kazalnik zadostnosti mora biti pozitiven, če naj bo imel EES zadosti proizvodnih zmogljivosti.



Sl. 2.7: Bilanca moči po metodologiji UCTE.

Vir: [19]

2.1.5.3. Tveganje izpada napajanja (LOLE)

Tveganje izpada napajanja ali verjetnost nepokrivanja porabe (LOLE) predstavlja verjetnost, da domače proizvodne zmogljivosti z upoštevanjem moči iz tujine ne bodo zadostovale za celotno porabo v sistemu s stališča moči. Mejna vrednost za ocenjevanje izgube porabe in s tem kakovostne oskrbe znaša približno 10 ur/leto. Metodologija upošteva razmere na VN nivoju, enako kot pri elektroenergetski bilanci.

Pri izračunu kazalca LOLE se upoštevajo naslednji vhodni podatki:

- odjem vključno z izgubami v omrežju,
- vpliv hidrologije na proizvodnjo hidroelektrarn,
- razpoložljivost termoelektrarn glede na načrtovane zaustavitve (remonti),
- razpoložljivost termoelektrarn glede na nenačrtovane zaustavitve (izpadi),
- možno angažiranje kogeneracijskih elektrarn glede na potrebe po toploti in tehnološki pari,
- možnosti uvoza in izvoza električne energije.

Pri izračunu kazalca LOLE se upoštevajo tri karakteristične hidrologije:

- 10 % hidrologija (mokro leto),
- 50 % hidrologija (povprečno leto),
- 90 % hidrologija (suho leto).

Vsaka od teh določa prispevek hidroelektrarn k pokrivanju odjema. Končna letna vrednost LOLE se izračuna kot utežena srednja vrednost LOLE za posamezne hidrologije, pri čemer je vrednost LOLE, ki ustreza 50% hidrologiji, utežena z 0,7, ostali dve vrednosti pa vsaka z 0,15, saj sta manj verjetni.

Razpoložljivost elektrarn se za obdobje med letoma 2010 in 2030 se določijo glede na predvidene remontne cikle in dolgoročno statistična verjetnost razpoložljivosti elektrarn zaradi izpadov.

Statistična verjetnost razpoložljivosti elektrarn zaradi izpadov temelji na statističnih obratovalnih podatkih iz obdobja med letoma 1970 in 2008, ki so jih posredovala proizvodna podjetja. Vrednosti podaja tabela Tab. 2.1.

Tab. 2.1: Ocenjena razpoložljivost termoagregatov.

NEK	TEB	TET 4	TET PB1,2	TEŠ 1-3	TEŠ4	TEŠ5	TE- TOL1-3
0,9718	0,8954	0,8383	0,7	0,9843	0,9137	0,9557	0,9267

Vir:[20], [21], TE-TO Ljubljana.



2.1.5.4. Elektroenergetska bilanca

Elektroenergetska bilanca podaja proizvodnjo, porabo ter uvoz in izvoz električne energije. V oceni so elektroenergetske bilance podane za VN omrežje. Proizvodnja na SN nivoju pokriva del odjema končnih odjemalcev na teh in nižjih napetostnih nivojih, kar se na VN nivoju odraža kot znižanje porabe.

2.1.6. Ocena varnost jedrskih elektrarn

Aktivnosti na področju povezave med zanesljivostjo elektroenergetskega sistema in med varnostjo jedrskih elektrarn smo razdelili na dve glavni smeri. Prva je bila analiza vpliva zanesljivosti zunanjšega električnega napajanja na varnost jedrske elektrarne. Druga je bila razvoj novih faktorjev pomembnosti v elektroenergetskih sistemih.

2.1.6.1. Vpliv zanesljivosti zunanjšega električnega napajanja na varnost jedrske elektrarne

Varnost jedrskih elektrarn in zanesljivost elektroenergetskega sistema sta medsebojno povezana. Varno delovanje jedrske elektrarne daje velike količine električne energije v EES in hkrati kot močan vir prispeva k njeni kakovosti. Po drugi strani EES daje električno energijo za lastno rabo jedrske elektrarne, kar je še posebej pomembno v času njene zaustavitve in zagona.

Začetni dogodek izguba zunanjšega napajanja je neželen dogodek, ki se zgodi, če jedrska elektrarna izgubi vse vire zunanjšega električnega napajanja. Čeprav je elektrarna opremljena z dizelskimi generatorji, ki se v takem primeru zaženejo, je varnost elektrarne ob tem dogodku poslabšana. To kažejo tudi rezultati verjetnostnih varnostnih analiz, kjer izguba zunanjšega napajanja prispeva k kazalcem tveganja nekaj deset odstotkov celote.

Trenutne metode za ocenjevanje frekvence izgube zunanjšega napajanja so splošne in ne upoštevajo dejanskega stanja elektroenergetskega omrežja in njegovih specifičnih značilnosti. Zato je bila razvita nova metoda za ocenjevanje frekvence začetnega dogodka izguba zunanjšega napajanja. Metoda združuje linearni model pretokov moči in analizo dreves odpovedi. V okviru metode so upoštevani pretoki moči med vozlišči, ki predstavljajo transformatorske postaje, in napetosti v njih. Upoštevane so normalne razmere in tudi delovanje pri odpovedi enega daljnovoda. Lokalne vremenske razmere so upoštevane. Identificirane so možne poti dobave električne energije porabnikom, med katerimi je tudi lastna raba jedrske elektrarne. Za vsak porabnik posebej je razvito odgovarjajoče drevo odpovedi [87].

Rezultati kvalitativne in kvantitativne analize drevesa odpovedi so naslednji:

- najkrajše poti odpovedi, ki predstavljajo kombinacije odpovedi komponent in ki lahko pomenijo odpovedi sistema, in v konkretnem primeru pomenijo izpad dobave zunanje električne energije za lastno rabo jedrske elektrarne,

- zanesljivost EES in
- merila pomembnosti komponent ter skupin komponent sistema.

Merila pomembnosti identificirajo najpomembnejše komponente sistema s stališča jedrske varnosti. Frekvenca začetnega dogodka izguba zunanje napajanja je ocenjena na osnovi nezanesljivosti elektroenergetskega sistema za dobavo lastne rabe jedrske elektrarne. Proučen je vpliv sprememb v elektroenergetskem sistemu na varnost jedrske elektrarne.

Metoda je bila preverjena na majhnih primerih. Preizkušena je bila na velikem standardnem primeru elektroenergetskega sistema. Uporabljena je za slovenski EES.

2.1.6.2. **Faktorji pomembnosti za ocenjevanje varnosti jedrske elektrarne**

Verjetnostne varnostne analize so standardno orodje za proučevanje zanesljivosti sistemov in varnosti objektov [92]-[94]. V največji meri se uporabljajo za ocenjevanje in izboljševanje varnosti jedrskih elektrarn in vesoljskih poletov.

Faktor ohranitve tveganja (RAW – Risk Achievement Worth) in faktor zmanjšanja tveganja (RRW - risk reduction worth) sta merili tveganja, ki identificirata najpomembnejše komponente varnostnih sistemov jedrske elektrarne s pomočjo verjetnostnih varnostnih analiz.

Faktor ohranitve tveganja identificira komponente, ki jih je treba skrbno vzdrževati, da se raven tveganja v sistemu bistveno ne poslabša, kar pomeni, da se raven tveganja bistveno ne poveča. Faktor zmanjšanja tveganja identificira komponente, ki jih je smotrno izboljšati, da se raven tveganja v sistemu izboljša, kar pomeni, da se raven tveganja bistveno zmanjša.

Pri analizi na ravni posameznega varnostnega sistema faktorja temeljita na nerazpoložljivosti sistema kot merilu tveganja (enačbi (1.28) in (1.29)). Pri analizi na ravni celotne jedrske elektrarne faktorja temeljita na frekvenci poškodbe sredice reaktorja kot merilu tveganja, kar pomeni, da se v enačbah (1.28) in (1.29) nerazpoložljivost sistema nadomesti s frekvenco poškodbe sredice.

$$RAW_i = \frac{Q_s(Q_i = 1)}{Q_s} \quad (1.28)$$

$$RRW_i = \frac{Q_s}{Q_s(Q_i = 0)} \quad (1.29)$$

kjer je RAW_i faktor ohranitve tveganja za komponento i , RRW_i faktor zmanjšanja tveganja za komponento i , Q_s nerazpoložljivost sistema, $Q_s(Q_i=1)$ nerazpoložljivost sistema pri



nerazpoložljivosti komponente i postavljeni na 1, $Q_s(Q_i=0)$ nerazpoložljivost sistema pri nerazpoložljivosti komponente i postavljeni na 0.

Nezanesljivost sistema lahko izračunamo iz izračuna nezanesljivosti dobave električne energije posameznim porabnikom, da upoštevamo uteži sorazmerne velikosti porabnikov (enačba (1.30)).

$$M_s = \sum_{i=1}^{NL} M_i \frac{K_i}{K} \quad (1.30)$$

kjer je M_s nezanesljivost sistema, M_i nezanesljivost dobave električne energije porabniku i, NL število porabnikov, K_i velikost porabnika i

Pri tem je velikost vseh porabnikov njihova vsota.

$$K = \sum_{i=1}^{NL} K_i \quad (1.31)$$

Faktor ohranitve tveganja omrežja lahko izrazimo kot v enačbi (1.32).

$$NRAW^k = \frac{M_s(M_k=1)}{M_s} = \frac{\sum_{i=1}^{NL} M_i(M_k=1)K_i}{\sum_{i=1}^{NL} M_i K_i} = \frac{\sum_{i=1}^{NL} M_i K_i RAW_i^k}{\sum_{i=1}^{NL} M_i K_i}, \quad (1.32)$$

kjer je $NRAW^k$ faktor ohranitve tveganja omrežja za element k, $M_s(M_k=1)$ nezanesljivost sistema pri nezanesljivosti elementa k postavljeni na 1, $M_i(M_k=1)$ nezanesljivost dobave električne energije porabniku i pri nezanesljivosti elementa k postavljeni na 1, RAW_i^k faktor ohranitve tveganja omrežja za element k z upoštevanjem porabnika i

Faktor zmanjšanja tveganja omrežja lahko izrazimo kot v enačbi (1.33).

$$NRRW^k = \frac{M_s}{M_s(U_k=0)} = \frac{\sum_{i=1}^{NL} M_i K_i}{\sum_{i=1}^{NL} M_i(M_k=0)K_i} = \frac{\sum_{i=1}^{NL} M_i K_i}{\sum_{i=1}^{NL} \frac{M_i K_i}{RRW_i^k}}, \quad (1.33)$$

kjer je $NRRW^k$ faktor zmanjšanja tveganja omrežja za element k, $M_s(U_k=0)$ nezanesljivost sistema pri nezanesljivosti elementa k postavljeni na 0, $M_i(M_k=0)$ nezanesljivost dobave električne energije porabniku i pri nezanesljivosti elementa k postavljeni na 0, RRW_i^k faktor zmanjšanja tveganja omrežja za element k z upoštevanjem porabnika i, K_i velikost porabnika i.

Celostna analiza zanesljivosti obeh izbranih elektroenergetskih sistemov skupaj z vplivom zanesljivosti elektroenergetskega sistema na varnost jedrskih elektrarn je predstavljena v

referencah [96],[97]. Rezultati, ki kažejo oba faktorja pomembnosti: faktor ohranitve tveganja omrežja in faktor zmanjšanja tveganja omrežja, so za standardni testni primer in za poenostavljen slovenski elektroenergetski sistem prikazani [96],[97].

2.1.7. Potreba po dodatni moči zaradi visokega deleža RVE

Pri vključevanju visokega deleža RVE je zaradi nestanovitnosti proizvodnje in omejenih regulacijskih zmožnosti teh virov potrebna določena rezerva moči v sistemu, predvsem zaradi ohranjanja zanesljivosti preskrbe z električno energijo. Metodologija za zagotavljanje rezerve moči zaradi visokega deleža RVE trenutno ni usklajena na evropski ravni in posledično države, ki zaznavajo težave v sistemu same določajo pogoje in metodologije za določanje rezerve moči.

Na podlagi metodologij držav v ENTSO-E bomo dodatno rezervo moči zaradi visokega deleža RVE ocenjevali na podlagi dveh kazalnikov, in sicer:

- urnih sprememb proizvodnje moči iz RVE,
- napake napovedi proizvodnje električne energije iz RVE.

Pod prvo alinejo se bomo osredotočili na nihanja proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn in sončnih elektrarn. Za ostale vire bomo predpostavili, da so urna nihanja proizvodnje zanemarljiva zaradi daljših časovnih konstant spreminjanja vplivnih dejavnikov npr. pri mHE je pretok vode na turbini manj nepredvidljiv, kot hitrost vetra na vetrnih turbinah [22].

Urna nihanja proizvodnje bomo obravnavali skupaj z porabo električne energije ter tako dobili agregiran model spremembe moči. Nihanja moči bomo statistično analizirali, pri čemer bomo uporabili normalno porazdelitev.

Predlagana moč za kritje urnih nihanj bo odražala štirikratno standardno deviacijo nihanj agregirane proizvodnje RVE ter bremen, medtem ko bo dodatna moč za kritje nihanj le zaradi RVE izračunana na podlagi naslednje enačbe:

$$P_{AR,RVE} = P_{AR,L\&RVE} - P_{AR,L} = 4 \cdot (\sigma_{S,L\&RVE} - \sigma_{S,L}), \quad (1.34)$$

kjer je $\sigma_{L\&RVE}$ standardna deviacija urne spremembe moči bremen ter RVE, $\sigma_{S,L}$ standardna deviacija urne spremembe moči bremen, P_{AR} pa predstavlja moč dodatnih rezerv, pri čemer podpis RVE določa dodatne rezerve moči zaradi RVE, podpis L pa zaradi bremen. Podpis S narekuje, da gre za standardno deviacijo urne spremembe moči.

Štirikratnik standardne deviacije odraža 99,99 % verjetnost nastopa dogodka. V tem primeru bi ocenili rezervo moči, ki je zadostna v 99,99 % primerih od vseh obratovalnih stanj.



Omenjen kazalnik je tako predlagan za povečanje regulacijske rezerve moči, npr. za sekundarno regulacijo frekvenca. Takšen način uporabljajo Nordijske države [22].

Drug kazalnik za oceno dodatne moči zaradi visokega deleža RVE bomo izvedli na podlagi napak napovedi proizvodnje iz RVE. Te rezerve bi lahko obravnavali kot rezerve za sekundarno regulacijo frekvenca ali kot rezerve za izravnalni trg odstopanj voznih redov. V prihodnosti se pričakuje, da bo zaradi velike količine RVE v sistemu potrebno narediti napovedi proizvodnje v obliki voznih redov. V izračunih smo predpostavili napoved voznih redov za RVE za en dan vnaprej. Glede na točnost oziroma napako napovedi voznih redov bo potrebno v sistemu poiskati ustrezne mehanizme za izravnavo teh odstopanj. Eden izmed možnih mehanizmov je izravnalni trg odstopanj voznih redov.

Napake napovedi voznih redov proizvodnje agregiranih RVE definirajo dodatno potrebno moč za sodelovanje na izravnalnem trgu EE. To moč lahko zagotovimo znotraj lastnega EES ali pa se jo zagotovi na zunanjih trgih električne energije – odvisno od predpisov za sodelovanje na izravnalnem trgu, ki pa je v Sloveniji šele v nastajanju. Za določitev referenčne moči smo uporabili štirikratno vrednost standardne deviacije napake napovedi, kar odraža 99,99 % verjetnost da bo rezerva moči zadostovala.

$$P_{IR,RVE} = 4 \cdot \sigma_{N,RVE} \quad (1.35)$$

kjer podpis IR definira dodatne rezerve na izravnalnem trgu, podpis N pa napaka – torej standardna deviacija napake napovedi.

Napako napovedi proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn ne moremo povzemati iz slovenskega EES, saj še nimamo večjih proizvodnih vetrnih virov. Veliko analiz na področju napovedi proizvodnje iz vetrnih virov je bilo izvedenih v Nemčiji [25], ki je izjemno bogata z vetrnimi viri, tako da smo za natančnost napovedi proizvodnje v Sloveniji predpostavili kar natančnost napovedi v Nemčiji. Glede na veliko količino teh virov v Nemčiji je težko pričakovati, da bi takšno natančnost dosegli tudi v Sloveniji, vendar po drugi strani pričakujemo razvoj metod za natančnejšo napoved, kar bi kompenziralo prvo pomanjkljivost.

Napako napovedi proizvodnje električne energije iz fotovoltaičnih elektrarn povzemamo glede na točnost napovedi, ki jo lahko dosežemo v Avstriji in Nemčiji. Obstajajo najrazličnejše metode za napoved proizvodnje sončnega sevanja iz katerega lahko nato določimo proizvodnjo električne energije iz fotovoltaičnih elektrarn. Točnost napovedi je med drugim odvisna tudi od števila sončnih dni ter konstantnosti vremena. Tako lahko v Španiji dosegamo do 20 % boljše napovedi glede na napovedi v Centralni Evropi [23]. Ker so razmere v Nemčiji podobne razmeram v Sloveniji, smo točnost napovedi v nemškem prostoru prevzeli tudi za Slovenijo. Iz študij [23]-[24] točnosti napovedi sončnega sevanja je mogoče izluščiti, da je rRMSE (relativna RMSE ang. Root Mean Square Error – Koren povprečne napake kvadratov odstopanj) enaka 13 %. Vrednost rRMSE je normirana glede na povprečno

urno sončno sevanje, vendar le takrat, ko je ta večji od nič, saj je takrat, ko elektrarna ne obratuje (npr. ponoči), točnost napovedi proizvodnje enaka 100 %. Absolutni RMSE je za primer Nemčije enak od 0,6 – 0,09 Wh/Wp. V kolikor podatek o absolutnem RMSE prevedemo na NRMSE, kjer je NRMSE normirana RMSE glede na inštalirano zmogljivost fotovoltaične elektrarne, dobimo nižje relativne vrednosti. Iz slednjih sklepov dobimo naslednje NRMSE napovedi vozniških redov prikazane v tabeli Tab. 2.2.

Tab. 2.2: NRMSE napovedi proizvodnje iz VE in SE.

	Vetrne elektrarne	Sončne elektrarne
24 urna napoved	6,8%	9%

Vir: [24] in [25].

NRMSE je definiran kot:

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{forecast,i} - x_{measured,i})^2}}{x_{installed}} \quad (1.36)$$

Iz NRMSE oz. normiranega korena povprečnih kvadratov napak lahko določimo standardno deviacijo napake v kolikor predpostavimo, da je povprečna vrednost napak enaka 0. Meritve kažejo, da so povprečne vrednosti napak okoli 10 krat manjše od RMSE, tako da prejšnja predpostavka nima velikega vpliva na točnost rezultatov.

2.1.8. Dinamični izračuni

2.1.8.1. Opis modelov posameznih elementov omrežja

Celotni model EES je sestavljen iz modelov osnovnih elementov. Pri njihovi izbiri in uporabi je potrebno upoštevati vrsto prehodnih pojavov, ki jih bomo simulirali, in pa podatke o elementih, ki so na voljo.

Model električnih vodov

Eden od možnih modelov električnih vodov v sistemu, tako nadzemnih kot kabelskih, predstavljajo π - ekvivalentna vezja. Za ta model so potrebni vhodni podatki: ohmska upornost, reaktanca in kapacitivnost na enoto dolžine, ter dolžina voda. Poleg tega je potrebno v model vnesti tudi razmerja med direktno in nično ohmsko upornostjo ter direktno in nično reaktanco, če želimo simulirati tudi nesimetrične pojave. Tovrstni model uporabimo za električno kratke odseke vodov. »Električna dolžina« je seveda odvisna od frekvence prehodnih pojavov, ki jih opazujemo [26]-[30].

V primerih hitrih prehodnih pojavov ob npr. udaru strele znaša dolžina voda, ki jo lahko ponazorimo z enim π - členom reda, nekaj metrov, medtem, ko znaša ta dolžina pri prehodnih pojavih nihanja strojev reda 100 km.



Model transformatorja

Za predstavitev transformatorjev smo v študiji uporabili preprost model, ki upošteva nazivno moč transformatorja, nazivne napetosti obeh navitij ter kratkostično napetost transformatorja (ohmski in kompleksni del) [26]-[30].

Model pasivnega impedančnega porabnika - bremena

Porabnik (breme) je predstavljen s kompleksno impedanco, vezano v zvezdo brez izvedenega zvezdišča. Model bremena je določen s podano delovno in jalovo močjo porabe.

Model stikala (odklopnika, ločilnika)

Ker v raziskavi prehodni pojavi ob stikalnih manevrih niso predvideni, je za vse vrste stikalnih aparatov uporabljen osnovni model stikala. Ta zajema dve stanji (vklopljeno in izklopljeno), ki sta predstavljeni s konstantnima impedancama ($10^{-6} \Omega$ in $10^{+6} \Omega$). Trenutek vklopa in izklopa sta poljubna, s tem da se pri izklopu tok dejansko prekine šele pri prvem prehodu skozi nič. S tem je upoštevano gorenje električnega obloka v stikalu [26]-[30].

Model zbiralk

Ker pričakovane frekvence simuliranih prehodnih pojavov ne bodo segle v kiloherčno (kHz) področje, zbiralk ni potrebno modelirati z njihovimi električnimi lastnostmi. Zato so vse zbiralke, kot tudi odcepna mesta na vodih, predstavljene preprosto z vozliščem, ki nima električnih lastnosti [26]-[30].

Model sinhronskega generatorja

Obnašanje sinhronskega generatorja je tako za simulacije prehodnih pojavov kot za izračune v stacionarnem stanju opisano s Parkovim dvoosnim modelom in pripadajočim sistemom enačb. Po tej teoriji so vrednosti statorskih parametrov transformirane v ekvivalentna navitja v direktni in prečni osi vrtečega se rotorja. Sistem diferencialnih enačb, ki opisujejo ta navitja, pa predstavlja osnovo modela v uporabljeni programski opremi. Model tako vključuje tudi dušilna navitja v obeh oseh rotorja ter nasičenja tako glavnega magnetnega polja kot tudi stresanega polja rotorja [26]-[30].

Poleg nadomestne sheme samega generatorja smo modelirali tudi turbinski ter napetostni regulator skupaj z vzbujačnim sistemom. Kot vhod napetostnega regulatorja je uporabljena napetost na sponkah generatorja ali pa kombinacija te napetosti z ostalimi parametri generatorja, kot so tok na sponkah, delovna ter jalova moč, hitrost vrtenja, itd. Izhod iz napetostnega regulatorja predstavlja vzbujačo napetost generatorja. V kolikor napetostni regulator ni podan, se predpostavi konstantno vzbujanje generatorja z vzbujačo napetostjo, ki je potrebna, da dobimo na sponkah generatorja napetost in tok ustrezno izračunanemu stacionarnemu stanju pred začetkom simulacije.

Mehansko obnašanje generatorja je določeno s pomočjo njegove vztrajnosti ter mehanske časovne konstante. Generatorju se lahko doda ustrezen model frekvenčnega (hitrostnega) generatorja skupaj z modelom pogonskega stroja. Kot vhod regulatorja je uporabljena hitrost vrtenja stroja, izhod pa predstavlja mehanski moment na osi generatorja. Če regulator ni podan, se upošteva konstanten mehanski moment na osi generatorja, določen iz potreb izračunanih v izračunu pretokov moči pred začetkom simulacije.

Potrebni podatki poleg nazivne moči, napetosti in frekvence vsebujejo še podatke o impedanci statorja ter podatke o upornostih in reaktancah po nadomestni shemi. Kot ekvivalent temu je možno uporabiti tudi podatke o subtranzientnih, tranzientnih ter sinhronih impedancah ter časovnih konstantah v obeh oseh. Poleg tega je potrebno podati še mehansko časovno konstanto oziroma vztrajnostni moment. Nasičenje magnetnega kroga pa se poda s pomočjo karakteristike praznega teka (odvisnost napetosti na sponkah generatorja od vzbujalnega toka).

Uporabljeni načini dinamične simulacije

Zaradi pravilne interpretacije rezultatov (ponekod je potreben tudi različen način modeliranja elementov) omenimo, da smo pri študiju dinamičnih pojavov uporabili dva načina simulacije, in sicer:

- izračun v stabilnostnem načinu in
- izračun v trenutnem načinu.

Prvi način predpostavlja simetrične razmere v omrežju, veličine (npr. tok, napetost) pa so predstavljene s fazorji. Kot rezultat torej ne dobimo sinusnih veličin, pač pa časovne poteke amplitude ali kota fazorjev (npr. toka ali napetosti). Pri izračunu v trenutnem načinu je rezultat časovni prikaz poteka veličin. Razlika med rezultati izračunov obeh načinov torej nastopi le tam, kjer pojavi niso simetrični oziroma pri pojavih, kjer nastopajo višje harmonske komponente, ki jih v stabilnostnem delu ni moč zajeti. Prednost izračuna v stabilnostnem delu je bistveno hitrejši izračun (večji integracijski korak) in enostavnejše modeliranje določenih elementov. Zato je bilo smiselno dalj časa trajajoče pojave, pri katerih so se nesimetrični pojavi iznihanili, simulirati v stabilnostnem načinu, v trenutnem načinu pa smo simulirali pojave, kjer nesimetrija bistveno vpliva na veličino, ki jo opazujemo (enopolni zemeljski stik in izračun udarnih momentov generatorjev) [26]-[30].

2.1.8.2. Obseg modela omrežja

Za potrebe študije hitrih prehodnih pojavov ali pojavov povezanih z lokalnimi vplivi bi načeloma zadostovalo modeliranje EES Slovenije in njene bližnje električne okolice. Problem pa lahko nastane, ko želimo ustrezno upoštevati tudi vpliv prečnih transformatorjev (PST) med Slovenijo in Italijo. Glede na to, da je v modelu upoštevana tudi priključitev prečnih

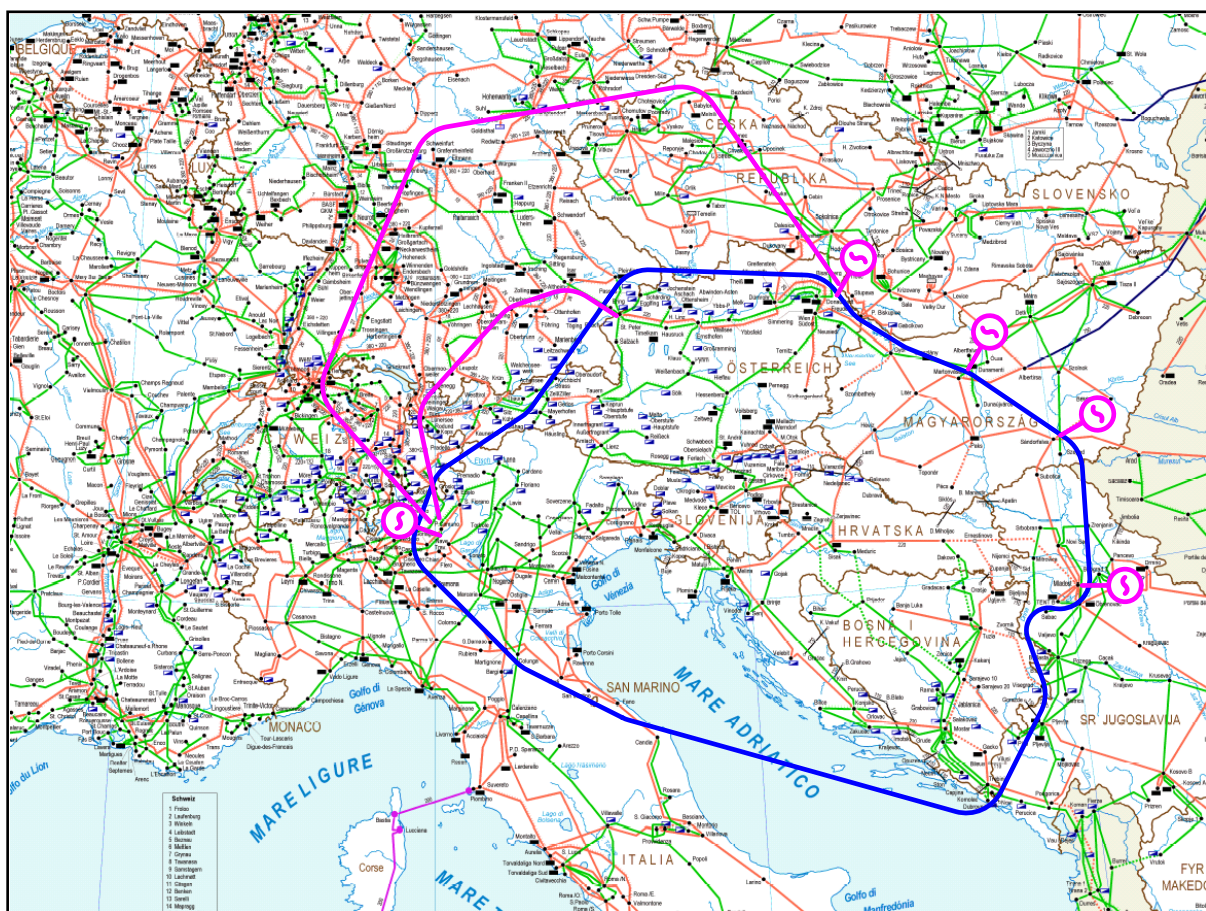


transformatorjev v prihodnosti, je za nastavitev ustrezne delovne točke omrežja potrebno upoštevati nekoliko širšo okolico. Razlog leži v tem, da regulacija kota v povezavah Slovenija – Italija močno vpliva na pretoke moči po omrežju Slovenije in tudi velikega dela Evrope. Zato smo za izhodišče uporabljen obseg modela, kot ga prikazuje slika Sl. 2.8 z modro obrobjenim področjem [26]-[30].

Osnovna značilnost tega modela je, da je bila vsaj v grobem modelirana tudi električna pot, ki poteka po srednji Evropi med vzhodom in zahodom. V vozlišča, v katerih smo model sistema omejili in ki napajajo omrežje, smo postavili nadomestne generatorje (Sl. 2.8 – vijolični generatorji), ki predstavljajo preostanek sistema. Nekatere generatorje smo združili v nadomestne vire (npr. generatorji v Avstriji na Donavi vzhodno od Duernrohra so ponazorjeni s tremi viri pripetimi na 220 kV oziroma 400 kV elektroenergetsko omrežje, generatorji v Srbiji v okolici Beograda do Đerdapa so ravno tako združeni v en vir). Hkrati smo dodali dve dodatni povezavi ("nadomestna voda" - vijolična voda - Sl. 2.8), ki predstavljata omenjeno električna pot po srednji Evropi med vzhodom in zahodom. Za bilančno vozlišče je izbrano vozlišče Nave v Italiji.

Uporabljeni model obsega 400 kV, 220 kV in 110 kV omrežje Slovenije skupaj s čezmejnimi vodi na 400 kV in 220 kV, poleg tega pa so dodani še pomembnejši prenosni deli sosednjih omrežij, in sicer držav:

- Madžarske,
- Avstrije,
- Italije,
- Hrvaške,
- Bosne in Hercegovine,
- Srbije.



Sl. 2.8: Prikaz obsega dinamičnega modela Slovenije in njene okolice

2.2. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO Z EKONOMSKEGA VIDIKA

Pri ekonomskem vrednotenju projektov analiziramo donos v obliki premoženja, zmanjšanja stroškov ali družbene dobrobiti glede na trenutne odhodke premoženja ali ostalih sredstev. Investicija se izplača, če vse prihodnje koristi v zadostni meri odtehtajo poprejšnje izdatke, ki so potrebni za doseg te koristi. Ekonomsko vrednotenje bo podano v obliki ekonomskih kazalnikov, ki bodo nosili informacijo o donosnosti preučevanih scenarijev.

Ti kazalniki se izračunavajo na podlagi denarnih tokov, ki upoštevajo več postavk prihodkov in odhodkov. Zato, da se ovrednotijo davki na dobiček na letnem nivoju, se najprej, v okviru izkaza poslovnega izida, izračuna dobiček pred obdavčitvijo, ki zajema naslednje postavke [31]

- dohodke iz poslovanja,
- investicijske stroške,
- variabilne stroške,
- stroške financiranja,
- amortizacijo,



- preostalo vrednost,
- stroške obratovanja in vzdrževanja naprav.

Nato se izračunajo projekcije denarnih tokov, ki poleg davkov ta_t , upoštevajo še naslednje postavke:

- dohodke iz poslovanja d_t ,
- stroški investiranja in re-investiranja $c_{i,t}$,
- variabilne stroške $c_{v,t}$,
- preostalo vrednost $s_{v,t}$,
- anuiteto za odplačevanje kreditnih obveznosti A_t ,
- stroške obratovanja in vzdrževanja naprav $o_{v,t}$.

Denarni tokovi cf_t se izračunajo za vsako leto t posebej [31].

$$cf_t = d_t + s_t - A_t - c_{i,t} - c_{v,t} - o_t - ta_t \quad (1.37)$$

Na podlagi denarnih tokov se nato izračunajo naslednji ekonomski kazalci. **Neto sedanja vrednost** (NPV, angl. Net Present Value) je indeks pogosto uporabljen pri ekonomskem vrednotenju; predstavlja trenutno vrednost vseh pričakovanih bodočih prihodkov in odhodkov v življenjski dobi projekta Z [31].

$$NPV = \sum_{t=0}^Z \frac{cf_t}{(1+r)^t} \quad (1.38)$$

V splošnem je investicija sprejemljiva, če je NPV, ki se izračuna iz denarnega toka, pozitiven. V nasprotnem primeru projekt za investitorja ni sprejemljiv. Glavna pomanjkljivost tega indeksa je, da ne zagotavlja informacije o stopnji donosnosti, kar je pomemben podatek za investitorja, da ta lažje razlikuje med različnimi projekti različnih vrednosti.

Interna stopnja donosnosti (IRR, angl. Internal Rate of Return) je prav tako indeks, ki se pogosto uporablja, in daje informacijo o stopnji donosnosti vloženega kapitala. IRR je diskontna stopnja, ki enači pozitivni in negativni del denarnega toka, oziroma je diskontna stopnja, pri kateri je neto sedanja vrednost enaka nič [31].

$$\sum_{t=0}^Z \frac{cf_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (1.39)$$

Če je IRR enak ali večji od stroškov izgubljenih priložnosti kapitala (diskontne stopnje) v zasebnih projektih ali socialne diskontne stopnje v državnih projektih, se v projekt izplača investirati.

V projektu uporabimo tudi **modificirano interno stopnjo donosnosti** (MIRR, angl. Modified Internal Rate of Return), ki se od IRR razlikuje predvsem v tem, da upošteva vnaprej določeno stopnjo re-investiranja za pozitivni denarni tok $NPV_{+,r}$ in privzema prav tako vnaprej določeno stopnjo diskontiranja negativnega denarnega toka na sedanjo vrednost $NPV_{-,fr}$. S tem bolj natančno ponazarja dejansko dogajanje z denarnim tokom pri projektih [31].

$$MIRR = \left(\frac{NPV_{+,r} \cdot (1+r)^{Z-1}}{NPV_{-,fr}} \right)^{\frac{1}{Z-1}} - 1 \quad (1.40)$$

Ker je stopnja financiranja fr že upoštevana v izračunih za NPV, je njena vrednost pri izračunu MIRR enaka 0. MIRR rešuje problem pri izračunu IRR, kjer lahko dobimo več rezultatov zaradi večkratnih sprememb predznaka v denarnem toku tekom življenjske dobe projekta.

Za primerjalno analizo iz ekonomskega vidika uporabimo tudi izračun lastne cene oz. lastne cene z zahtevanim donosom (LCOE - levelised cost of energy) [32]. Po računovodskih standardih [54] v Sloveniji se lastna cena določa neposredni stroški materiala, neposredni stroški dela, drugi neposredni stroški, posredni proizvodjalni stroški, posredni stroški nabave, posredni stroški uprave, posredni stroški prodaje, posredni stroški obresti in neposredni stroški prodaje oz. drugače prodajna cena brez DDV odšteta za dobiček.

Lastno ceno električne energije smo izračunali na podlagi enačbe (1.41), kjer so spremenljivke

- $C_{o,t}$ stroški obresti v letu t ,
- I_t proizvedena energija v letu t .

$$LCOE = \frac{\sum \frac{C_{i,t} + O_t + C_{v,t} + C_{o,t}}{(1+r)^t}}{\sum \frac{I_t}{(1+r)^t}} \quad (1.41)$$

V kolikor podajamo le lastno ceno električne energije (LC) privzamemo, da je diskontni faktor enak 0.

2.3. METODOLOGIJE ZA PRIMERJALNO ANALIZO Z OKOLJSKEGA VIDIKA

Primerjalna analiza med različnimi scenariji razvoja energetskega sektorja se lahko ocenjuje glede na okoljski vidik. Pod okoljski vidik spadajo vplivi, ki neposredno ali posredno vplivajo



na živo in neživo naravo. Sem spadajo emisije snovi v okolje (toplogredni plini, prah, para idr.), obremenitev okolja zaradi infrastrukture, vpliv na življenjsko okolje živali idr.

V študiji smo okoljske vplive ocenjevali le na podlagi izpustov CO₂.

2.3.1. Izpusti v okolje

Pri ocenjevanju izpustov v okolje smo uporabljali podatke o izpustih posameznih proizvodnih enot, ki temeljijo na metodologiji, pripravljeni s strani Medvladnega foruma za spremembo podnebja (IPCC), ki je podlaga za določanje izpustov TGP pri Kjotskem protokolu. Scenarije razvoja smo ocenjevali na podlagi skupne pričakovane vrednosti izpustov TGP iz sektorja proizvodnje električne energije oziroma na osnovi razlike izpustov TGP za posamezen scenarij. Za vsak primer smo ocenili, kako izpolnjujemo določbe okoljskih direktiv.

2.3.1.1. IPCC metodologija ocenjevanja izpustov v okolje

IPCC metodologija za oceno izpustov CO₂ zaradi emisij vsebuje 6 korakov:

- ocena porabe goriv po tipih goriv v originalnih enotah,
- pretvorba porabe goriv v energetske enote,
- pomnožitev z emisijskimi faktorji za izračun vsebine ogljika
- ocena shranjenega ogljika,
- popravni faktor za oceno neoksidiranega ogljika
- pretvorba oksidiranega ogljika v CO₂ emisije

Poraba goriv se ocenjuje na podlagi proizvodnje goriv v državi, uvoza in izvoza goriv ter spremembe količine goriv v hranilnikih. Emisijski faktorji za izračun vsebine ogljika podaja tabela Tab. 2.3, tabela Tab. 2.4 pa prikazuje končni CO₂ izpuste z upoštevanim faktorjem oksidacije [33], [34].

Tab. 2.3: Ocenjena vsebnost ogljika glede na različne energetske vire.

Vrsta goriva	tC/TJ
Premog	27,60
Odpadki	0,00
Nafta	20,20
ELKO	21,10
Mazut	20,30
Petrol koks	27,50
Motorni bencin	18,9
Dizel	20,20
Letalski bencin	19,5
UNP	17,2
Zemeljski plin	15,3
Nuklearna energija	0

Vir: [33],[34].

Tab. 2.4: Ocenjena vsebnost ogljikovega dioksida glede na različne energetske vire.

Vrsta goriva	kt CO ₂ /PJ
Premog	96,14
Odpadki	0
Nafta	73,33
ELKO	76,6
Mazut	73,69
Petrol koks	99,83
Motorni bencin	68,61
Dizel	73,33
Letalski bencin	70,79
UNP	62,44
Zemeljski plin	55,82
Nuklearna energija	0

Vir: [33],[34].

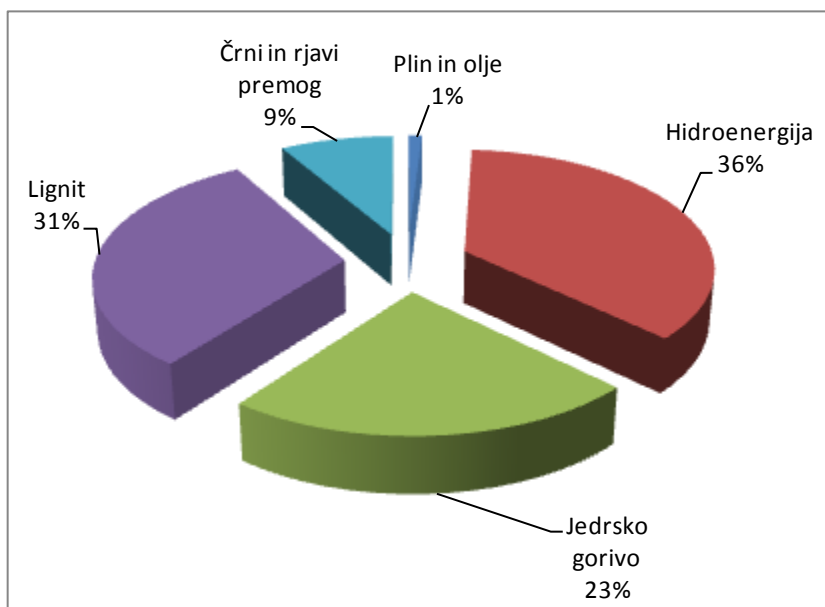
Na podlagi IPPC metodologije ocenimo le izpuste CO₂ zaradi emisij konvencionalnih elektrarn – torej za sektor elektroenergetika, medtem ko za ostale sektorje izpustov CO₂ ne bomo ocenjevali.

3. TRENUTNO STANJE V EES SLOVENIJE

Poglavje predstavlja trenutne razmere v slovenskem EES, s poudarkom na proizvodnji, prenosu in porabi električne energije. Razmer na distribucijskem nivoju ne prikazujemo.

3.1. PROIZVODNA ZMOGLJIVOSTI KONVENCIONALNIH VIROV

V Sloveniji je bilo leta 2009 največ električne energije proizvedene z termoelektrarnami na črni, rjavi premog in lignit (40 %), nekoliko manj s hidroenergijo (36 %). Sledi delež jedrske energije z 23 %, medtem ko proizvodnja električne energije s plinskimi bloki znaša le okoli odstotka celotne porabljene primarne energije [38]. Pri tem se upošteva le polovica proizvodnje energije iz jedrske elektrarne, saj je druga polovica energije v hrvaški lasti. Porazdelitev deležev primarne energije, ki je bila potrebna za proizvodnjo električne v Sloveniji leta 2009, prikazuje slika Sl. 3.1.



Sl. 3.1: Proizvodnja električne energije glede na vrsto energenta za leto 2009 (polovična NEK) [38].

3.1.1. Hidroelektrarne

Skupna inštalirana moč na pragu hidroelektrarn je bila konec leta 2009 enaka 1091 MW oz. z upoštevanjem slovenskega deleža HE Golice 1101 MW. Karakteristike posameznih HE na prenosnem nivoju kaže Tab. 3.1.

Tab. 3.1: Hidroelektrarne na prenosnem omrežju konec leta 2009.

Elektrarna		Tip	Leto izgradnje	Moč na pragu (MW)	Letna proizvodnja (GWh)
HE na DRAVI	Dravograd	pretočne	1955	26	3.266
	Vuzenica		1957	56	
	Vuhred		1958	72	
	Ožbalt		1962	73	
	Fala		1991	58	
	Mariborski otok		1960	60	
	Zlatoličje		1969	120	
	Formin		1978	116	
HE na SAVI	Moste	akumulacijska	1977	21	546
	Vrhovo	pretočne	1993	34	
	Mavčiče		1986	38	
	Medvode		1955	25	
	Blanca		2009	42	
	Boštanj		2005	34	
HE na SOČI	Doblar 1, 2	pretočne	2002	70	457
	Plave 1, 2		2002	34	
	Solkan		1986	32	
	Avče	črpalna	2009	180	

Vir: [38].

Pri proizvodnji električne energije hidroelektrarn na Soči je upoštevano zmanjšanje proizvodnje zaradi porabe energije v črpalni hidroelektrarni (ČHE) Avče. V letu 2009 je bilanca ČHE Avče znašala -9 GWh [38].

3.1.2. Termoelektrarne

Proizvodni park slovenskih termoelektrarn sestavljajo dve klasični elektrarni na premog (TE Šoštanj in TE Trbovlje), plinski elektrarni PE Brestanica in PE Trbovlje, termoelektrarna toplotna TE-TO Ljubljana in nuklearna elektrarna Krško. Skupna moč na pragu termoelektrarn brez NE Krško je konec leta 2009 znašala 1.310 MW. Karakteristike TE so prikazane v Tab. 3.2.



Tab. 3.2: Termoelektrarne na prenosnem omrežju konec leta 2009.

Elektrarna	Agregat	Gorivo	Leto izgradnje	Moč na pragu (MW)	Letna proizvodnja (GWh)
TE ŠOŠTANJ	PT 51, 52	premog, lignit, plin	2008	84	3.698
	TEŠ 1		1956	25	
	TEŠ 3		1960	50	
	TEŠ 4		1972	248	
	TEŠ 5		1978	305	
TE-TO LJUBLJANA	TE-TO 1	uvožen premog	1966	38	349
	TE-TO 2		1966	29	
	TE-TO 3		1984	45	
TE TRBOVLJE	TET 4	rjavi premog plin/ELKO	1968	110	645
	TET PB 1		1976	29	
	TET PB 2		1976	29	
TE BRESTANICA	Parna 1	plin/ELKO	1943	10	9
	Parna 2		1961	11	
	TEB 1		1975	21	
	TEB 2		1975	21	
	TEB 3		1975	21	
	TEB 4		2001	114	
	TEB 5		2001	114	

Vir: [38].

V okviru TE Šoštanja, ki ima inštalirano moč na pragu elektrarne 712 MW, je v letu 2007 obratovalo pet blokov. Z dograditvijo plinskih turbin k bloku TEŠ 5 v letu 2008, je termoelektrarna prešla na kombinirani plinsko parni proces.

TE Trbovlje ima na pragu inštalirano moč 168 MW, od tega 110 MW v premogovnem bloku in 58 MW v dveh plinskih turbinah, ki uporabljata tekoče gorivo. Plinska bloka služita pretežno kot sistemska rezerva v primeru izrednih dogodkov v EES.

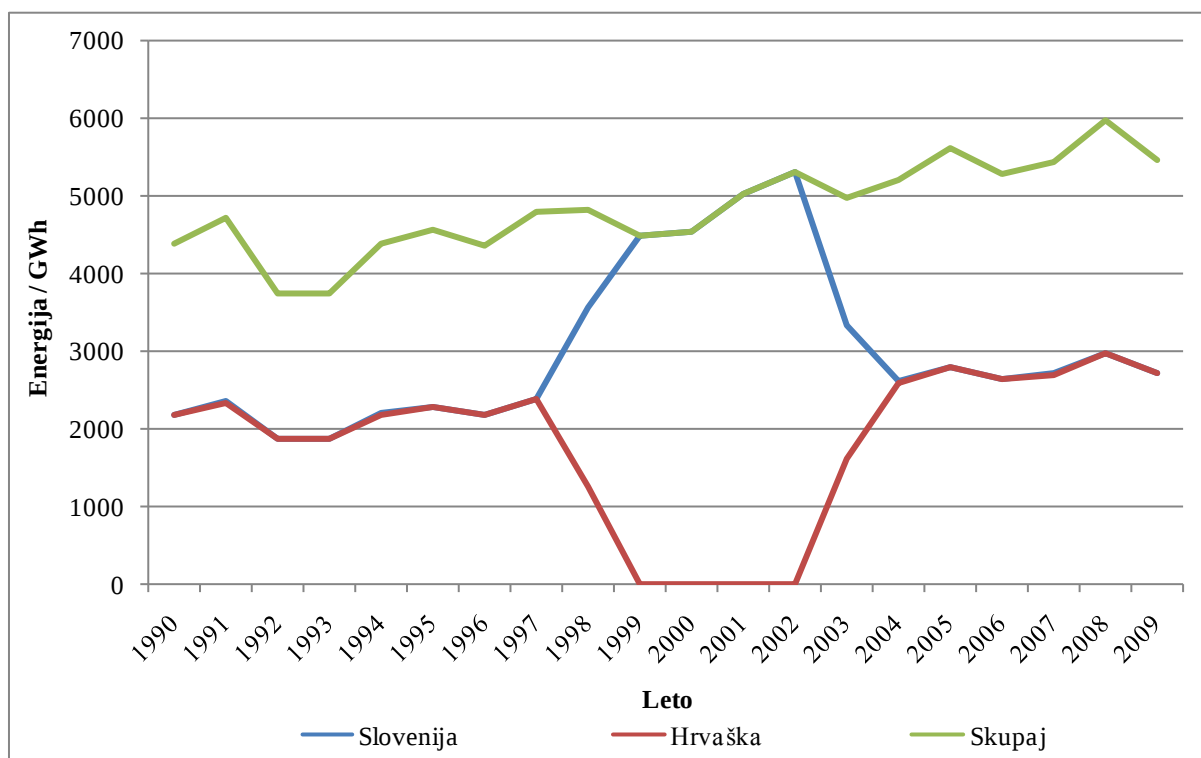
V zadnjem desetletju sta bila od večjih enot zgrajeni le dve plinski turbini TEB 4 in 5 s po 114 MW električne moči. Tako znaša skupna moč na pragu TE Brestanica ob obstoječih treh manjših plinskih in dveh parnih agregatih 312 MW. TEB predstavlja za slovenski EES predvsem zanesljiv rezervni vir napajanja v najbolj kritičnih trenutkih ter je neodvisni in neposredni vir napajanja NEK. Uporablja predvsem zemeljski plin in posebno lahko kurilno olje, mogoča pa je tudi kombinacija obeh virov.

TE-TO Ljubljana je proizvajalec ogrevne toplote, električne energije in tehnološke pare. Njene proizvodne zmogljivosti v letu 2009 so bile proizvodnja 1.119,8 GWh ogrevne toplote, 348,8 GWh električne energije na pragu elektrarne in 133,1 GWh tehnološke pare [48].

3.1.3. Nuklearna elektrarna Krško

NEK je pričela obratovati leta 1983 z močjo na pragu elektrarne 632 MW. Po zamenjavi uparjalnikov leta 2000 se je moč povečala na 676 MW na pragu. Vgradnja nove nizkotlačne turbine v letu 2006 je povečala moč elektrarne na 696 MW na pragu.

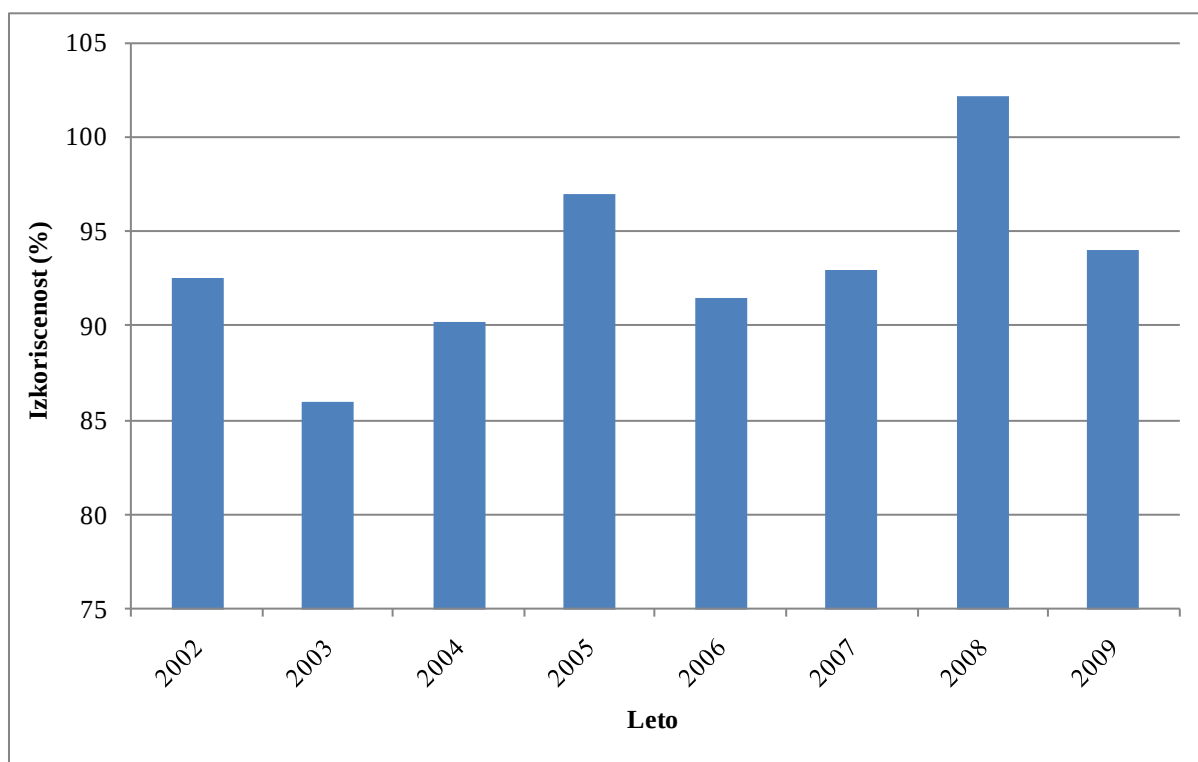
Nuklearna elektrarna Krško ima poseben položaj v slovenskem EES, saj je v deljenem lastništvu Slovenije in Hrvaške z enakovrednima deležema. Odnos definira meddržavni sporazum. V skupni državi je bila predvidena enakovredna delitev proizvodnje, ki se je leta 1999 prekinila in je celotna proizvodnja NEK pripadala Sloveniji do konca prvega četrtertletja 2003. Po ureditvi statusnih in drugih pravnih razmerij med Slovenijo in Hrvaško v NEK je Hrvaška ponovno začela prevzemati polovico proizvedene električne energije. Delitev proizvodnje med državama prikazuje Sl. 3.2.



Sl. 3.2: Proizvodnja energije NEK med letoma 1990 in 2009 ter delitev energije med Hrvaško in Slovenijo.

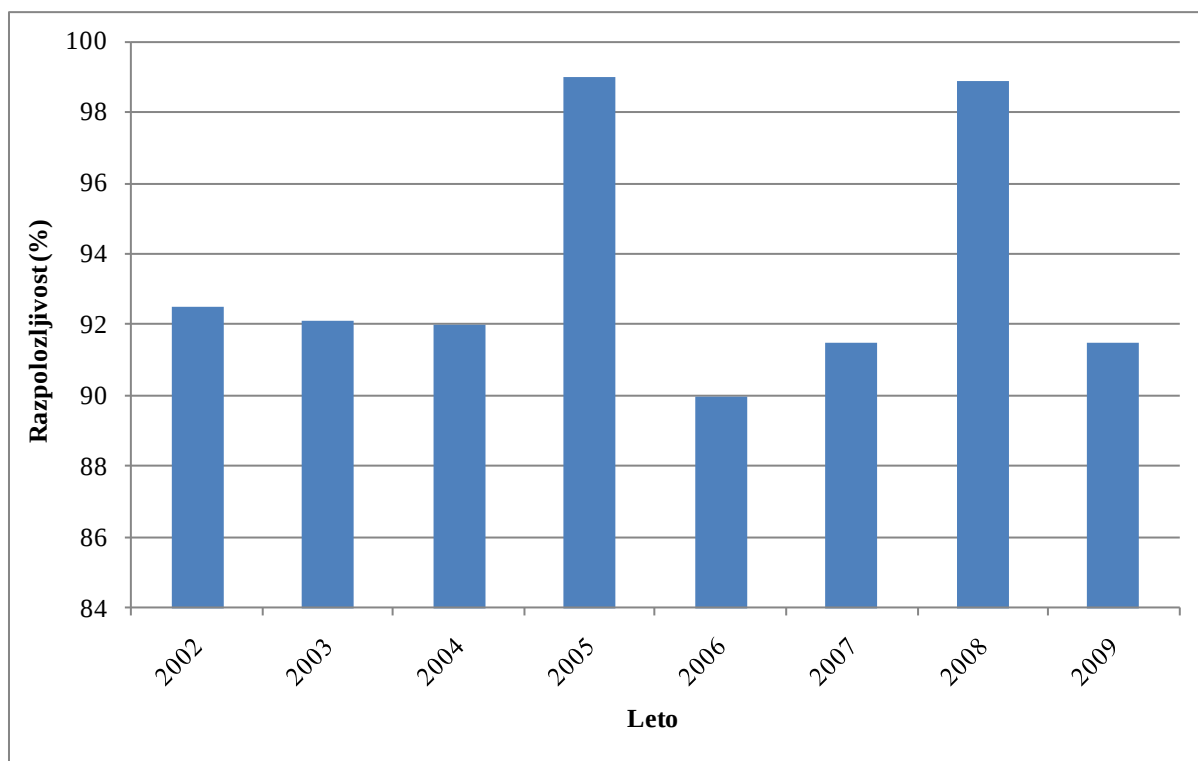
Proizvodnja energije iz NEK je v letu 2009 znašala 5,45 TWh [38], pri čemer je polovica energije hrvaške, druga polovica pa slovenske.

Izkoriščenost (load factor) je količnik med dejansko pridobljeno električno energijo in električno energijo, ki bi jo lahko ob maksimalni zmogljivosti teoretično pridobili v istem času. Slika Sl. 3.3 kaže faktor izkoriščenosti v zadnjih letih. Leta 2009 je znašal 93,6 %. Glavni razlog za tako visoko vrednost je ta, da ni bilo nenačrtovanih zaustavitev in ugodna hidrologija. Faktor izkoriščenosti se tudi v svetu uporablja kot glavna ocena uspešnosti obratovanja elektrarne [47].



Sl. 3.3: Izkoriščenost NEK v zadnjih letih

Razpoložljivost (availability) nuklearne elektrarne je količnik med številom ur obratovanja generatorja (sinhroniziranega z omrežjem ne glede na moč reaktorja) in celotnim številom ur v tem obdobju. Pove, koliko časa je bila elektrarna priključena na omrežje (v odstotkih). Slika Sl. 3.4 kaže razpoložljivost NEK v zadnjih letih.

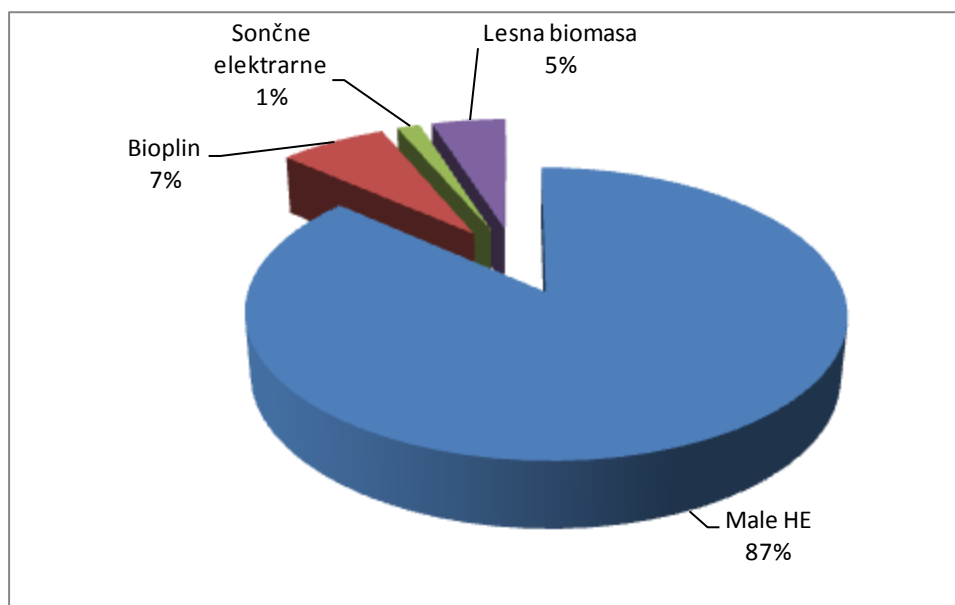


Sl. 3.4: Razpoložljivost NEK v zadnjih letih

Faktorji izkoriščenosti, razpoložljivosti, zmožnosti ter proizvedene energije so za leto 2009 nekoliko nižji kot za leto 2008 zaradi remonta, ki ga leta 2008 ni bilo. Odkar se remont in menjava goriva odvija vsako leto in pol, so pri teh faktorjih večja nihanja pri vrednostih, če medsebojno primerjamo koledarska leta. Tudi v koledarskem letu 2005 ni bilo remonta, kar se lahko opazi slikah [47].

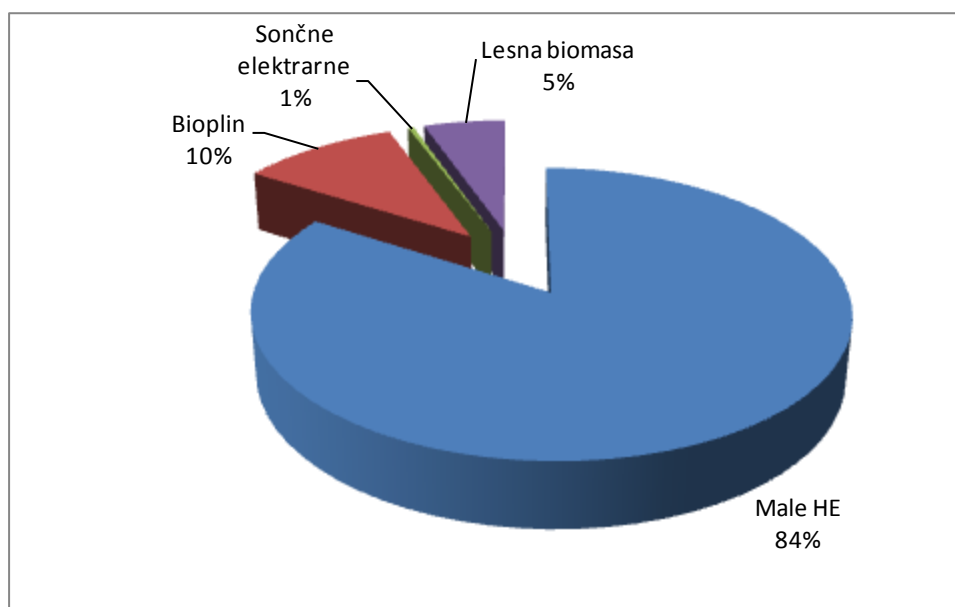
3.2. PROIZVODNJA ZMOGLJIVOST RAZPRŠENIH VIROV EE

Razpršena proizvodnja električne energije obsega posamezne proizvodne enote, ki so priključeni večinoma na distribucijsko omrežje, njihova inštalirana moč pa ne presega meje 10 MW. Med razpršene vire lahko uvrstimo proizvodnjo, ki izkorišča obnovljive vire energije (OVE) ali pa soproizvodnjo toplote in električne energije (SPTE). Celotna inštalirana moč RVE v slovenskem sistemu v letu 2008 je znašala okoli 140 MW, deleže posameznih tehnologij pa prikazuje slika Sl. 3.5. [49]. Ker podatki za leto 2009 niso razpoložljivi smo se za trenutno stanje pri zmogljivosti RVE sklicevali na leto 2008. Realno gledano se je zmogljivost RVE v letih od 2008 – 2009 povečala za zelo majhen delež.



Sl. 3.5: Delež inštaliranih moči posameznih tehnologije RVE v letu 2008 [49].

RVE so v letu 2008 prispevali 544 GWh električne energije [13], kar znaša 5,4 % celotne proizvodnje v Sloveniji. Pri tem je potrebno poudariti, da je v Sloveniji še relativno velik delež proizvodnje v HE, ki niso zajete v teh primerjavah, ter del konvencionalnih goriv v termoelektrarnah zamenjajo z obnovljivimi viri, kot so lesna biomasa ter bioplina. Celoten delež obnovljivih virov v konvencionalnih TE je leta 2008 znašal še dodatnih 223 GWh [49]. Delež posameznih tehnologij RVE prikazuje slika Sl. 3.6.



Sl. 3.6: Delež proizvedene električne energije posameznih tehnologije RVE v letu 2008 [13].

Celoten prispevek razpršenih virov OVE ter SPTE je v letu 2009 po podatkih Borzena [149] znašal 942 GWh, pri čemer je v to vrednost všteta tako proizvodnja iz RVE, uporaba OVE v

konvencionalnih termoelektrarnah, kot sosežig ali nadomestilo primarnega vira, ter proizvodnja električne energije v toplarnah na daljinsko ogrevanje in industrijskih toplarnah.

3.2.1. Proizvodnja električne energije iz razpršenih vodnih potencialov

V metodologiji za izračun subvencij za obratovanje HE [58] so klasificirani štirje velikostni razredi, in sicer:

- Mikro HE – inštalirana moč je manjša kot 50 kW,
- Male HE – inštalirana moč je v rangi od 50 kW do 1 MW,
- Srednje HE – inštalirana moč je v rangi od 1 MW do 10 MW,
- Velike HE – inštalirana moč je v rangi od 10 MW do 125 MW.

V nadaljevanju bomo s pojmom mala hidroelektrarna (mHE) naslavljali vse hidroelektrarne do moči 10 MW.

V letu 2007 je od 487 mHE, 73 mHE proizvedlo letno več kot 1.000 MWh, 13 od njih pa je glede na proizvodnjo električne energije bližje elektrarnam, ki so značilne za hidroelektrarne z močjo večjo od 10 MW, kot pa elektrarnam, ki jih označujemo mHE.

V letu 2008 je bila skupna inštalirana moč malih hidroelektrarn ocenjena na 115 MW. Skupna proizvedena energija v letu 2008 je tako znašala 457 GWh [13].

3.2.2. Proizvodnja električne energije iz vetrne energije

Proizvodnja električne energije iz vetrnega vira se v večini študij obravnava kot razpršen vir, vendar zaradi omejenih in redkih lokacij s primernim vetrnim potencialom, in ki niso sklopu zavarovanih območij, obravnavamo potenciale vetrnih parkov, kamor vključujemo večje število vetrnih elektrarn, ki so obravnavani kot celota in skupno največkrat presegajo mejo inštalirane moči 10 MW. Takšne vetrne parke se zato priključuje na prenosno omrežje, kjer nenadzorovana proizvodnja električne energije povzroča manjši vpliv na pretoke moči in napetostne razmere.

Trenutno izkoriščanja energije vetra v Sloveniji praktično ni in je omejeno na zgolj nekaj posameznih manjših enot (vetrnic moči 4 kW na Kredarici, 250 W na Slavniku, Krnu, 1,4 kW na Kokrškem sedlu, prototip vetrnic moči 70 W s katerimi razpolagajo posamezniki, vetrnica moči 90 W za raziskovalne namene na Fakulteti za elektrotehniko, računalništvo in informatiko Univerze v Mariboru).



3.2.3. Proizvodnja električne energije iz sončnega potenciala

Leta 2008 je bila v Sloveniji inštalirana moč sončnih elektrarn okoli 1,8 MW [50]. Ekonomski potencial je glede na teoretičnega sicer izredno majhen, vendar se z razvojem tehnologije in zniževanjem cen ekonomski potencial povečuje.

Zaradi ugodnega sončnega obsevanja je izgradnja sončne elektrarne primerna v celotnem področju v Sloveniji, izogniti sem moramo le vplivom senčenja. Prav tako ima sončna elektrarna pri proizvodnji električne energije minimalen vpliv na okolje. Sončna elektrarna vpliva le na lokalno okolje, kar pa je v določeni primerih lahko moteče.

Sončno energijo lahko pretvarjamo v toploto (ogrevanje sanitarne vode) in preko nje posredno v elektriko (sončne termoelektrarne) ali pa jo direktno pretvarjamo s pomočjo fotonapetostnega efekta v električno energijo (sončne PV elektrarne). V raziskovalnem projektu se bomo osredotočili le na direktno proizvodnjo električne energije (fotovoltaika – PV).

3.2.4. Proizvodnja električne energije iz biomase in bioplina

Goriva, kot sta biomasa ali bioplin in ki se uporabljata za proizvodnjo električne energije, se uvrščata med obnovljive vire. Pod pojem biomase štejemo lesno biomaso (drva, sekanci, gozdarski ostanki ipd.) in biomaso iz kmetijski ostankov, ki se jih v procesu fermentacije uporablja za pridobivanje bioplina. Bioplin lahko torej pridobivamo iz kmetijskih ostankov, lahko pa se ga zbira na deponijah ali v čistilnih napravah.

Pri izgorevanju tako lesne biomase in bioplina pridobljenega nastajajo izpusti plinov (CO_2 ipd.), ki jih pri drugih obnovljivih virih ne zasledimo. Vseeno to gorivo uvrščamo med obnovljive vire, saj so izpusti plinov takšni, kot bi bili, če bi to biomaso prepustili samodejnemu razpadanju, ali bi pa bioplin uhajal v zrak. Uporaba teh virov naj ne bi dodatno obremenjevala okolja, kot to zasledimo pri uporabi fosilnih goriv.

Tab. 3.3: Proizvodnja električne energije iz lesne biomase v letu 2008 [13].

Proizvodnja električne energije iz lesne biomase	
Skupna moč [MW]	10
Proizvedena energija [GWh]	29

Pri tem je potrebno poudariti, da je lesna biomasa bila uporabljena tudi v konvencionalnih TE, kot delni nadomestek standardnim gorivom. Tako je leta 2008 proizvodnja iz trdne biomase v konvencionalnih TE znašala 204 GWh [49].

Med kmetijske ostanke, ki jih lahko uporabimo za pridobivanje bioplina, sodijo živalski odpadki ter ostanki pri poljedelstvu, kot so pšenica, ječmen, koruza za zrnje in pesa. Za pridobivanje bioplina v fermentorju se uporabljajo rastlinski ostanki, in sicer: slama žit, koruznica in ostanki sladkorne pese. K deležu proizvodnje električne energije iz bioplina smo dodali tudi proizvodnje električne energije iz deponijskega plina ter plina iz čistilnih naprav.

Tab. 3.4: Proizvodnja električne energije iz bioplina v letu 2008 [13].

Proizvodnja električne energije iz bioplina	
Skupna moč [MW]	15
Proizvedena energija [GWh]	56

3.2.5. Proizvodnja električne energije iz geotermalnih virov

Slovenija je s svojim začetkom razvoja raziskav in projektiranja geotermalnih elektrarn na področju sedimentacijskih bazenov bila med pionirji. Intenzivne raziskave o možnosti pridobivanja električne energije so se pričele po tretjem posvetu o mineralnih in termalnih vodah leta 1992. Do leta 1994 sta bili izdelani študija potencialov geotermalnega vodonosnika Termal II, ki jo je financiralo takratno Ministrstvo za gospodarstvo RS, in študija izvedljivosti za Geotermalni projekt Ljutomer, katero sta financirali slovenska in francoska vlada. Kljub zelo ugodnim rezultatom obeh študij so nadaljnje aktivnosti zamrle oziroma so se nadaljevale v drugo smer [51].

Sicer je način proizvodnje električne energije iz geotermalnih virov močno odvisen od lastnosti samega vira, kjer so najpomembnejše lastnosti agregatno stanje geotermalnega vira (voda, para), temperatura vira, idr..

Toplotna energija vode (entalpija) nad 140 °C omogoča njeno izkoriščanje za konvencionalno proizvodnjo električne energije v prvi stopnji.

Pri temperaturah, ki so lahko tudi za več deset stopinj nižje, pa je proizvodnja električne energije možna v za to posebej razvitih agregatih z binarnim (sekundarnim) ciklom, v katerem geotermalni vir (termalna voda) ogreva medij z nižjo točko vrelišča, ki je nato v plinasti fazi voden na turbino. Trenutno znaša najnižja temperatura geotermalnega vira, iz katerega se proizvaja električna energija, 98 °C.

Razvitih je več sistemov za proizvodnjo električne energije:

- dvofazni (vodno-parni),
- parni (enotlačni in dvotlačni),
- binarni (enotlačni in dvotlačni) in
- kombiniran parno-binarni.



V trenutnih razmerah se v Sloveniji električne energije iz geotermalnih virov ne pridobiva, se pa ta vir sicer uporablja za pridobivanje toplotne energije.

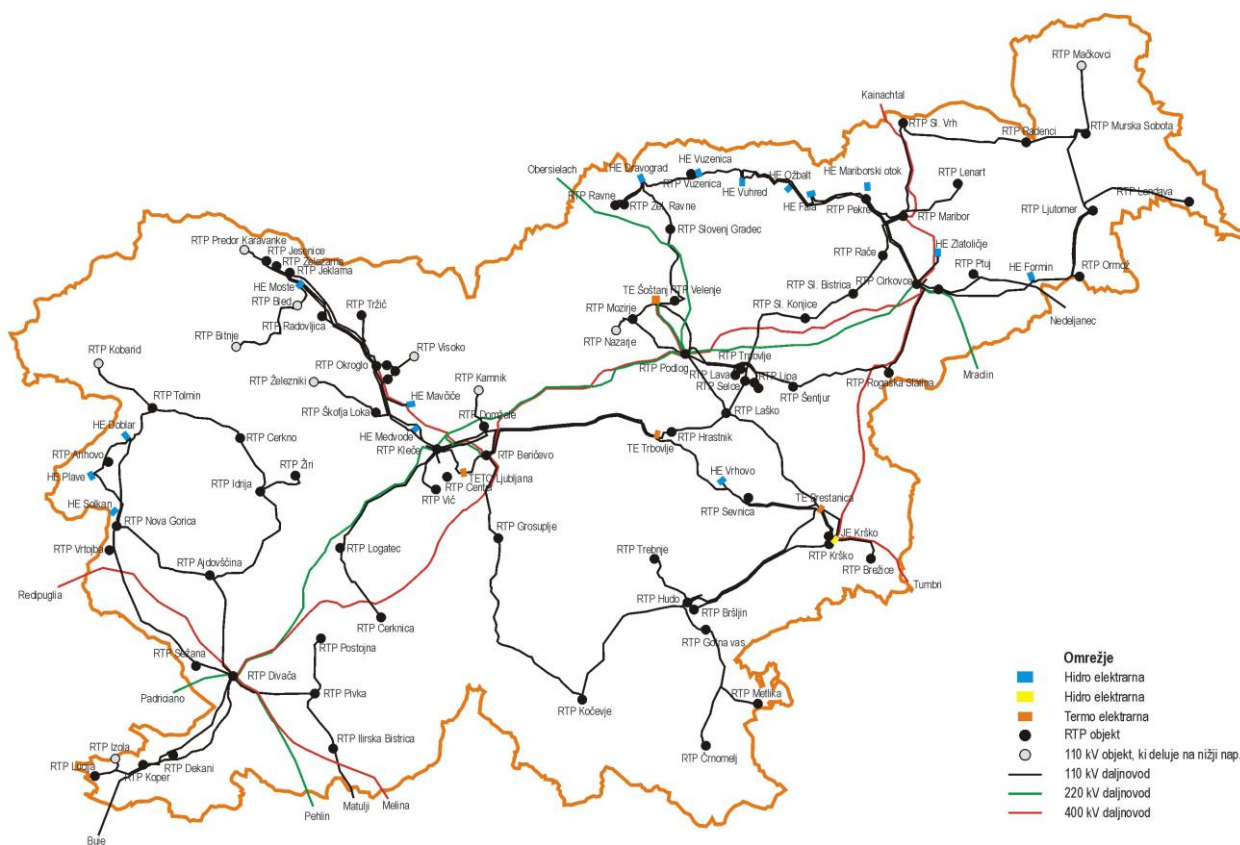
3.2.6. Soproizvodnja električne energije in toplote iz konvencionalnih virov

Pri analizi proizvodnje električne energije iz razpršenih virov je potrebno upoštevati tudi proizvodnjo električne energije iz soproizvodnje iz konvencionalnih virov. To tehnologijo lahko štejemo med RVE, saj je SPTE v osnovi razpršena proizvodnja električne energije, ker gre za manjše enote, po drugi strani pa ta tehnologija omogoča veliko boljše izkoristke primarnega vira energije, zaradi česar je deležna finančnih spodbud države v obliki zagotovljene odkupne cene. Največji tržni potencial za takšno proizvodnjo je v soproizvodnji z visokim izkoristkom v industriji, kjer se zaradi nezagotovljenih odkupnih cen za proizvedeno električno energijo soproizvodnja ni razvijala. Neizkoriščen ostaja tudi potencial v sistemih daljinskega ogrevanja, s tržnim prodorom enot mikro soproizvodnje pa se kažejo potenciali tudi v gospodinjstvih in storitvenem sektorju.

3.3. ELEKTROENERGETSKO OMREŽJE

3.3.1. Slovensko prenosno omrežje

EES Slovenije poleg odjemalcev sestavljajo elektrarne in omrežje, ki ga delimo na prenosno in distribucijsko, pri čimer so VN nivoji 400 kV, 220 kV in 110 kV, SN nivoji 35 kV, 20 kV in 10 kV ter NN nivo 230 V. Sl. 3.7 prikazuje slovensko VN omrežje ter elektrarne, priključene na VN nivo.



Sl. 3.7: Slovensko prenosno omrežje s proizvodnimi viri.

3.3.2. Interkonekcijske prenosne zmogljivosti med slovenskim in sosednjimi EES

Slovenski EES se povezuje s sosednjimi sistemi na vseh treh napetostnih nivojih z naslednjimi povezavami:

Avstrija:

2×400 kV DV Maribor – Kainachtal,
220 kV DV Podlog – Obersielach,

Hrvaška:

2×400 kV DV Krško – Tumbri,
400 kV DV Divača – Melina,
200 kV DV Cirkovce – Žerjavinec,
200 kV DV Divača – Pehlin,
110 kV DV Koper – Buje,
110 kV DV Formin – Nedeljanec,
110 kV DV Ilirska Bistrica – Matulji,

Italija:

400 kV DV Divača – Redipuglia,
220 kV DV Divača – Padriciano.



ELES je objavil [52] najvišje vrednosti NTC za leto 2010 po posameznih mejah in smereh prenosa, katere so prikazane v Tab. 3.5. NTC vrednosti definirajo količino tržnih izmenjav moči med dvema sosednjima državama, tako iz vidika stalnih pogodb kot iz vidika dnevnega trgovanja s prenosnimi zmogljivostmi.

Tab. 3.5: Vrednosti NTC na mejah slovenskega EES za januarski delavnik v letu 2010 v času pas/trapez [52]

Iz države	V državo	NTC (MW)
Avstrija	Slovenija	900
Italija	Slovenija	180/160
Hrvaška	Slovenija	350
Slovenija	Avstrija	900
Slovenija	Italija	396/430
Slovenija	Hrvaška	350
Σ V Slovenijo		1480/1760
Σ Iz Slovenije		1746/2080

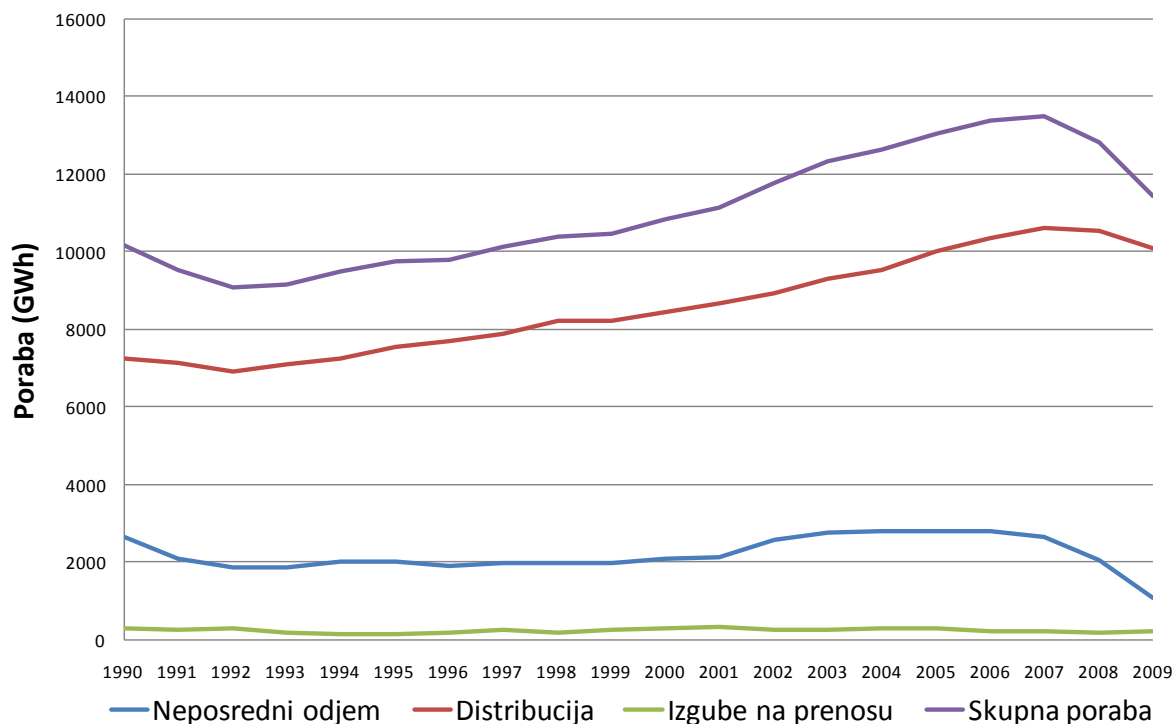
* maksimalna vrednost NTC-jev se spreminjajo glede na sezono

3.4. PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE IN KONIČNE MOČI V SLOVENSKEM EES

3.4.1. Elektroenergetska bilanca

Sl. 3.8 prikazuje porabo električne energije na prenosnem omrežju v letih med 1990 in 2009. Poraba zajema:

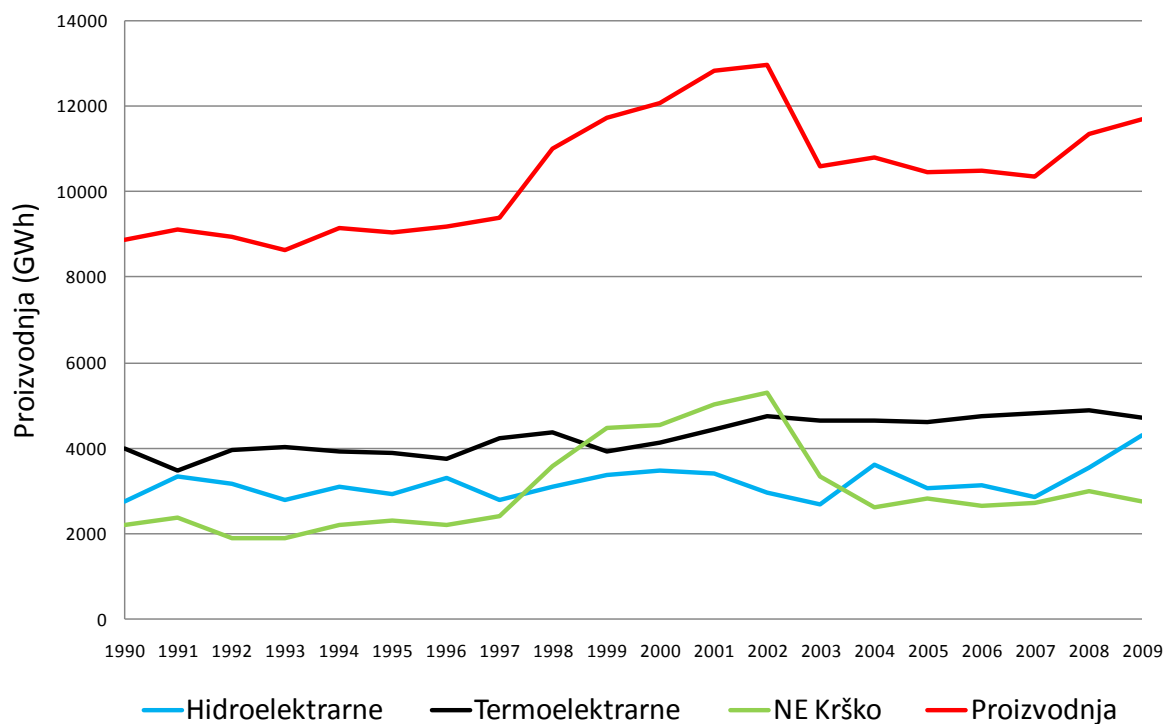
- odjem neposrednih odjemalcev, priključenih na 110 kV napetostni nivo,
- odjem distribucijskih podjetij iz VN omrežja, ki pokriva izgube v SN in NN omrežju in porabo končnih odjemalcev, priključenih na SN in NN omrežje (proizvodnja na NN nivoju pokriva del odjema končnih odjemalcev na teh napetostnih nivojih, kar se na VN nivoju odraža kot znižanje porabe),
- izgube na VN omrežju.



Sl. 3.8: Poraba električne energije na VN nivoju.

Vir: [35], [36], [37], [38]

Za isto obdobje Sl. 3.9 prikazuje proizvodnjo električne energije elektrarn, priključenih na VN nivo.



Sl. 3.9: Proizvodnja električne energije elektrarn, priključenih na VN nivo.

Vir: [35], [36], [37] in [38].

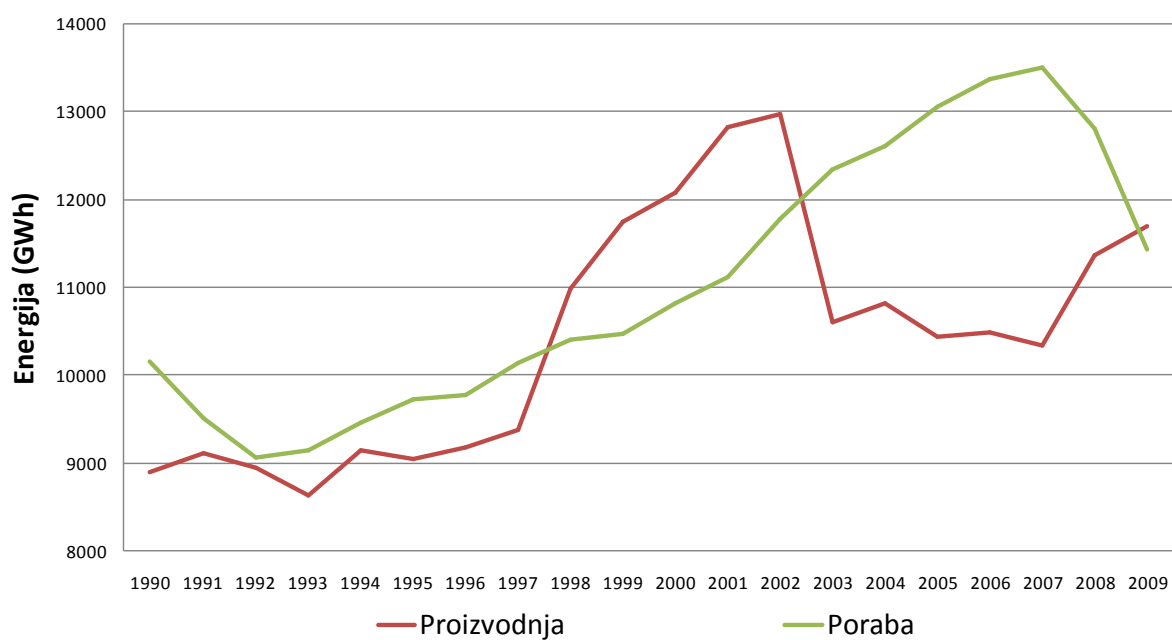


Skupno proizvodnjo in porabo na VN nivoju ter vrednost izvoza po posameznih letih prikazujeta Tab. 3.6 in Sl. 3.10.

Tab. 3.6: Proizvodnja, poraba in izmenjave na VN nivoju.

Leto	Proizvodnja (GWh)	Poraba (GWh)	Razlika (GWh)
1990	8.891	10.150	-1.259
1991	9.112	9.515	-403
1992	8.950	9.071	-121
1993	8.634	9.149	-515
1994	9.143	9.465	-322
1995	9.043	9.732	-689
1996	9.180	9.779	-599
1997	9.374	10.136	-762
1998	10.992	10.399	593
1999	11.744	10.476	1.268
2000	12.072	10.824	1.248
2001	12.828	11.126	1.702
2002	12.966	11.775	1.191
2003	10.604	12.342	-1.738
2004	10.817	12.615	-1.798
2005	10.501	13.065	-2.564
2006	10.489	13.405	-2.916
2007	10.341	13.496	-3.155
2008	11.364	12.806	-1.442
2009	11.705	11.432	274

Vir: [35], [36], [37] in [38].



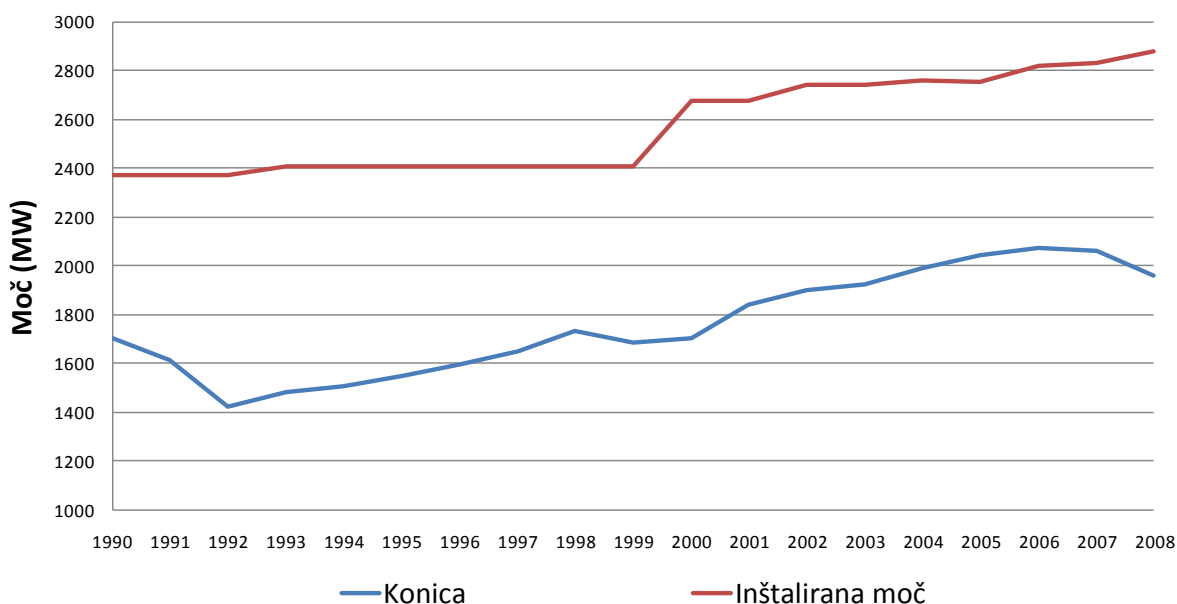
Sl. 3.10: Proizvodnja in poraba na VN nivoju.

Vir: [35], [36], [37] in [38].

Zaradi naraščajoče porabe, vrnitve polovice proizvodnje NEK Hrvaški in zastale izgradnje novih proizvodnih zmogljivosti je Slovenija v letu 2003 postala neto uvoznica električne energije. Gospodarska kriza je toliko zmanjšala porabo električne energije, da je Slovenija postala izvoznica, vendar se morajo zaradi bojazni, da bo v bodoče Sloveniji primanjkovalo električne energije, oblikovati primerni ukrepi in postopki za zagotavljanje potrebnih proizvodnih zmogljivosti.

3.4.2. Bilanca moči - razmerje med inštalirano močjo elektrarn in konico odjema

Vrednosti letnih konic odjema in inštalirane moči agregatov na VN nivoju prikazuje Sl. 3.11. Po letu 1993 je rast koničnega odjema dokaj stabilna, od leta 1990 pa sta bila od večjih enot zgrajena le dva plinska agregata po 114 MW v TE Brestanica (leta 2000), ki sta namenjena predvsem zagotavljanju rezerve za pokrivanje izpada največjega bloka, tj. NEK. Konica odjema je po dosedanjih dostopnih podatkih podana le do leta 2008.



Sl. 3.11: Konične moči porabe in inštalirane moči generatorjev na VN nivoju.

Vir: [35], [39], [40] in [45].

Tab. 3.7: Razmerje med inštalirano močjo in konico odjema.

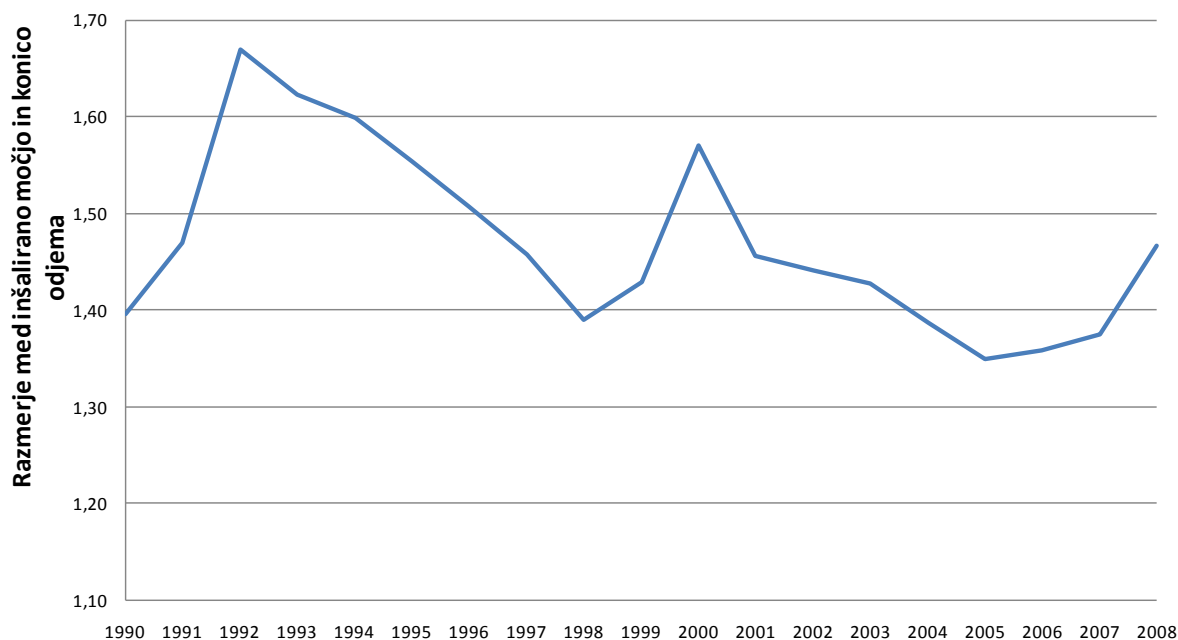
Leto	Konica odjema (MW)	Inštalirana proizvodnja (MW)	Razmerje P_{inst}/P_{odj}
1990	1701	2375	1,40
1991	1616	2375	1,47
1992	1423	2375	1,67
1993	1484	2409	1,62
1994	1507	2409	1,60



1995	1551	2409	1,55
1996	1599	2409	1,51
1997	1652	2409	1,46
1998	1734	2409	1,39
1999	1686	2409	1,43
2000	1705	2677	1,57
2001	1838	2677	1,46
2002	1901	2740	1,44
2003	1923	2744	1,43
2004	1991	2762	1,39
2005	2043	2756	1,35
2006	2075	2819	1,36
2007	2060	2833	1,38
2008	1963	2880	1,47

Vir: [35], [39], [40] in [45].

Zgornja tabela in slika Sl. 3.12 prikazujeta razmerje med inštalirano močjo elektrarn in konico odjema. Prirastek inštalirane moči z izgradnjo plinskih agregatov v TE Brestanica v letu 2000 je le pokrival naraščanje porabe, ni pa izboljšal zanesljivosti oskrbe v primerjavi s predhodnimi leti. Rast razmerja v zadnjem letu pa gre prepisati predvsem padcu konične moči, ki je posledica gospodarske krize.



Sl. 3.12: Razmerje med inštalirano močjo in konico odjema.

Vir: [35], [39], [40] in [45].

4. PRIHODNJE STANJE V EES

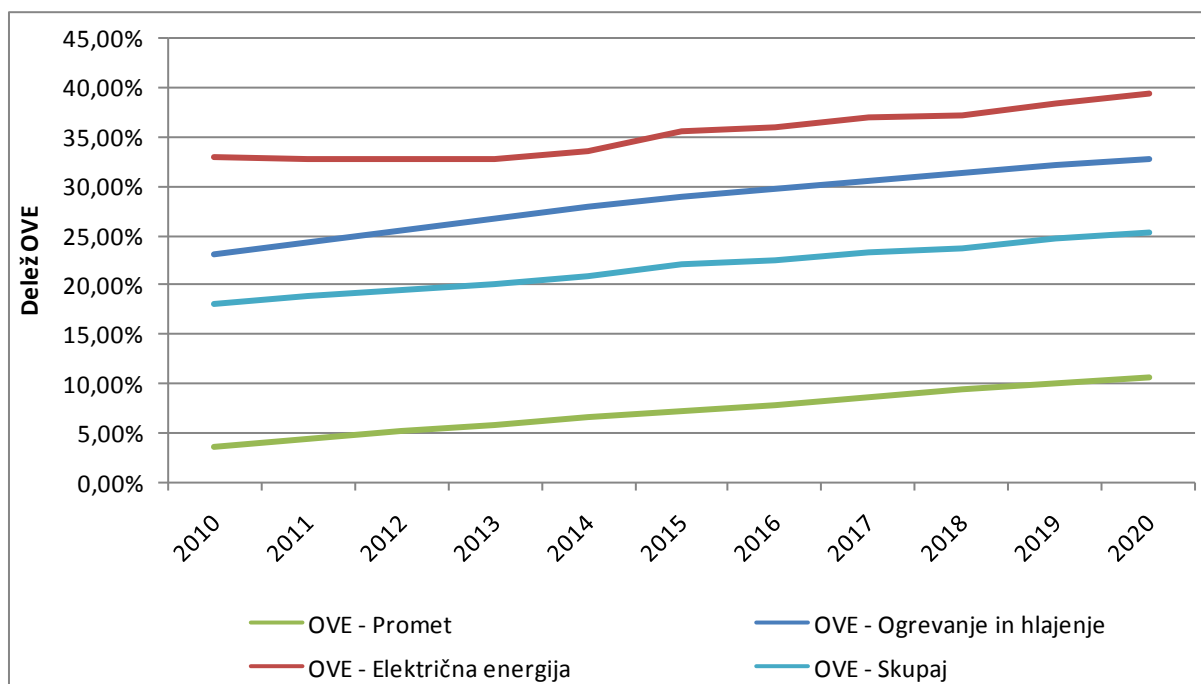
4.1. PREDVIDENE PROIZVODNE ZMOGLJIVOSTI KONVENCIONALNIH VIROV V SLOVENSKEM EES

4.1.1. Predvidene proizvodne zmogljivosti konvencionalnih virov brez jedrske energije

Predvidene investicije v proizvodne enote električne energije v Sloveniji opredeljuje več strateških dokumentov [13], [35], [53] in [132]. Določene enote bodo zaradi konca življenjske dobe prešle ali v rezervo za zagotavljanje sistemskih storitev, ali pa bodo bloke nadomestili z novjšimi enotami. Časovno opredeljevanje ter umeščanje novih enot v prostor je strateškega pomena, pri čemer ima veliko težo pri odločanju dogovor med politiko ter investitorji. Pri vsem tem je potrebno spoštovati tudi uresničevanje energetske-podnebnih zavez Evropske unije ti. 20-20-20.

Svet EU in Evropski parlament sta na predlog Evropske komisije decembra leta 2008 sprejela načrt do leta 2020 za 20 odstotkov znižati izpuste toplogrednih plinov, znižati raven porabe energije za 20 odstotkov ter povečati delež obnovljivih virov energije za 20 odstotkov. Cilji Slovenije iz podnebno-energetskega paketa so, da bi dosegla 25-odstotni delež obnovljivih virov v rabi energije, za 20 % izboljšati energetske učinkovitost do 2020, kot tudi cilj po Direktivi 32/06/ES [131] o učinkoviti rabi končne energije in energetskih storitvah, ki opredeljuje kot cilj za 9 % prihranka končne energije do leta 2016.

Glede na pričakovano rabo energije je bil izdelan Akcijski načrt za obnovljive vire [144], ki definira sektorske usmeritve in cilje. Ti so prikazani na sliki Sl. 4.1.



Sl. 4.1: Sektorski cilji za deleže OVE v končni rabi energije [144].

Za energetiko je končni cilj leta 2020 definiran pri 39,5 % deležu OVE v bruto porabi električne energije [144], kar terja tako povečanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije kot tudi obvladovanje rasti porabe električne energije.

K deležu OVE v energetiki daleč najbolj prispevajo hidroelektrarne, vendar se njihov delež OVE v elektroenergetiki iz leta v leto spreminja, predvsem zaradi spreminjanja hidrologij rek, kar se lahko kaže kot napačna interpretacija dejstev. Podobno odvisnost od vremenskih vplivov kažejo tudi vetrne elektrarne. Za kakovostno analizo hidrologij je po Direktivi 2009/28/ES [145] potrebno privzeti 15 letno povprečje hidrologije, za analizo vetra pa 5 letno povprečje. Zaradi dosegljivosti podatkov in proizvodnji in inštalirani moči HE smo v naših ocenah hidrologij upoštevali 5 letno povprečje. Te prikazuje tabela Tab. 4.1 in bodo merodajne za oceno obratovalnih ur pri izračunu deleža OVE vseh HE, katere so že vključene ter katere se predvidevajo za vključitev v slovenski EES.

Tab. 4.1: 5 letno povprečje obratovalnih ur za velike HE v Sloveniji

Leto	Moč	Energija	Ure
2005	873	3031	3471
2006	873	3133	3588
2007	873	2832	3243
2008	879	3518	4002
2009	921	4299	4667
Povprečje	883	3362	3804

Vir: [36]-[38]

Za ostale OVE smo upoštevali proizvodnjo energije na podlagi predvidenih obratovalnih ur [58].

V študiji smo predvideli časovno umeščanje novih proizvodnih enot po podatkih inštituta Jožef Stefan ter dolgoročnih načrtih vlade RS (NEP) [13]. Predvidene časovne umestitve novih enot ter posodobitve in ustavitve obstoječih enot so prikazane v Tab. 4.2 in Tab. 4.3.



Tab. 4.2: Časovna umestitev novih potencialnih proizvodnih enot, posodobitev obstoječih enot ter ustavitve enot do leta 2015.

Leto	Objekt	Sprememba moči na pragu [MW]	Sprememba letne proizvodnje energije [GWh]
2010	TE Šoštanj (zaustavitev bloka 2)	-25 MW	-125 GWh
2010	TE Trbovlje (zaustavitev plinskega bloka 1 in 2)	-58 MW	-0,2 GWh
2012	TE Brestanica (zaustavitev starih plinskih kotlov)	-84 MW	0 GWh
2013	TETO Ljubljana (zaustavitev bloka 2)	-32 MW	-100 GWh
2013	TETO Ljubljana – PPE blok 4	95 MW	600 GWh
2013	HE Krško	39 MW	149 GWh
2013	HE Zlatoličje (obnova)	24 MW	45 GWh
2015	TE Šoštanj - blok 6	549 MW	3.500 GWh
2015	TE Šoštanj (zaustavitev bloka 3)	-69 MW	-350 GWh
2015	TE Šoštanj (prehod bloka 4 v rezervo)	-248 MW	-1.500 GWh
2015	TE Šoštanj (prehod bloka 5 v rezervo)	-305 MW	-1.800 GWh
2015	TE Trbovlje - PPE blok 3	291 MW	1.250 GWh
2015	TE Brestanica - PE 3×50MW	150 MW	0 GWh
2015	Nov vir terciarne rezerve	320 MW	0 GWh
2015	HE Brežice	41 MW	161 GWh
2016	HE Učja	34 MW	120 GWh
2017	TE Trbovlje (zaustavitev parnega bloka 2)	-110 MW	-650 GWh
2018	HE Suhadol	43 MW	153 GWh
2018	TETO Ljubljana (zaustavitev bloka 1)	-42 MW	-135 GWh
2018	TETO Ljubljana (zaustavitev bloka 3)	-50 MW	-160 GWh
2018	TETO Ljubljana – PPE blok 5	94 MW	600 GWh
2018	ČHE Kozjak	400 MW	-200 GWh
2018	HE Mokrice	30 MW	135 GWh
2018	HE Formin	12 MW	32 GWh

Vir: [13]

Tab. 4.3: Časovna umestitev novih potencialnih proizvodnih enot, posodobitev obstoječih enot ter ustavitve enot med letom 2015 in 2030.

Leto	Objekt	Sprememba moči na pragu [MW]	Sprememba letne proizvodnje energije
2020	HE Trbovlje	35 MW	122 GWh
2022	HE Moste – blok 2 in 3	48 MW	120 GWh
2022	HE Renke	36 MW	124 GWh
2022	HE Mura 1	17 MW	60 GWh
2022	Nova PPE – blok 1	396 MW	1.700 GWh
2024	HE Ponoviče	68 MW	190 GWh
2024	HE Zelin	38 MW	133 GWh
2025	JE Krško – blok 2	1.085 MW	8.680 GWh
2025	JE Krško – blok 2	1.555 MW	12.440 GWh
2025	Nova PPE – blok 2	396 MW	1.700 GWh
2025	HE Mura 2	17 MW	60 GWh
2026	HE Kresnice	29 MW	96 GWh
2027	HE Kuk	48 MW	168 GWh
2028	HE Jevnica	23 MW	101 GWh
2028	HE Mura 3	21 MW	73 GWh
2028	ČHE Matica	185 MW	-93 GWh
2030	HE Zalog	16 MW	53 GWh
2030	HE Slap	19 MW	47 GWh

Vir: [13].

Za osnovni scenarij razvoja smo predvideli, da zaradi vključevanja JEK 2 ne bomo potrebovali dodatnih plinsko parnih enot, zato v naših analizah nismo upoštevali izgradnje 396 MW Nove PPE – blok 1 in izgradnje 396 MW Nove PPE – blok 2.

Negativne številke sprememb proizvodnje električne energije predstavljajo ali vključitev črpalnih elektrarn v sistem, ki so bilančno gledano porabnik električne energije, ali pa zaprtje že obstoječih blokov elektrarn.

Vključevanje hidroenergetskih proizvodnih enot v prostor ter časovni termin prikazuje slika Sl. 4.2 medtem, ko slika Sl. 4.3 prikazuje vključevanje termoeenergetskih proizvodnih enot v prostor s pripadajočo časovno dinamiko.

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
HE Zlatoličje (obnova)																					
HE Krško																					
HE Brežice																					
HE Učja																					
HE Suhadol																					
ČHE Kozjak																					
HE Formin (prenova)																					
HE Mokrice																					
HE Trbovlje																					
HE Moste (prenova)																					
HE Renke																					
HE na Muri 1																					
HE Ponoviče																					
HE Zelin																					
HE Mura 2																					
HE Kresnice																					
HE Kuk																					
HE Jevnica																					
ČHE Matica																					
HE Mura 3																					

Sl. 4.2: Časovna dinamika vključevanja hidroelektrarn

Leto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TETOL - PPE1, blok 4																					
TET - PPE, blok 3																					
TEŠ - blok 6																					
TEB, PE																					
Nov vir terciarne rezerve																					
TETOL - PPE2, blok 5																					
NEK, blok 2																					

Sl. 4.3: Časovna dinamika vključevanja termoelektrarn

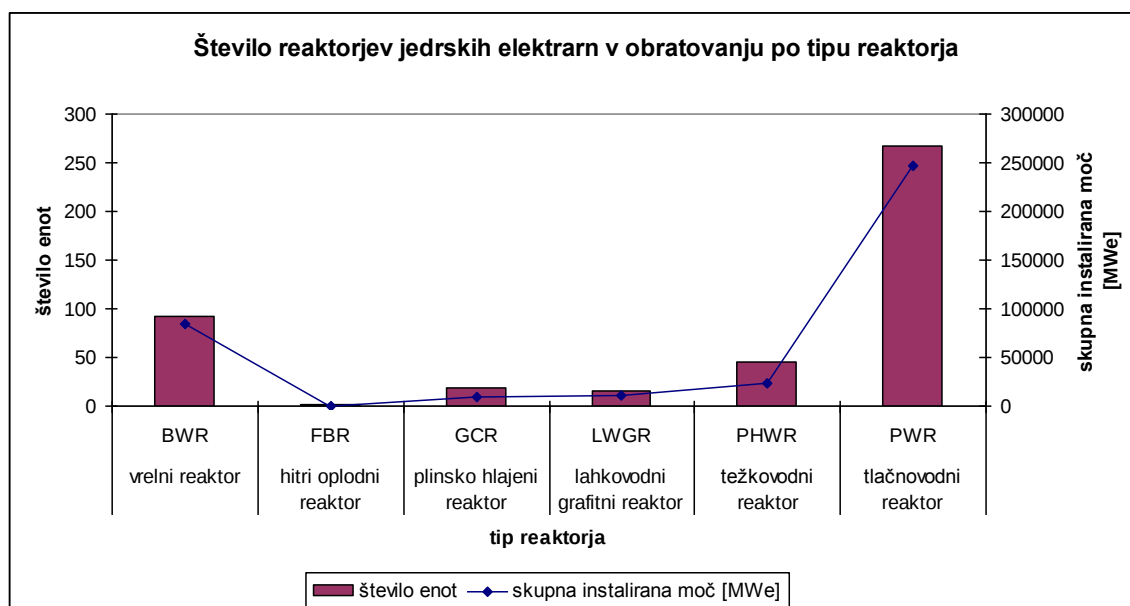
V načrtu umeščanja novih enot v prostor se kot možna alternativa kaže tudi izgradnja verige hidroelektrarn na reki Muri ter izraba raznih vetrnih polj v primeru izgradnje vetrnih elektrarn. Prav tako časovna dinamika umeščanja verige hidroelektrarn na srednji Savi še ni dokončno potrjena in so zelo verjetne spremembe pri časovnem planiranju, katere se bodo odražale glede na potrebe na trgu. Prav tako so nekatere plinsko-parne elektrarne pogojene z dejstvom, da potrebujejo dostop do energenta, kar pomeni, da bo potrebno v sklopu posodabljanja energetske infrastrukture umeščati v prostor tudi nove plinovode ter plinske hranilnike. V strateškem planu investiranja v nove proizvodnje zmogljivosti sta predstavljena oba ključna bloka (TEŠ6 in JEK2). V sklopu povečanja zahtev po terciarni rezervi moči je predvidena tudi izgradnja novega vira za pokrivanje te systemske storitve.

4.1.2. Vključitev JEK 2 v slovenski EES

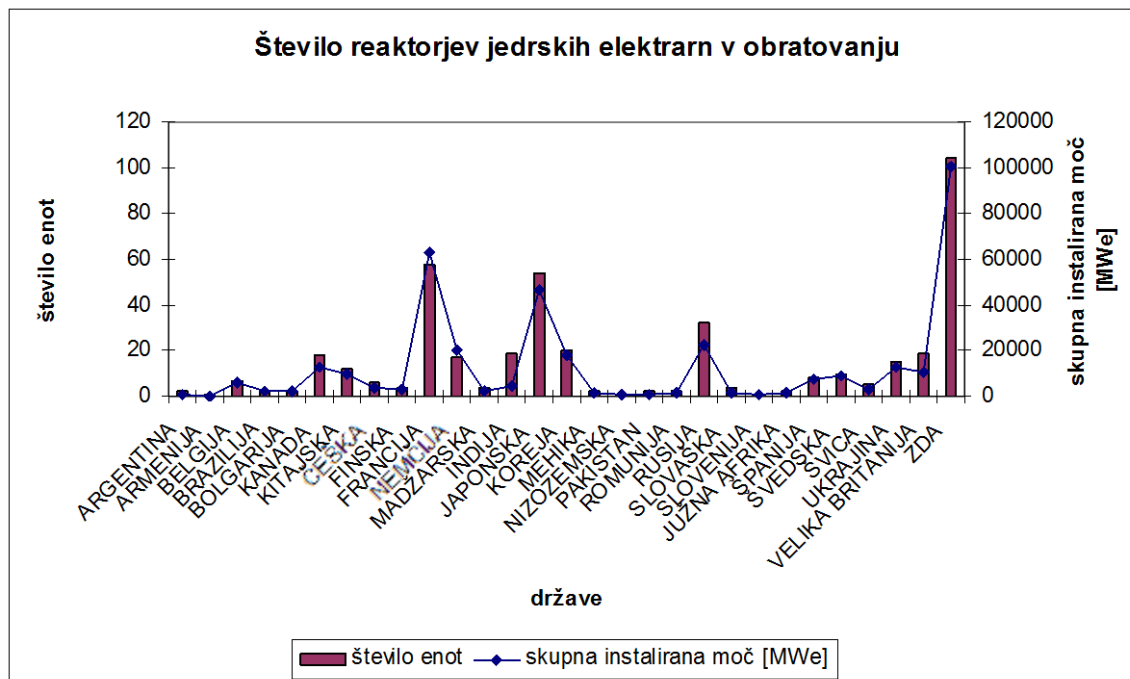
Izgradnja JEK2 je del predvidenih ukrepov za doseganje trajnostnega razvoja v skladu z Resolucijo o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007-2023 [146], kjer je kot možnost

za odpravo trenutnega primanjkljaja okoli 400 MW in dotrajanosti obstoječih zmogljivosti, ki pomenijo dodatni primanjkljaj v bližnji prihodnosti okoli 500 MW, predvidena izgradnja druge enote elektrarne Krško. Glede na razmere na svetovnem trgu je izgradnja JEK 2 ekonomsko učinkovita in okoljsko sprejemljiva rešitev.

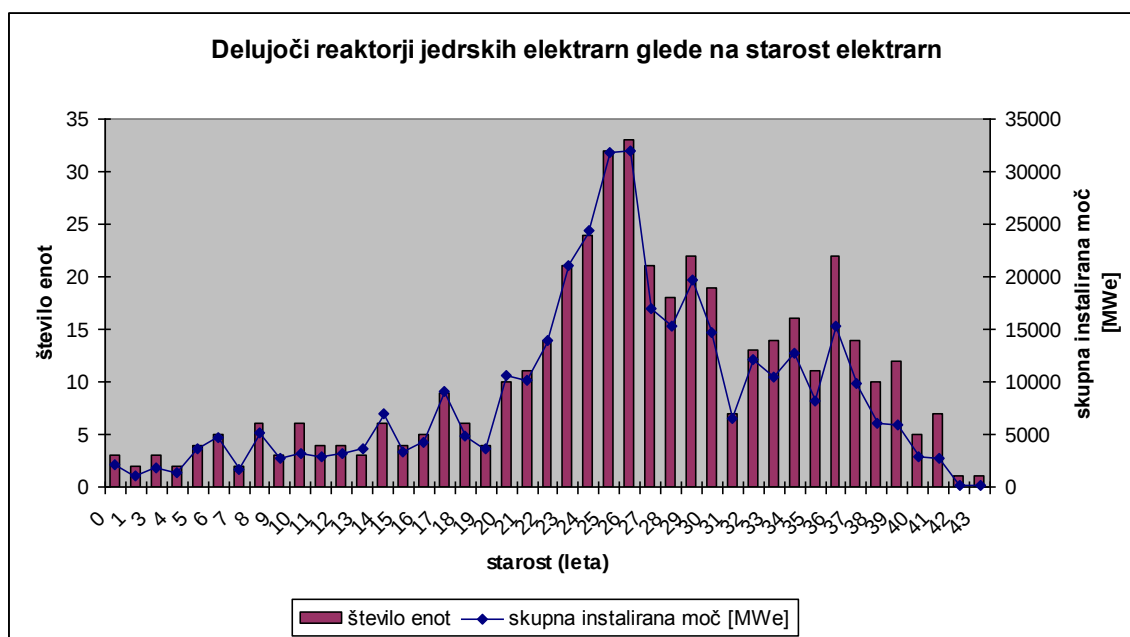
V Sloveniji imamo dolgoletne izkušnje z uporabo jedrske energije. NEK obratuje od leta 1983 in sodi v sam evropski in svetovni vrh glede zanesljivosti delovanja. NEK je elektrarna s tlačnovodnim reaktorjem. To je tip elektrarne, ki je v svetu najbolj razširjen. Slika Sl. 4.4 kaže, da v svetu prevladujejo elektrarne s tlačnovodnimi reaktorji, pri čemer je (slika Sl. 4.5) največ jedrskih elektrarn v ZDA, v Franciji in na Japonskem. Največ jedrskih elektrarn je starih med 20 in 30 let, kar kaže slika Sl. 4.6.



Sl. 4.4: Število reaktorjev jedrskih elektrarn v obratovanju po tipu reaktorja



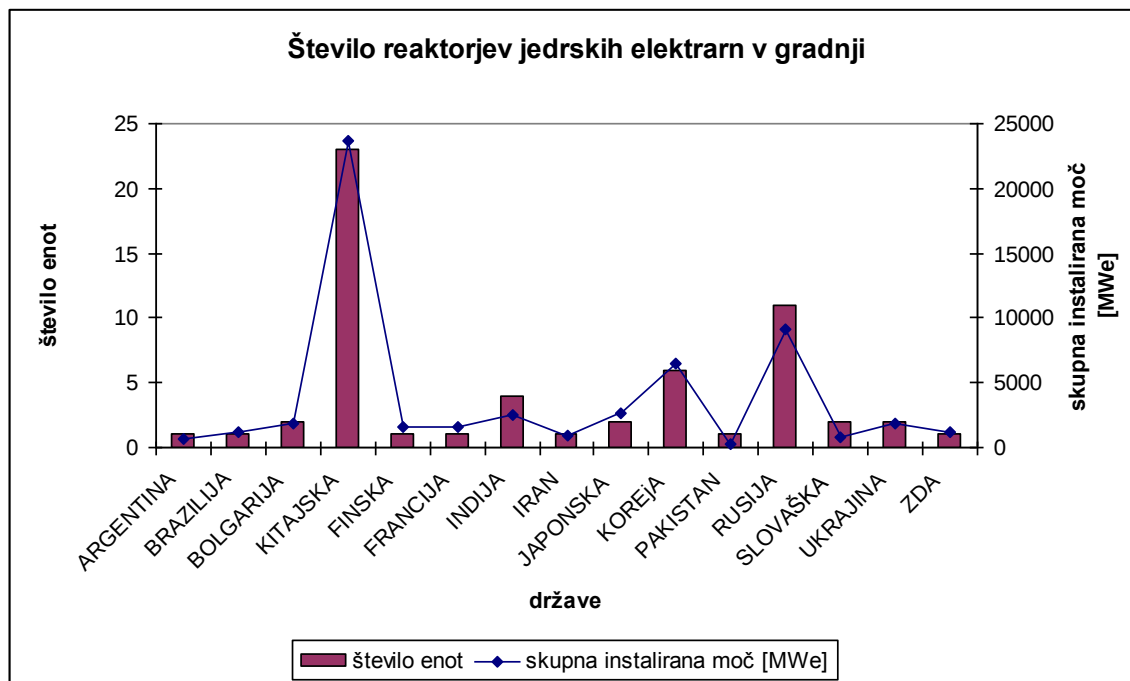
Sl. 4.5: Število reaktorjev jedrskih elektrarn v obratovanju



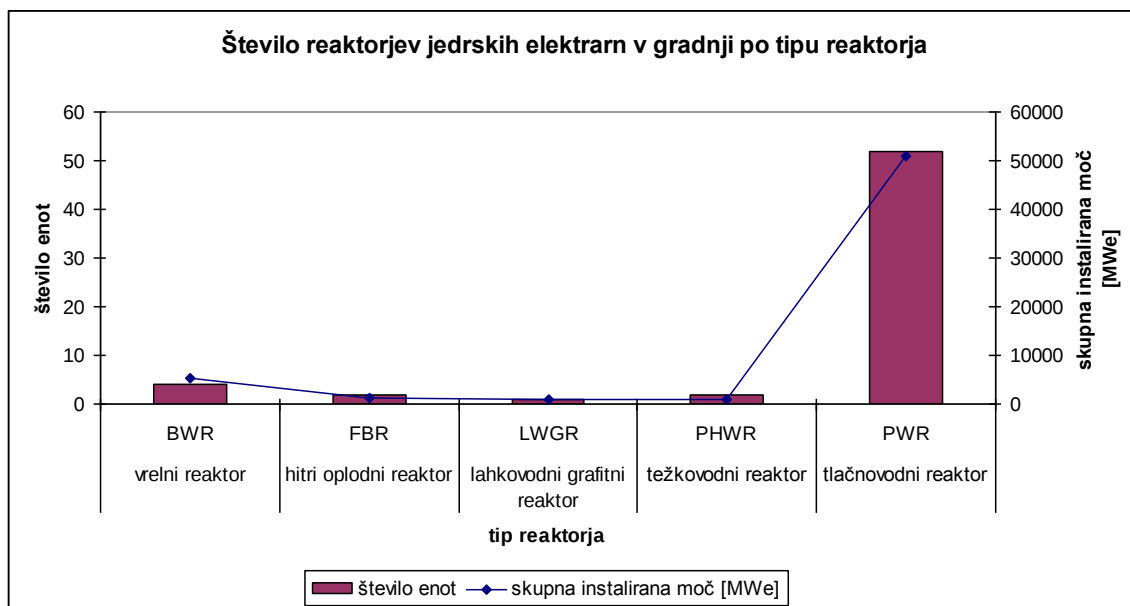
Sl. 4.6: Delujoči reaktorji jedrskih elektrarn glede na starost elektrarn

Slika Sl. 4.7 kaže, da je največ jedrskih elektrarn v izgradnji na Kitajskem, v Rusiji in v Koreji. V Evropi sta za Slovenijo zanimivi predvsem izgradnji na Finskem in v Franciji. Elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem so najpogostejši tip elektrarn, ki se trenutno gradijo v svetu, kar kaže slika Sl. 4.8. Pri izbiri tehnologije naše druge jedrske elektrarne je pametno preveriti obstoječe možnosti, je pa določena prednost podobna tehnologija, ki jo že desetletja poznamo.

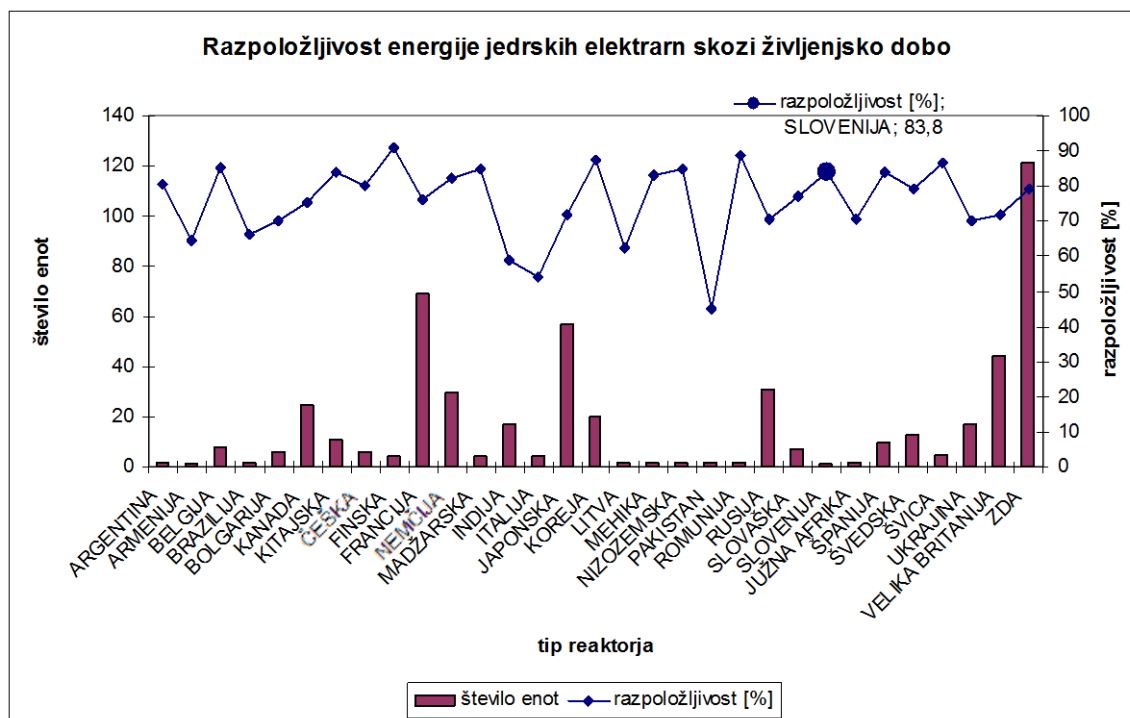
Slika Sl. 4.9 kaže, da je razpoložljivost energije jedrske elektrarne v Krškem na visokem nivoju v primerjavi z elektrarnami po svetu, obenem pa je tudi faktor moči jedrske elektrarne v Krškem na visokem nivoju v primerjavi z elektrarnami po svetu (slika Sl. 4.10).



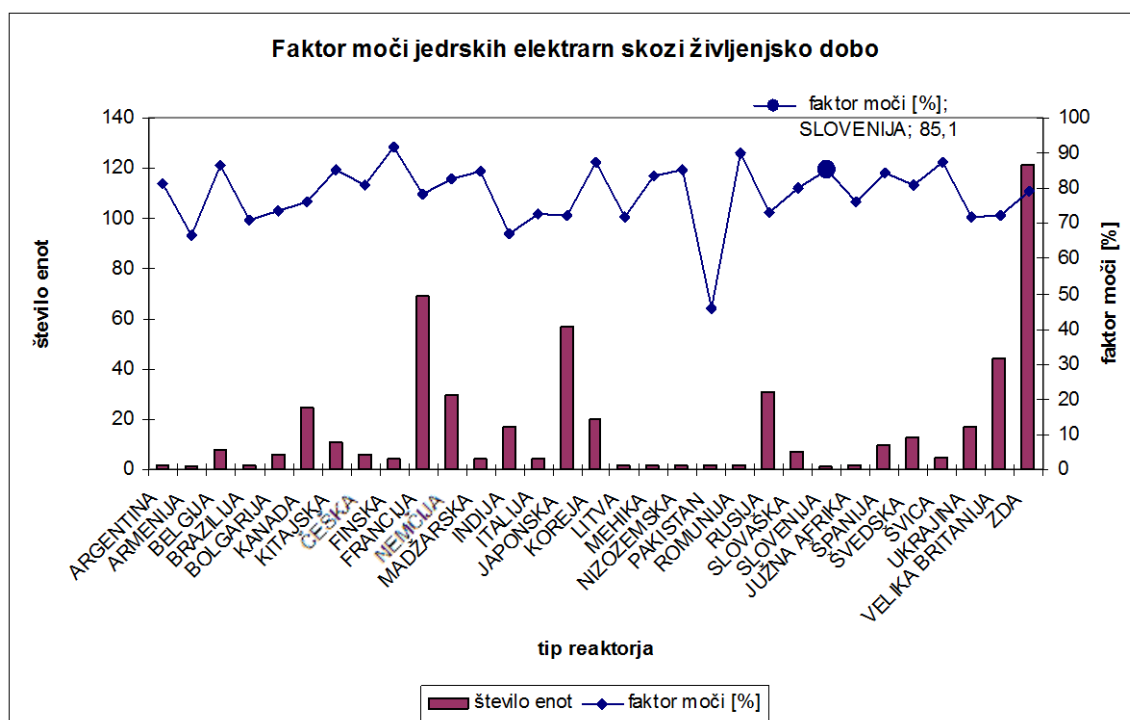
Sl. 4.7: Število reaktorjev jedrskih elektrarn v gradnji



Sl. 4.8: Število reaktorjev jedrskih elektrarn v gradnji po tipu reaktorja



Sl. 4.9: Razpoložljivost energije jedrskih elektrarn skozi življenjsko dobo



Sl. 4.10: Faktor moči jedrskih elektrarn skozi življenjsko dobo

4.1.2.1. Analiza stanja na mednarodnem trgu novih tipov energetskih jedrskih reaktorjev

Seznam projektov potencialnih jedrskih elektrarn je teoretično zelo širok [78]-[86], vendar ni nujno, da se bodo vsi načrtovani projekti v svetu tudi uresničili.

Seznam izbranih projektov, ki so moči nad 700MWe:

- Advanced Boiling Water Reactor, ABWR (General Electric, ZDA, Hitachi Ltd. in Toshiba Corp., Japonska),
- Advanced Boiling Water Reactor, ABWR-II (General Electric, ZDA, Hitachi Ltd, in Toshiba Corp., Japonska),
- Advanced Pressurised Water Reactor, APWR (Mitsubishi, Japonska, Westinghouse, ZDA),
- Advanced Pressurised Water Reactor, APWR+ (Mitsubishi, Japonska),
- Boiling Water Reactor, BWR 90+ (Westinghouse Atom, Sweden),
- European Pressurized Water Reactor, EPR, znan tudi kot Evolutionary Pressurized Water Reactor (Framatome ANP, Francija, Nemčija),
- Economic Simplified Boiling Water Reactor, ESBWR (General Electric, ZDA),
- Korean Standardized Nuclear Plant, KSNP+ (Korea Hydro in Nuclear Power Company, Južna Koreja),
- Advanced Pressurised Water Reactor, APR-1400 (Korea Hydro in Nuclear Power Company, Južna Koreja),
- Advanced Passive 1000, AP-1000 oziroma: Passive Pressurized Light Water Reactor (Westinghouse, ZDA),
- Pressurized Light Water Reactor, EP-1000 (Westinghouse, ZDA, Ansaldo, Italija),
- Siede Wasserreaktor, SWR-1000, sedaj znan pod imenom KERENA (Framatome ANP, Nemčija),
- Water Water Energy Reactor, WWER-1000/V-392 (Atomenergoprojekt, Hidropress, Rusija),
- Water Water Energy Reactor, WWER-1000/V-466 reactor plant (Hidropress, Rusija),
- Water Water Energy Reactor, WWER-1500/V-448 reactor plant (Hidropress, Rusija),
- Supercritical-Water Cooled Power Reactor, SCPR (Toshiba Corp., Hitachi Ltd., University of Tokyo, Japonska),
- Reduced-Moderation Water Reactor, RMWR (JAERI, Japonska),
- Resource Renewable Boiling Water Reactor, RBWR (Hitachi Ltd, Japonska),
- CNP-1000 (China National Nuclear Corporation, Kitajska).

Med srednje velikimi projekti moči med 300MWe in 700MWe obstajajo naslednji:

- AC-600 (Kitajska National Nuclear Corporation, Kitajska),
- Advanced Passive, AP-600 oziroma: Passive Pressurized Light Water Reactor (Westinghouse, ZDA),
- HSBWR (Hitachi Ltd, Japonska),
- HABWR (Hitachi Ltd, Japonska),
- WWER-640/V-407 (Atomenergoprojekt, Hidropress, Rusija),
- NPP with VK-300 BWR (RDIPE, Rusija),



- IRIS (International Consortium led by Westinghouse, ZDA),
- QS-600E/W (China National Nuclear Corporation, Kitajska),
- PAES-600 Floating Twin Unit NPP with VBER-300 Reactor (OKBM, Rusija),
- NP-300 (Technicatome, Francija),
- Med manjšimi projekti pod 300MWe obstajajo naslednji:
- LSBWR (Toshiba Corp., Japonska),
- CAREM (CNEA/INVAP, Argentina),
- SMART (KAERI, Južna Koreja),
- SSBWR (Hitachi Ltd, Japonska),
- IMR (Mitsubishi, Japonska),
- KLT-40 Floating Unit With KLT-40s Reactor Plant (OKBM, Rusija),
- PSRD-100 (JAERI, Japonska).

Potencialni reaktorji za JEK2 so predvsem reaktorji III. generacije, med katerimi lahko izpostavimo vsaj naslednje tri, ki so [78]-[86]:

- AP1000 je reaktor podjetja Westinghouse iz ZDA, srednje velikosti in moči okoli 1100 MWe. Uvaja celovite pasivne sisteme za odvod toplote v sili.
- EPR je reaktor evropskega podjetja AREVA moči okoli 1600 MWe z aktivnimi sistemi za odvod toplote v sili, ki so zasnovani na obstoječi tehnologiji reaktorjev.
- APWR je reaktor japonskega podjetja Mitsubishi Heavy Industries moči okoli 1600 MWe z aktivnimi sistemi za odvod toplote v sili, ki so zasnovani na obstoječi tehnologiji reaktorjev.

Napredni tlačnovodni reaktor, Advanced Passive 1000, AP-1000, oziroma Passive Pressurized Light Water Reactor, z močjo okoli 1100 MWe je projekt podjetja Westinghouse. Gre za evolucijski reaktor s pasivnimi varnostnimi sistemi. Glavno vodilo pri projektiranju je bilo poenostavitev celotne elektrarne: varnostnih in obratovalnih sistemov, glavne komandne sobe, instrumentacije in regulacije ter same gradnje. Nekatere pomembne novosti projekta AP1000 glede na obstoječe tlačnovodne jedrske elektrarne, med katere spada tudi NEK, so:

- pasivni sistem za hlajenje sredice,
- podaljšana obratovalna doba reaktorja,
- dizelski generatorji so vgrajeni, a nimajo statusa varnostnih komponent,
- pasivni sistem hlajenja zadrževalnega hrama,
- podaljšani gorivni cikel do 24 mesecev,
- odprava sistema za recikliranje bora,
- uporaba hermetičnih obtočnih črpalk za reaktorsko hladilo,
- zmanjšanje števila komponent z radioaktivno tekočino.

Evropski tlačnovodni reaktor, European Pressurized Water Reactor, EPR, znan tudi kot Evolutionary Pressurized Water Reactor, z močjo okoli 1600 MWe je projekt podjetja AREVA. Gre za evolucijski reaktor s pretežno aktivnimi varnostnimi sistemi. Glavne razlike med projektom EPR in obstoječimi tlačnovodnimi elektrarnami, med katere spada tudi NEK, so:

- podaljšana obratovalna doba reaktorja,
- podaljšan gorivni cikel,
- visoka stopnja redundance varnostnih sistemov in sistema za notranje napajanje,
- močan nevtronski reflektor na obodu sredice, ki izboljšuje ekonomičnost reaktorja in predstavlja dodaten ščit reaktorske posode,
- lovilce staljene sredice za primer hipotetične težke nesreče.

Napredni tlačnovodni reaktor, Advanced Pressurised Water Reactor, APWR, z močjo okoli 1600 MW je projekt podjetja Mitsubishi Heavy Industries. Evolucijski reaktor s pretežno aktivnimi varnostnimi sistemi se razlikuje od obstoječih tlačnovodnih elektrarn, med katere spada tudi NEK, po naslednjih karakteristikah:

- podaljšan gorivni cikel,
- podaljšana obratovalna doba elektrarne,
- napredni akumulatorji s pasivnim načinom spreminjanja pretoka vode,
- uporaba plinskih turbin v sistemu lastne rabe.

4.1.2.2. **Novi tipi energetskih jedrskih reaktorjev**

Seznam jedrskih reaktorjev generacije 4, ki so v zasnovi, in za katere še ni možno pričakovati gradnje v naslednjih letih, zajema naslednje reaktorje [78]-[86]:

- Gas-Cooled Fast Reactor (GFR) – plinsko hlajeni hitri reaktor,
- Lead-Cooled Fast Reactor (LFR) – hitri reaktor, hlajen s svincem,
- Molten Salt Reactor (MSR) – reaktor na staljeno sol,
- Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR) – hitri reaktor hlajen z natrijem,
- Supercritical Water Cooled Reactor (SCWR) – reaktor hlajen z nadkritično vodo,
- Very-High-Temperature Reactor (VHTR) – zelo visoko temperaturni reaktor.

4.1.2.3. **Vključevanje novih energetskih jedrskih reaktorjev v jedrski gorivni cikel**

Osnovni cilj jedrske varnosti je zaščita ljudi, opreme in okolja pred škodljivimi vplivi ionizirajočega sevanja. Jedrska varnost pomeni predvsem vzpostavitev učinkovite obrambe pred temi škodljivimi vplivi. Jedrske elektrarne projektiramo in upravljamo tako, da ne vplivajo negativno na ljudi, opremo in okolje, za kar obstaja serija zakonov, predpisov in dokumentov dobre prakse.



Osnovni pristop k varnosti je določitev največjih radioloških obremenitev prebivalstva in ocena verjetnosti za nezgode. Te vrednosti so nato osnova za projektiranje, gradnjo in obratovanje jedrskih elektrarn. Pri ocenjevanju jedrske varnosti upoštevamo tiste malo verjetne nezgode, ki močno presegajo pogoje normalnega obratovanja in lahko pripeljejo tudi do izpustov radioaktivnih snovi v okolico. Verjetnost za takšne nezgode mora biti tako nizka, da je tveganje za ljudi zanemarljivo majhno in hkrati precej manjše v primerjavi z ostalimi človeškimi dejavnostmi in naravnimi nesrečami.

Pristop k obravnavi varnosti jedrskih elektrarn v splošnem temelji na konceptu obrambe v globino, doslednem upoštevanju projektnih kriterijev, strogih standardih za nadzor kakovosti in varnostni kulturi vseh sodelujočih pri projektiranju, gradnji in obratovanju elektrarne. Koncept obrambe v globino sestavlja zaporedje petih nivojev obrambe s ciljem zaščite štirih pregrad za zadrževanje radioaktivnih materialov:

- gorivna tabletko,
- srajčka gorivnega elementa,
- reaktorski hladilni sistem,
- zadrževalni hram.

Nivoji obrambe v globino so postavljeni glede na predpostavljene začetne dogodke in so razvrščeni na sledeči način:

- nivo 1: preprečevanje odstopanj od normalnih stanj,
- nivo 2: obvladovanje pričakovanih obratovalnih dogodkov,
- nivo 3: nadzor projektnih nezgod,
- nivo 4: blaženje posledic težkih nesreč,
- nivo 5: ukrepi za blaženje posledic zunaj elektrarne.

Nivoji obrambe v globino zagotavljajo varno obratovanje jedrske elektrarne tudi v primeru enojne odpovedi opreme ali v primeru človeških napak.

Med splošnimi načeli jedrske varnosti je na prvem mestu projektiranje, ki temelji na inherentno varnih procesih. Najbolj pomemben mehanizem inherentne varnosti lahkovodnih reaktorjev je avtomatsko znižanje moči reaktorja, če se poveča temperatura hladila ali goriva. Pomembnejša splošna vodila pri projektiranju jedrskih elektrarn so dovolj velike varnostne rezerve (primer - projektiranje tlačnih posod) in sistemi z varno odpovedjo (primer - odpoved sistema za premikanje regulacijskih palic v tlačnovodnih jedrskih reaktorjih povzroči padec palic v sredico in zaustavitev reaktorja). Pri projektiranju, gradnji in obratovanju dosledno uporabljamo sistem za zagotovitev kakovosti.

Elektrarne so opremljene z varnostnimi sistemi, ki operaterjem omogočajo spremljanje najpomembnejših parametrov reaktorja, zasilno zaustavitev in zasilno hlajenje sredice. Varnostni sistemi morajo biti redundantni (večkratni), kar omogoča izpolnjevanje varnostne funkcije tudi v primeru enojne odpovedi sistemov. Za izpolnjevanje iste varnostne funkcije praviloma predvidimo sisteme z različnimi načini delovanja (raznolikost), s čimer se je mogoče izogniti okvaram s skupnim vzrokom.

V zadnjem času smo priča hitremu razvoju pasivnih sistemov, ki delujejo brez zunanega posredovanja oziroma zunanega vira energije. Pomembni splošni načeli jedrske varnosti sta tudi upoštevanje izkušenj pridobljenih z obratovanjem in zmanjševanje možnosti človeških napak. Za elektrarne III. generacije je tako značilno, da hitro aktivno posredovanje operaterjev za obvladovanje v projektu predvidenih dogodkov ni nujno potrebno.

4.1.2.4. **Primerjava varnostnih karakteristik izbranih reaktorjev**

Sredice omenjenih 3 novih reaktorjev (AP1000, EPR in APWR) so zelo podobne sredici naše obstoječe jedrske elektrarne. Geometrija gorivnih palic, gorivnih elementov in regulacijskih palic se le v podrobnostih razlikuje od obstoječe opreme v naši obstoječi jedrski elektrarni. Termo-hidravlični pogoji delovanja novih reaktorjev so prav tako podobni pogojem v naši obstoječi jedrski elektrarni [84]-[86].

Razlike med hladilnimi sistemi novih reaktorjev (AP1000, EPR in APWR) in našo obstoječo jedrsko elektrarno so razmeroma majhne. Še skoraj največja razlika je v predvideni 60 letni obratovalni dobi nove elektrarne, ki je bistveno daljša od načrtovane 40 letne obratovalne dobe naše elektrarne. Bo pa obratovalno dobo naše elektrarne gotovo smotrno podaljšati, ker raziskave materialov kažejo, da se reaktorska posoda, ki je ključna komponenta elektrarne, realno stara počasneje, kot se je pred desetletji v konservativnem smislu predvidevalo. Tudi v večini elektrarn po svetu se obratovalna doba tipično podaljša za 20 let, če elektrarna zadošča strogo postavljenim kriterijem.

Razlike pri varnostnih sistemih so od zasnove do zasnove različne. Od naše obstoječe elektrarne se še najbolj razlikuje AP1000, ki ima pasivne varnostne sisteme, kar pomeni, da ne potrebuje varnostnih dizelskih generatorjev. V AP1000 so dizelski generatorji sicer prisotni, vendar niso uvrščeni med varnostne komponente, za katere so predpisani posebej strogi predpisi glede kakovosti, ker so za hlajenje v sili dovolj pasivni sistemi, ki ne potrebujejo električnega napajanja.

Razlike nastopajo tudi pri izvajanju varnostnih analiz, ki so narejene v drugačnem obsegu za nove elektrarne in s številnimi precej drugačnimi parametri. Primer je delovanje operaterjev elektrarne, ki v primeru elektrarne AP1000 niso potrebni prvih 24 ur po katerikoli nezgodi, pri obstoječih podobnih elektrarnah pa je ta čas bistveno krajši, npr. 10 minut.



Poseben primer varnostnih analiz so verjetnostne varnostne analize, ki pri obstoječih elektrarnah niso bile zahtevane v času gradnje in so bile narejene šele med njihovim obratovanjem, ko so bile razvite metode in orodja. Pri novejših elektrarnah so verjetnostne varnostne analize zahtevane in so tudi del varnostnega poročila elektrarne, ki je ključni dokument za odobritev njenega obratovanja.

4.1.2.5. **Ocena stroškov in investicijskih vlaganj**

V sklopu analiz v študiji potrebujemo tudi oceno stroškov in investicijskih vlaganj v JEK 2, kateri bodo predstavljeni v tem poglavju, ter v RVE, kateri bodo predstavljeni v naslednjih poglavjih. Namen te študije je oceniti vrsto tehničnih in ekonomskih kazalnikov za različne scenarije vključevanja RVE ter JEK 2 ob dveh scenarijih napovedi porabe električne energije. Iz tega razloga ne podajamo ocene stroškov in investicijskih vlaganj tudi v ostale vire, kot so HE, TE, PPE itd., ker ti viri niso predmet obravnave študije.

Ker je investicijske stroške gradnje objekta, kot je jedrska elektrarna, natančno zelo težko določiti, so na podlagi razpoložljivih podatkov, pridobljenih iz že zgrajenih projektov in podatkov o ceni novih elektrarn, ocenjene približne vrednosti investicijskih stroškov. Te so podane za 880 MW enoto, in sicer so določeni na 1.860 EUR/kW [54]. Razmerja med postavkami v financiranju smo ohranili enaka kot v pred-investicijski študiji [54], medtem ko smo specifično ceno prilagodili trenutnim razmeram na trgu po podatkih OECD. Po analizi študij [55] in [56] se specifična cena jedrskih elektrarn v državah organizacije OECD močno spreminja glede na lokacijo, leto izgradnje in spremljajoče dodatne stroške pri izgradnji, pri čemer je mediana vseh investicij dosežena pri 4.101,51 USD/kW v cenah za leto 2008 ob povprečnem menjalnem tečaju 0,684 EUR/USD, kar znaša 2.805,43 EUR/kW [55].

Osnovna vrednosti investicije predstavlja jedro vlaganj in vključuje naslednje parametre vlaganj:

- gradbena dela,
- oprema in montaža,
- ostale storitve (testiranje, šolanje, spuščanje v pogon)
- stroški inženiringa in
- nepredvidena dela.

V tabeli Tab. 4.4 so za dve varianti JE (1.117 MW inštalirane moči oz. 1.085 MW moči na pragu elektrarne in 1740 MW inštalirane moči 1.630 MW oz. 1.555 MW na pragu elektrarne) predstavljeni deleži posameznega tipa investicijskih stroškov. Za 1.117 MW JE so predstavljeni podatki pred-investicijske študije [54] ter v nadaljevanju podatki na podlagi specifične investicije študije OECD [55].

Tab. 4.4: Predvideni investicijski stroški in stroški financiranja za dve varianti jedrskih elektrarn.

Predmet vlaganj	Delež (%)	JE – 1.117 MW (mio €)	JE – 1.630 MW (mio €)
Gradbena dela	35,45	1.110,89	1.621,08
Oprema in montaža	50,91	1.595,35	2.328,04
Ostale storitve (testiranje, šolanje, spuščanje v pogon)	0,91	28,52	41,61
Inženiring	3,64	114,07	166,45
Nepredvideno	9,09	284,85	415,67
Osnovna vrednost investicije	100,00	3.133,67	4.572,86

vir: [54] in lastni izračuni na podlagi [55].

Poleg stroškov, ki so vezani na investicijske izdatke (osnovna vrednost investicije in dodatna investicijska vlaganja zaradi modernizacije opreme), pri izračunih upravičenosti investicij upoštevamo stroške, ki so vezani na obratovanje elektrarne. Ti stroški so:

- stroški goriva,
- stroški dela,
- stroški vzdrževanja (materiala in storitev),
- ostali stroški,
- amortizacija,
- stroški odlaganja NSRAO in izrabljenega goriva in stroški razgradnje elektrarne ter
- plačilo davka na dobiček.

Stroški goriva

Stroški goriva so v izhodiščnem letu analize ocenjeni na 350 €/kg, cena pa vključuje stroške pridobivanja uranove rude, stroške pretvorbe, obogatitve, izdelave goriva ter transport.

Strošek goriva pri jedrskih elektrarnah ni odvisen od proizvedene električne energije, temveč je povezan s časovnimi periodami med dvema menjavama gorivnih palic - remontoma, ko se del iztrošenega goriva zamenja. Gorivo je lahko v takih primerih glede na proizvedeno električno energijo boljše ali slabše izkoriščeno.

Letni stroški goriva bi za omenjeni varianti JE znašali 41,2 mio€ za 1117MW enoto ter 54,1 mio€ za večjo, 1630 MW enoto. Stroški prvega polnjenja so večji in znašajo 103,0 mio€ za prvo in 135,25 mio€ za drugo varianto JE [54].

Stroški dela

Stroški dela v JE so ocenjeni na podlagi povprečne bruto plače zaposlenega v obstoječi NE Krško. V letu 2006 je le-ta znašala 3.532 €/zaposlenega/mesec. V skupne stroške dela pa je



potrebno šteti tudi stroške prevoza na delo, regres, nagrade, darila in druge ugodnosti. Tako je ocenjen strošek dela na zaposlenega v JE 45.382 €/zaposlenega/leto [54].

Stroški vzdrževanja

Stroške vzdrževanja predstavljajo stroški materiala in storitev. Delimo jih lahko na fiksne in variabilne, od katerih se le slednji spreminjajo z obsegom proizvodnje in so ocenjeni na 0,65 €/MWh. Fiksni in maksimalni variabilni stroški so predstavljeni v tabeli Tab. 4.5.

Tab. 4.5: Stroški vzdrževanja za dve varianti jedrskih elektrarn.

Predmet vlaganj	JE – 1.117 MW (mio €)	JE – 1.630 MW (mio €)
Fiksni stroški	28,719	55,347
Maksimalni variabilni stroški	4,873	7,102
Maksimalni skupni stroški	33,591	62,449

vir: [54].

Ostali stroški

Ostali stroški vključujejo stroške zavarovanja objekta, nadomestilo za rabo zemljišča, vodno povračilo in druge stroške. Stroški so ocenjeni v skladu z realnimi stroški obstoječe NEK in znašajo 0,55% investicijske vrednosti [54]. Za obe posamezni varianti JE bi ti stroški znašali 17,23 mio€ za 1.117 MW enoto ter 25,15 mio€ za 1.630 MW enoto.

Investicijska vlaganja v modernizacijo

Investicijska vlaganja v modernizacijo zaradi dotrajanosti opreme je predvidena v 31., 33., 35., 37. in 39. letu življenjske dobe JE. Strošek modernizacije je ocenjen v višini cca 12% od vrednosti opreme [54]. Za 1.117 MW enoto je ta strošek ocenjen na 191,4 mio€ oziroma skupno 956,9 mio€ za vseh pet modernizacijskih vlaganj, za 1.630 MW enoto pa 279,3 mio€ oziroma 1.485,5 mio€.

Amortizacija

Stroški amortizacije se za gradbena dela ter opremo in montažo ocenjujejo po naslednjih stopnjah [54]:

- 1,667 % za gradbena dela in
- 3,33 % za opremo in montažo.

Storitve, kot so inženiring in nepredvideni stroški, se amortizirajo v obsegu 39% po 1,667% stopnji, v obsegu 61% pa po 3,33% amortizacijski stopnji [54]. Za dodatna vlaganja zaradi modernizacije se amortizacijska stopnja spreminja na podlagi življenjske dobe, v povprečju pa znaša 3,89% [54].

Stroški odlaganja NSRAO in izrabljenega goriva in stroški razgradnje elektrarne

NEK trenutno vplačuje v sklad za razgradnjo 3 €/MWh [57], vendar podatki kažejo, da je vplačil v sklad občutno premalo. To je predvsem posledica poznega začetka vplačevanja v sklad in posledično je sredstev v skladu manj od predvideno potrebnih. Ocenjujemo, da je potreben strošek za razgradnjo in odlaganje NSRAO in izrabljenega goriva okvirno 3 €/MWh, kar smo upoštevali tudi v ekonomskih izračunih. Tako je za 1.117 MW enoto ta strošek ocenjen na 26,4 mio€ letno oz. za 1.630 MW enoto 38,6 mio€ letno.

Financiranje

Za primerjalno analizo investicij v JEK in ostale RVE, smo začetek obratovanja v vseh primerih postavili v izhodišče tj. leto 2010, saj je spreminjanje cen investicij v RVE v prihodnosti nemogoče napovedovati. Za ekonomsko primerjavo različnih tehnologij bomo v študiji uporabili izračune lastne cene električne energije in diskontirane lastne cene električne energije različnih virov.

V študiji smo opravili tudi ekonomsko analizo investicije v JEK 2 ob predpostavljenih različnih scenarijev razvoja slovenskega EES ter različnih moči JEK 2, pri čemer pa smo uporabili predvideno leto izgradnje elektrarne, ki je leta 2025.

Za investicijo izgradnje JE je predvideno, da se bo financirala z lastnimi in dolžniškimi sredstvi, katerih razporeditev je prikazana v tabeli Tab. 4.6 [54]. Cene investicije in stroškov je prilagojena glede na povečanje investicijske vrednosti od leta 2008 do leta podpisa pogodbe za izgradnjo. V tem času je predvideno 1 % letno povišanje investicijske vrednosti izgradnje JEK 2, zaradi inflacije in ostalih cenovnih pritiskov.

Tab. 4.6: Financiranje izgradnje za jedrske elektrarne.

Predmet vlaganj	Delež (%)
Lastniški viri	20,00
Dolžniški viri – Dolgoročno posojilo	60,00
Dolžniški viri – Obveznice	20,00
Skupaj	100,00

vir: [54].

Predvideno je 6 letno obdobje od podpisa pogodbe z izvajalcem izgradnje do začetka obratovanja in ker je začetek obratovanja predviden v letu 2025, smo specifične cene izgradnje JE iz leta 2008 diskontirali do leta 2019.

Dinamika financiranja sledi dinamiki investicijskih vlaganj. Vse investicije do vključno leta 2019 se bodo financirale z lastnimi sredstvi, investicije v letu 2020 mešano z lastnimi sredstvi in dolžniškim kapitalom, po tem letu pa le še z dolžniškim kapitalom, torej z dolgoročnim posojilom in dolžniškimi vrednostnimi papirji [54].



Terminski plan razporeditve investicij in financiranja

S pomočjo terminskega plana razporeditve aktivnosti in postopkov tehnične in investicijske narave lahko določimo potrebna finančna sredstva za posamezno leto.

Glavne aktivnosti v terminskem planu so:

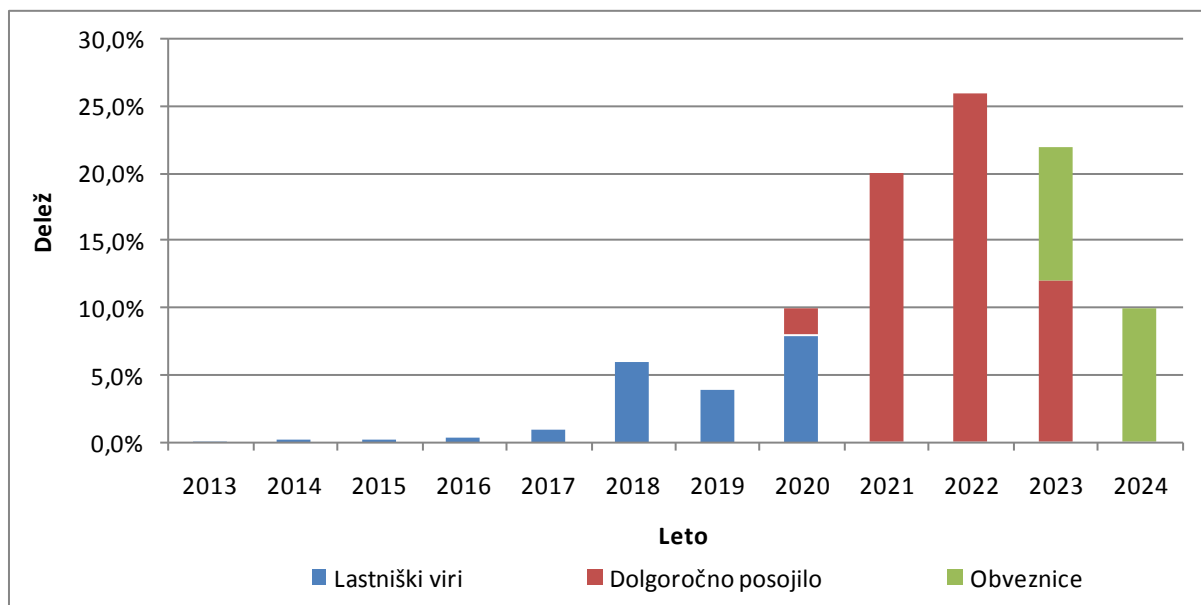
- pridobitev energetskega soglasja,
- postopek priprave DPN (državnega prostorskega načrta),
- študije in raziskave,
- pridobivanje zemljišč,
- projektna dokumentacija,
- investicijska dokumentacija,
- upravni postopek,
- zagotovitev finančnih virov,
- izbor glavnega izvajalca (dobavitelja),
- projektiranje in gradnja ter
- obratovanje.

Navedene aktivnosti so ključne pri izvedbi projekta in so enake ne glede na tip jedrskega reaktorja. Predviden čas trajanja končanja gradnje JEK 2 je ocenjen na 5 let. Dinamika investiranja je od začetka investicije pa do začetka obratovanja je predstavljena v tabeli Tab. 4.7, dinamika in razporeditev finančnih virov pa za posamezno varianto v na sliki Sl. 4.11. Negativne številke ponazarjajo leta do začetka obratovanja, takšen prikaz pa smo izbrali ker, kot je že bilo omenjeno, analiziramo primerjavo med različnimi viri (glede na 2010) ter ekonomiko dejanske investicije (glede na 2010) z dvema različnima letoma začetka obratovanja.

Tab. 4.7: Dinamika investiranja v pripravljala dela ter gradnjo, skupaj

Predmet	Leto	Delež 1.117 MW JE (%)
Vlaganja do pripravljanih del in gradnje	-11	0,10
	-10	0,20
	-9	0,30
	-8	0,40
	-7	1,00
	-6	6,00
	-5	4,00
Pripravljala dela, gradnja (5 let)	-4	10,00
	-3	20,00
	-2	26,00
	-1	22,00
	0	10,00
	1	0,00

vir: [54].



Sl. 4.11: Dinamika vlaganja v izgradnjo JE manjše enote v deležih glede na vir financiranja [54].

Pri najemu dolgoročnega posojila so predpostavljene podstavke, da je ročnost posojila 20 let s 5 letnim moratorijem na odplačilo do pričetka obratovanja enote. Predvidena obrestna mera je 6 %, stroški rezervacije 0,1 % ter stroški odobritve 0,1 %. Upoštevane so tudi interkalarne obresti tj. obresti, ki se plačujejo na letni osnovi na vrednost že črpanega posojila, katerih obresti znašajo prav tako 6 %. Upoštevali smo tudi postavke za dolgoročne obveznice, in sicer 20 letna doba do dospelja z linearnim letnim načinom izplačevanja obresti z obrestno mero 5,5 %. Stroški izdaje obveznic pa znašajo 0,5 % vrednosti celotne izdaje [54].

Predvideno je obročni način odplačevanja posojila, pri čemer je delež glavnice skozi celotno obdobje enak, medtem ko delež obresti posojil pada. Predvideno je, da se obresti obveznic izplačujejo letno, medtem ko se glavnica v celoti izplača ob dospelju obveznic.

Rezultati ekonomske analize so predstavljeni v nadaljevanju.

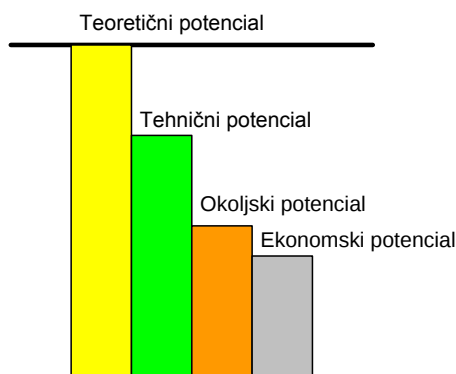
4.2. NAPOVED VKLJUČEVANJA RAZPRŠENIH VIROV ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSKI EES

V tem poglavju bomo predstavili, kakšne so pričakovane inštalirane moči proizvodnih enot in potenciali za proizvodnjo električne energije iz razpršenih virov na območju Slovenije. Med te vire sodijo tako vodni potenciali za izrabo pretežno z malimi hidroelektrarnami (mHE), sončni potencial izrabo z manjšimi sončnimi elektrarnami, vetrni potencial (vetrni parki ne

sodijo med razpršeno proizvodnjo), potencial lesne biomase in bioplina, toplote iz geotermalnih virov ipd.

Pričakovani razvoj razpršene lokalne proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov je deloma povzet po študiji [14], napovedi do leta 2030 pa so ocenjene glede na dva scenarija, realnega in optimističnega, pri čemer optimistični scenarij predstavlja kakšne zmogljivosti bi morali vključiti v sistem, da izpolnjujemo okoljske zahteve EU. Napovedi so v celoti privzete od napovedi v NEP [13].

V splošnem lahko potencial posameznega vira ocenimo v različnih pogledih. Prvi tak je teoretični potencial, ki predstavlja tisto količino energije vira, ki dejansko obstaja, v našem primeru na območju Slovenije, vendar je zaradi mnogih omejitev, kot so naravne prepreke, tehnične neizvedljivosti ipd. ne moremo v celoti izkoristiti. Vključevanje vseh naravnih in tehničnih omejitev nam teoretični potencial omeji na vrednost tehničnega potenciala, ki obsega vso energijo vira, ki jo lahko tehnološko izkoristimo. Ta potencial je tisti, za katerega lahko predvidevamo, da bi bil lahko v bližnji ali daljni prihodnosti izkoriščen. Kar lahko vpliva na razvoj izkoriščanja vira je ekonomska opravičljivost investicij, ki po navadi določa t.i. ekonomski potencial vira. Velikokrat se energetskih virov ne izkorišča do tehničnega potenciala, saj so investicije lahko previsoke in neupravičene, s primernimi subvencijami pa lahko mejo ekonomsko opravičljivega potenciala spreminjamo. Poleg tega pa lahko izkoriščanje vira omejuje še ekološko sprejemljiv potencial, ki ga določajo različne iniciative za ohranjanje narave, ekologije ipd..



Sl. 4.12: Prikaz razmerij med različnimi potenciali.

Ocenjevanje dolgoročnega razvoja razpršenih virov je zelo zahtevno delo, saj moramo poleg trenutnega trenda investicij v RVE upoštevati še ostale družbene, gospodarske, tehnične in druge vplive.

V trenutnih negotovih časih gospodarske krize je pričakovati upad zanimanja posameznikov za gradnjo manjših proizvodnih enot, še posebej, če je doba vračanja investicije relativno

dolga, tako kot je to pri sončnih elektrarnah. Po drugi strani pa lahko primerne dolgoročne spodbude s strani države pospešijo njihov razmah, kot je v letih 2009 in 2010.

Napoved razvoja razpršenih virov električne energije je zaradi teh razlogov potrebno obravnavati v več možnih scenarijih. Tako smo v tej študiji upoštevali dva. Prvi scenarij predstavlja pričakovan zmeren razvoj RVE, v drugem pa smo predvideli intenzivni razvoj RVE, ki za nekatere vire določajo popolno izkoriščen ekonomski potencial do leta 2030 [13]. Vse napovedi vključevanja RVE smo povzeli po NEP 2010 [13].

4.2.1. Proizvodnja električne energije iz razpršenih vodnih potencialov

Po ocenah Ministrstva za okolje in prostor [129] je v Sloveniji tehničnega potenciala za proizvodnjo električne energije iz HE in mHE okoli 8.800 GWh/leto, od tega pa ga je okoli 70 % ekonomsko opravičljivega. V Tab. 4.8 so predstavljeni potenciali po posameznih porečjih, pri čemer je razpoložljivost vode enaka razmerju med ekonomskim in teoretičnim hidropotencialom [129].

Tab. 4.8: Hidroenergetski potencial slovenskih vodotokov za izkoriščanje z velikimi HE.

Porečje	Razpoložljivost vode	HIDROENERGETSKI POTENCIAL			Obstoječe inštalirane kapacitete (MW)
		Teoretični (GWh/leto)	Tehnični (GWh/leto)	Ekonom. (GWh/leto)	
Drava	67 %	3.700	3.100	2.500	575
Sava	43 %	3.500	2.500	1.500	143
Soča	54 %	2.300	1.500	1.250	136
Mura	40 %	1.000	600	400	0

Vir: [129], [133]-[134]

V letu 2008 je bilo iz vseh HE, od katerih so bile izvzete mHE v zasebni lasti, proizvedeno 3.780 GWh električne energije. Glede na ocenjeni potencial lahko ugotovimo, da je bilo to leto izkoriščenega približno 49 % tehničnega potenciala slovenskih rek za proizvodnjo električne energije iz velikih HE. Sicer je potrebno poudariti, da je izkoriščen potencial močno odvisen od hidroloških razmer v posameznem letu.

Potenciali za proizvodnjo električne energije iz vodnih potencialov obstajajo tako na večjih kot manjših vodotokih. V Tab. 4.9 je za posamezna porečja prikazan teoretični, tehnični in ekonomski hidroenergetski potencial, ki je primeren za gradnjo mHE.

Tab. 4.9: Hidroenergetski potencial za mHE po slovenskih porečjih.

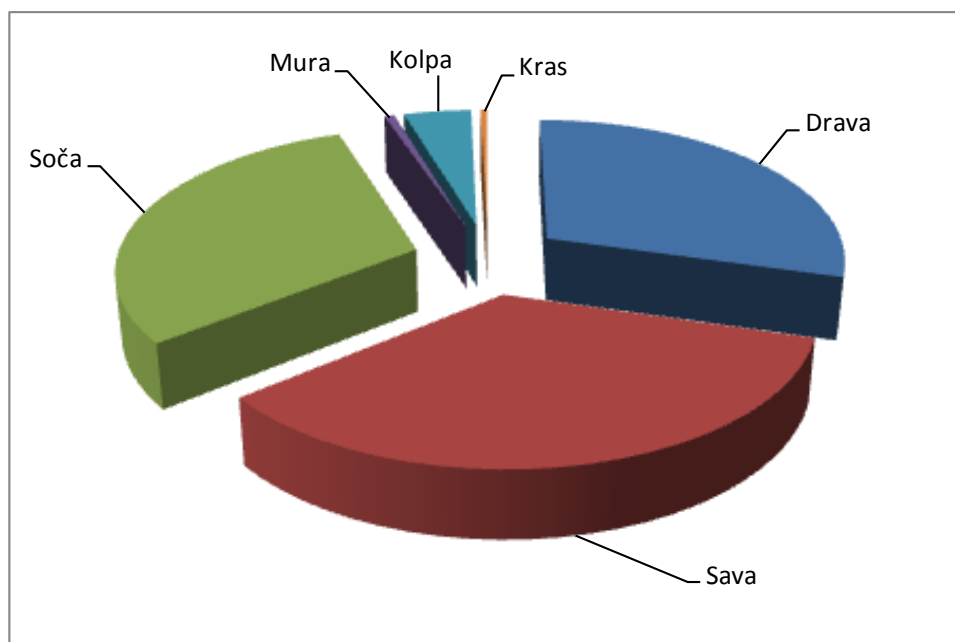
Porečje	HIDROENERGETSKI POTENCIAL
---------	---------------------------

	Teoretični [GWh/leto]	Tehnični [GWh/leto]	Ekološki [GWh/leto]
Drava	290	260	150
Sava	1.030	510	200
Soča	474	260	200
Mura	7	5	3
Kolpa	182	56	30
Kras	17	9	6

Vir: [133]-[134]

Največji teoretični in tehnični potencial za mHE je na porečju Save, posledično je največji tudi ekološko sprejemljivi potencial, vendar vseeno občutno manjši od slednjih dveh. Visok ekološki potencial imata še porečja Drave ter Soče, ostali pa so zanemarljivi. Skupni teoretični potencial slovenskih porečij za mHE tako znaša 2.000 GWh letno, tehnični 1.100 GWh letno in ekološko sprejemljivi okoli 600 GWh letno [133]-[134].

Slika Sl. 4.13 prikazuje kako so razporejeni deleži ekološko sprejemljivega hidroenergetskega potenciala slovenskih porečij za izgradnjo malih in mikro hidroelektrarn.



Sl. 4.13: Deleži ekološko sprejemljivih hidroenergetskih potencialov porečij za izgradnjo mHE, [133]-[134].

Porečja Save, Drave ter Soče predstavljajo kar 90 % razpoložljivega ekološkega potenciala za izgradnjo malih in mikro hidroelektrarn.

V letu 2008 je proizvodnja obratujočih elektrarn ocenjena na 456 GWh letno [49] in če privzamemo, da bomo do leta 2030 izkoristili celoten ekološki potencial znaša prirastek

proizvedene letne energije 135 GWh. Ocenjena proizvedena energija v letu 2007 ter cilji za leto 2030 so prikazani v Tab. 4.10.

Tab. 4.10: Obratujoče mHE leta 2008 v primerjavi s projekcijo za leto 2030.

Potencial obratujočih elektrarn - 2008	Ekološko sprejemljiv potencial – cilj 2030
456 GWh/leto	589 GWh/leto

Nekaj izmed načrtovanih objektov je prikazanih v Tab. 4.11.

Tab. 4.11: Umestitev novih malih hidroelektrarn v prihodnosti.

Lokacija	Objekt	P [MW]
Ruše	mHE Lobnica	2
Rogla	mHE Radoljna	1
Soča	mHE Pristava	1
Tolmin	mHE Kneža	2
Savinja	mHE Laško	4
Savinja	mHE Debro	2
Savinja	mHE Rimske Toplice	4
Savinja	mHE Zidani Most	4
Savinja	mHE Tremerje	2
Savinja	mHE Udmat	4
Drava	mHE Markovci	2
Drava	mHE Melje	2
Drava	mHE Pesnica	1
Sava(Kranj)	mHE Besnica	4

Skupna moč predvidenih malih hidroelektrarn znaša 27 MW, pričetek obratovanja pa je predviden do leta 2020 [14]. Za preračun inštaliranih moči mHe smo prevzeli 3.500 obratovalnih ur letno [58].

Tab. 4.12: Skupna inštalirana moč in proizvodnja energije mHE do leta 2030.

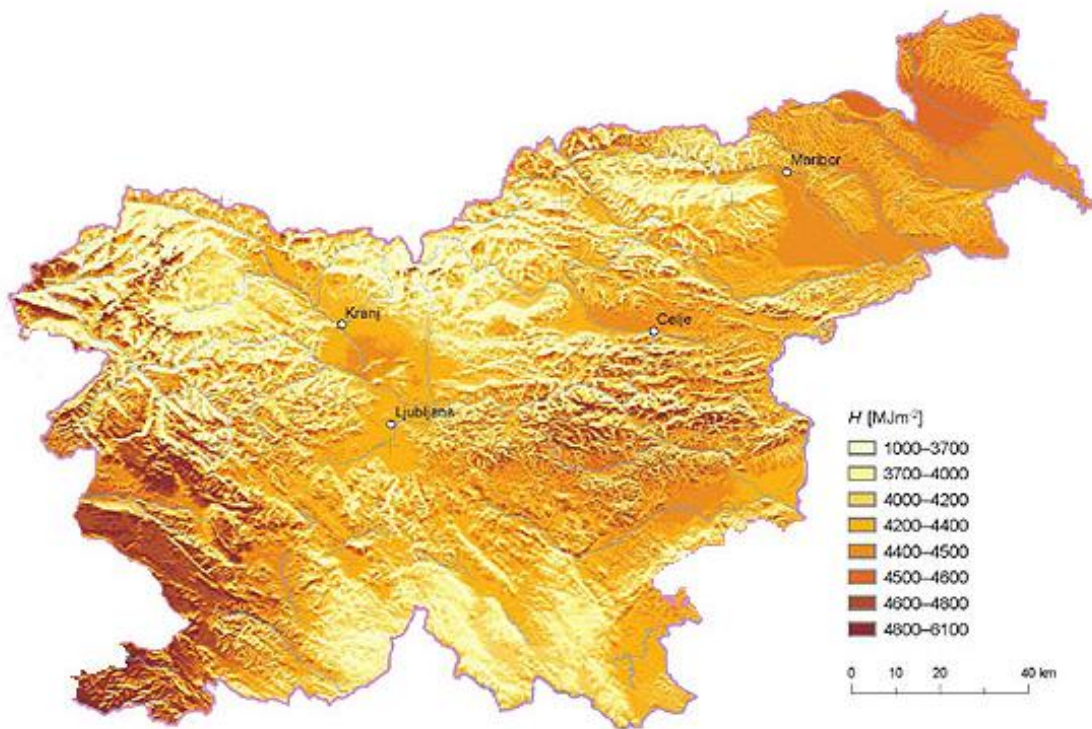
	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč mHE	168 MW	194 MW
Proizvedena energija mHE	589 GWh	679 GWh

Vir: [13].

Glede na leto 2008 bo v naslednjih 20 letih tako dodatno vključenih 38 MW oz. 64 MW novih proizvodnih zmogljivosti iz mHE. Gledano iz energetskega vidika to znaša 135 GWh oz. 225 GWh dodatne proizvodnje letno .

4.2.2. Proizvodnja električne energije iz sončnega potenciala

Teoretični energetski potencial PV sistemov predstavlja teoretično energijo, ki bi jo lahko proizvedli, če bi celotno površino Slovenije (20.273 km^2 [49]) pokrili s sončnimi celicami. Teoretičen energetski potencial PV sistemov v Sloveniji bi tako znašal 2.084.000 GWh/leto. V kolikor teoretičen potencial omejimo na pozidane površine Slovenije ($557,9 \text{ km}^2$), le-ta znaša 60.900 GWh/leto.



Sl. 4.14: Letni kvaziglobalni obsev različno nagnjenih in orientiranih površin v Sloveniji [63].

Slika Sl. 4.14 prikazuje kvaziglobalni obsev različno nagnjenih in orientiranih površin v Sloveniji. Največji potencial za izgradnjo sočnih elektrarn ima celotna primorska regija, z več sončnimi dnevi, sledi severno-vzhodni del Slovenije, saj je to pretežno ravninski del s prav tako veliko sončnimi dnevi letno. Močan kvaziglobalni obsev imajo tudi južni deli hribovitih in visokogorskih predelov v Sloveniji, medtem ko so severni predeli izrazito neprimerni za namestitve sončnih elektrarn, predvsem zaradi večinskega dnevnega senčenja teh površin [63].

Za namestitve velikih sončnih elektrarn so torej iz vidika globalnega obsevanja ter enostavnosti namestitve najbolj primerne t.i. odprte površine in kmetijske površine. Gozdne površine imajo velik pomen pri ohranjanju narave in zmanjševanja CO_2 deleža v zraku, zato privzemamo, da je tehnični potencial na teh površinah enak nič. Pri odprtih površinah smo predpostavili 10 % tehnični potencial, medtem ko smo pri kmetijskih površinah tehnični potencial omejili na 1 %. Skupna razpoložljiva površina obeh segmentov za postavitve velikih sončnih elektrarn znaša $94,3 \text{ km}^2$ [14]. Na dano površino bi lahko namestili sončne elektrarne

s skupno močjo 5.663 MWp, ki bi ob idealni orientiranosti lahko letno proizvedle 5.232 GWh električne energije.

Skupen tehnični potencial električne energije proizvedene iz sončnih elektrarn znaša 20.463 GWh/leto. Tehnični potencial za posamezne tipe površin je prikazan v Tab. 4.13.

Tab. 4.13: Tehnični potencial sončnih elektrarn v Sloveniji

Tip površine	Proizvodnja el. energije [GWh/leto]	Instalirana moč [MWp]
Pozidane površine	15.231	18.132
Odprte površine	1.797	1.945
Kmetijske površine	3.435	3.718

Viri, ki omenjajo napoved razvoja sončnih elektrarn [135], v večini uporabljajo dva scenarija, kjer realističen podaja 30 %, optimističen pa tudi do 50 % letno rast inštalirane moči sončnih elektrarn. V tej študiji smo upoštevali ocene IJS glede dinamike inštalirane sončnih elektrarn v elektroenergetski sistem. Pri izračunu moči je bilo upoštevanih 1.050 obratovalnih ur.

Tab. 4.14: Moč in proizvedena energija SE za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030.

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč SE	224 MW	673 MW
Proizvedena energija SE	235 GWh	707 GWh

Vir: [13].

Glede na leto 2008 bo v naslednjih 20 letih tako dodatno vključenih 213 MW oz. 662 MW novih proizvodnih zmogljivosti iz SE. Gledano iz energetskega vidika to znaša 223 GWh oz. 695 GWh dodatne proizvodnje letno.

4.2.3. Proizvodnja električne energije iz vetrnega potenciala

V Sloveniji obstaja možnost za izgradnjo vetrnih elektrarn (VE) samo na kopnem. Stanje na področju izkoriščanja vetrne energije v Sloveniji je trenutno precej neurejeno, saj je le malo podrobnih študij izkoriščanja energije vetra, zato je vlaganje v vetrne elektrarne oteženo.

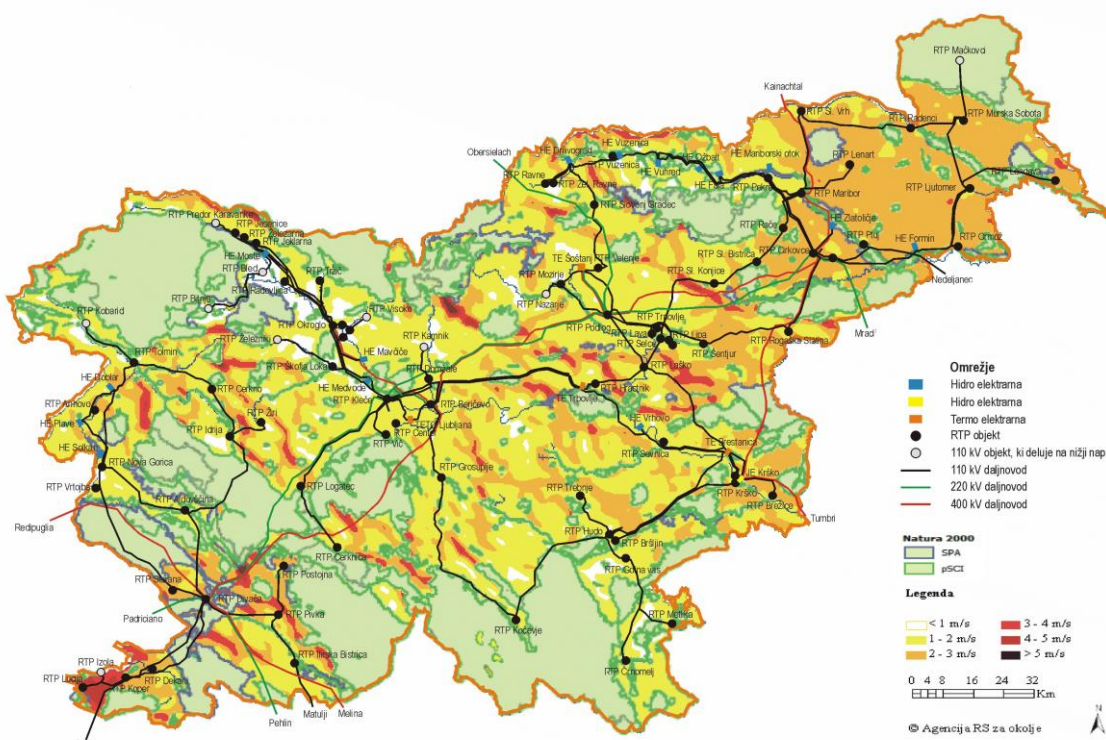
Za razvoj obnovljivih virov energije (OVE) in s tem tudi vetrne energije je pomembna odločitev Slovenije leta 2001, da uveljavi sistem zagotovljenih odkupnih cen za kvalificirane proizvajalce.



Gleda na vetrovne karte in karte zaščiteneh področij lahko ocenimo, da je v Sloveniji le malo primernih lokacij za izkoriščanje energije vetra oziroma za izgradnjo VE.

Veliko lokacij, ki so primerne za postavitev VE, se nahaja v zaščiteneh območjih Nature 2000, zato potenciala na tem področju ne moremo izkoriščati. Področja, kjer je povprečna gostota moči vetra primerna za postavitev VE in kjer območje ni zaščiteno, tako obsegajo okoli 3000 km². Če na tem območju upoštevamo, da je vetrni potencial primeren in povprečna gostota moči 100 W/m², lahko ob upoštevanju tretjinskega (33,3 %) izkoristka vetrne energije ocenimo teoretični potencial vetra na manj kot 0,1 TW oziroma znaša, pri upoštevanju stalnosti vetra 2100 ur letno, letni teoretični energijski potencial manj kot 210 TWh. Izkoristek moči vetra je omejen z Betzovo vrednostjo (0,593), zato tudi pri idealni vetrnici lahko zajamemo le okrog 60 % energije vetra [14].

Ker je zaščiteno območje Natura 2000 nekako najbolj zavezujoče, lahko pri iskanju ustreznih lokacij za VE v tej fazi ocene potenciala potencialna območja določimo samo na podlagi karte vetrov in karte območja Natura 2000. Zaradi samega reliefa lahko ocenimo, da je največ možnosti za izkoriščanje energije vetra predvsem v priobalnem območju oziroma na območju Primorske, Krasa in Notranjske. Na podlagi vetrnih kart lahko ocenimo, da se v omenjenih regijah vetrovno ugodno področje izven območja Natura 2000 razprostira na približno 80 km², s povprečno gostoto moči okoli 150 W/m². Vetrovno ugodna območja, ki bi zahtevala nadaljnje terenske raziskave so območja južno od Tolmina (Banjšice, Lokovec), območje Žiri, hribovje okoli Kamnika (okolica Črnavca), območja nekaterih planin v Zasavju (okolica Trbovelj, Hrastnika), Škofjeloškega hribovja (Davča), okolica Cerknice (Menišija), Bloška planota, območje med Velikimi Laščami in Ribnico, območje Slovenskih Konjic ter višje lege okolice Celja in Laškega. Nekaj potencialno ugodnih lokacij je tudi na Koroškem. Omenjena območja so označena na Sl. 4.15 [14].



Sl. 4.15: Prenosno elektroenergetsko omrežje Slovenije, združeno s karto vetrov na višini 50 m in karto območja Natura 2000 [14].

Skupni razpoložljivi vetrni potencial v Sloveniji je mogoče oceniti na okoli 350 MW. Ob predpostavljani stalnosti vetra 2100 ur na leto znaša razpoložljivi potencial okoli 735 GWh. Ob tem je potrebno poudariti, da je to ocena, ki ne upošteva vseh dejavnikov, poleg tega pa je tudi natančnost vetrnih kart, na podlagi katerih je ocena narejena, precej omejena. Tab. 4.15.

Tab. 4.15: Ocenjeni letni razpoložljivi potencial vetrne energije v Sloveniji

Teoretični potencial [GWh]	Tehnični potencial [GWh]	Ocenjeni razpoložljivi potencial [GWh]	Inštalirana moč [MW]
210.000	12.000	735	350

Vir: [14].

V Tab. 4.16 je predstavljena ocenjena razporeditev vetrnega potenciala glede na tip VE in posledično tipa priklopa na omrežje. Pri velikih vetrnih parkih tj. večje površine z visoko gostoto vetrnega potenciala je priključitev VE na prenosno omrežje, nasprotno je pri mikro lokacijah priključitev VE na distribucijsko omrežje.

Tab. 4.16: Ocenjena razporeditev potenciala VE

Priklop na:	Ocenjeni razpoložljivi potencial [GWh]	Inštalirana moč [MW]
-------------	---	-------------------------



Prenosno omrežje	630	300
Distribucijsko omrežje	105	50

Vir: [14].

Ocenjevanje inštalirane moči vetrnih elektrarn za 10 ali 20 let v prihodnosti je lahko zelo nenatančno, saj glede na današnje razmere, ko ni postavljena še nobena večja vetrnica in ko je pritisk civilne in naravovarstvene iniciative za ohranitev okolja velika, ne moremo natančno predvidevati razpleta dogodkov. Vsekakor je bilo predvidenih že kar nekaj projektov postavitve vetrnih parkov, predvsem v JZ delu Slovenije. Pri napovedovanju inštalirane moči VE bomo predvideli, da bi po realističnem scenariju do leta 2030 lahko imeli 120 MW, po optimističnem pa kar okoli 148 MW inštalirane moči VE. 120 MW bi lahko pomenilo 3 večje vetrne parke ranga 60 MW kot so Dolenja vas (53 MW) in Vremščica (67 MW). Dodatnih 28 MW za izpolnitev drugega scenarija bi lahko dodatne proizvodne enote pridobili na lokaciji Volovja reber. Projekcija proizvodnje moči in energije iz VE do leta 2030 je prikazana v Tab. 4.17.

Tab. 4.17: Moč in proizvedena energija VE za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030.

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč VE	201 MW	272 MW
Proizvedena energija VE	423 GWh	572 GWh

Vir: [13].

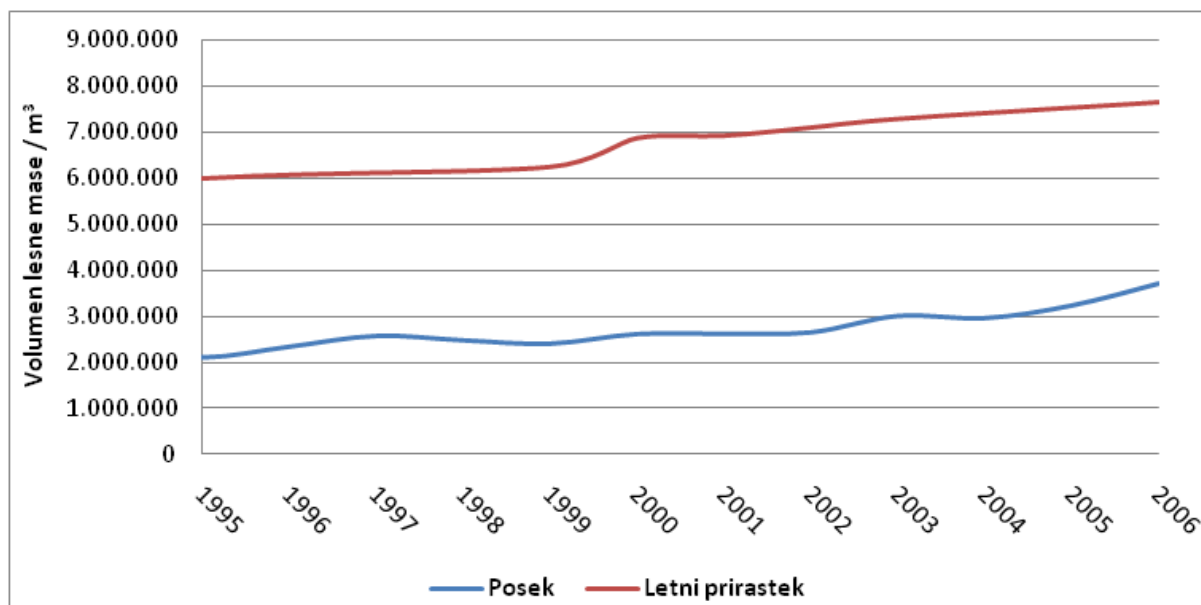
Glede na leto 2010 bo v naslednjih 20 letih tako dodatno vključenih 201 MW oz. 272 MW novih proizvodnih zmogljivosti iz VE. Gledano iz energetskega vidika to znaša 423 GWh oz. 572 GWh dodatne proizvodnje letno.

4.2.4. Proizvodnja električne energije v SPTE

Analizirana je bila napoved proizvodnje električne energije v napravah za soproizvodnjo toplote in električne energije. Prvi del poglavja je namenjen projekciji soproizvodnje iz OVE, kjer prednjači lesna biomasa, kot vhodni energent ter soproizvodnje iz zemeljskega plina, ki pa ni obnovljiv vir.

Površina gozdov se v Sloveniji povečuje že preko 130 let. Odmaknjena in za kmetijsko proizvodnjo manj primerna zemljišča se še naprej zaraščajo, zato z upoštevanjem na novo izdelanih načrtov tudi v zadnjih letih beležimo povečano površino gozdov. Ob upoštevanju v letu 2006 izdelanih gozdnogospodarskih načrtov gozdnogospodarskih območnih enot (GGE) se je površina slovenskih gozdov povečala za 4.651 ha in znaša 1.173.847 ha (57,9 % površine Slovenije) [136].

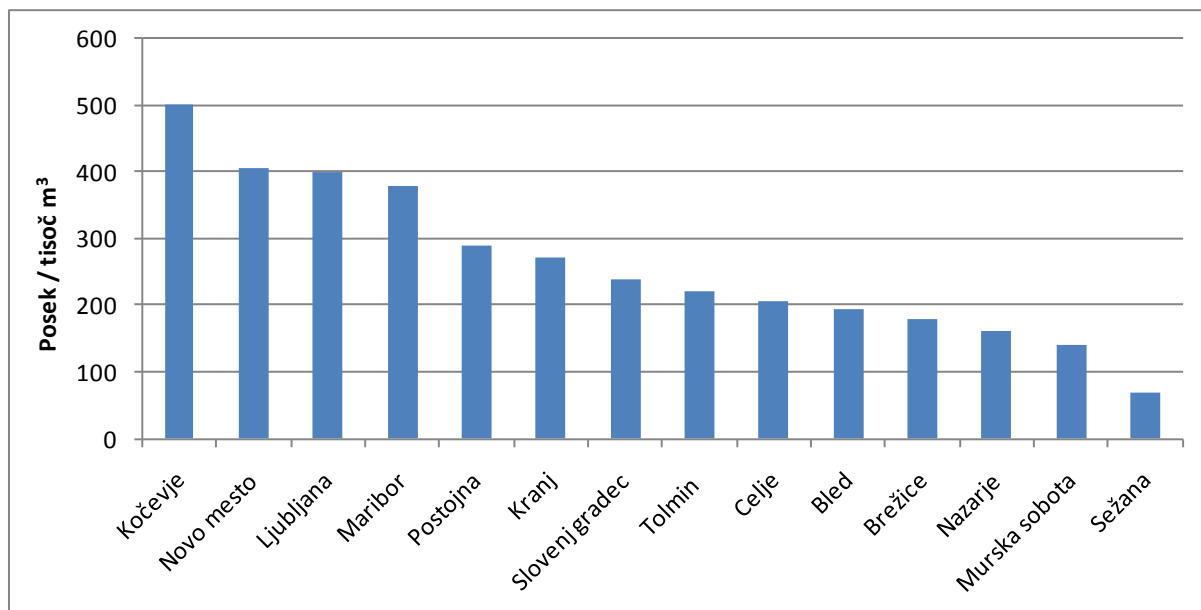
Sl. 4.16 kaže, da se je razkorak med posekom in letnim prirastkom večal vsa leta in je še vedno velik. Potrebno bo zagotoviti trajnostni razvoj slovenskih gozdov in učinkovito izrabljati njegov gospodarski potencial [136].



Sl. 4.16: Posek in letni prirastek (1995 – 2006) [136].

Za oceno biomasnega potenciala smo razdelili Slovenijo na lokalne enote, znotraj katerih je smiselna centralizirana obravnava potenciala. Prikaz poseka po posameznih gozdno-gospodarskih enotami (GGE) za leto 2006 prikazuje Sl. 4.17.

Največji potencial imajo območja Kočevja, Novega mesta, Ljubljane in Maribora. Najmanj gozdnega poseka pa beležijo v enotah Sežane, Murske sobote, Nazarij in Brežic. Teoretični potencial za pridobivanje električne energije iz posekane biomase v letu 2006 znaša 2.797 GWh, kar je za približno 15% večja vrednost kot za leto poprej in tudi največja vrednost v zadnjih 15 letih. Ocenjuje se [136], da bi do leta 2020 teoretičen potencial poseka za proizvodnjo električne energije znašal okoli 3.183 GWh, če se upošteva 30 % izkoristek primarnega vira za proizvodnjo električne energije.



Sl. 4.17: Posek gozda po gozdno-gospodarskimi enotami v letu 2006

Pri analizi tehnično izkoristljivega potenciala lesne biomase je potrebno upoštevati še dodatne omejitve (omejitve pri transportu, predelavi in proizvodnji), ki bistveno zmanjšajo vrednost potenciala lesne biomase za proizvodnjo električne energije.

Potenciale lesne biomase za proizvodnjo električne energije se v veliki večini uporablja v soproizvodnji v industriji (66 %), sistemih daljinskega ogrevanja (18 %) ter v gospodinjstvih (16 %), kjer se pričakuje uveljavitev mikro enot s Stirlingovim motorjem ali ORC motorjem (angl. Organic Rankie Cycle).

IJS ocenjuje, da bo leta 2030 dodatna proizvodnja električne energije iz lesne biomase po obeh scenarijih dosegla vrednost 706 GWh, kar je prikazano v Tab. 4.18. Pri izračunu inštalirane moči, je bilo predvideno 3.500 obratovalnih ur v gospodinjstvih ter 5.500 obratovalnih ur v ostalih sektorjih.

Tab. 4.18: Moč in proizvedena energija iz lesne biomase (BM) za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030.

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč BM	131 MW	131 MW
Proizvedena energija BM	706 GWh	706 GWh

Vir: [13].

Med razpršene vire električne energije štejemo tudi uporabo ostalih neobnovljivih virov električne energije v soproizvodnji električne energije. Taki viri so lahko zemeljski plin, kurilno olje in drugi fosilni viri.

Povzeto po študiji [9] sta potencial in pričakovana proizvodnja električne energije iz SPTE bila ocenjena za posamezni sektor:

- **Industrija:** največji potencial za SPTE je v papirni, gumarski in drugi intenzivni industriji, kjer je možni nadgraditi oziroma zamenjati obstoječe stare parne turbine s sodobnimi večjimi plinsko-parnimi enotami z boljšim izkoristkom in boljšim razmerjem med proizvedeno energijo in toploto (do 140 MWe). Tržni potencial za manjše enote s plinskimi turbinami in motorji do leta 2030 je ocenjen na dobrih 90 MWe, glede na pričakovani razvoj gorivnih celic, pa je po letu 2020 pričakovana tudi povečana uporaba te tehnologije (cca. 40 MWe).
- **Storitve:** Ocenjeni tržni potencial do leta 2030 je 70 MWe malih in srednjih enot ter 30 MWe mikro soproizvodnih enot, predvsem na zemeljski plin.
- **Gospodinjstva:** največji potencial predstavlja mikro soproizvodnja (cca. 45 MWe) ter male enote za oskrbo večjih stanovanjskih enot (15 MWe).
- **Daljinsko ogrevanje:** ocenjeni potencial za izgradnjo dodatnih enot soproizvodnje (nadgradnja obstoječih enot ter izgradnja v sistemih, kjer še ni soproizvodnje) je do 17 MWe do leta 2030, kar občutno zniža proizvodnjo toplote v kotlih in ekonomsko in okoljsko izboljšuje delovanje sistemov daljinskega ogrevanja.

Poleg omenjenih sektorjev je potencial tudi v drugih panogah in tako skupna pričakovana inštalirana zmogljivost soproizvodnje znaša med 210 in 600 MWe do leta 2030, pri čemer sta ti vrednosti uporabljene za realni in optimistični scenarij razvoja proizvodnje. Nove enote SPTE bi tako lahko proizvedle med 1.135 do 3.300 GWh električne energije do leta 2030.

IJS ocenjuje, da bo leta 2030 dodatna proizvodnja električne energije iz lesne biomase po obeh scenarijih dosegla vrednost 2.924 GWh, kar je prikazano v Tab. 4.18. Pri izračunu inštalirane moči, je bilo predvideno 3.500 obratovalnih ur v gospodinjstvih ter 5.500 obratovalnih ur v ostalih sektorjih [58].

Tab. 4.19: Moč in proizvedena energija iz SPTE na zemeljski plin za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030.

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč SPTE	542 MW	542 MW
Proizvedena energija SPTE	2.924 GWh	2.924 GWh

Vir: [13].



4.2.5. Proizvodnja električne energije iz bioplina ter komunalnih odpadkov

V tem poglavju je zajet celoten spekter obnovljivega plina, in sicer bioplin iz kmetijskih surovin, deponijski plin ter plin iz čistilnih naprav. Prav tako je zajeta tudi proizvodnja električne energije iz komunalnih odpadkov.

Teoretični potencial bioplina iz čistilnih naprav smo ocenili na podlagi količine odpadne vode, zbrane v javnih kanalizacijskih sistemih. Ta količina je v letu 2006 znašala 148.952.000 m³ [49]. Največjo količino bioplina dobimo pri optimalnem gnitju oz. fermentaciji, ki traja 24 dni pri temperaturi 35°C. Ta količina se v dejanskih pogojih zmanjša s faktorjem $\eta_{\text{teh}} = 0,63$ in znaša 466 l bioplina na kilogram organske snovi. Z upoštevanjem kurilnosti bioplina dobimo teoretični potencial bioplina iz čistilnih naprav v višini 289 GWh, kar predstavlja približno 86 GWh proizvedene električne energije [137].

Ocena ekonomskega potenciala bioplina iz čistilnih naprav s strani IJS je 27 GWh proizvodnje električne energije letno. Ta ocena predstavlja koliko novih zmogljivosti bomo inštalirali v Sloveniji. Ker je potencial relativno majhen se prevzema, da bo izkoriščen v obeh scenariji razvoja RVE.

Teoretični potencial deponijskega plina je ocenjen na podlagi količine odpadkov oddanih na deponije. V letu 2006 je bilo na deponije oddanih 701.636 ton odpadkov. Če bi iz vseh odpadkov pridobivali plin, znaša teoretični potencial na letni ravni 631 GWh oz. 189 GWh proizvedene električne energije, pri upoštevanju 30 % izkoristka postrojev za proizvodnjo električne energije [137].

Ocena ekonomskega potenciala s strani IJS znaša 50 GWh, ki bi bila lahko dosežena v letu 2015, vendar se zaradi visoke izkoriščenosti deponij pričakuje, da potencial pada, in sicer na 29 GWh letno v letu 2030. Ker je potencial relativno majhen se prevzema, da bo izkoriščen v obeh scenariji razvoja RVE.

Ocena ekonomskega potenciala proizvodnje električne energije iz komunalnih odpadkov s strani IJS znaša 12 GWh letno, kar pa bi lahko dosegli že v letu 2010. Ker je potencial relativno majhen se prevzema, da bo v celoti izkoriščen v obeh scenariji razvoja RVE.

Plin pa lahko pridobimo tudi iz kmetijskih ostankov med katere sodijo živalski odpadki ter ostanki pri poljedelstvu, kot so pšenica, ječmen, koruza za zrnje in pesa. Za pridobivanje bioplina v fermentorju se uporabljajo rastlinski ostanki, in sicer: slama žit, koruznica in ostanki sladkorne pese.

Pri upoštevanju tehničnega potenciala smo pri živinoreji upoštevali samo tiste kmetije, pri katerih je zaradi njihove velikosti možno postaviti postroje za proizvodnjo el. energije. Skupaj lahko te kmetije pridelajo okoli 18 Mm³ plina letno, kar predstavlja približno 41 GWh električne energije [130].

Pri določanju tehničnega potenciala za proizvodnjo električne energije iz rastlinskih kmetijskih ostankov ocenjujemo, da se večino ostanka že porabi v kmetijske namene, zato bi bilo v pokrajinah z intenzivno pridelavo dolgoročno smiselno uporabiti 5 % teh ostankov v energetske namene. Pri upoštevanju skupne obdelovalne kmetijske površine v Sloveniji (133 tisoč hektarov), na kateri se pridelava 714 kt biomase oziroma 214 kt uporabne biomase lahko ugotovimo, da ob 5% izrabi ostankov lahko skupni pridelamo okoli 172 GWh energije [130].

Ocena ekonomskega potenciala proizvodnje električne energije iz bioplina ostankov kmetijstva s strani IJS je 296 GWh letno. Ker je ekonomičnost takšne izrabe bioplina izredno visoka se prevzema, da bo potencial v celoti izkoriščen v obeh scenariji razvoja RVE.

Skupna inštalirana moč elektrarn ter proizvedena letna energija je za dva scenarija predstavljena v Tab. 4.20. Inštalirana moč elektrarn je ocenjena glede na proizvodnjo električne energije in letno 6.800 obratovalnih ur za proizvodnjo iz bioplinjskih naprav ter 6.000 obratovalnih ur iz ostalih virov [58].

Tab. 4.20: Moč in proizvedena energija iz deponijskega bioplina (DP) za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč DP	5 MW	5 MW
Proizvedena energija DP	29 GWh	29 GWh

Vir: [13].

Tab. 4.21: Moč in proizvedena energija iz bioplina (BP) za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč BP	43 MW	43 MW
Proizvedena energija BP	296 GWh	296 GWh

Vir: [13].

Tab. 4.22: Moč in proizvedena energija iz bioplina (ČN) iz čistilnih naprav za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč ČN	5 MW	5 MW



Proizvedena energija ČN	27 GWh	27 GWh
--------------------------------	--------	--------

Vir: [13].

Tab. 4.23: Moč in proizvedena energija iz komunalnih odpadkov (KO) za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč KO	2 MW	2 MW
Proizvedena energija KO	12 GWh	12 GWh

Vir: [13].

4.2.6. Proizvodnja električne energije iz geotermalnih potencialov

Geotermalna energija predstavlja v Sloveniji ob njeni ekološki sprejemljivosti enega večjih energetskega potenciala. Danes ocenjujemo, da ima Slovenija na razpolago 50.000 PJ teoretičnih, od tega 12.000 PJ izkoristljivih zalog toplote, ki se nahajajo samo v geotermalnih vodonosnikih. Pri tem je potrebno upoštevati, da imajo termalni vodonosniki lokalni značaj. Proizvodnja električne energije na ekonomski osnovi je danes mogoča le v severovzhodni Sloveniji, ki pa še ni toliko raziskana, da bi bilo mogoče definirati območja, kjer so v globini geotermalni vodonosniki, njihovo globino in izkoristljivo temperaturo [138].

V zadnjem desetletju (od 1994), je bilo v Sloveniji načrtovanih šest velikih geotermalnih projektov. Z izjemo projekta Murska Sobota, ki izkorišča toploto za ogrevanje, še noben ni prešel v zagon [138]. Štirje med njimi so opuščeni, Tab. 4.24.

Tab. 4.24: Geotermalna energija v Sloveniji: Načrtovani, a zastali projekti in dodatne možnosti

Ime projekta	Letna proizvodnja [GWh]	Inštalirana moč [MW]
Geotermalni projekt Ljutomer	14	2
Celostna izraba geotermalne energije za trajnostni razvoj (Lendava) – IGES	70	10
Geotermalni projekt Tolmin	2	0,34
Geotermalni projekt Benedikt	35	5

Vir: [138].

Potencial za proizvodnjo električne energije je danes omejen na dva geotermalna sistema, to sta Geotermalni sistem Termal II ter paleozojski geotermalni sistem. Prvi se v severnem delu razprostira med Šentiljem in Šalovci, v južnem delu pa med Ptujem in Lendavo in se nadaljuje na ozemlje Madžarske in Hrvaške.

Ocena ekonomskega potenciala proizvodnje električne energije iz geotermalne energije IJS je 150 GWh letno za optimističen ter 60 GWh za realističen scenarij. Pri izračunu moči je upoštevanih 6.000 obratovalnih ur.

Tab. 4.25: Moč in proizvedena energija iz geotermalnih virov za realistično in optimistično projekcijo za leto 2030

	Projekcija za 2030	
	Scenarij A (realističen)	Scenarij B (optimističen)
Skupna moč GT	10 MW	25 MW
Proizvedena energija GT	60 GWh	150 GWh

Vir: [13].

Glede na to, da v letu 2010 ni bilo elektrarn na geotermalno energijo, skupna moč po obeh scenarijih razvoja predstavlja dodatno inštalirano moč glede na 2010.

4.2.7. Povzetek projekcij rasti moči razpršenih virov električne energije in SPTE

V prihodnosti bo velik poudarek na vključevanje razpršenih virov električne energije v slovenski EES, s poudarkom na vključevanje OVE, saj so ti viri nesporni za okolje ter iz vidika trajnostnega razvoja Slovenije pomemben faktor pri proizvodnji električne energije. V projekcijo so vključene tudi SPTE enote na obnovljiv vir ter tudi na zemeljski plin. Prav tako mora Slovenija zadostiti okoljskim zavezam, s čimer bodo tudi finančne vzpodbude za te investicije takšne, da bodo omogočale visoko rast. Če povzamemo napoved rasti inštaliranih moči vseh razpršenih virov električne energije za dva scenarija, tj. realnega ter optimističnega, dobimo napovedi do leta 2030, ki so prikazane v Tab. 4.26.

Tab. 4.26: Projekciji umeščanja in proizvodnja energije razpršenih virov električne energije do leta 2030 v GWh za realističen scenarij.

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
mHE	454	454	518	540	565	589
Deponijski plin	31	33	50	47	36	29
Bioplin	56	95	280	295	295	296
Čistilne naprave	12	13	18	23	25	27
Komunalni odpadki	9	12	12	12	12	12
Veter	0	2	108	190	284	423
Sončne elektrarne	2	12	37	139	180	235
Geotermalna	0	0	0	0	60	60

Vir: [13].

Tab. 4.27: Projekciji umeščanja in proizvodnja energije razpršenih virov električne energije do leta 2030 v GWh za optimističen scenarij.

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
mHE	454	454	584	622	653	679
Deponijski plin	31	33	50	47	36	29
Bioplin	56	95	280	295	295	296
Čistilne naprave	12	13	18	23	25	27
Komunalni odpadki	9	12	12	12	12	12
Veter	0	2	149	217	356	572
Sončne elektrarne	2	12	94	349	523	707
Geotermalna	0	0	0	0	150	150

Vir: [13].

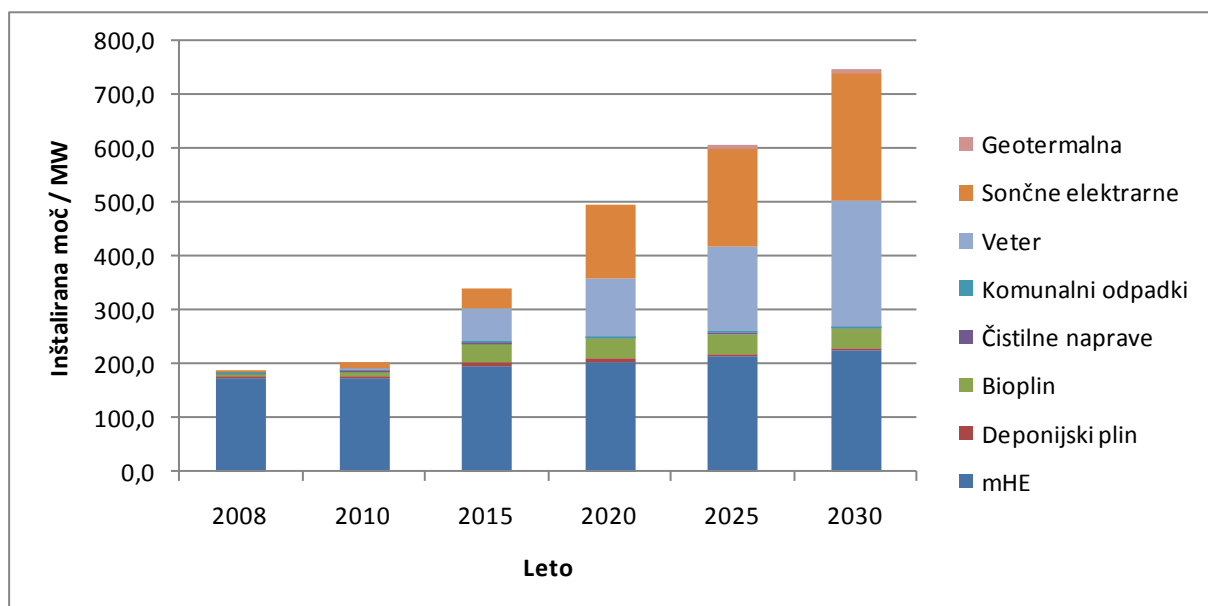
Tab. 4.28: Projekcija umeščanja in proizvodnja energije SPTE do leta 2030 v GWh za oba scenarija.

		2010	2015	2020	2025	2030
Industrija	SPTE OVE	0	28	70	213	326
	SPTE ZP	11	604	1029	1375	1447
	Skupaj	11	631	1100	1591	1772
Daljinska energetika	SPTE OVE	5	7	82	87	96
	SPTE ZP - mali	6	49	82	127	151
	SPTE ZP - veliki	0	636	969	969	969
	Skupaj	12	692	1133	1183	1214
Storitvene dejavnosti	SPTE OVE	47	260	275	267	262
	SPTE ZP	1	64	129	193	253
	Skupaj	48	324	404	460	515
Gospodinjstva	SPTE OVE	0	3	6	19	25
	SPTE ZP	0	11	33	71	104
	Skupaj	0	14	39	89	129

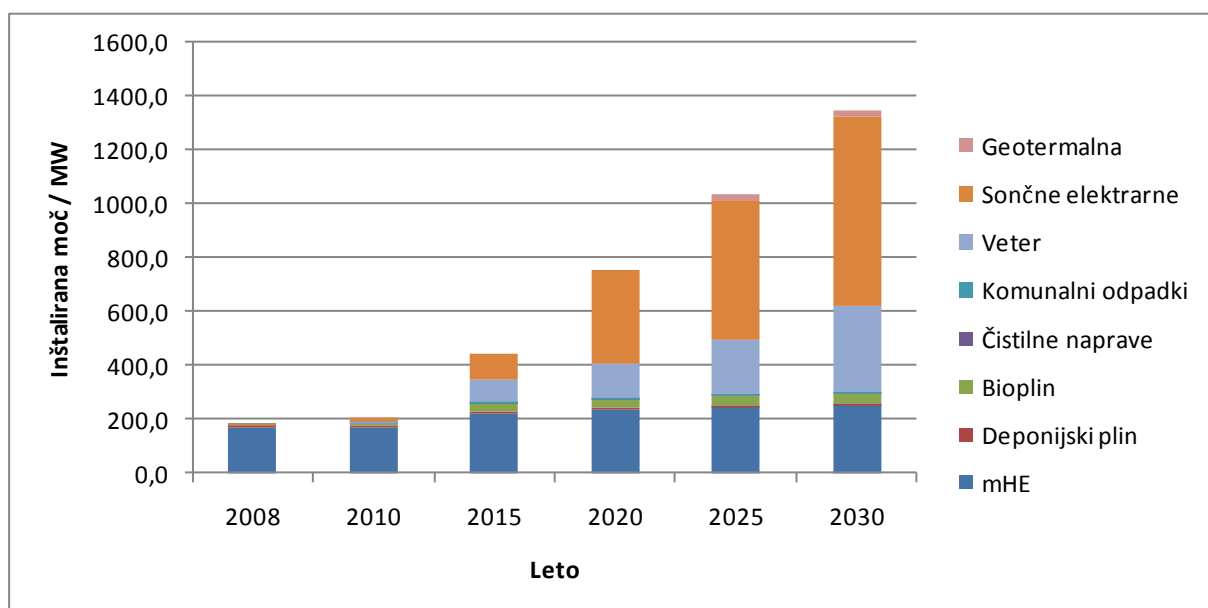


Skupaj						
	SPTE OVE	52	298	433	586	706
	SPTE ZP	19	1363	2243	2737	2924
	Skupaj	71	1661	2676	3323	3630
	delež OVE	73%	18%	16%	18%	19%

Vir: [13].



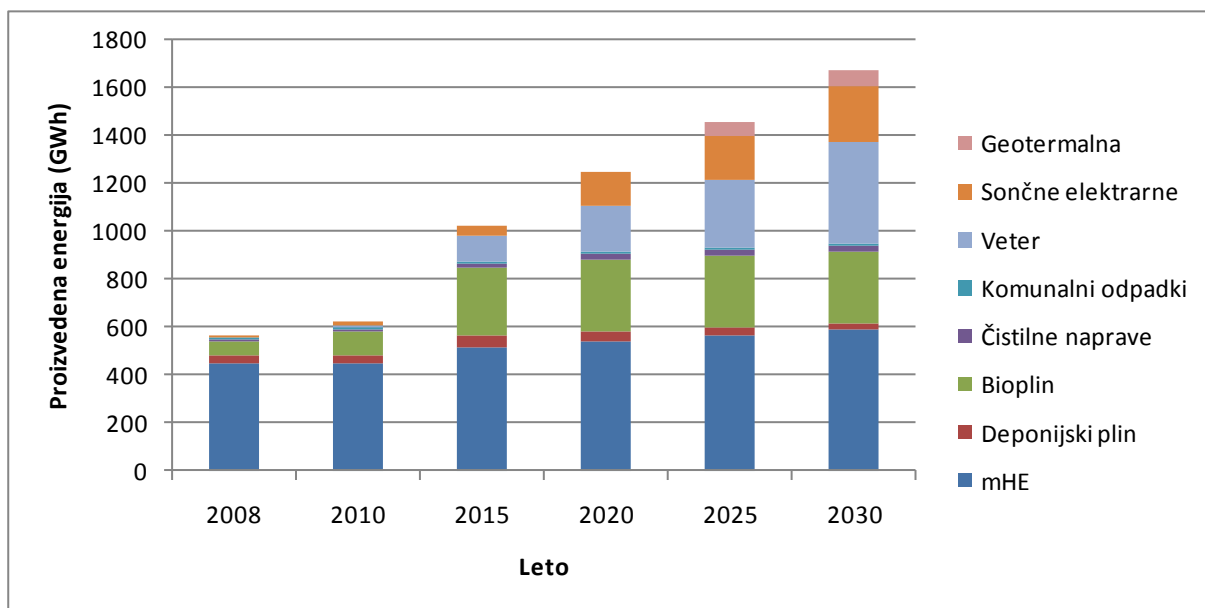
Sl. 4.18: Napoved inštaliranih moči RVE do leta 2030 za konservativni scenarij [13].



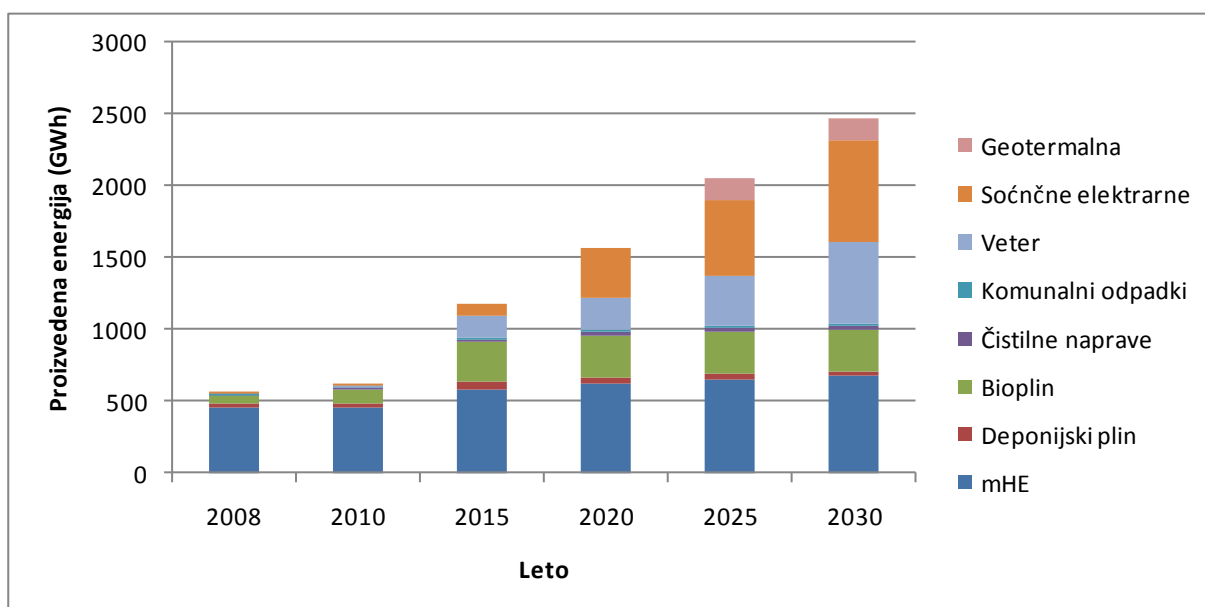
Sl. 4.19: Napoved inštaliranih moči RVE do leta 2030 za optimistični scenarij [13].

Sliki prikazujeta napoved dodatnih inštaliranih moči RVE v slovenskem EES do leta 2030, iz česar je razvidno, da so načrti kar ambiciozni v obeh scenarijih, kar odraža pospešeno investiranje v RVE. Pri vsem tem je potrebno poudariti, da inštalirane moči RVE ne gre enačiti z inštaliranimi močmi pri konvencionalnih virih, saj je predvsem pri vetrnih elektrarnah in sončnih elektrarnah njihov prispevek k zanesljivosti obratovanja sistema ničen, hkrati pa je letna proizvodnja električne energije iz omenjenih virov veliko manjša, kot v ekvivalentni termoelektrarni enake moči.

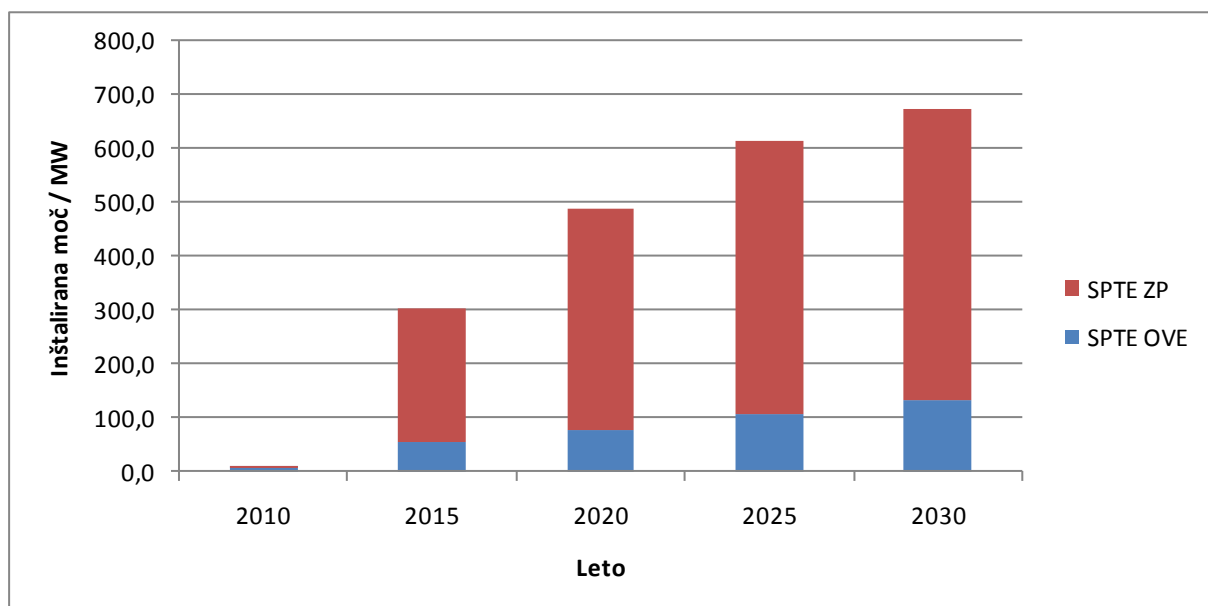
Sliki Sl. 4.20 in Sl. 4.21 prikazujeta dodatno proizvodnjo energije iz RVE glede na dodatno inštalirano moč RVE za konservativni in optimistični scenarij do leta 2030. Kljub temu, da delež predvidenih zmogljivosti fotovoltaičnih in vetrnih elektrarn po optimističnem scenariju do leta 2030 zavzema več kot 75 %, bo njun skupni delež proizvodnja energije iz RVE dosegel le okoli 50 %. To je predvsem posledica, da ti viri obratujejo v skladu z vremenskimi danostmi. Posledično to pomeni, da imajo fotovoltaične elektrarne okoli 1050 ekvivalentnih delovnih ur letno, medtem ko vetrne elektrarne dosegajo okoli 2100 ekvivalentnih delovnih ur letno.



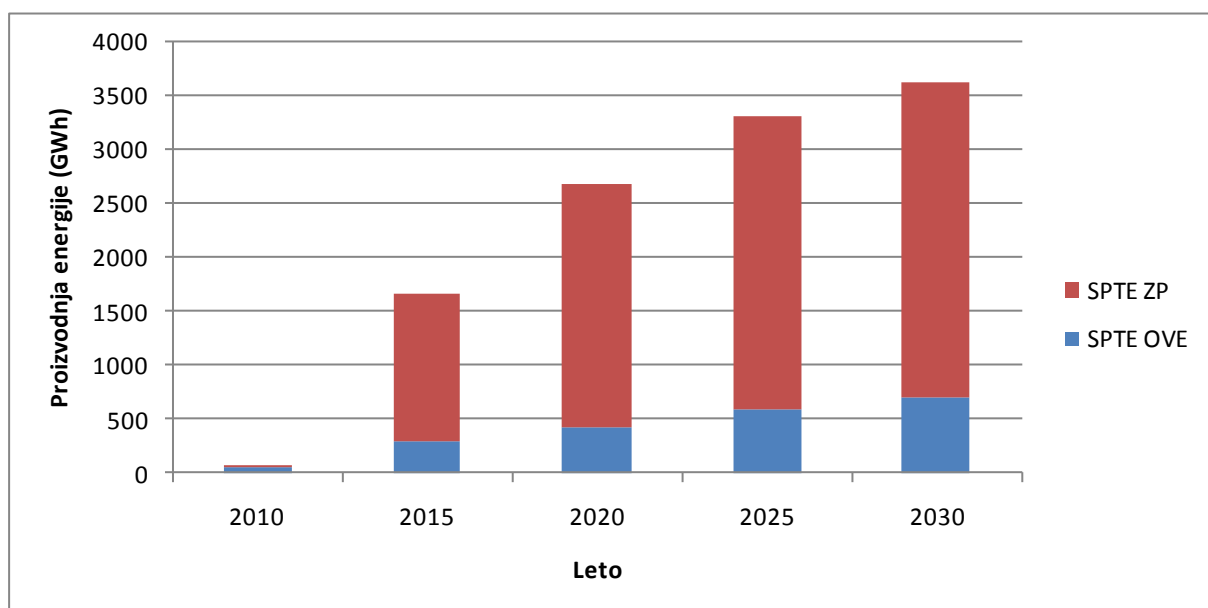
Sl. 4.20: Napoved proizvodnje energije iz RVE do leta 2030 za konservativni scenarij [13].



Sl. 4.21: Napoved proizvodnje energije iz RVE do leta 2030 za optimistični scenarij [13].



Sl. 4.22: Napoved inštalirane moči SPTE do leta 2030 za oba scenarija [13].



Sl. 4.23: Napoved proizvodnje energije iz SPTE do leta 2030 za oba scenarija [13].

4.2.8. Ekonomska analiza investicij v RVE in SPTE

Za natančnejšo ekonomsko analizo vlaganj v proizvodne enote RVE in NE se je najprej potrebno seznaniti z vhodnimi podatki, ki podajajo investicijsko strukturo in dinamiko vlaganj, normative za izračun obratovalnih stroškov ter povprečno letno proizvodnjo električne energije.

Najprej bomo za posamezni tip proizvodnega objekta določili normativne stroške, ki nastanejo v celotni življenjski dobi elektrarne. Na grobo lahko stroške razdelimo v skupino investicijskih izdatkov, kamor sodijo osnovna investicijska vlaganja in dodatna vlaganja v proizvodni objekt

kasneje v življenjski dobi, ter stroški obratovanja, kamor med drugim sodijo stroški goriva, vzdrževanja, dela, amortizacije, odlaganja odpadkov, razgradnje in drugi stroški.

Pogosto je poleg investicije in lastnih stroškov samega proizvodnega objekta potrebno oceniti tudi stroške, ki so potrebni za priklop in normalno obratovanje proizvodnega objekta na elektroenergetskem prenosnem ali distribucijskem omrežju. Velikosti teh stroškov so od primera do primera različni.

Specifični stroški, ki jih lahko upoštevamo za posameznih tipov elektrarn na RVE, so prikazani v spodnjih tabelah in so povzeti po študiji [130] in [58]. Investicijski stroški imajo velik cenovni razpon, kar je predvsem odvisno od pogojev za postavitev gradbenega dela elektrarne. Drug pomemben strošek je strošek dela, odvisen predvsem od števila zaposlenih. Opazimo lahko, da je ta strošek najmanjši pri vetrnih in sončnih elektrarnah, ki že po svoji naravi ne zahtevajo prisotnosti zaposlenih za razliko od mHE in termo agregatov RVE, kjer je za samo delovanje enot potreben veliko večji nadzor.

Pri napravah, ki poleg elektrike proizvajajo tudi toplotno energijo, je upoštevan še dohodek za prodajo toplotne energije v višini 26,74 €/MWh. Upoštevan izkoristek enote za proizvodnjo toplotne energije je 55 %, za proizvodnjo električne energije pa 25 % [58].

Tab. 4.29: Stroškovne postavke za male hidroelektrarne

Tip stroška	Male hidroelektrarne
Investicijski strošek	1400 - 2300 €/kW
- gradbena dela	40%
- oprema	50%
- ostala vlaganja	10%
Strošek dela	25000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	
- 0 – 1 MW	1
- 1 – 10 MW	2
Strošek materiala, vzdrževanja	1,5% stroškov investicije / leto
Strošek obratovanja	0.6% stroškov investicije / leto
Strošek zavarovanja in ostali stroški	1.7% stroškov investicije / leto
Doba amortizacije	20 let
Stroški koncesij	3% od prodaje el. Energije
Obratovalne ure	3500 ur/letno

Vir: [58].

Tab. 4.30: Stroškovne postavke za vetrne elektrarne

Tip stroška	Vetrne elektrarne
Investicijski strošek	900 – 1.300 €/kW
Strošek dela	25000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	0,2 /MW
Strošek materiala, vzdrževanja, zavarovanja	1,7% investicije / leto
Doba amortizacije	20 let



Obratovalne ure	2100 ur/letno
-----------------	---------------

Vir: [58].

Tab. 4.31. Stroškovne postavke za sončne elektrarne

Tip stroška	Sončne elektrarne
Investicijski strošek	2.500 – 3.000 €/kW
Strošek dela	25000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	0,2 /MW
Strošek materiala, vzdrževanja, zavarovanja	0,55% investicije / leto
Doba amortizacije	15 let
Obratovalne ure	1050 ur/letno

Vir: [58].

Tab. 4.32: Stroškovne postavke za elektrarne na geotermalno energijo

Tip stroška	Elektrarne na geotermalno energijo
Investicijski strošek	3.000 – 5.000 €/kW*
Strošek dela	25000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	2 /MW
Strošek materiala, vzdrževanja, zavarovanja	4% investicije / leto
Doba amortizacije	20 let
Obratovalne ure	6000 ur/letno

*cena je močno odvisna od naravnih danosti (globine vrtanja).;

Vir: [58].

Tab. 4.33: Stroškovne postavke za elektrarne na lesno biomaso

Tip stroška	Elektrarne na biomaso
Investicijski strošek	2.200 – 4.500 €/kW
Strošek goriva	23 €/MWh
Strošek dela	25.000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	1 /MW
Strošek materiala, vzdrževanja, zavarovanja	4% investicije / leto
Doba amortizacije	15 let
Obratovalne ure	5.500 ur/letno

Vir: [58].

Tab. 4.34: Stroškovne postavke za elektrarne na bioplin

Tip stroška	Elektrarne na bioplin
Investicijski strošek	3.300 – 4.800 €/kW
Strošek dela	25.000 €/zaposlenega/leto
- število zaposlenih:	1 /MW
Strošek materiala, vzdrževanja, zavarovanja	4% investicije / leto
Doba amortizacije	15 let
Obratovalne ure	6.800 ur/letno

Vir: [58].

Nekatere tehnologije so zrelejše, druge pa v zgodnji fazi razvoja, kar se posledično odraža tudi na ceni investicije. Tehnologija mHE je v zreli fazi, zaradi česar ni več veliko tehnološkega napredka in cena investicije se skozi čas spreminja le zaradi razmer na trgu dela ter povpraševanja in ponudbe. Pri VE elektrarnah visoko vrednost predstavljajo materialni stroški

konstrukcije elektrarne, zaradi česar se cena investicije skozi čas spreminja relativno počasi. Največ možnosti za nadaljen razvoj imajo soproizvodnje enote (bioplin in lesna biomasa) z novejšimi tehnologijami, ki trenutno niso ekonomsko spremenljive, vendar vseeno veliko obetajo za prihodnost, ter razvoj sončnih celic. Iz tega razloga se zaradi hitrega tehnološkega razvoja slednjih tehnologij na trgu dobijo vedno boljše, učinkovitejše, zmogljivejše in cenejše tehnološke rešitve, kar močno vpliva na nihanja specifičnih cen teh naprav.

4.3. PREDVIDENE INVESTICIJE V SLOVENSKO PRENOSNO OMREŽJE

4.3.1. Načrtovane investicije do leta 2020

Ojačitve slovenskega prenosnega omrežja so bistvene, saj so po elektroenergetskem sistemu ENTSO-E prenašajo vedno večje moči, s čimer so posledično nacionalna prenosna omrežja bolj obremenjena. Večje obremenitve se kažejo tudi na interkonekcijskih vodih.

Prenosno omrežje se načrtuje v skladu z tehničnimi, ekonomskimi in okoljevarstvenimi kriteriji. Ker gre pri načrtovanju za dolgoročne načrte je potrebno predvideti spremembe, ki bodo v prihajajočih letih krojile EES. Predvidene investicije v proizvodne enote, sprememba porabe električne energije ter sprememba interkonekcijskih pretokov moči skozi slovenski elektroenergetski sistem močno vplivajo na obremenjenost vodov in s tem na zanesljivost obratovanja prenosnega omrežja. Vsaka faza načrtovanja v okviru tehničnih kriterijev mora izpolnjevati kriterij zanesljivosti napajanja t.i. kriterij N-1. Slednji predstavlja ali je omrežje še zadostno v primeru izpada katerikoli elementa v prenosnem omrežju.

ELES do leta 2020 načrtuje vključitev, posodobitev ter nadgradnjo VN vodov, razdelilno transformatorskih postaj (RTP) ter prečnega transformatorja, kar je predstavljeno v Tab. 4.35 - Tab. 4.37.

Tab. 4.35: Vključitev 400 kV in 220 kV vodov v prenosno omrežje v RS do leta 2020

Leto izgradnje	Ime daljnovoda in kablovoda
2009	DV 2×400 kV Beričevo-Krško
2012	DV 2×400 kV Cirkovce-Pince
2014	DV 2×400 kV Hrenca-Kozjak
2014	DV 2×400 kV TEŠ-Podlog
2014	DV 400 kV Beričevo-Kleče (prehod iz 220 kV)
2014	DV 400 kV Kleče-Divača (prehod iz 220 kV)
2015	DV 400 kV Podlog-Beričevo (prehod iz 220 kV)
2016	DV 2×400 kV Okroglo-Udine
2016	DV 400 kV Podlog-Cirkovce (prehod iz 220 kV)

vir: [52].

Tab. 4.36: Vključitev 110 kV vodov in kablovodov v prenosno omrežje v RS do leta 2020

Leto izgradnje	Ime daljnovoda in kablovoda
2009	kbV 110 kV Šiška-Litostroj
2009	DV 2×110 kV Divača-Sežana-Nova Gorica (rekonstrukcija)
2009	DV 2×110 kV Nova Gorica-Avče-Doblar (rekonstrukcija)
2009	kbV 110 kV Pekre-Koroška vrata
2010	DV 2×110 kV Kleče-Litostroj
2010	kbV 110 kV Koper-Izola
2010	kbV 110 kV Škofja Loka-Trata

2011	DV 2×110 kV TET-Beričevo
2011	kbV 110 kV TETOL-Center-Tobačna-Šiška
2011	DV 2×110 kV Brestanica-Hudo (rekonstrukcija)
2011	DV 2×110 kV Domžale-Mengeš
2011	DV 2×110 kV Murska Sobota-Mačkovci
2012	kbV 110 kV TETOL-Toplarna-PLC-Litostroj
2012	DV 2×110 kV Bršljin-Gotna vas
2012	DV 110 kV Grosuplje-Trebnje
2012	DV 2×110 kV Divača-Pivka-Ilirska Bistrica (rekonstrukcija)
2012	DV 2×110 kV Tolmin-Kobarid
2012	DV 2×110 kV Moste-Škofja Loka
2012	DV 2×110 kV Ravne-Mežica
2012	DV 110 kV Murska Sobota-Lendava
2013	DV 2×110 kV Potoška vas-Trbovlje
2013	kbV 2×110 kV PPE Koper-Koper
2013	DV 2×110 kV Lenart-Radenci
2014	DV 2×110 kV Polje-Vič
2014	DV 110 kV Trebnje-Monokrog
2014	DV 2×110 kV Trbovlje-Hrastnik
2014	DV 2×110 kV Predor-Kranjska Gora
2015	kbV 110 kV Koper-Lucija
2015	DV 2×110 kV Divača-Koper
2015	DV 2×110 kV Kobarid-Žaga
2015	DV 2×110 kV Mozirje-Nazarje
2015	DV 110 kV Maribor-Murska Sobota
2016	DV 110 kV Monokrog-Sevnica
2016	DV 2×110 kV Primskovo-Brnik-Mengeš-Domžale-Kamnik
2016	DV 110 kV Škofja Loka-Železniki (rekonstrukcija)
2018	kbV 110 kV Litorstoj-Bežigrad
2018	DV 110 kV Hudo-Kočevje (rekonstrukcija)
2018	DV 110 kV Kočevje-Črnomelj
2018	kbV 110 kV Kranjska Gora-Italija
2019	DV 2×110 kV Cerknica-Postojna

vir: [52].

Načrtovane prenosne zmogljivosti ustrezajo kriteriju zanesljivosti za tri referenčna obdobja, ki jih določa ENTSO-E. Ta referenčna obdobja predstavljajo zimsko konično stanje obremenitev, poletno konično stanje obremenitev ter poletno nočno stanje. Prva obdobja sta referenca za najbolj obremenjeno stanje v EES, medtem ko zadnje obdobje kaže na najmanjšo obremenitev EES. Seveda mora prenosno omrežje zanesljivo obratovati v obeh mejnih scenarijih.

V tem projektu analiziramo obratovanje JEK2 v primerjavi z RVE za obdobje od leta 2020 do 2030. Glede na to, da so uradni načrti razvoja prenosnega omrežja določeni le do leta 2020, bomo v projektu predpostavili, da po tem letu ne bo dodatnih investicij v slovensko prenosno omrežje.

Sistemski operater prenosnega omrežja ELES sicer predvideva prehod 220 kV omrežja na 400 kV napetostni nivo, vendar še ni podal časovnega okvira za to.

Tab. 4.37 prikazuje vključitev prečnega transformatorja 400/400 kV Divača v prenosno omrežje republike Slovenije. Le ta je potreben za nadzor in regulacijo pretokov moči na meji z Italijo, s čimer bo zagotovljena ustrezna stopnja zanesljivosti obratovanja slovenskega prenosnega sistema, ki jo narekujejo tudi pravila obratovanja v okviru ENTSO-E. Analize sistema operaterja so pokazale [53], da je s tehničnega in ekonomskega vidika vključitev prečnega transformatorja na slovensko-italijanski meji dolgoročno povsem upravičena in nujna naložba, ki zagotavlja obvladovanje pretokov moči in kriterij N-1 ter možnost povišanja NTC, ki lahko ostane nespremenjen tudi v času remontov. Izostale investicije v omrežje bi ogrozila zanesljivost obratovanja domačega in tujih EES.

Tab. 4.37: Vključitev transformatorjev v prenosno omrežje v RS do leta 2020

Leto izgradnje	Ime prečnega transformatorja
2009	400 kV PST Divača
2009	400/100 kV TR Divača
2009	400/100 kV TR Cirkovce
2014	2× 400/110 TR Kleče
2015	2× 400/110 TR Beričevo
2015	400/110 TR Podlog
2016	400 kV PST Okroglo
2016	400/100 kV Avče

vir: [52].

4.3.2. Pregled čezmejnih prenosnih zmogljivosti.

Z vključitvami novih vodov v elektroenergetski sistem se spremenijo prenosne zmogljivosti in s tem poveča možnost trgovanja s prenosnimi potmi. Prav tako se spremenijo razmere na mejah s sosednjimi državami. Del prenosnih zmogljivosti na mejah je namenjen trgovanju s prenosnimi potmi, del pa rezervi prenosnih zmogljivosti za potrebe izrednih stanj v sistemu. V slednji del lahko vključimo tudi rezervacije za prenos moči za terciarno rezervo moči, del katere lahko zakupimo v sosednjih EES. V kolikor so rezerve moči v sosednjih EES na razpolago je v naslednjem koraku potrebno preveriti kakšne so zmožnosti prenosnega omrežja za prenos moči v primeru aktivacije terciarne rezerve. Torej je potrebno narediti pregled prenosnih zmogljivosti med Slovenijo in sosednjimi državami ter zakupiti sorazmeren delež prenosnih zmogljivosti za potrebo aktivacije terciarne rezerve. Pregled termičnih moči na vseh slovenskih mejah leta 2020 kažejo na velike interkonekcijske prenosne zmogljivosti, vendar so termične moči tiste največje moči katere so definirane za posamezne prenosne elemente in ne za največji prenos moči med različnimi EES. V kolikor bodo prekoračene termične moči prikazane v tabelah Tab. 4.38 do Tab. 4.41, bo sistemski operater prenosnega

omrežja primoran v drastične ukrepe omejevanja prenosov in s tem ščitenja prenosnih elementov.

Tab. 4.38: Termične moči vodov na slovensko-italijanski meji za leto 2020

Italija	Termična moč vodov
2×400 kV DV Udine - Okroglo	2×1.330 MVA
400 kV DV Divača - Radipuglia	1.800 MVA
220 kV DV Divača - Padriči	365 MVA
SKUPAJ	4.825 MVA

Tab. 4.39: Termične moči vodov na slovensko-avstrijski meji za leto 2020

Avstrija	Termična moč vodov
2×400 kV DV Maribor - Kainachtal	2×1.330 MVA
220 kV DV Podlog - Obersilach	365 MVA
SKUPAJ	3.025 MVA

Tab. 4.40: Termične moči vodov na slovensko-madžarski meji za leto 2020

Madžarska	Termična moč vodov
400 kV DV Cirkovce – Pince – Heviz	1.300 MVA
SKUPAJ	1.300 MVA

Tab. 4.41: Termične moči vodov na slovensko-hrvaški meji za leto 2020

Hrvaška	Termična moč vodov
2×400 kV DV Krško - Tumbri	2×1.110 MVA
400 kV DV Divača - Melina	1.330 MVA
400 kV DV Cirkovce – Pince – Žerjavinec	1.300 MVA
220 kV DV Divača - Pehlin	360 MVA
220 kV DV Cirkovce – Žerjavina	300 MVA
SKUPAJ	5.510 MVA

Termične moči prenosnih vodov v interkonekciji ne definirajo totalnih prenosnih zmogljivosti (TTC) med državama, saj lahko ozko grlo v prenosu moči nastopi že pri naslednjem vodu v notranjosti posamične države. Tako ozka grla definirajo prenosne zmogljivosti med državama, pri čemer je potrebno upoštevati tudi zanesljivostne kriterije obratovanja omrežja.

4.3.3. Pregled skupnih in neto prenosnih zmogljivosti medsosedskih povezav

TTC na slovensko avstrijski meji za uvoz iz Avstrije znaša leta 2020 1250 MW. Pri upoštevanju varnostne meje, ki znaša 20 % TTC, dobimo NTC v vrednosti 1000 MW. NTC se glede na leto 2009 poveča, saj je predvideno ojačenje slovenskega in avstrijskega omrežja do tega leta 2020. Največji vpliv na povečanje prenosnih zmogljivosti iz Avstrije predstavlja daljnovod Cirkovce Pince, saj se s tem vzpostavi dodatna pot iz Avstrije preko Madžarske v

Slovenijo in tako se v primeru preobremenjenosti interkonekcijskih povezav z Avstrijo del pretoka prerazporedi na omenjeni vod.

Vrednost TTC na madžarsko-slovenski meji je težje določiti, saj bo leta 2020 edini povezovalni vod med Madžarsko in Slovenijo vod Pince – Heviz. V primeru n-1 analize ta vod izklopimo, s čimer se pretoki prerazporedijo po ostalih državah. Izračun TTC je tako potrebno razširiti še na okoliški državi (Avstrija, Hrvaška), pri čemer velik del bremena prevzame Avstrija. Tako bi v morala Avstrija določiti uvozne zmogljivosti z Madžarsko in posledično dodatne omejitve zmanjšajo možnosti uvoza iz Madžarske v Slovenijo. Najbolj obremenjeni vodi pri povečevanju proizvodnje v Madžarski se izkažejo interkonekcijski vodi med Avstrijo in Slovenijo. Če dodatno upoštevamo tudi avstrijsko-slovensko interkonekcijo, dobimo TTC na madžarsko-slovenski meji v vrednosti 1400 MW, vendar bo dejanska vrednost, ki bo usklajena na mednarodni ravni, po naših predvidevanjih, mnogo nižja. Pričakujemo lahko TTC pod 1000 MW oz. še nižje vrednosti, kot posledico dodatnih omejitev, ki se pričakujejo znotraj omenjenih držav.

Na meji s hrvaško TTC za leto 2020 ostanejo enaki kot v letu 2009, tj. 1000 MW za uvoz energije iz Hrvaške v Slovenijo. Če upoštevamo RMC v 20% vrednosti TTC, dobimo neto prenosne zmogljivosti (NTC) v vrednosti 800 MW. Do leta 2020 bo na meji s Hrvaško dodan 400 kV vod Cirkovce – Pince – Žerjavinec, s čimer ne vplivamo veliko na prenosne zmogljivosti na slovensko hrvaški meji, saj do preobremenitev pride na zahodnem delu meje, tj. na 220 kV daljnovodu Pehlin - Divača. NTC na meji bi se močno povečali, če bi zraven upoštevali še delovanje prečnega transformatorja v Divači, saj bi z njim lahko omejevali pretoke moči na najbolj obremenjenih vodih tako v Sloveniji, kot tudi v Italiji in na Hrvaškem.

Skupna prenosna zmogljivost iz Italije v Slovenijo bo leta 2020 znašala 2.900 MW, če upoštevamo le preobremenjenost vodov ter n-1 analizo v omenjenima državama. Izračuni TTC kažejo, da se pretoki med Italijo in Slovenijo kljub močnim povezavam med slednjima državama deloma preusmerjajo v Švico ter Avstrijo in nato iz Avstrije v Slovenijo. S tem se močno obremenijo interkonekcijski vodi med Avstrijo in Slovenijo. Pri upoštevanju izpada teh interkonekcij, se TTC na Italijanski meji zmanjša na 750 MW. Z vsiljenim preusmerjanjem pretokov iz Italije v Slovenijo s prečnim transformatorjem v Divači pa znaša vrednost TTC 1.200 MW. Z upoštevanjem prenosne zanesljivostne marže (TRM) znaša vrednost neto prenosnih zmogljivosti (NTC) 960 MW. Povzetek skupnih prenosnih zmogljivosti ter neto prenosnih zmogljivosti za uvoz in sosednjih držav je prikazan v tabeli Tab. 4.42 in Tab. 4.43.

Tab. 4.42: Vrednosti TTC-jev za uvoz električne energije iz sosednjih držav leta 2020.

Avstrija-Slovenija	Madžarska-Slovenija	Hrvaška-Slovenija	Italija-Slovenija
--------------------	---------------------	-------------------	-------------------

1.250 MW	1.400/1.300 MW	1.000 MW	1.200 MW
----------	----------------	----------	----------

Vir: lastni izračuni.

Tab. 4.43: Vrednosti NTC-jev za uvoz električne energije iz sosednjih držav leta 2020.

Avstrija-Slovenija	Madžarska-Slovenija	Hrvaška-Slovenija	Italija-Slovenija
1.000 MW	1.000 MW (ocena)	800 MW	960 MW

Vir: lastni izračuni.

Uvozne prenosne zmogljivosti so zadostne za zakup dela terciarne rezerve v sosednjih državah. Pri zakupu 40 % terciarne rezerve v tujini, kar znaša 640 MW oz. 400 MW, bi bilo smiselno rezervo prerazporediti po različnih državah, tako da prenose v določeno smer ne zakupimo v večji meri, s čimer bi si zaprli tržne priložnosti pri dodeljevanju prenosnih poti ter uvozu električne energije.

4.4. PREDVIDENE INVESTICIJE V PRENOSNO OMREŽJE V SOSEŠČINI

Slovenija je vpeta med tri regionalne EES po ENTSO-E, tj. Centralno-vzhodna regija, Centralno-južna regija ter Južno-vzhodna regija. Zaradi takšne vpetosti v EES ENTSO-E je njena vloga povezovalne narave in se posledično preko Slovenije pretakajo tranzitni tokovi, ki so tako komercialne narave, preko sklenjenih pogodb pri trgovanju z električno energije, kot tudi tehnične narave, saj pretok moči definirajo fizikalni parametri.

Najbolj nas zanima razvoj sosednjih elektroenergetskih sistemov, saj razvoj prenosnega omrežja v okolici vpliva na prehode moči preko Slovenije. Z dodajanjem in nadgrajevanjem obstoječega prenosnega omrežja se zmanjša električna oddaljenost med porabniki in proizvajalci. Po drugi strani nekatere države načrtujejo vgradnjo prečnih transformatorjev na meji z Italijo, pri čemer lahko še dodatno vplivajo na krožne pretoke in prehod moči skozi Slovenijo.

Načrte razvoja nacionalnih prenosnih omrežij na ravni ENTSO-E območja opredeljuje dokument *UCTE Transmission Development Plan* v izdaji leta 2008 [2] ter dodatku istega dokumenta izdan leta 2009 [3]. V nadaljevanju bodo predstavljene načrtovane spremembe v prenosnih omrežjih bližnjih držav.

V Srbiji se načrtujejo trije vodi:

- 400 kV DV Niš (SR) – Štip (MK),
- 400 kV DV Novi Sad (SR) – Sacalaz (RO),
- 400 kV DV Pecs (HUN) – Samobor (SR).

Prvi daljnovod je v fazi izgradnje njegovo obratovanje je pričakovano v letu 2011, interkonekcijski vod z Romunijo je v načrtu do leta 2018, medtem ko je zadnji v fazi ideje. Njegovo obratovanje se pričakuje po letu 2020.

ENTSO-E ima načrte, da bi bila Albanija povezovalna država med vzhodnim in zahodnim delom Jugovzhodne Evrope. V prihodnosti bi se vključili vodi:

- 400 kV DV Bitola (MK) – Elbasan (AL),
- 400 kV DV Tirana (AL) – Elbasan (AL),
- 400 kV DV Tirana (AL) – Durres (AL),
- 400 kV HVDC Durres (AL) – Foggia (IT).

Medtem ko je DV Bitola – Elbasan planiran za izgradnjo v letu 2012, pa je pri ostalih mogoče, da se ne bodo izgradili, saj je alternativna povezava med vzhodom (Balkan) ter zahodom (Italija) mogoča preko Črne Gore, namesto preko Albanije.

Druga alternativa je komercialni 400 kV HVDC vod Brindisi (IT) – Valone (AL), ki je že bil sprejet v lokalnih načrtih razvoja.

Albanija načrtuje izgradnjo interkonekcijskega voda 400 kV DV Tirana (AL) – Podgorica (ČG) v letu 2009.

Črna gora načrtuje zgoraj omenjeno povezavo z Albanijo ter kot alternativo povezave med vzhodom in zahodom južno-vzhodne Evrope, 500 kV HVDC vod Tivat (ČG) – Villanova (IT). Njegova umestitev v prostor je srednjeročnega časovnega planiranja.

Hrvaška načrtuje izgradnjo naslednjih vodov:

- 2×400 kV DV Pecs (HUN) – Ernestinovo (HR),
- 400 kV DV Cirkovce (SLO) – Žerjavinec (HR).

Interkonekcijski vod med Pecsom in Ernestinovem je v konstrukciji, predvideno obratovanje je načrtovano za leto 2010. Drugi interkonekcijski vod med Slovenijo in Hrvaško je posledica izgradnje slovenske povezave Cirkovce – Pince, s čimer bi se vzpostavila posredna povezava med Cirkovcami in Žerjavincem. Načrt izgradnje po [3] je do leta 2013, projekt je pa v fazi pridobivanja dovoljenj za izgradnjo.

V Madžarski je v kratkoročnih načrtih kar nekaj vodov, ki so že, ali še bodo kmalu prešli v obratovanje. To so:

- 400 kV DV Bakescsaba (HUN) – Nadab (RO),
- 2×400 kV DV Pecs (HUN) – Ernestinovo (HR),
- 400 kV DV Wien SO (AUT) – Győr/Szombathely (HUN),

- 400 kV DV Cirkovce (SLO) – Pince (SLO/HUN).

Z zadnjim vodom pridobimo dve interkonekcijski povezavi med Cirkovce – Heviz (HUN) in Cirkovce – Žerjavince (HR). V srednjeročnih oz. dolgoročnih načrtih sta pa še voda 2×400 kV DV Sajoivanka (HUN) – Moldava/Rimska Sobota (SK) ter 400 kV Pecs (HUN) – Samobor (SR). Slednja sta v fazi idejne zasnove, kot alternative pa se pojavljajo še druge možnosti.

Notranje ojačitve v Madžarski pomembno prispevajo v stabilnost obratovanja in zanesljivost prenosov energije iz vzhoda na zahod. Pomembnejši vodi, ki se bodo vključili v obratovanje so:

- 2×400 kV DV Szombathely – Heviz,
- 2×400 kV DV Albertirsa – Martonvasar,
- 400 kV DV Gyor – Martonvasar,
- 220 kV DV Oroszlany – Dunamenti,
- 220 kV DV Oroszlany – Gyor.

V Avstriji načrtujejo pomembneje posodobiti notranje prenosno omrežje. Pomembnejši projekti v fazi planiranja, teku ali celo že v obratovanju so:

- 400 kV Sudburgerland – Kainachtal,
- 400 kV St. Peter – Salzach,
- 400 kV Salzach – Tauern,
- nadgradnja 220 kV Zell/Ziller – Strass – Thaur – Silz – Westtirol, ali posodobitev na 400 kV napetostni nivo.

S temi posodobitvami bodo Avstrijci lahko prenašali večje moči proti jugu države oziroma meji s Slovenijo ter ojačili omrežje proti zahodu, tj. Švici in Italiji. Za prenos večjih moči na jug oziroma zahod pa mora Avstrija ojačiti tudi interkonekcijske povezave. V načrtu so povezave s severnimi sosedami Nemčijo in Slovaško, ter povezave z Madžarsko. Te interkonekcije služijo za večje prenose energije v centralni Evropi, medtem ko načrtovane interkonekcije z Italijo služijo za večje prenose moči proti jugu. Načrt razvoja interkonekcijskih vodov v Avstriji, ki so fazi planiranja, v teku ali celo že v obratovanju je sledeč:

- 400 kV Slaventice (SK) – Durnrohr (AT),
- 2×400 kV Esar (DE) – ST. Peter (AT),
- 2×400 kV Oberbach (DE) – Silz (AT),
- 2×400 kV Stupava (SK) – Wien SO (AT),
- 400 kV Gyor (HU) – Wien SO (AT),
- 400 kV Cordignano (IT) – Lienz (AT),
- 110 kV Preti di Vitte (IT) – Steinach (AT),

- 220 kV PST Lienz (AT),
- 400 kV GIL Brassanone (IT) – Innsbruck (AT).

Tako kot tudi v ostalih sosednjih državah, bo tudi Italija veliko investirala v notranje in interkonekcijsko elektroenergetsko omrežje. Na mejah se načrtuje izgradnja več prečnih transformatorjev, ki lahko narekujejo pretoke po interkonekcijah med državami. V načrtu so:

- 220 kV PST Camproso (IT/FR),
- 220 kV PST Padriče (SLO/IT),
- 220 kV PST Lienz (AUT/IT),
- 110 kV PST Steinach (AUT/IT).

Poleg prečnih transformatorjev Italija načrtuje tudi vključitev novih vodov. Večina teh je v fazi idejne zasnove ter dolgoročnih planiranj. Njihova umestitev je sledeča:

- 2×400 kV DV Okroglo (SLO) – Udine (IT),
- 400 kV DV Cordignano (IT) – Lienz (AUT),
- 400 kV GIL Innsbruck (AUT) – Brassanone (IT),
- 400 kV DV Lavorgno (CH) – Morbegno (IT),
- 400 kV HVDC Piosasco (IT) – Grande Ile (FR),
- 400 kV HVDC Tunizija – Sicilija (IT),
- 400 kV HVDC Foggia (IT) – Durres (AL),
- 400 kV HVDC Villanova (IT) – Tivat (ME),
- 110 kV Preti di Vitte (IT) – Steinach (AT).

Z izgradnjo novih vodov bo Italija bolje povezana z sosednjimi državami, kar bo omogočalo večje prenose moči v smeri Italije. Zadnja visokonapetostna voda z enosmernim tokom se omenjata kot možnosti podmorskega povezovanja med Balkanom z viškom električne energije in Italijo.

V Italiji se načrtujejo tudi notranje ojačitve Italijanskega EES, pri čemer lahko Italijo razdelimo na več cenovnih con. Ker ima severna cona največji vpliv smo v študiji upoštevali le nove prenosne zmogljivosti v severni Italijanski coni. Te so:

- 2×400 kV DV Torino – Laccharella,
- 2×400 kV DV La Castella – Caorso,
- 400 kV DV Radipuglia – Udine,
- 400 kV DV Sandrigo – Cordignano,
- 400 kV DV Voghera – La Castella,
- 400 kV DV Fossolli – Sermide,
- 2×400 kV DV Dolo – Camin.

4.5. NAPOVED PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSKEM EES

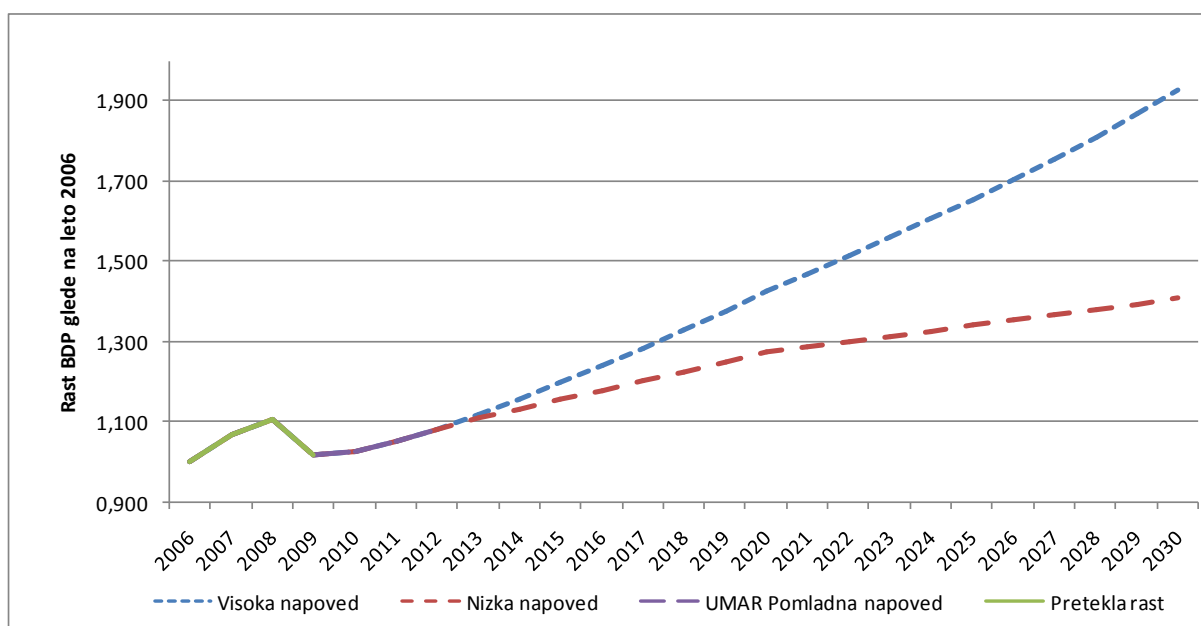
Pri napovedi porabe električne energije smo upoštevali dva scenarija, in sicer scenarij z nizko napovedjo rasti porabe, povzeto po NEP 2010 [13] ter scenarij z visoko napovedjo rasti porabe po lastni metodologiji, predstavljeni v poglavju 2.1.2.

Metoda upošteva uradne podatke o napovedi realne rasti bruto domačega proizvoda (BDP) do leta 2011, na podlagi UMAR napovedi [11]-[12]. Preostale podatke napovedi BDP od leta 2012 do 2030 smo pridobili iz UMAR napovedi rasti BDP [49] in [67], tabela Tab. 3.44.

Tab. 4.44: Napoved realne rasti BDP v %

Leto	Nizka rast BDP	Visoka rast BDP
2006	5,8	5,8
2007	6,8	6,8
2008	3,5	3,5
2009	-7,8	-7,8
2010	0,6	0,6
2011	2,4	2,4
2012	3,1	3,1
2013	2,6	3,3
2014-2020	2,0	3,5
2021-2030	1,0	3,0

Vir: [49], [67], [11] in [12].



Sl. 4.24: Predvidena rast BDP za dva scenarija [49], [66], [11] in [12].

Neposredni odjem ni odvisen od BDP, saj je vezan na proizvodne procese neposrednih odjemalcev, zato dolgoročne napovedi porabe neposrednega odjema nismo izvedli. Dolgoročne napovedi smo povzeli po Elesovi analizi [53], ki upošteva predviden razvoj teh odjemalcev. Ker je v času gospodarske krize poraba neposrednega odjema močno upadla, smo predpostavili, da bomo predkrizno vrednost porabe neposrednih odjemalcev dosegli potopoma, predvidoma do leta 2015. Tab. 4.45 prikazuje predpostavljeno rast porabe neposrednega odjema.

Tab. 4.45: Napoved porabe neposrednega odjema v TWh

Leto	Poraba neposrednega odjema
2010	1,272
2011	1,478
2012	1,683
2013	1,889
2014	2,094
2015-2030	2,300

Porabo električne energije smo določili kot vsoto porabe električne energije, ki jo porabniki odjemajo od distribucij in porabo električne energije na neposrednem odjemu. Napovedi porabe nato dodamo še porabo ČHE, ki je prikazana v tabeli Tab. 4.46. Pri tem je potrebno poudariti, da porabo električne energije ČHE delno kompenzira proizvodnja energije ČHE, ki pa je v celoti zajeta pri analizi skupne proizvodnje električne energije v slovenskem EES.

Tab. 4.46: Napoved porabe črpalnih elektrarn

Enota	Leto izgradnje	Poraba energije
ČHE Avče	2009	350 GWh
ČHE Kozjek	2018	786 GWh
Nova ČHE	2028	364 GWh

Vir: [13].

Na podlagi utežnostnih faktorjev različnih modelov napovedi porabe električne energije ter porabe energije ČHE smo izvedli enotno napoved električne energije do leta 2030. Model napovedi porabe ne vključuje zmanjševanja energetske intenzivnosti, izboljšave tehnologij ali ukrepov za zmanjšanje porabe električne energije, temveč samo povzema trende vplivnih spremenljiv iz obdobja 1995-2006, na podlagi katerega je kalibriran.

Poleg enotne napovedi s strani Fakultete za elektrotehniko (FE) smo v projekcijah porabe električne energije upoštevali tudi enotno napoved ekspertnega modela s strani IJS (Napoved porabe IJS) [13], ki jo prikazujejo tabele Tab. 4.47 - Tab. 4.49 .

Tab. 4.47: Projekcije porabe električne energije do leta 2030 v TWh.

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Predelovalne dej. in gradb.	6,23	4,82	6,16	6,48	6,74	7,02
Promet	0,19	0,20	0,3	0,49	0,64	0,85
Gospodinjstva	3,18	3,33	3,49	3,43	3,33	3,27
Ostala poraba	3,12	3,16	3,22	3,20	3,17	3,08
- Storitve	3,09	3,14	3,19	3,18	3,14	3,05
- Kmetijstvo	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
SKUPAJ	12,72	11,51	13,17	13,60	13,88	14,22

Vir: [13].

Tab. 4.48.: Projekcije porabe za v elektroenergetiki do leta 2030 v TWh.

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Izgube	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Energetski sektor	0,14	0,14	0,16	0,16	0,17	0,17
Poraba ČHE	0,00	0,35	0,35	1,14	1,14	1,50
SKUPAJ Energetika	0,96	1,31	1,33	2,11	2,12	2,49

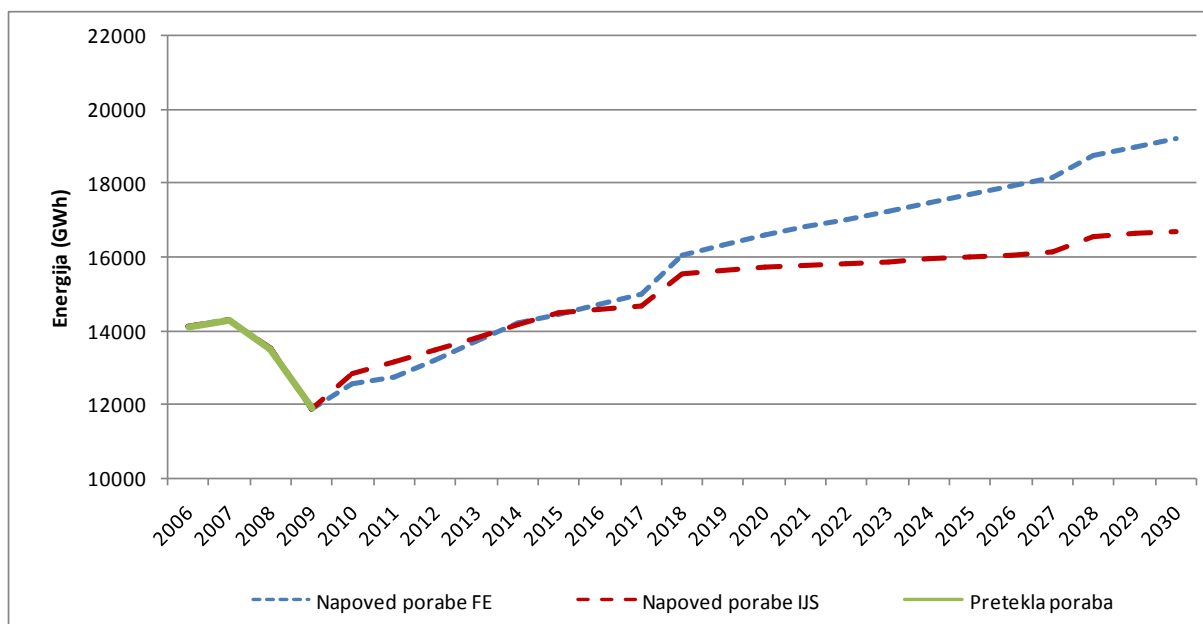
Vir: [13].

Tab. 4.49: Skupna projekcije porabe električne energije do leta 2030 v TWh.

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
SKUPAJ	13,68	12,82	14,50	15,71	16,00	16,71

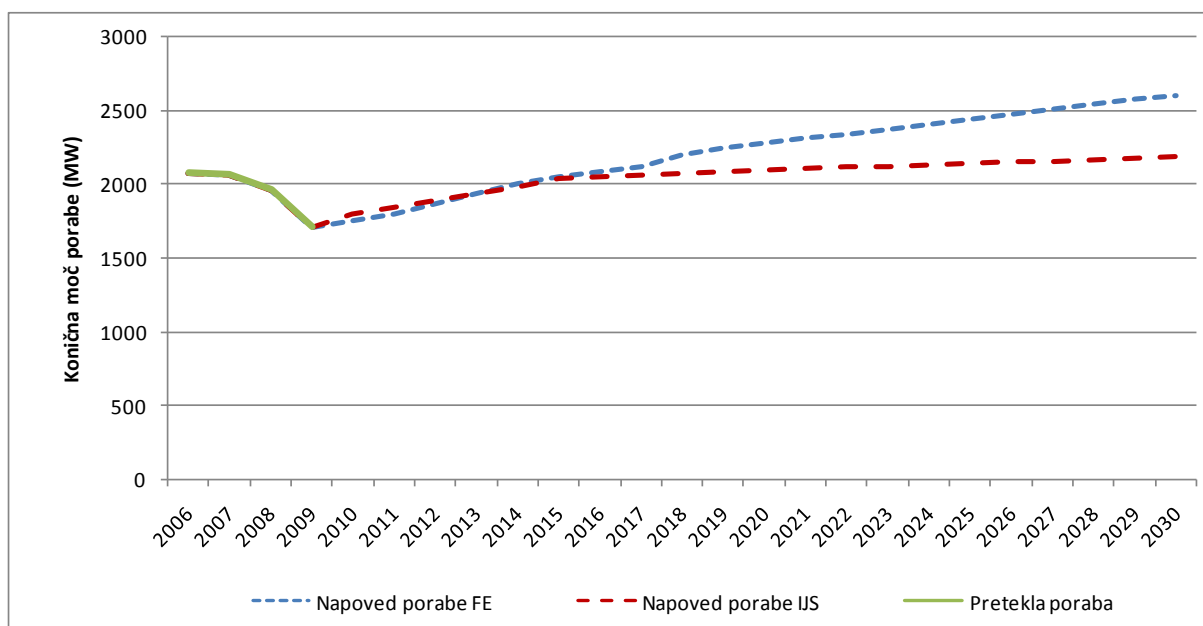
Vir: [13].

Pri tem je potrebno poudariti, da v projekcijah porabe električne energije nismo upoštevali lastne rabe elektrarn, razen porabe ČHE v črpalnem režimu. Končni projekciji rasti porabe električne energije s strani FE in IJS sta prikazani v Sl. 4.25.



Sl. 4.25: Referenčna napoved celotne porabe električne energije v Republiki Sloveniji z dvema različnima načinoma s strani FE in IJS.

Na podlagi napovedi porabe električne energije smo napovedali tudi konično moč v slovenskem EES do leta 2030. Ta podatek je pomemben pri analizi obremenitve omrežja ter sigurnostnih analizah. Upoštevali smo konstanten faktor med porabo energije in konično močjo, glede na leto 2007, pri čemer smo iz projekcij porabe energije odstranili porabo ČHE v črpalnem režimu, saj ta ne vpliva na konično porabo, ker je v času konične porabe cena električne energije višja in ČHE nastopa v generatorskem režimu.



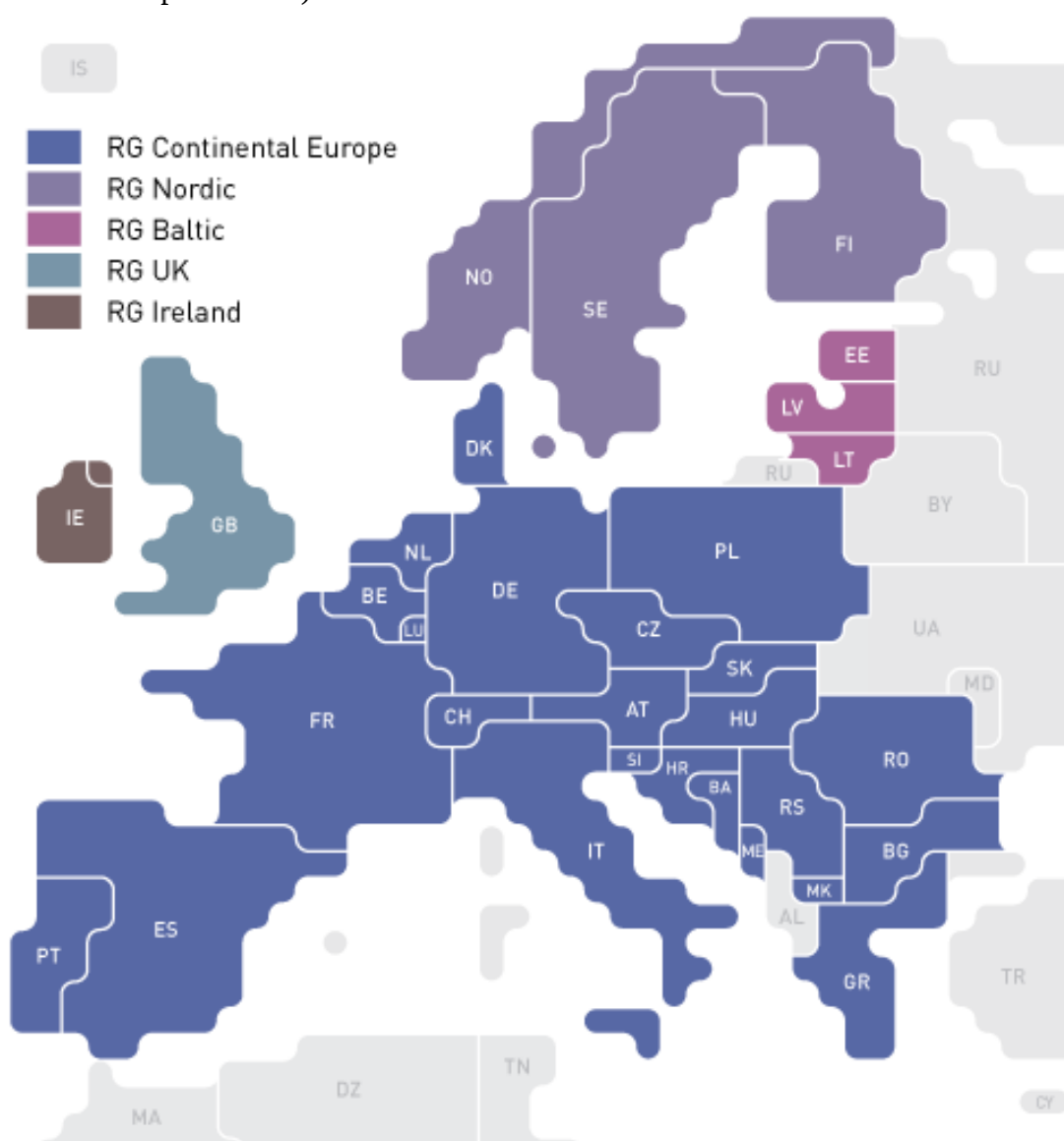
Sl. 4.26: Referenčna napoved konične moči porabe v Republiki Sloveniji z dvema različnima načinoma s strani FE in IJS.

V nadaljevanju bomo za napoved porabe po metodi FE uporabljali termin visoka rast porabe električne energije, za napoved porabe po metodi IJS pa nizka rast porabe električne energije.

4.6. NAPOVED PORABE IN PROIZVODNE ZMOGLJIVOSTI V ENTSO-E

4.6.1. Napoved porabe in proizvodnje v ENTSO-E

Strateški dokument evropskega združenja sistemskih operaterjev ENTSO-E z naslovom *UCTE System Adequacy Forecast* [139] napoveduje proizvodnje zmogljivosti po tipih elektrarn, porabo ter preostalo proizvodno zmogljivost do leta 2020 v bivši t.i. UCTE regiji. Ta regija se sedaj uradno imenuje *Regionalna skupina celinska Europa* (angl. Regional group Continental Europe - RGCE).



Sl. 4.27: Prikaz regionalnih skupin ENTSO-E združenja.

Napovedi za sosednje države ter RGCE regijo v celoti prikazuje tabela Tab. 4.50, pri čemer je RAC razpoložljiva proizvodna zmogljivost, RC pa preostala rezerva razpoložljive moči.

Tab. 4.50: Napoved porabe ter razpoložljive proizvodnje električne moči za posamezne države v sosesčini ter skupno za RGCE, za tretjo sredo v januarju ob 7:00 zvečer v GW do leta 2020.

Država	leto 2010			leto 2015			leto 2020		
	Poraba	RAC	RC	Poraba	RAC	RC	Poraba	RAC	RC
AT	7,7	16,9	9,1	8,4	20,5	12,1	9,2	22,9	13,8
IT	59,9	65,3	9,4	68,9	71,1	6,2	76,9	77,6	4,7
HUN	6,0	6,8	0,8	6,6	7,9	1,4	7,3	8,6	1,5
SR	7,1	7,5	0,4	7,4	9,1	1,7	7,9	9,1	1,2
HR	2,9	3,3	0,4	3,6	3,9	0,3	3,9	4,1	0,2
RGCE	413	478,1	76,7	449	554,5	118,9	487	581,2	108,9

Avstrija ima relativno velike rezerve moči, kar je posledica predvsem večjega deleža plinskih elektrarn ter črpalnih hidroelektrarn [139]. Slednje je odlično za pokrivanje koničnih moči, slabše pa iz stališča energetske samooskrbe, saj so črpalne hidroelektrarne porabnice električne energije.

Italija velja za veliko uvoznico, čeprav ima ob konični porabi še 9 GW rezerv v proizvodnih zmogljivostih. Termoelektrarn na olje je 16,5% vseh enot, plinskih 23% ter termoelektrarn na mešana goriva 24,9 % [139]. Kljub temu da država uvažata električno energijo v velikih količinah, vidimo da do leta 2020 lahko zagotovi samooskrbo z elektrarnami, ki zaradi visokih lastnih cen ne obratujejo, so pa na razpolago.

Za ostale države velja, da imajo še nekaj rezerve moči v konični porabi, vendar je ta rezerva nižja, s čimer so v konicah bolj odvisne od preostalih držav.

Na splošno ima regija RGCE velike rezerve v pokrivanju konične porabe, katere bodo do leta 2015 še narastle, nato pa postopoma padale. Te rezerve so posledica vključitve več novih enot do leta 2020. Največ k proizvodnji zmogljivosti (*angl. net generation capacity - NGC*) prispevajo termoelektrarne in elektrarne iz obnovljivih virov brez hidroelektrarn, vendar slednje veliko prispevajo k nerazpoložljivosti proizvodnih zmogljivosti (*angl. unavailable generation capacity - UGC*), tako da RAC v večji meri definirajo TE ter HE.

Tab. 4.51: Napoved proizvodnih zmogljivosti v GW za RGCE do leta 2020.

	leto 2010	leto 2015	leto 2020
JE skupaj	108,9	106,8	99,6
TE skupaj	355,6	417,5	432,9
HE skupaj	140,2	149,8	159,4
RVE (brez HE)	84,7	138,1	179,9

skupaj			
NGC	689,9	812,7	872,4
UGC	212,1	258,4	291,5
RAC	478,1	554,5	581,2

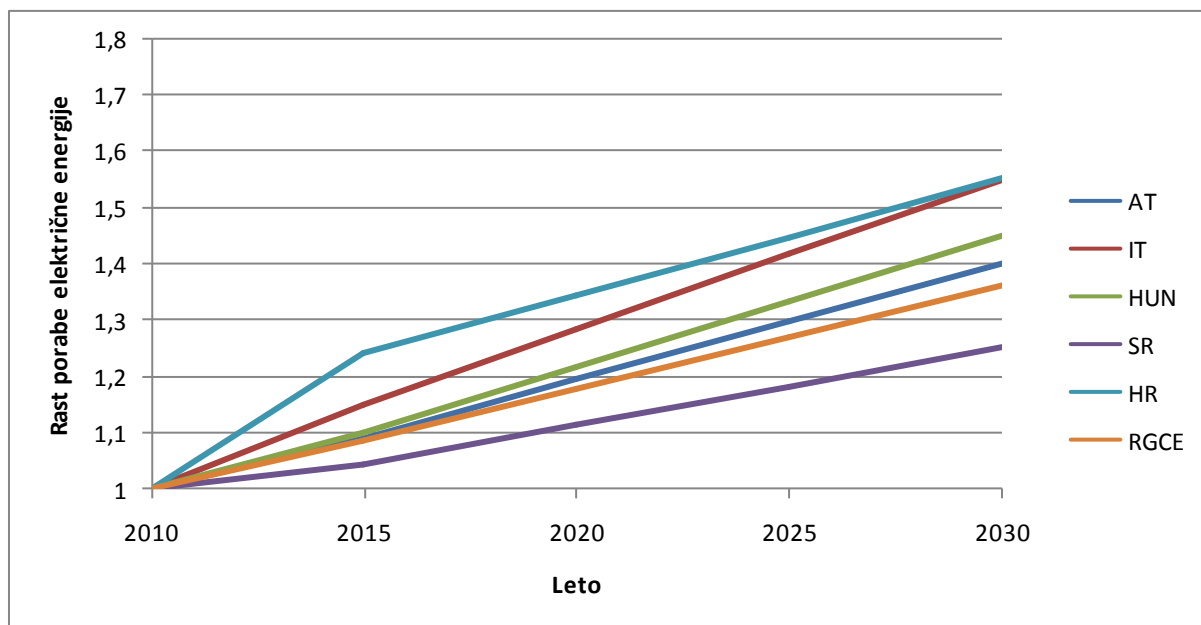
Vir: [139]

V Tab. 4.52 je prikazana linearna ekstrapolacija porabe ter razpoložljivih proizvodnih zmogljivosti do leta 2030. Pri tem scenariju se preostale razpoložljive zmogljivosti v RGCE do leta 2030 zmanjšajo na 71,6 GW.

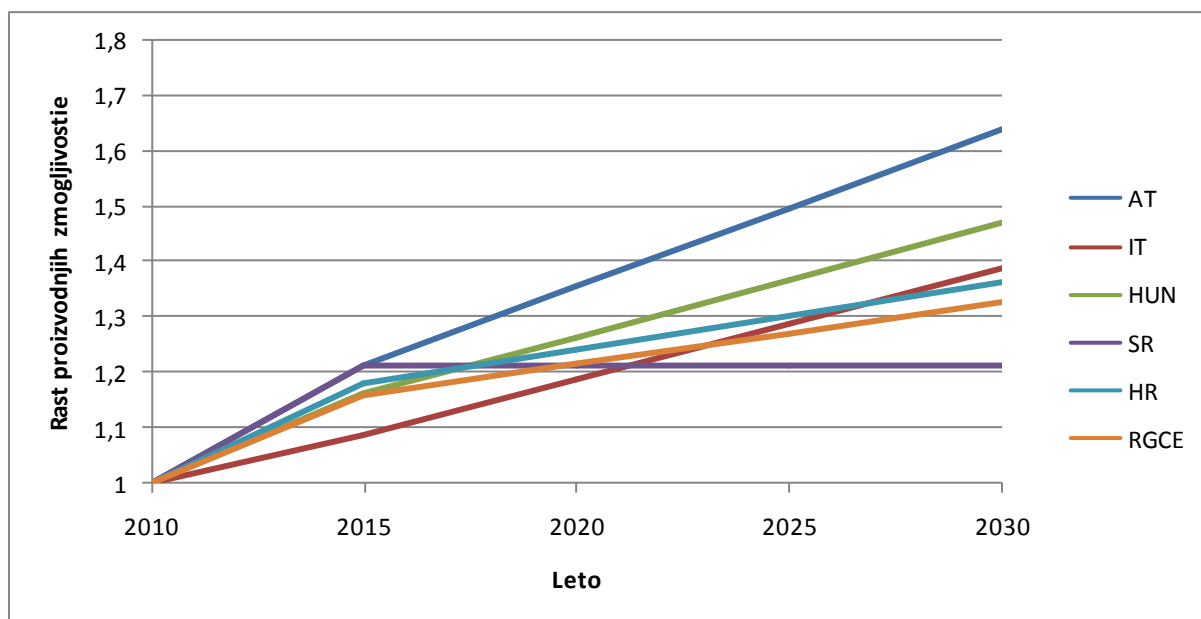
Tab. 4.52: Napoved porabe ter razpoložljive proizvodnje električne moči za posamezne države v soseščini ter skupno za RGCE, za tretjo sredo v januarju ob 7:00 zvečer v GW za leto 2025 in 2030. Napoved je določena z linearno ekstrapolacijo.

Država	leto 2025			leto 2030		
	Poraba	RAC	RC	Poraba	RAC	RC
AT	10	25,3	15,3	10,8	27,7	16,9
IT	84,9	84,1	-0,8	92,9	90,6	-2,3
HUN	8	9,3	1,3	8,7	10	1,3
SR	8,4	9,1	0,7	8,9	9,1	0,2
HR	4,2	4,3	0,1	4,5	4,5	0
RGCE	525	607,9	82,9	563	634,6	71,6

Vir: [139]



Sl. 4.28: Rast porabe električne energije med letoma 2010 in 2030 v sosednjih državah ter skupno za RGCE – brezdimenzijsko število [139].



Sl. 4.29: Rast proizvodnih zmogljivosti med letoma 2010 in 2030 v sosednjih državah ter skupno za RGCE – brezdimenzijsko število [139].

Referenčni model pretokov moči za leto 2009 smo modificirali glede na spremembo porabe in spremembo proizvodnje moči v vsaki državi RGCE za določena leta. Ta leta računanja scenarijev so 2020, 2025 in 2030. Referenčni model ter posamezni scenariji obratovanja so podrobneje predstavljeni v nadaljevanju.

4.6.2. Pregled razpoložljivih proizvodnih zmogljivosti v tujih EES za terciarno regulacijo frekvence

Ob vključevanju velikih blokov je potrebno preveriti ali obstoječe rezerve za primarno, sekundarno in terciarno rezervo moči zadostujejo. V nasprotnem primeru je potrebno razliko rezerv moči zakupiti znotraj lastnega EES, če pa proizvodne zmogljivosti tega ne dopuščajo, sledi zakup v sosednjih EES. Poglavje podaja pregled razpoložljivih proizvodnih zmogljivosti v sosednjih državah, katere bodo zadostovale tehničnim zahtevam pri sodelovanju pri terciarni regulaciji frekvence.

Iz ekonomskega vidika je najbolj smiselno zakupiti terciarno rezervo moči v pri odsluženih plinskih elektrarnah, ki s slabimi izkoristki ne morejo računati na večje dobičke na trgu z električno energijo. Tehnično gledano imajo plinske elektrarne idealne karakteristike za zagotavljanje terciarne rezerve moči, saj lahko iz hladnega stanja tj. iz neobratovanja, preidejo v obratovanje v času, ki je znotraj predpisane meje za vklop terciarne rezerve (15 minut).

Možnost sodelovanja na trgu sistemskih storitev, tj. zakupu terciarne rezerve moči, imajo tudi ČHE. Te prav tako iz tehničnega vidika zadostujejo zahtevi po hitri spremembi moči.

Sodelovanje ČHE pri zagotavljanju terciarne rezerve moči bi lahko bilo delno, kot delež glede na inštalirano moč elektrarne, ali v celoti s polno močjo elektrarne [143].

Viške proizvodnih zmogljivosti bosta imeli Avstrija in Italija, tabela Tab. 4.53. Po projekcijah ENTSO-E [139] bosta ti državi leta 2020 imeli okoli 20 % delež inštaliranih moči iz plinskih elektram. Avstrija bo imela 37 % delež črpalnih hidroelektrarn–glede na celotno inštalirano moč [139], kar je tudi negativno, saj te elektrarne predstavljajo neto porabnike. Italija velja za uvoznico električne energije, ker so elektrarne v Italiji drage in ne obratujejo. Slovenija lahko tako zakupi del moči za terciarno regulacijo frekvence ravno v Italiji.

Tab. 4.53: Napoved proizvodnih zmogljivosti ter porabe v Avstriji, Hrvaški, Madžarski in Italiji do leta 2020.

	AT			HR			HU			IT		
	2009	2015	2020	2009	2015	2020	2009	2015	2020	2009	2015	2020
Jedrske elektrarne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0
Elektrarne na fosilna goriva	7,3	8,5	8,5	1,8	2,5	2,7	6,1	6,9	5,2	74,6	80,0	84,6
Plinske elektrarne	4,1	5,3	5,3	0,5	1,5	1,9	3,5	4,4	4,0	22,0	25,0	27,0
Ostale elektrarne na fosilna goriva	3,2	3,2	3,2	1,3	1	0,8	2,6	2,5	1,2	52,6	55	57,6
RVE brez hidroelektrarn	1,4	1,9	2,0	0,1	0,7	1,1	0,8	1,0	1,0	5,2	7,3	9,7
Hidroelektrarne	12,6	14,0	15,2	2,1	2,3	2,3	0,1	0,1	0,1	21,2	21,5	22,0
Črpalne HE zaprtega tipa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0	0,0
Črpalne HE odprtega tipa	7,2	8,2	9,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0
Ostale hidroelektrarne	5,4	5,8	5,9	1,8	2	2	0,1	0,1	0,1	13,7	21,5	22
NGC	21,3	24,4	25,7	4,0	5,5	6,1	8,8	9,9	8,2	101,0	108,8	116,3
UC	4,6	4,6	4,6	0,7	1,6	2,0	1,9	2,2	2,4	38,8	38,8	39,7
RAC	16,7	19,8	21,1	3,3	3,9	4,1	6,9	7,7	5,8	62,2	70,0	76,6
Poraba električne energije	8,8	9,7	10,5	3,2	3,9	4,3	5,7	6,5	7,2	58,6	68,7	76,9
Upravljanje porabe električne energije	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0
RC	7,9	10,1	10,5	0,1	0,0	-0,2	1,2	1,2	-1,3	7,6	5,3	3,7

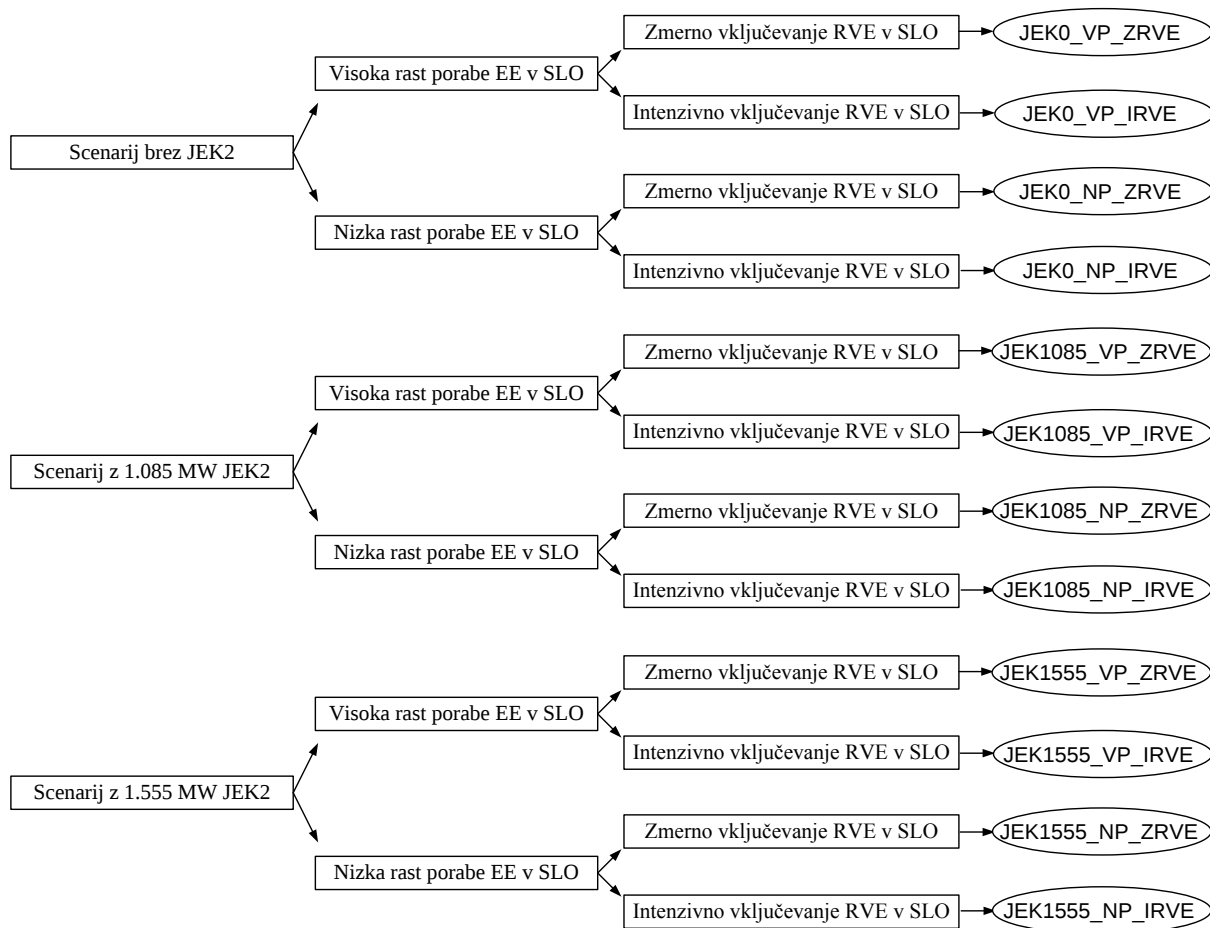
Vir: [139]

5. PREDSTAVITEV SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES

5.1. PREGLED SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES

V nadaljevanju so predstavljeni obravnavani scenariji razvoja slovenskega EES. Kot izhodiščno stanje smo izbrali zimsko normalno obratovalno stanje za tretjo sredo v januarju leta 2009 (21. januar 2009 ob 10.30 uri).

V skladu z predstavljenimi scenariji smo v nadaljevanju definirali tri možnosti vključevanja JEK 2, visoko oziroma nizko rast porabe električne energije v slovenskem elektroenergetskem sistemu ter intenzivno oziroma zmerno vključevanje RVE v slovenski elektroenergetski sistem. Scenariji na sliki Sl. 5.1 predstavljajo kombinacijo omenjenih možnosti razvoja slovenskega EES.



Sl. 5.1: Shematski prikaz obravnavanih scenarijev razvoja slovenskega EES.

5.1.1. Prehod moči preko slovenskega EES

V študiji obravnavamo 5 stanj v evropskem EES, ki vplivajo na slovenski EES, in sicer:

- prehod moči preko slovenskega EES, kot ga definirajo projekcije rasti porabe in proizvodnje električne energije,
- manjši prehod moči, iz Nemčije proti Balkanu,
- večji prehod moči, iz Nemčije proti Balkanu,
- manjši prehod moči iz Balkana proti Nemčiji in
- večji prehod moči iz Balkana proti Nemčiji.

Na meji z Italijo bomo do leta 2020 že imeli vgrajene prečne transformatorje, s katerimi bomo lahko omejevali pretoke moči proti Italiji, zato dodatnih povečanih pretokov, ki bi ogrožali slovenski EES, nismo obravnavali. Drugače je na mejah z Avstrijo, Hrvaško in Madžarsko, kjer nimamo vgrajenih prečnih transformatorjev in posledično imamo le posredni, delni vpliv na prehode moči po slovenskem prenosnem omrežju.

5.2. SCENARIJI ZAGOTAVLJANJA TERCIARNE REZERVE MOČI

Zakup terciarne rezerve mora pokriti izpad največjega bloka v EES.

ReNEP [142] v ciljih in mehanizmih opredeljuje, da naj bi bilo vsaj 60 % sistemske rezerve pri oskrbi z električno energijo zakupljeno v domačem EES, ostalo pa pri sistemih, ki nimajo prenosnih omejitev. Na dražbi za zakup terciarne rezerve za leto 2010 je bilo zakupljeno v slovenskem EES le 40 % potreb [60].

Zagotavljanje terciarne rezerve lahko delimo na tri časovne mejnike, in sicer od leta 2009 do 2014, ko bo največji blok predstavljal $\frac{1}{2}$ NEK, od leta 2015 do 2024, ko bo največji 6. blok TE Šoštanj ter po letu 2025, ob morebitni vključitvi JEK 2.

Predvidevajo se štiri variante zakupa rezerv moči z vstopom JEK 2 v obratovanje:

- nadaljevanje sedanjega načina o 60 % zakupu rezerv na tujih trgih (Varianta 1),
- tesnejše povezovanje v okviru ENTSO-E za primer izpada največjega agregata s t.i. conskim načinom (Varianta 2),
- celotno potrebno moč zagotoviti samostojno znotraj sistema (Varianta 3),
- zagotovitev sistemske storitve s strani JEK2 – izgradnja plinskega bloka (Varianta 4).

Pri prvi varianti je glavno vodilo nižja cena rezerve moči na tujih trgih. Za oceno stanja v prihodnosti je potrebno upoštevati, da so nekatere elektrarne pred iztekom življenjske dobe (starejše enote v TEB in TET), prav tako je vprašljiva razpoložljiva moč TETOL, tako da del zmogljivosti ne bo na voljo že pred letom 2015.

Druga varianta izhaja iz potrebe po tesnejšem sodelovanju ter povezavah sosednjih EES. Obstajajo pobude za conski način zagotavljanja rezerve, pri čemer bi rezervo zagotavljalo več EES znotraj regulacijskega območja.

Tretja varianta predvideva zagotavljanje rezerve znotraj slovenskega EES.

Četrta varianta predvideva, da investitor, ki povzroči potrebe po večjih rezervah, sam krije stroške zagotavljanja rezerv za terciarno regulacijo frekvence.

6. SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES BREZ DRUGEGA BLOKA JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO

Trije scenarijski sklopi vključevanja JEK 2 zajemajo tako skupne analize posameznega sklopa scenarijev, kot tudi posamične analize vsakega podscenarija. Skupne analize so:

- Dinamične simulacije stabilnosti slovenskega EES
- Občutljivostna analiza slovenskega omrežja
- Zagotavljanje rezerve moči za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence,
- Projekcija izpustov CO₂.

Posamične analize vsakega podscenarija pa se nadaljnjo delijo še na:

- Obremenitev slovenskega omrežja
- Zanesljivost oskrbe z električno energijo
- Bilanca moči in energije
- Rezerva moči v okviru povečanega deleža RVE
- Cena električne energije
- Ekonomika obratovanja RVE in JEK 2
- Ocena deleža OVE glede na bruto porabo EE

6.1. SKUPNE ANALIZE SCENARIJEV RAZVOJA BREZ JEK2

6.1.1. Dinamične simulacije slovenskega EES

6.1.1.1. Tranzientna stabilnost agregata JEK 2

Po tem scenariju razvoja tranzientne stabilnosti agregata JEK2 ne moremo ocenjevati, ker ni predviden.

6.1.1.2. Tranzientna stabilnost ostalih agregatov v sistemu

V nadaljevanju so podani rezultati za izračunani CCT (Kritični čas eliminacije motnje v sistemu) agregatov NEK in TEŠ 6. To je dejansko najhujši možen primer s stališča stabilnosti agregata.

CCT predstavlja maksimalni čas napake, ko agregat še ostane v sinhronizmu. Če čas napake povečamo za 1 ms, agregat postane nestabilen.

Tab. 6.1: Rezultati - kritični čas odstranitve motnje za NEK in TEŠ 6

brez JEK 2	
CCT – NEK	297 ms
CCT – TEŠ 6	171 ms

6.1.1.3. Električni udarni momenti ob stikalnih manevrih

Ob sklopnih manevrih oziroma ob nastopu napak v omrežju prihaja do velikih dinamičnih obremenitev mehanskih sklopov agregatov. Agregati morajo biti dimenzionirani tako, da te obremenitve prenesejo. Vprašanje pa je, koliko se poveča možnost napake oziroma poškodbe na agregatu skozi njegovo življenjsko dobo, če se tovrstne obremenitve pogosto ponavljajo. Do najtežjih obremenitev, ki jih predstavljajo po navadi kratki stiki na sponkah generatorja, prihaja praviloma zelo redko. Po drugi strani pa je verjetnost nastopa kratkostičnih napak v električni bližini agregata, ko ta obratuje v močno zazankanem omrežju precejšnja. Razen tega predstavljajo sklopni manevri v omrežju normalna obratovalna stanja, ki se lahko pogosto dogajajo.

V preteklosti so bile izvedene nekatere študije, ki so definirale vklopne kote slovenskih vodov. Izkazalo se je, da omejitveni faktor pri vklopnem kotu 400 kV interkonekcije Divača Redipuglia postavlja dinamične obremenitve agregata v NEK. Te definirajo maksimalen vklopni kot 400 kV daljnovoda Divača Redipuglia na 40 stopinj. Pri tem kotu doseže trenutna vrednost momenta agregata NEK nekaj čez 160 % nazivnega momenta (momenta, ki ustreza pri nazivni delovni moči ob nazivni frekvenci). To vrednost hkrati definirajo kot kriterij za maksimalni vklopni kot omenjenega voda.

V preteklih izvedenih analizah se je izkazalo, da dovolj visoka impedanca v vodu, ki ga vklapljamo, bistveno omeji udarne momente agregata NEK in je vklop možen praktično pri poljubnem kotu. Konkretno govorimo o dušilki 50 Ohm oziroma prečnem transformatorju v 400 kV povezavi Slovenija – Italija. Zato smo izvedli analize, ki so iz tega gledišča najbolj neugodne, t.j., ko prečni transformator med Slovenijo in Italijo ni vključen v omrežje (npr. zaradi remonta), poleg tega pa so vse ostale povezave med Slovenijo in Italijo tudi prekinjene.

Pri analizi smo v vseh primerih izvedli priklop 400 kV voda Divača - Redipuglia pri kotu 40°, kar je pomenilo, da je bilo v različnih scenarijih potrebno prilagoditi obratovalno točko omrežja. Glede na predhodno izvedene študije velja splošno pravilo, da dodatni elementi v EES mehanske obremenitve agregatov ob vklopu vodov zmanjšajo.

V tem poglavju so nas zanimali električni udarni momenti agregatov, priključenih na EEO napetosti 400 kV. Natančneje, opazovali smo agregata NEK in TEŠ 6. Tabela Tab. 6.2 povzema vrednosti udarnih momentov NEK in TEŠ 6 v primeru opisanega stikalnega manevra, in sicer v odstotkih nazivnega mehanskega momenta stroja.

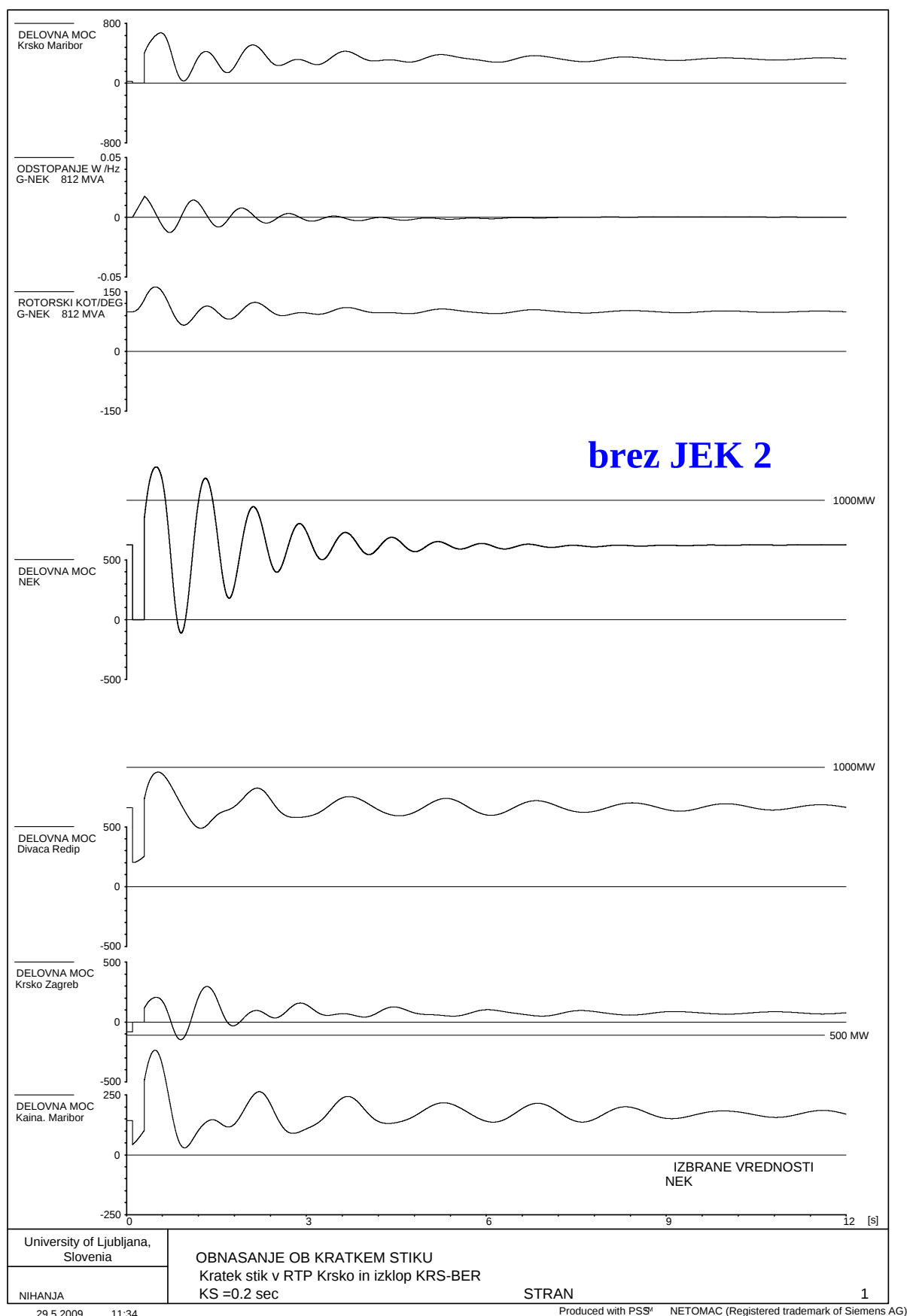
Tab. 6.2: Rezultati – električni udarni momenti NEK in TEŠ 6 (obremenitve v % nazivnega mehanskega momenta)



brez JEK 2	
$M_{el} - \text{NEK}$	140.1 %
$M_{el} - \text{TEŠ 6}$	125.2 %

6.1.1.4. Lokalna nihanja agregatov na 400 kV omrežju v Sloveniji

V sklopu analize oscilatorne stabilnosti smo opazovali vpliv motnje na nihanja NEK, saj so nihanja TEŠ 6 ob izbrani motnji, kakor se je pri analizi izkazalo, bolj dušena kot NEK. Kot motnja v sistemu je bil izbran tripolen kratek stik na dvosistemskem daljnovodu 2 x 400 kV RTP Krško – RTP Beričevo, in sicer tik ob RTP Krško. Za trajanje kratkega stika je izbrano $t_{KS} = 200$ ms.



Sl. 6.1: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

Sama frekvenca lokalnih nihanj je zaradi velikih rotirajočih mas v sistemu relativno majhna. Dušenje je sicer odvisno od obratovalne točke sistema, vendar izračuni pokažejo, da je dušenje lokalnih nihanj ugodno za sistem.

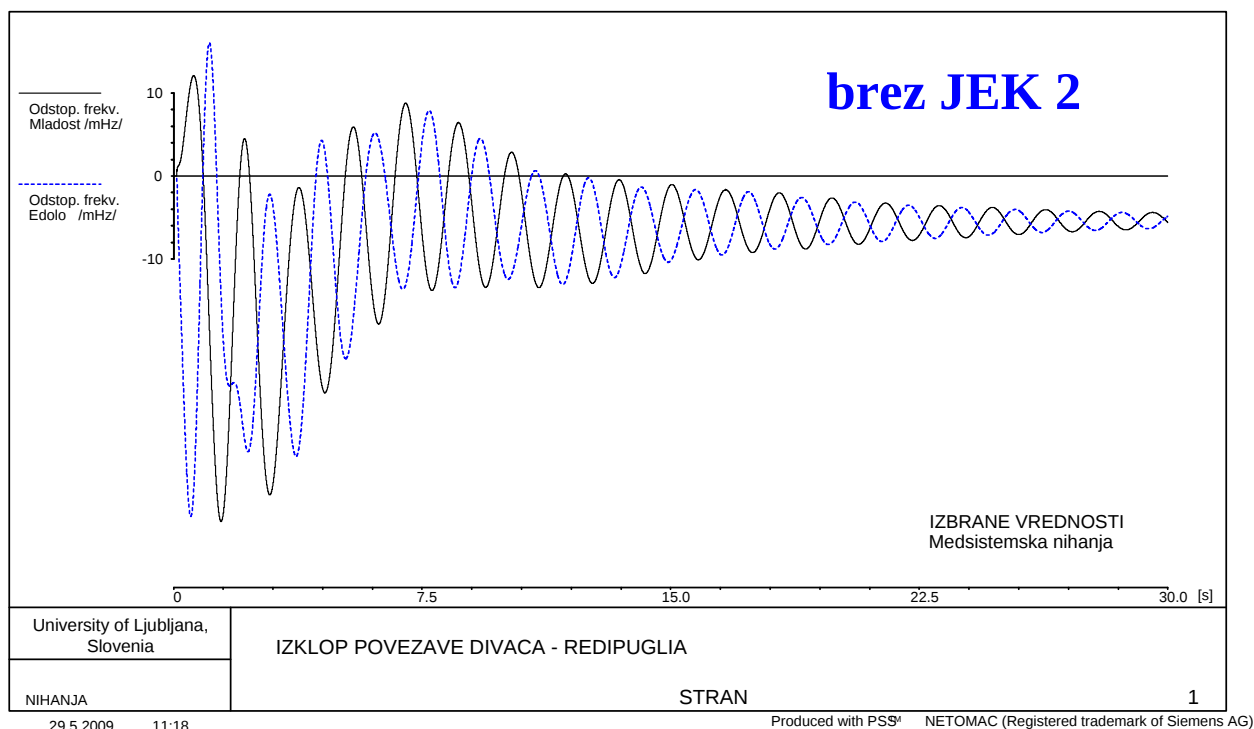
Iz povedanega lahko sklepamo, da ob ustreznem parametriranju napetostne regulacije ni pričakovati problemov z lokalnimi nihanji. Vzrok za to lahko pripišemo relativno močnemu 400 kV omrežju EES Slovenije, ki naj bi bilo po predvidevanjih v času analize že zgrajeno.

6.1.1.5. Analiza med-sistemskih nihanj

V nadaljevanju smo opazovali vpliv analiziranega scenarija razvoja slovenskega EES na **medsistemski nihanja**. Za natančnejše izračune bi bilo potrebno narediti dinamični model celotnega ENTSO-E omrežja, kar pa daleč presega okvire naloge. Privzet sistem nadomestnih generatorjev, ki smo ga privzeli v študiji, je sicer ustrezen za proučevanje lokalnih razmer in nastavitve obratovalne točke sistema, ne more pa nadomestiti prostorsko porazdeljenih virov preostalega dela ENTSO-E sistema. Zaradi tega ne moremo sklepati o problemu oscilatorne stabilnosti ENTSO-E sistema, lahko pa v grobem ocenimo vpliv analiziranega scenarija na medsistemski nihanja.

Nihanja smo za namene simulacij vzbudili z izklopom 400 kV daljnovoda Divača – Redipuglia. Ker bi pri večjih pretokih moči v smeri proti Italiji posledično zaradi preobremenitev izpadel tudi 220 kV daljnovod Divača – Padriče, smo predpostavili, da je leta v osnovnem stanju izklopljen. Poleg tega smo nekoliko tudi zmanjšali ojačenje PSS stabilizatorjev v velikih agregatih v Evropi. Takšna situacija je tudi realno povsem možna, saj prihaja v obdobjih nizkih obremenitev do situacij, ko so nekateri veliki agregati s PSS stabilizatorji izklopljeni.

Referenco za nadaljnjo primerjavo predstavljajo rezultati simulacije brez JEK 2 (slika Sl. 6.2)



Sl. 6.2: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

6.1.2. Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja

Razvoj slovenskega EES ne zajema le vključevanje novih proizvodnih enot ter porabnikov, temveč tudi nadgradnjo prenosnega omrežja. V ta namen smo naredili občutljivostno analizo prenosnega elektroenergetskega omrežja z izračunom faktorjev PTDF in LODF. Ker scenariji razvoja slovenskega EES predvidevajo le en scenarij razvoja prenosnega elektroenergetskega omrežja so predstavljeni rezultati občutljivostne analize v tem poglavju enaki za vse scenarije razvoja slovenskega EES.

6.1.2.1. Faktorji PTDF

Tabela Tab. 6.3 prikazuje vrednosti faktorjev PTDF za izbrana vozlišča v prenosnem omrežju in vpliv spremembe moči v vozliščih na pretoke vodov na 400 kV napetostnem nivoju v Sloveniji.

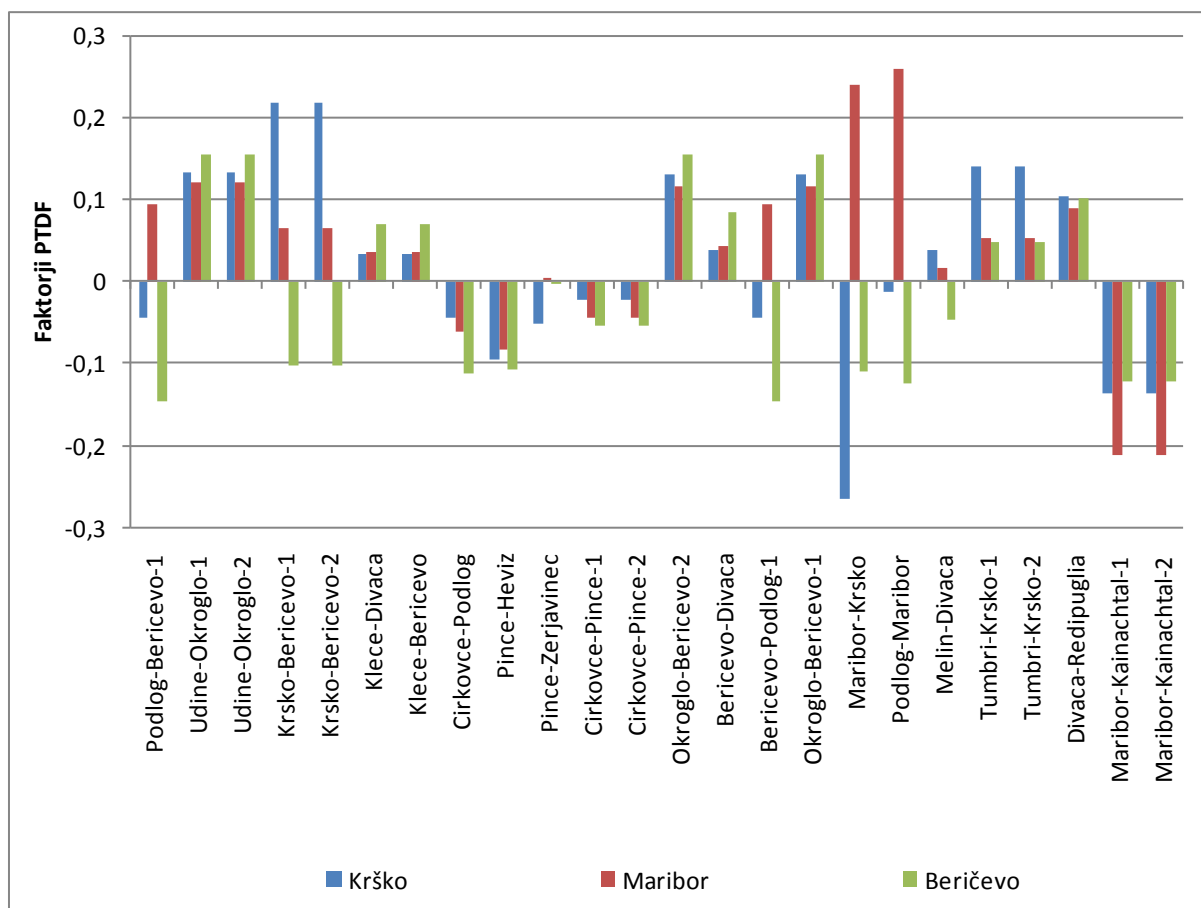
Tab. 6.3: Faktorji PTDF – vpliv spremembe moči v vozliščih na obremenitev vodov.

	Beričevo	Kleče	Podlog	Maribor	Krško	Pince	Divača	Okroglo
Podlog-Bericevo-1	-0,15	-0,14	0,24	0,09	-0,04	0,12	-0,11	-0,13
Udine-Okroglo-1	0,15	0,14	0,14	0,12	0,13	0,12	0,09	0,20
Udine-Okroglo-2	0,15	0,14	0,14	0,12	0,13	0,12	0,09	0,20
Krsko-Bericevo-1	-0,10	-0,10	-0,04	0,07	0,22	0,03	-0,06	-0,09

Krsko-Bericevo-2	-0,10	-0,10	-0,04	0,07	0,22	0,03	-0,06	-0,09
Klece-Divaca	0,07	0,18	0,05	0,04	0,03	0,03	-0,24	0,05
Klece-Bericevo	0,07	-0,82	0,05	0,04	0,03	0,03	-0,24	0,05
Cirkovce-Podlog	-0,11	-0,11	-0,19	-0,06	-0,04	0,36	-0,08	-0,10
Pince-Heviz	-0,11	-0,11	-0,13	-0,08	-0,10	-0,31	-0,09	-0,10
Pince-Zerjavinec	0,00	0,00	0,04	0,00	-0,05	0,27	-0,02	0,00
Cirkovce-Pince-1	-0,05	-0,05	-0,09	-0,04	-0,02	0,21	-0,04	-0,05
Cirkovce-Pince-2	-0,05	-0,05	-0,09	-0,04	-0,02	0,21	-0,04	-0,05
Okroglo-Bericevo-2	0,15	0,14	0,14	0,12	0,13	0,12	0,09	-0,29
Bericevo-Divaca	0,09	0,02	0,06	0,04	0,04	0,03	-0,29	0,06
Bericevo-Podlog-1	-0,15	-0,14	0,24	0,09	-0,04	0,12	-0,11	-0,13
Okroglo-Bericevo-1	0,15	0,14	0,14	0,12	0,13	0,12	0,09	-0,29
Maribor-Krsko	-0,11	-0,11	-0,02	0,24	-0,26	-0,05	-0,11	-0,10
Podlog-Maribor	-0,12	-0,12	-0,23	0,26	-0,01	-0,10	-0,10	-0,12
Melin-Divaca	-0,05	-0,07	-0,02	0,02	0,04	0,04	-0,19	-0,05
Tumbri-Krsko-1	0,05	0,04	0,03	0,05	0,14	-0,06	0,00	0,04
Tumbri-Krsko-2	0,05	0,04	0,03	0,05	0,14	-0,06	0,00	0,04
Divaca-Redipuglia	0,10	0,12	0,10	0,09	0,10	0,09	0,24	0,05
Maribor-Kainachtal-1	-0,12	-0,12	-0,13	-0,21	-0,14	-0,09	-0,11	-0,12
Maribor-Kainachtal-2	-0,12	-0,12	-0,13	-0,21	-0,14	-0,09	-0,11	-0,12

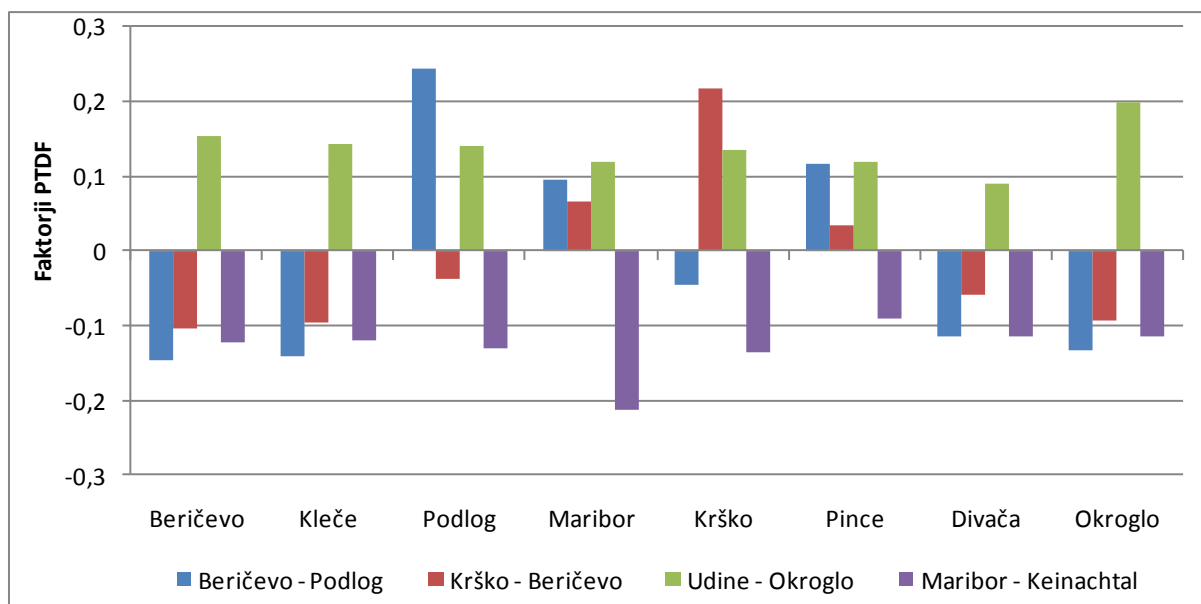
Na rezultate lahko gledamo iz dveh vidikov in sicer vidik vpliva specifičnega vozlišča na vode v sistemu, ali vidik vpliva vozlišč na specifični vod. Prvi vidik pomaga pri analizi vpliva vključitve enote ali povečanja odjema v posamičnem vozlišču, medtem ko drugi vidik pomaga pri identifikaciji vozlišč, ki so najbolj kritična iz vidika povečanja pretokov moči na določenem vodu.

Slika Sl. 6.3 prikazuje vpliv spremembe odjema/proizvodnje moči specifičnega vozlišča na obremenitev prenosnih 400 kV vodov. Povečanje proizvodnje moči v Krškem bo najbolj vplivalo na pretoke moči na vodih Krško-Bericevo ter Maribor-Krško. Faktor v vrednosti 0,22 pomeni, da bi 100 MW višja moč proizvodnje v vozlišču Krško povzročila 22 MW dodatnega pretoka moči po obravnavanem vodu.



Sl. 6.3: Faktorji PTDF – vpliv spremembe moči v vozlišču na obremenitev vodov za vozlišča v Mariboru, Krškem in Beričevem.

Slika Sl. 6.4 prikazuje vplive vozlišč na obravnavani vod. Eden izmed pomembnejših vodov v slovenskem EES je vod Beričevo-Podlog. Za obravnavani vod ugotovimo, da ga najbolj obremenimo, če povečamo proizvodnjo moči v vozlišču Podlog, oziroma Maribor in tudi Pince. Ker večino časa moč po obravnavanem vodu teče od vzhoda proti zahodu, pa s povečanjem moči v ostalih obravnavanih vozliščih dosežemo zmanjšanje obremenitve omenjenega voda.



Sl. 6.4: Faktorji PTDF – sprememba obremenitve voda, kot posledica spremembe moči v vozliščih za vode Beričevo-Podlog, Krško-Beričevo, Udine-Okroglo in Maribor-Kainachtal.

6.1.2.2. Faktorji LODF

Tabela Tab. 6.4 prikazuje vrednosti faktorjev LODF za izbrane vode v prenosnem omrežju in vpliv izpada vodov na pretoke moči na vodih 400 kV napetostnega nivoja v Sloveniji.

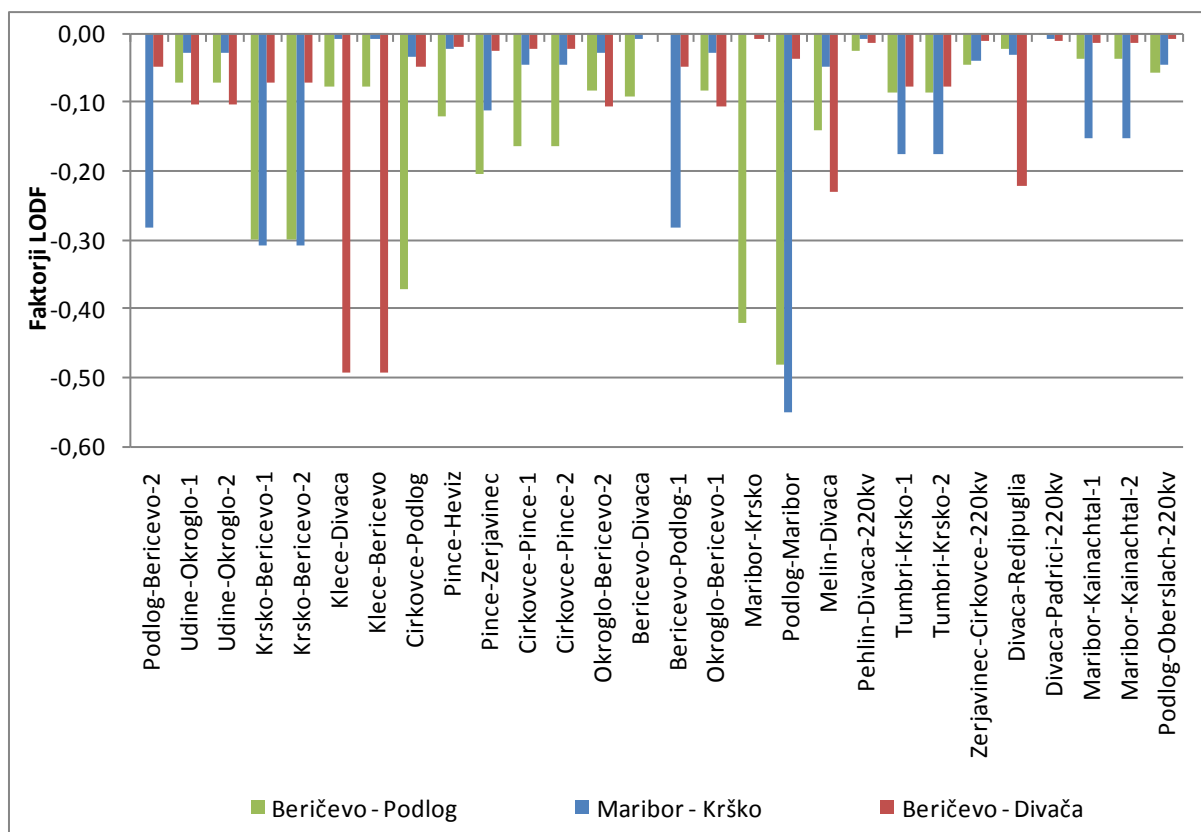
Tab. 6.4: Faktorji LODF – vpliv izpada voda na obremenitev preostalih vodov.

	Podlog-Bericevo	Cirkovce-Pince	Krsko-Bericevo	Klece-Divaca	Klece-Bericevo	Cirkovce-Podlog	Okroglo-Bericevo	Bericevo-Divaca	Maribor-Krsko	Podlog-Maribor
Podlog-Bericevo-2		-0,26	-0,28	-0,05	-0,05	-0,27	-0,10	-0,05	-0,28	-0,29
Udine-Okroglo-1	-0,07	-0,04	-0,06	-0,09	-0,09	-0,04	-0,38	-0,10	-0,03	-0,04
Udine-Okroglo-2	-0,07	-0,04	-0,06	-0,09	-0,09	-0,04	-0,38	-0,10	-0,03	-0,04
Krsko-Bericevo-1	-0,30	-0,15		-0,07	-0,07	-0,15	-0,08	-0,07	-0,31	-0,20
Krsko-Bericevo-2	-0,30	-0,15		-0,07	-0,07	-0,15	-0,08	-0,07	-0,31	-0,20
Klece-Divaca	-0,08	-0,06	-0,11		-1,00	-0,05	-0,19	-0,49	-0,01	-0,03
Klece-Bericevo	-0,08	-0,06	-0,11	-1,00		-0,05	-0,19	-0,49	-0,01	-0,03
Cirkovce-Podlog	-0,37	-0,82	-0,19	-0,04	-0,04		-0,07	-0,05	-0,03	-0,26
Pince-Heviz	-0,12	-0,44	-0,03	-0,02	-0,02	-0,32	-0,05	-0,02	-0,02	-0,10
Pince-Zerjavinec	-0,20	-0,56	-0,14	-0,02	-0,02	-0,41	-0,01	-0,03	-0,11	-0,08
Cirkovce-Pince-1	-0,16		-0,09	-0,02	-0,02	-0,37	-0,03	-0,02	-0,05	-0,09
Cirkovce-Pince-2	-0,16		-0,09	-0,02	-0,02	-0,37	-0,03	-0,02	-0,05	-0,09
Okroglo-Bericevo-2	-0,08	-0,04	-0,07	-0,10	-0,10	-0,05		-0,11	-0,03	-0,04
Bericevo-Divaca	-0,09	-0,07	-0,13	-0,54	-0,54	-0,07	-0,23		-0,01	-0,04
Bericevo-Podlog-1		-0,26	-0,28	-0,05	-0,05	-0,27	-0,10	-0,05	-0,28	-0,29
Okroglo-Bericevo-1	-0,08	-0,04	-0,07	-0,10	-0,10	-0,05		-0,11	-0,03	-0,04
Maribor-Krsko	-0,42	-0,11	-0,44	-0,01	-0,01	-0,04	-0,05	-0,01		-0,51

Podlog-Maribor	-0,48	-0,23	-0,31	-0,03	-0,03	-0,31	-0,08	-0,04	-0,55	
Melin-Divaca	-0,14	-0,12	-0,24	-0,21	-0,21	-0,11	-0,02	-0,23	-0,05	-0,06
Pehlin-Divaca-220kv	-0,03	-0,02	-0,04	-0,01	-0,01	-0,02	-0,04	-0,01	-0,01	-0,01
Tumbri-Krsko-1	-0,09	-0,21	-0,26	-0,07	-0,07	-0,17	-0,05	-0,08	-0,18	-0,05
Tumbri-Krsko-2	-0,09	-0,21	-0,26	-0,07	-0,07	-0,17	-0,05	-0,08	-0,18	-0,05
Zerjavinec-Cirkovce (220kV)	-0,04	-0,10	-0,02	-0,01	-0,01	-0,02	0,00	-0,01	-0,04	0,00
Divaca-Redipuglia	-0,02	-0,01	-0,01	-0,20	-0,20	-0,01	-0,42	-0,22	-0,03	-0,01
Divaca-Padrici (220kV)	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	0,00	-0,10	-0,01	-0,01	0,00
Maribor-Kainachtal-1	-0,04	-0,10	-0,04	-0,01	-0,01	-0,07	-0,06	-0,01	-0,15	-0,16
Maribor-Kainachtal-2	-0,04	-0,10	-0,04	-0,01	-0,01	-0,07	-0,06	-0,01	-0,15	-0,16
Podlog-Oberslach (220kV)	-0,06	-0,05	-0,02	-0,01	-0,01	-0,02	-0,03	-0,01	-0,05	-0,08

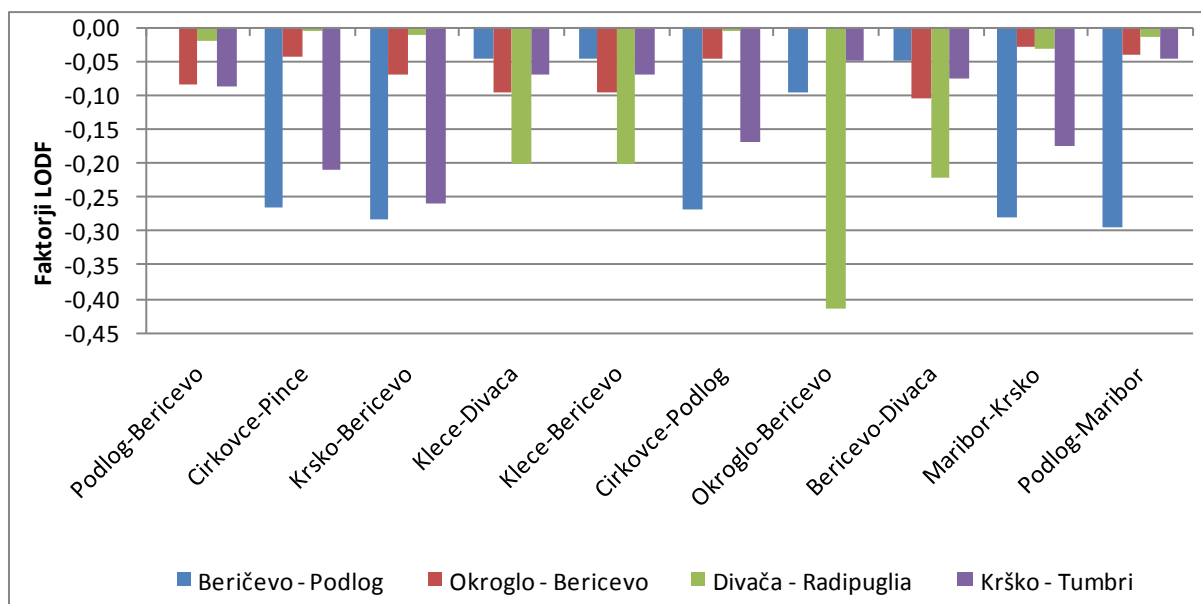
Na rezultate lahko gledamo iz dveh vidikov, in sicer vidik vpliva izpada specifičnega voda na obremenitve vodov v sistemu, ali vidik vpliva izpada vodov na obremenitev specifičnega voda. Prvi vidik pomaga pri analizi vpliva izpada posameznega voda na obremenitev sistema, medtem ko drugi vidik pomaga pri identifikaciji vodov, ki so najbolj kritični iz vidika povečanja pretokov moči na določenem vodu.

Slika Sl. 6.5 prikazuje vplive izpada specifičnega voda na obremenitev preostalih vodov. Eden izmed pomembnejših vodov v slovenskem EES je vod Beričevo-Podlog. V kolikor ta izpade se posledično najbolj obremenijo vodi Podlog-Maribor, Maribor-Krško ter Cirkovce-Podlog. Sledita še paralelna voda Krško-Beričevo. Vrednost faktorja LODF -0,5 pomeni, da obravnavani vod prevzame 50% pretoka moči izpadlega voda. Če je paralelni vod Beričevo-Podlog pred izpadom obremenjen $2 \times 350\text{MW}$ pomeni, da bo vod Podlog-Maribor prevzel 350MW obstoječega pretoka moči. Smer pretoka moči je odvisna od trenutnega stanja v EES in posledično se lahko pretok po vodu v času izpada poveča s tem, da se superponira na prejšnje stanje, oziroma zmanjša, če se pretok kompenzira predhodnem pretoku moči na obravnavanem vodu.



Sl. 6.5: Faktorji LODF – delež prevzetega pretoka moči izpadlega voda po posameznih vodih za tri primere izpada vodov.

Podobno lahko analiziramo vplive različnih izpadov vodov na obremenitev opazovanega voda. Slika Sl. 6.6 prikazuje kateri izpad voda ima največji vpliv na obremenitev. Na vod Beričevo-Podlog imajo največji vpliv izpad vodov Podlog-Maribor, Maribor-Krško, Krško-Beričevo, Cirkovce-Podlog in Cirkovce-Pince. Glede na to, da je Krško-Beričevo paralelni vod, ki je relativno močno obremenjen, bi izpad omenjenega voda najbolj neugodno vplival na vod Beričevo-Podlog.



Sl. 6.6: Faktorji LODF – delež prevzetega pretoka moči izpadlega voda za obravnavani vod glede na različne scenarije izpadov vodov.

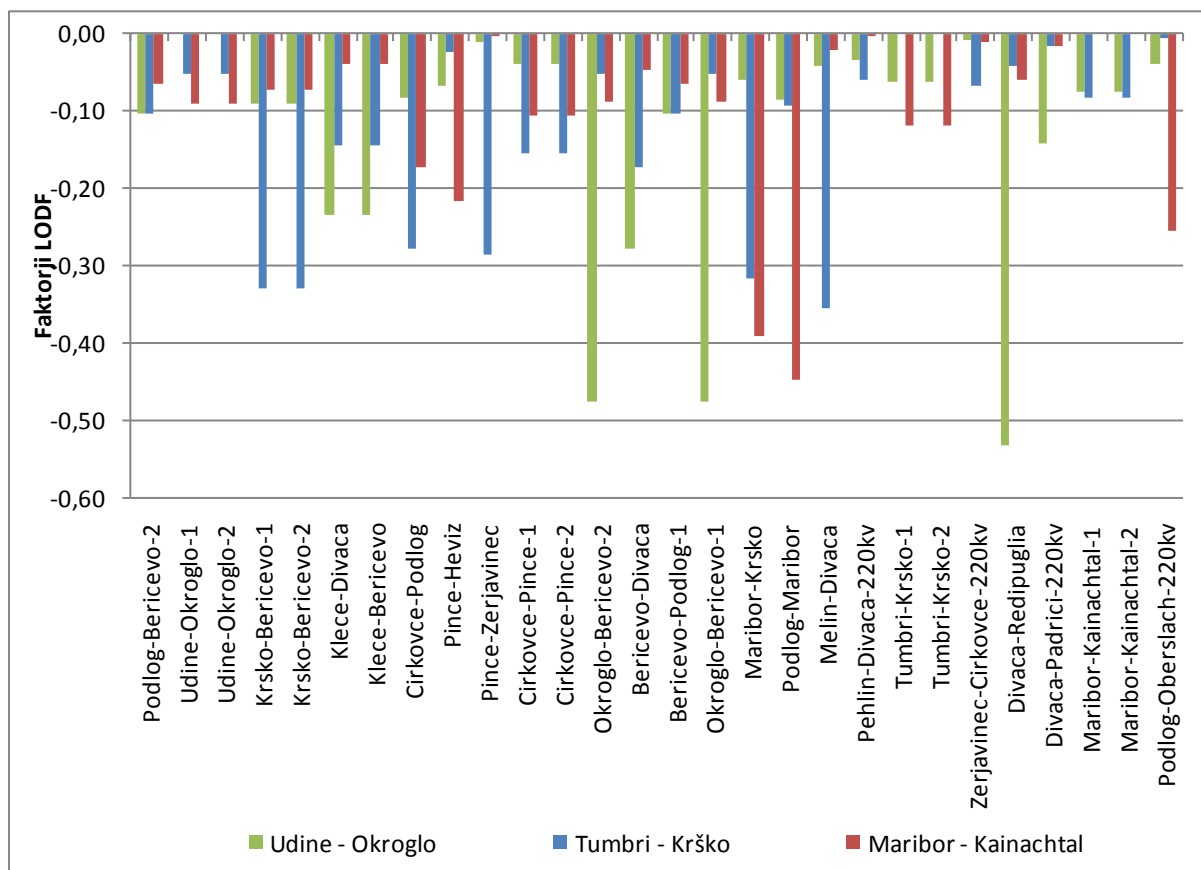
Podobno, kot za slovenski EES, so bili analizirani tudi faktorji LODF za vode v interkonekciji Slovenije s sosednjimi državami. Rezultate prikazuje tabela Tab. 6.5.

Tab. 6.5: Faktorji LODF – vpliv izpada interkonekcijskega voda na obremenitev preostalih vodov.

	Udine-Okroglo-1	Pince-Heviz	Pince-Zerjavinec	Melin-Divaca	Tumbri-Krsko-1	Divaca-Radipuglia	Maribor-Kainachtal-1
Podlog-Bericevo-2	-0,10	-0,11	-0,16	-0,12	-0,10	-0,02	-0,07
Udine-Okroglo-1		-0,04	-0,01	-0,03	-0,05	-0,35	-0,09
Udine-Okroglo-2		-0,04	-0,01	-0,03	-0,05	-0,35	-0,09
Krsko-Bericevo-1	-0,09	-0,03	-0,12	-0,22	-0,33	-0,01	-0,07
Krsko-Bericevo-2	-0,09	-0,03	-0,12	-0,22	-0,33	-0,01	-0,07
Klece-Divaca	-0,23	-0,03	-0,03	-0,32	-0,14	-0,32	-0,04
Klece-Bericevo	-0,23	-0,03	-0,03	-0,32	-0,14	-0,32	-0,04
Cirkovce-Podlog	-0,08	-0,40	-0,45	-0,13	-0,28	-0,01	-0,17
Pince-Heviz	-0,07		-0,46	-0,04	-0,02	-0,02	-0,22
Pince-Zerjavinec	-0,01	-0,52		-0,09	-0,29	-0,02	0,00
Cirkovce-Pince-1	-0,04	-0,24	-0,27	-0,06	-0,16	0,00	-0,11
Cirkovce-Pince-2	-0,04	-0,24	-0,27	-0,06	-0,16	0,00	-0,11
Okroglo-Bericevo-2	-0,48	-0,04	-0,01	-0,02	-0,05	-0,34	-0,09
Bericevo-Divaca	-0,28	-0,03	-0,04	-0,38	-0,17	-0,39	-0,05

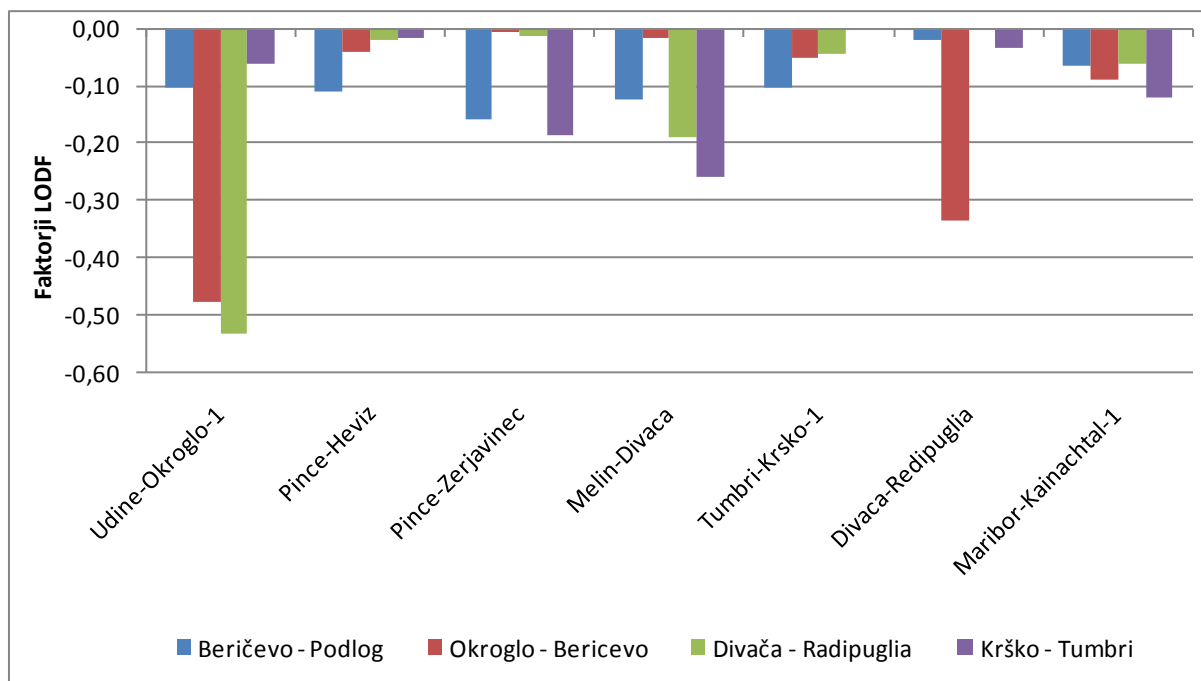
Bericevo-Podlog-1	-0,10	-0,11	-0,16	-0,12	-0,10	-0,02	-0,07
Okroglo-Bericevo-1	-0,48	-0,04	-0,01	-0,02	-0,05	-0,34	-0,09
Maribor-Krsko	-0,06	-0,03	-0,13	-0,06	-0,32	-0,04	-0,39
Podlog-Maribor	-0,09	-0,14	-0,10	-0,09	-0,09	-0,02	-0,45
Melin-Divaca	-0,04	-0,04	-0,08		-0,36	-0,20	-0,02
Pehlin-Divaca-220kv	-0,03	-0,01	-0,02	-0,20	-0,06	-0,05	0,00
Tumbri-Krsko-1	-0,06	-0,02	-0,19	-0,26		-0,03	-0,12
Tumbri-Krsko-2	-0,06	-0,02	-0,19	-0,26		-0,03	-0,12
Zerjavinec-Cirkovce (220kV)	-0,01	-0,02	-0,08	-0,04	-0,07	-0,01	-0,01
Divaca-Redipuglia	-0,53	-0,02	-0,01	-0,19	-0,04		-0,06
Divaca-Padrici (220kV)	-0,14	-0,01	-0,01	-0,05	-0,02	-0,14	-0,02
Maribor-Kainachtal-1	-0,08	-0,11	0,00	-0,01	-0,08	-0,03	0,00
Maribor-Kainachtal-2	-0,08	-0,11	0,00	-0,01	-0,08	-0,03	0,00
Podlog-Oberslach (220kV)	-0,04	-0,05	-0,01	-0,01	0,00	-0,02	-0,25

Sl. 6.7 prikazuje, da ima največji vpliv na obremenitev nekaterih vodov izpad voda Udine-Okroglo, izpadu voda Tumbri-Krško pa sledi enakomernejša porazdelitev pretoka moči.



Sl. 6.7: Faktorji LODF – delež prevzetega pretoka moči izpadlega voda po posameznih vodih za tri primere izpada vodov v interkonekciji.

Slika Sl. 6.8 analizira različne možnosti izpadov vodov in vplive na izbrane vode. Za voda Beričevo-Podlog in Divača-Redipuglia ugotovimo, da nanju najbolj vpliva izpad voda Udine-Okroglo, medtem ko so imajo ostali izpadi vodov relativno manjši vpliv.



Sl. 6.8: Faktorji LODF – delež prevzetega pretoka moči izpadlega voda za obravnavani vod glede na različne scenarije izpadov vodov v interkonekciji.

6.1.3. Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence

6.1.3.1. Primarna rezerva moči

V skladu z načrtom vključevanja novih proizvodnih enot v elektroenergetski sistem Slovenije je treba določiti potrebne rezerve za primarno regulacijo frekvence po posameznih letih.

V obzir je potrebno vzeti pravila ENTSO-E, ki nalagajo, da mora bivši UCTE sistem, ki se sedaj imenuje regionalna skupina Centralna Evropa, ob kritični spremembi moči, tj. 3000 MW, ostati frekvenčno stabilen, pri čemer se frekvenca ne sme spremeniti za več kot 200 mHz. Vsako območje znotraj RGCE mora prispevati sorazmeren delež rezerve moči ob kritičnem dogodku. Razmerje rezerve moči je definirano z inštalirano močjo konvencionalnih virov posameznega območja z inštalirano močjo konvencionalnih virov v RGCE.

Tabela Tab. 6.6 prikazuje zahtevano rezervo moči za primarno regulacijo frekvence v Sloveniji, če upoštevamo scenarij razvoja slovenskega EES brez inštaliranega bloka JEK 2.

Tab. 6.6: Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence v scenariju brez JEK 2.

Leto	Rezerva moči
2009	15,9 MW
2020	19,3 MW
2025	19,8 MW
2030	20,7 MW

Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence se leta 2020 glede na leto 2009 poveča, saj so v tem obdobju načrtovane velike spremembe v slovenskem EES. Vključitev novih enot je v tem obdobju hitrejša od vključevanja novih enot v RGCE in posledično naraste slovenski delež rezerve moči proti ostalimi državami v RGCE.

Obstaja možnost, da bo v prihajajočih letih (do 2030) ENTSO-E povečali vrednosti za kritični izpad iz zdajšnjih 3.000 MW, predvsem zaradi vedno večjega deleža RVE v sistemu, ki v splošnem ne sodelujejo pri regulaciji frekvence in so močno nepredvidljivi.

Ker primarna rezerva moči odraža le majhen del celotne inštalirane moči v slovenskem EES ugotavljamo, da jo bomo brez težav zagotovili.

6.1.3.2. Sekundarna rezerva moči

Rezerva moči se določi v skladu z zahtevami ENTSO-E ter empirično določenih koeficientov za posamezna območja, ki so definirani v obratovalnih navodilih systemskega operaterja [68]. Tabela Tab. 6.7 prikazuje zahtevano rezervo moči za sekundarno regulacijo frekvence v Sloveniji, če upoštevamo scenarij razvoja slovenskega EES brez inštaliranega bloka JEK 2 in dva scenarija napovedi konice odjema.

Tab. 6.7: Rezerva moči za sekundarno regulacijo frekvence v scenariju brez JEK 2 in nizke oziroma visoke napovedi rasti konične moči odjema.

Leto	Nizka rast konične moči odjema	Visoka rast konične moči odjema
2009	80,0 MW	80,0 MW
2020	89,9 MW	94,7 MW
2025	90,9 MW	98,9 MW
2030	92,2 MW	103,3 MW

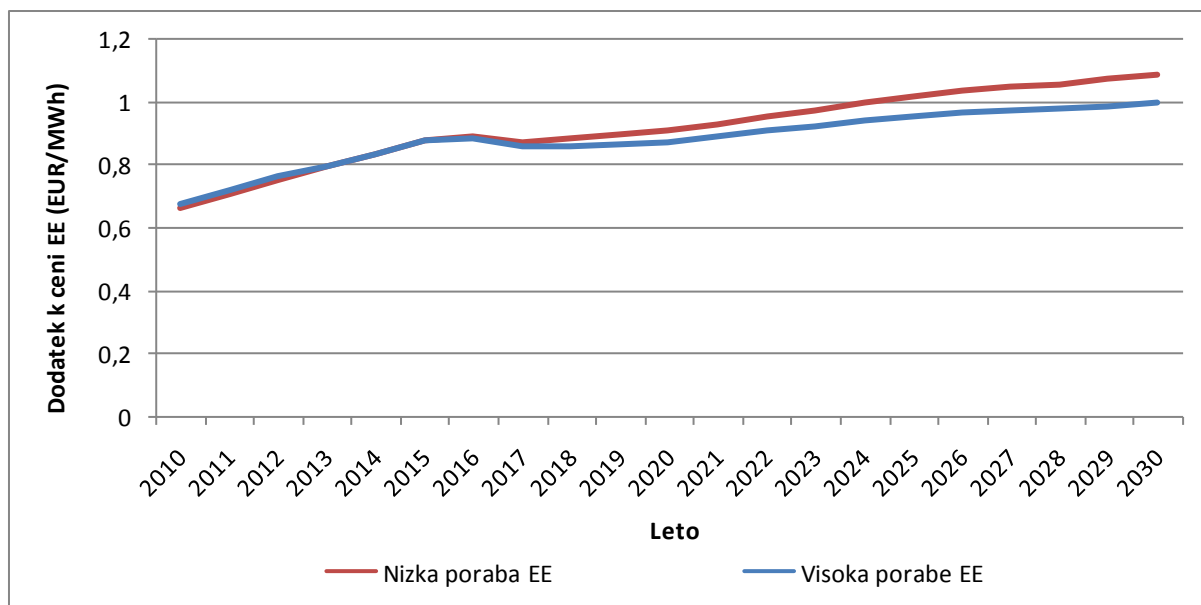
Večja kot je konična poraba v Sloveniji, večja bo rezerva moči za sekundarno regulacijo frekvence. Koeficienti za določanje rezerve moči so empirično določeni, zaradi česar obstaja možnost, da se bodo skozi čas, zaradi različnih vrst proizvodnih enot, spremenili, kar bi posledično pomenilo tudi spremembo rezerve moči zaradi sekundarne regulacije frekvence.

Za oceno stroškov zaradi zakupa sekundarne rezerve upoštevamo pavšal za eno leto na MW moči v rezervi. Predpostavljena je enaka cena za terciarno in sekundarno regulacijo frekvence, pri čemer za sekundarno regulacijo upoštevamo ceno na javni dražbi za terciarno regulacijo frekvence leta 2009 in sicer za produkt A, saj odraža večje število aktivacije rezerve moči in posledično je cena višja. Cenovna krivulja je za prihodnje obdobje je ustrezno popravljena glede na povprečje rasti koničnih cen električne energije v scenarijih razvoja brez JEK 2, ki so predstavljene v nadaljevanju. Tabela Tab. 6.8 prikazuje oceno stroškov za visoko in nizko napoved zahtevane rezerve moči za sekundarno regulacijo frekvence.

Tab. 6.8: Ocena stroškov za sekundarno regulacijo frekvence v scenariju brez JEK 2 za visoko in nizko napoved konične moči odjema.

Leto	Nizka napoved konice	Visoka napoved konice
2009	6,9 mio €	6,9 mio €
2020	11,5 mio €	12,1 mio €
2025	13,1 mio €	14,3 mio €
2030	14,3 mio €	16,1 mio €

V sklopu ocen stroškov smo analizirali tudi, koliko ti stroški v končni fazi bremenijo porabnika, Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije, slika Sl. 6.11.



Sl. 6.9: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence.

6.1.3.3. Terciarna rezerva moči

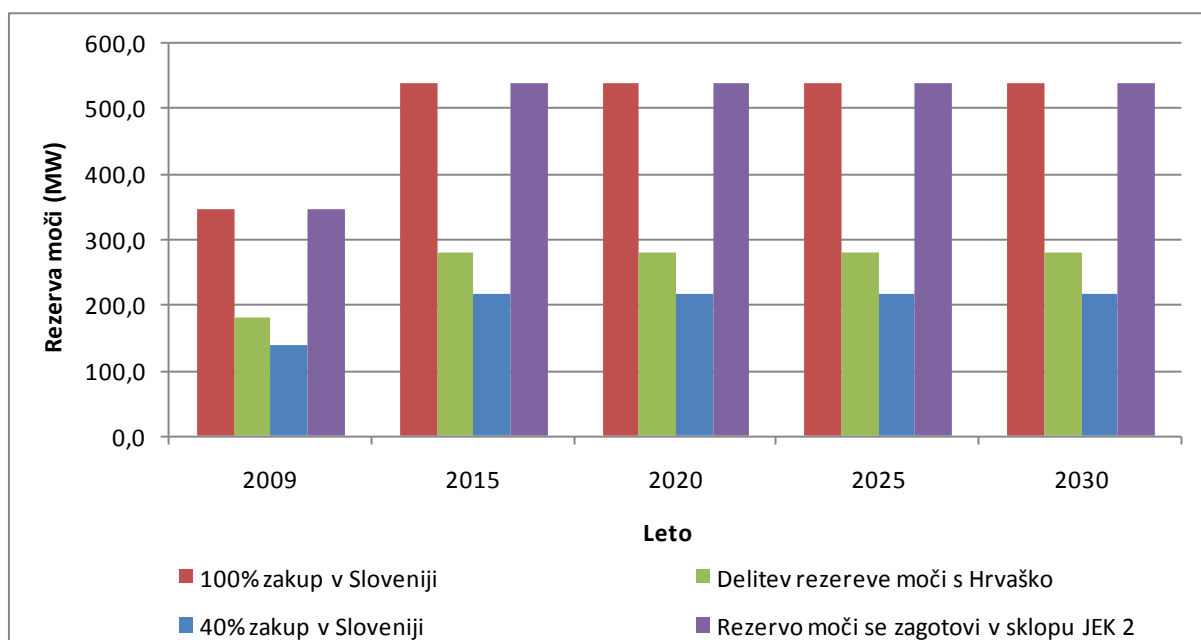
V letu 2009 je potrebna moč terciarne rezerve definirana s polovično zmogljivostjo NE Krško na pragu, kar znaša 348 MW. ELES je torej kot sistemski operater dolžan zagotavljati

15-minutno rezervo moči, ki ustreza pokritju polovice NE Krško v primeru izpada. Zakup rezervnih moči je sestavljen iz dveh delov:

- rezerve domačih ponudnikov, tj. TE Brestanica, TE Trbovlje in TETO Ljubljana, ter
- drugi del rezerv iz tujine.

Drugi časovni mejnik predstavlja vstop bloka 6 TE Šoštanj v obratovanje, ki je predviden za leto 2015. Moč bloka bo znašala 540 MW, kar pomeni, da se bodo zahteve po terciarni rezervi moči povečale za 192 MW glede na današnje stanje.

Tretji pričakovan mejnik je načrtovana gradnja JEK 2, vendar je v tem scenariju ne predvidevamo, kar pomeni, da je tudi leta 2020 zahtevana terciarna rezerva moči v velikosti šestega bloka TE Šoštanj, kar prikazuje slika Sl. 6.10. V skladu z definiranimi scenariji zagotavljanja terciarne rezerve v poglavju 5.2 v nadaljevanju analiziramo njihove vplive.



Sl. 6.10: Terciarna rezerva moči po izbranih letih ter predvidene potrebne zmogljivosti v Sloveniji po štirih scenarijih.

Pri scenariju delnega, 40 % zakupa terciarne rezerve moči znotraj Slovenije je potrebno zagotoviti zadostne prenosne zmogljivosti na mejah.

Delež Hrvaške je bil ocenjen proporcionalno glede na največje enote v Sloveniji in na Hrvaškem, kar prikazuje tabela Tab. 6.9.

Tab. 6.9: Ocena razdelitve moči za terciarno regulacijo frekvenca med Slovenijo in Hrvaško v MW.

	2009	2020	2025
Moč največje enote v Sloveniji	348,0	540,0	540,0

Moč največje enote na Hrvaškem	320,0	500,0	500,0
Delež Hrvaške	166,7	259,6	259,6
Delež Slovenije	181,3	280,4	280,4

Ker v tem scenariju ne predvidevamo vključitev JEK 2 je leta 2025 in leta 2030 največja enota v sistemu TEŠ 6. Varianta 4 za zagotavljanje terciarne rezerve je posledično v tem scenariju enaka kot varianta 1.

Glede na predvidene vključitve novih enot v sistem in ustavitve starih enot, ugotovimo, da bi do leta 2020 pri zagotavljanju terciarne rezerve moči lahko sodelovale:

- sistemske elektrarne za rezervo moči, TEB in nova enota za zagotavljanje terciarne rezerve moči s skupno močjo 470 MW,
- elektrarne, v hladni rezervi, ki bi lahko prispevale urno rezervo moči, tj. TEŠ 5 in TEŠ 4, skupne moči 553 MW, vendar je zaradi počasne vključitve teh elektrarn potrebno začasno angažirati tudi druge elektrarne v sistemu,
- vse plinsko-parne in termo elektrarne, tj. TEŠ 6, TET, TE-TOL, skupne moči 1.019 MW, vendar bi te elektrarne imele visoke oportunitetne stroške, zato je predpostavljen 20% delež moči v te namene,
- neposredni odjemalci, tj. železarne in tovarna aluminija, ki bi lahko v času izpada največjega bloka v sistemu zmanjšale prevzem energije in s tem prispevale k zanesljivosti. Njihov delež je ocenjen na 100 MW.

Skupna potencialna moč za zagotavljanje terciarne rezerve moči znotraj slovenskega EES tako znaša okoli 1.350 MW.

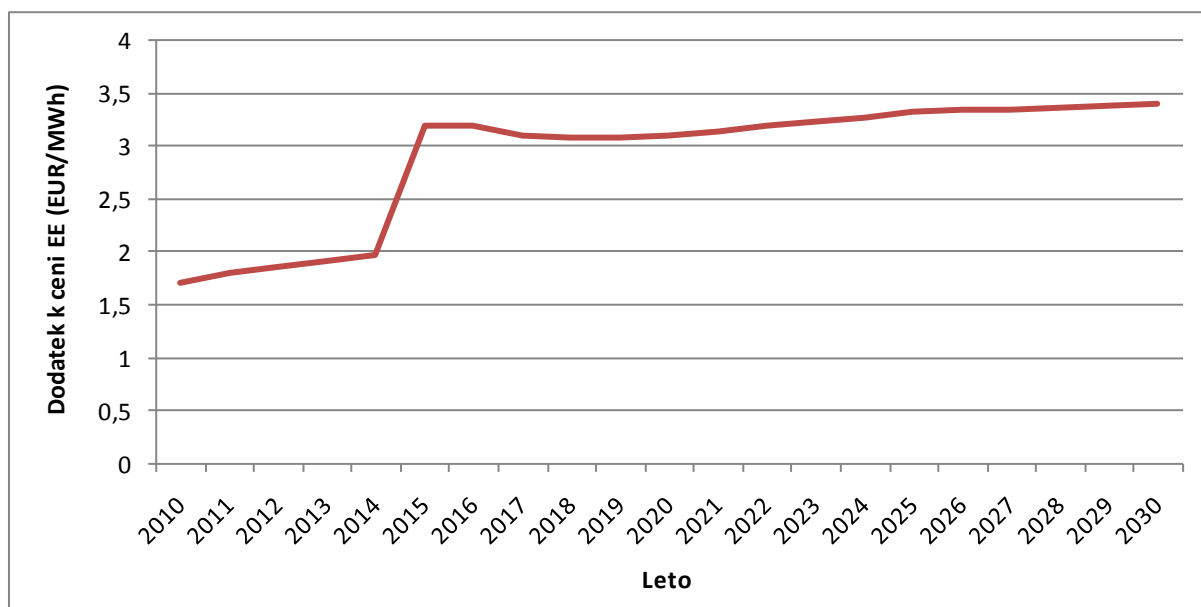
Ugotovitve kažejo, da so po vseh scenarijih zagotavljanja terciarne moči zmogljivosti znotraj slovenskega EES zadostne.

Za oceno stroškov zakupa terciarne rezerve upoštevamo pavšal za eno leto na MW moči v rezervi. Predpostavljena cena za terciarno regulacijo frekvence je cena dosežena na razpisu leta 2009 povečana glede na napoved povprečne rasti koničnih cen električne energije v scenarijih razvoja brez JEK 2, katere so predstavljene v nadaljevanju.

Tab. 6.10: Ocena stroškov za terciarno regulacijo frekvence za štiri obravnavane scenarije zakupa rezerve moči v mio €.

Leto	Varianta 1	Varianta 2	Varianta 3	Varianta 4
2009	17,6	9,1	30,8	17,6
2015	38,9	20,0	69,2	38,9
2020	40,9	21,0	72,6	40,9
2025	46,1	23,7	82,0	46,1
2030	49,7	25,5	88,4	49,7

Najverjetneje bomo v prihodnje še vedno zagotavljali 40 % rezerve moči v slovenskem EES in 60 % pa z zakupom rezerve moči v tujini, zato smo ta scenarij predpostavili za referenčni pri oceni stroškov na enoto prevzema električne energije. Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije ter tako predvideli, prispevek porabnika h končni ceni električne energije, slika Sl. 6.11.



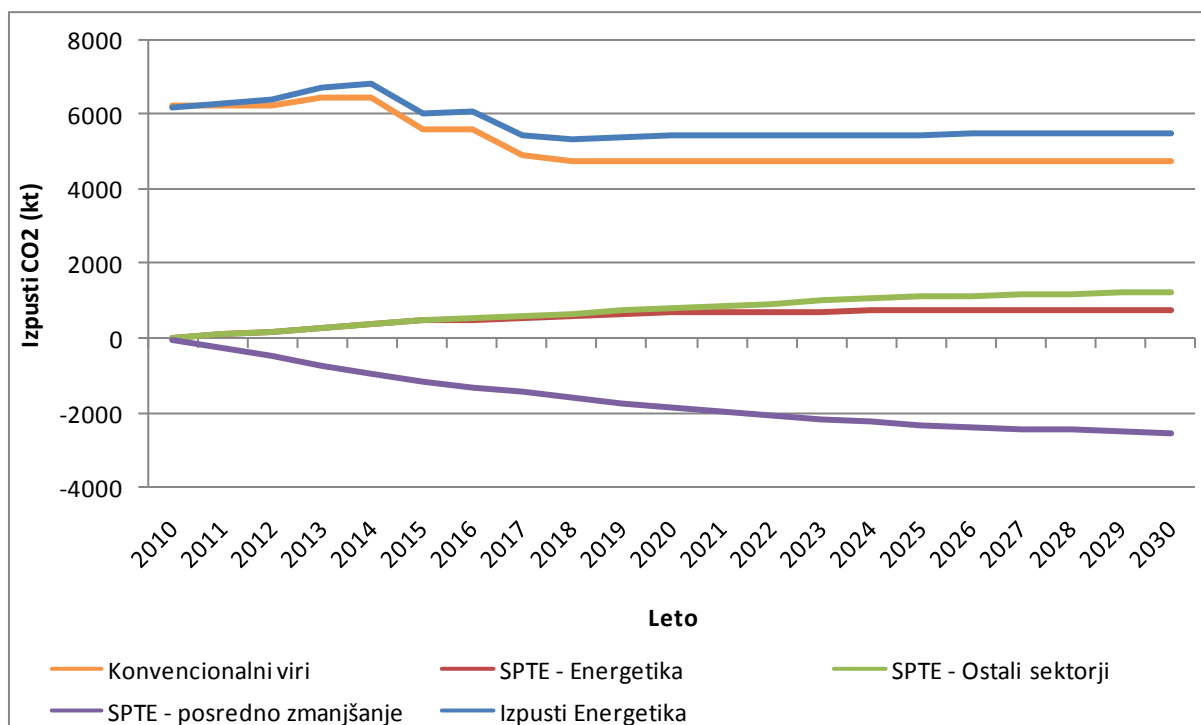
Sl. 6.11: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja terciarne regulacije frekvence.

6.1.4. Projekcija izpustov CO₂

Pri oceni izpustov CO₂ v okolje smo se osredotočili le na energetske sektor. Težava je v tem, da so izpusti definirani na nacionalni ravni za vse sektorje, tj. poleg energetskega sektorja še sektor prometa, industrije, gospodinjstev ter kmetijstva. Kyotski protokol je prepisal omejitve izpustov do leta 2012 in sicer v višini 8 % glede na bazno leto 1986 za CO₂, CH₄ in NO₂ ter leto 1995 za F-gline (OP TGP-1) [69],[99]. Po drugi strani pa je EU pa dodatno zaostila pogoje do leta 2020, pri čemer lahko govorimo o splošnem zmanjšanju izpustov na nacionalni ravni, ki znaša 20 % glede na bazno leto. Da pa bi dosegli takšno zmanjšanje izpustov, pa ne bodo vsi sektorji prispevali enak delež. Predvideva se, da bodo sektorji kateri so vključeni v evropsko trgovsko shemo ETS zmanjšali izpuste za 21 % glede na leto 2005, medtem ko sektorji izven ETS lahko povečajo izpuste za 4 % [132].

Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov [99] določa realne omejitve na področju Energetika in ogrevanje v višini 6.090 tisoč t CO₂ ekvivalenta povprečnih letnih izpustov za obdobje od 2008 do 2012, po tem obdobju pa predvidevamo linearno padanje izpustov do leta 2020 na vrednost 5.100 tisoč t CO₂ ekvivalenta.

Glede na načrte razvoja slovenskega EES smo ocenili izpuste do leta 2030, kar prikazuje slika Sl. 6.12.



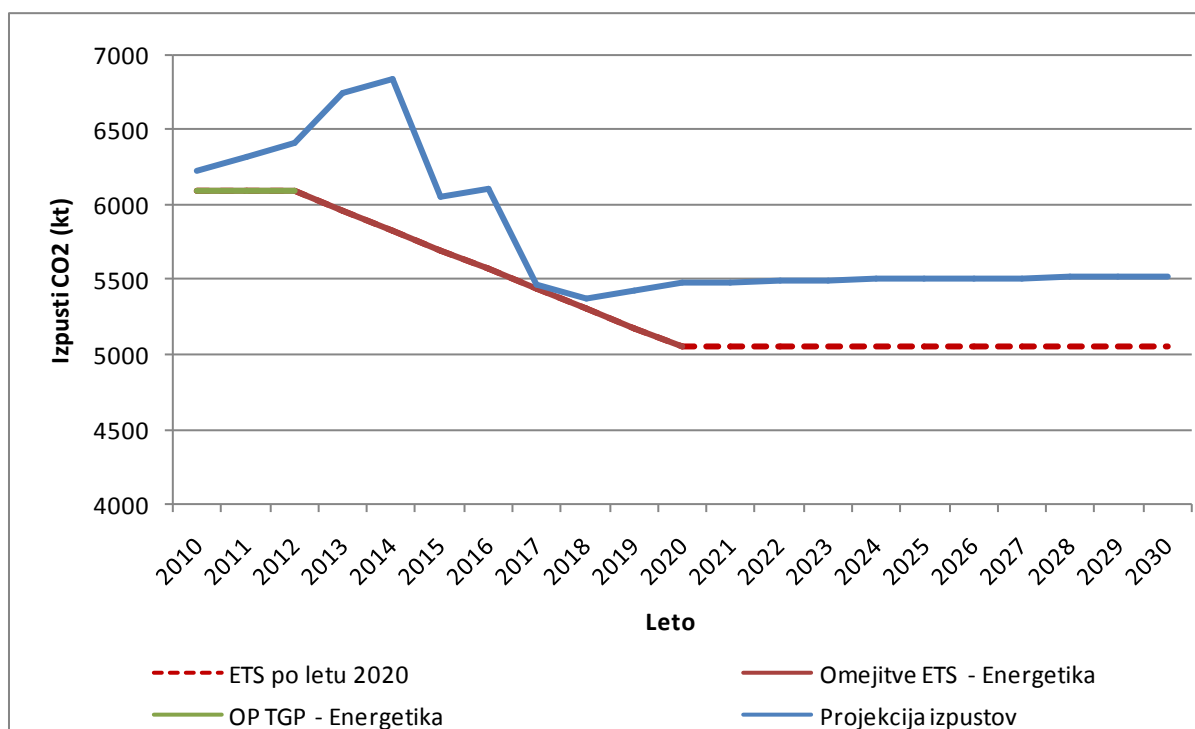
Sl. 6.12: Ocena izpustov CO2 ekvivalenta za energetiko do leta 2030.

Pri oceni izpustov konvencionalnih virov smo upoštevali predvideno proizvodnjo električne energije teh virov ter ocenjene specifične izpuste. V izpuste sektorja energetika in ogrevanje smo šteli tudi izpuste centralnih toplarn ter izpuste SPTE v daljinski energetiki. SPTE v energetiki prav tako za obratovanje potrebujejo emisijske kupone, saj povečajo emisije na lokaciji. Imajo pa SPTE tudi pozitivne učinke, saj zmanjšajo porabo primarnega energenta zaradi hkratne proizvodnje toplote in električne energije, zato smo pri izpustih SPTE ovrednotili tudi prihranek izpustov emisij.

Pri vrednotenju povečanja emisij na lokaciji smo privzeli 30 % izkoristek proizvodnje električne energije in hkrati 45 % izkoristek proizvodnje toplotne energije. Če skupne emisije preračunamo na proizvodnjo električne energije, sledi da so emisije $0,68 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{el}}$ za zemeljski plin. Pri oceni prihrankov emisij v Sloveniji pa smo upoštevali, da izpusti toplotnih enot znašajo $0,22 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_t$ za zemeljski plin ob 90 % izkoristku oziroma $0,25 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_t$ za ekstra lahko kurilno olje (ELKO) ob 90 % izkoristku. Tako posredno zmanjšanje emisij znaša $0,46 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}_{\text{el}}$ v kolikor predpostavimo, da se proizvodnja toplote iz toplotnih postaj nadomesti s proizvodnjo toplote SPTE v enakem razmerju.

Posredno zmanjšanje emisij SPTE ne moremo pripisati energetskega sektorju, saj so to po večini sektorji Gospodinjstvo, Industrija in Storitve. Zaradi tega se, kljub zmanjšanju emisij v

Sloveniji zaradi večjega vključevanja večjih enot SPTE, poveča potreba po emisijskih kuponih znotraj ETS.



Sl. 6.13: Ocena skupnih izpustov CO₂ ekvivalenta ter omejitve za energetiko do leta 2030.

Omejitve v sliki Sl. 6.13 so razdeljene na tri obdobja, in sicer obdobje do leta 2012, katerega opredeljuje OP TGP-1 [99], od leta 2012 do leta 2020, ki je v skladu z načrti EC po omejitvah emisijskih kuponov v shemi ETS [147], ter obdobje po letu 2020, za katerega pa ne vemo kakšne bodo zahteve. Za obdobje po letu 2020 smo v naših analizah predpostavili, da se omejitve izpustov ne spreminjajo, čeprav je pričakovati, da se bodo trendi po omejitvah izpustov nadaljevali.

Ker smo pri oceni izpustov CO₂ predpostavili predvideno obratovanje konvencionalnih proizvodnih enot ter enot razpršenih enot SPTE, poleg tega pa imamo le en scenarij razvoja SPTE in konvencionalnih enot, so napovedani izpusti za vse scenarije enaki. Zaradi omejevanja emisijskih kuponov in posledično spremenljive cene le-teh se bo proizvodnja prilagajala glede na trenutne razmere na trgu, s čimer so lahko letni izpusti drugačni od napovedi.

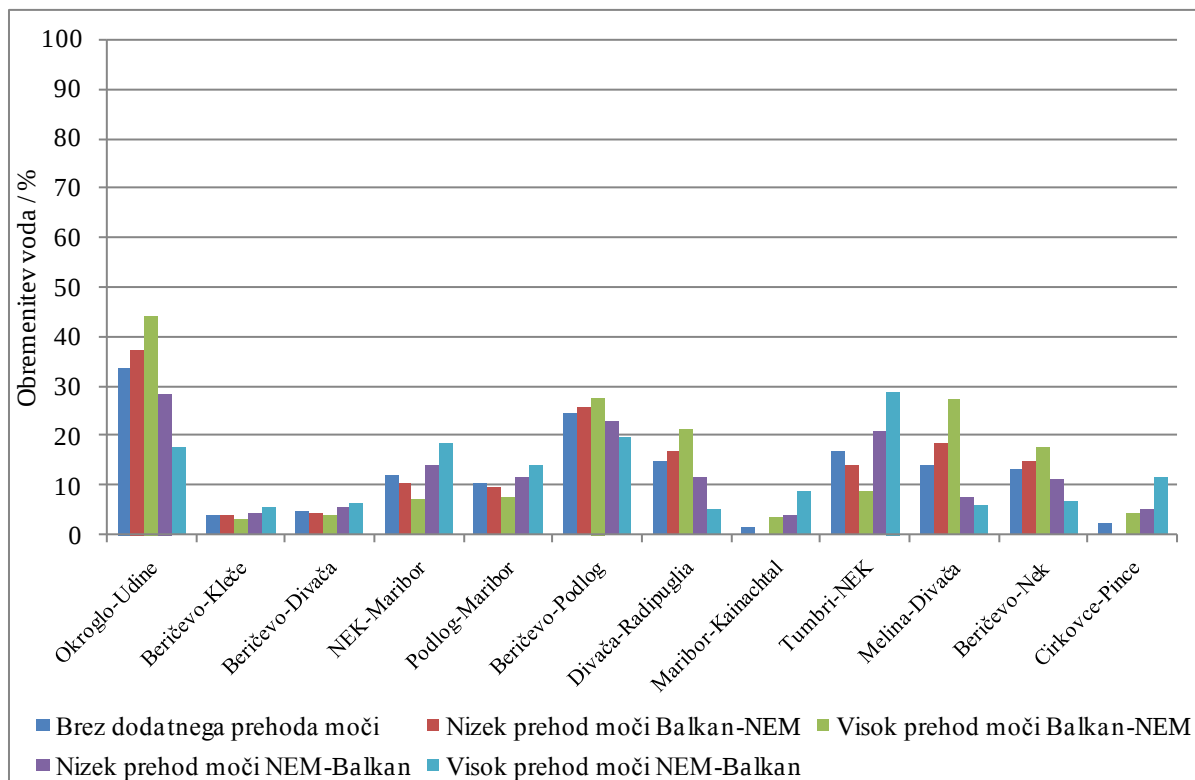
6.2. SCENARIJ RAZVOJA JEK0_VP_ZRVE

Scenarij JEK0_VP_ZRVE upošteva:

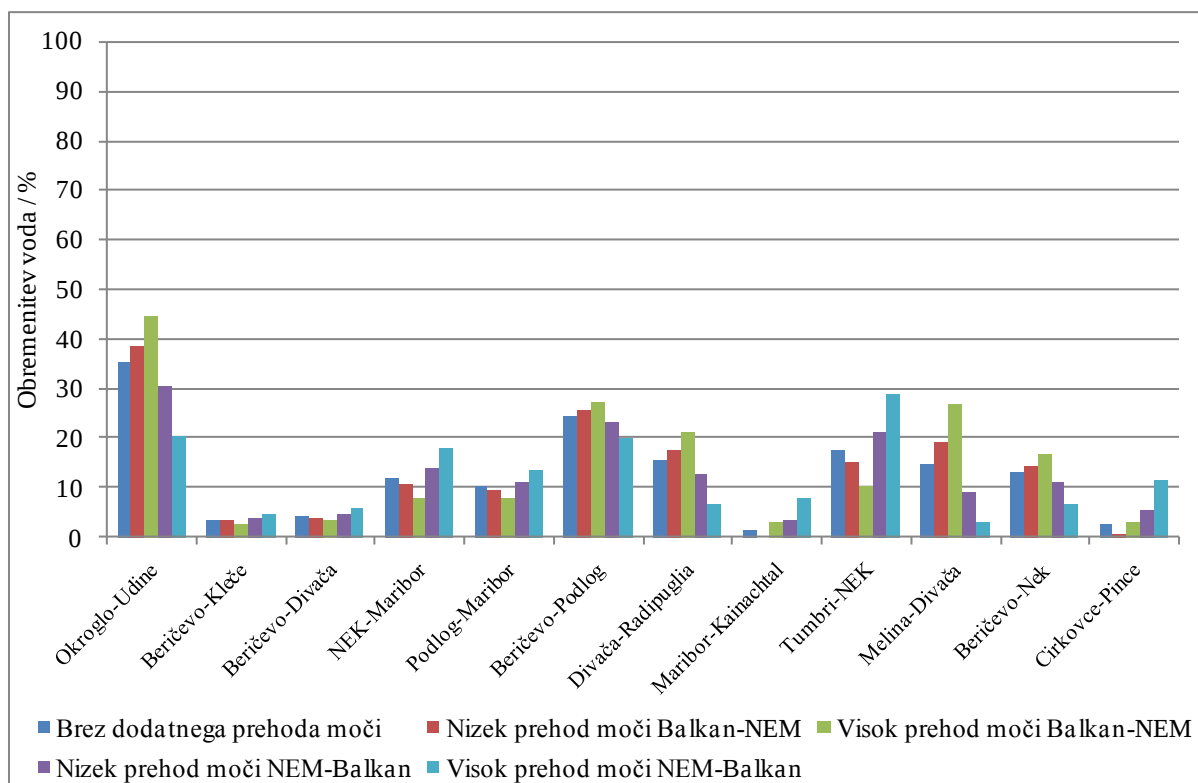
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **ne predvideva investicije v JEK 2.**

6.2.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

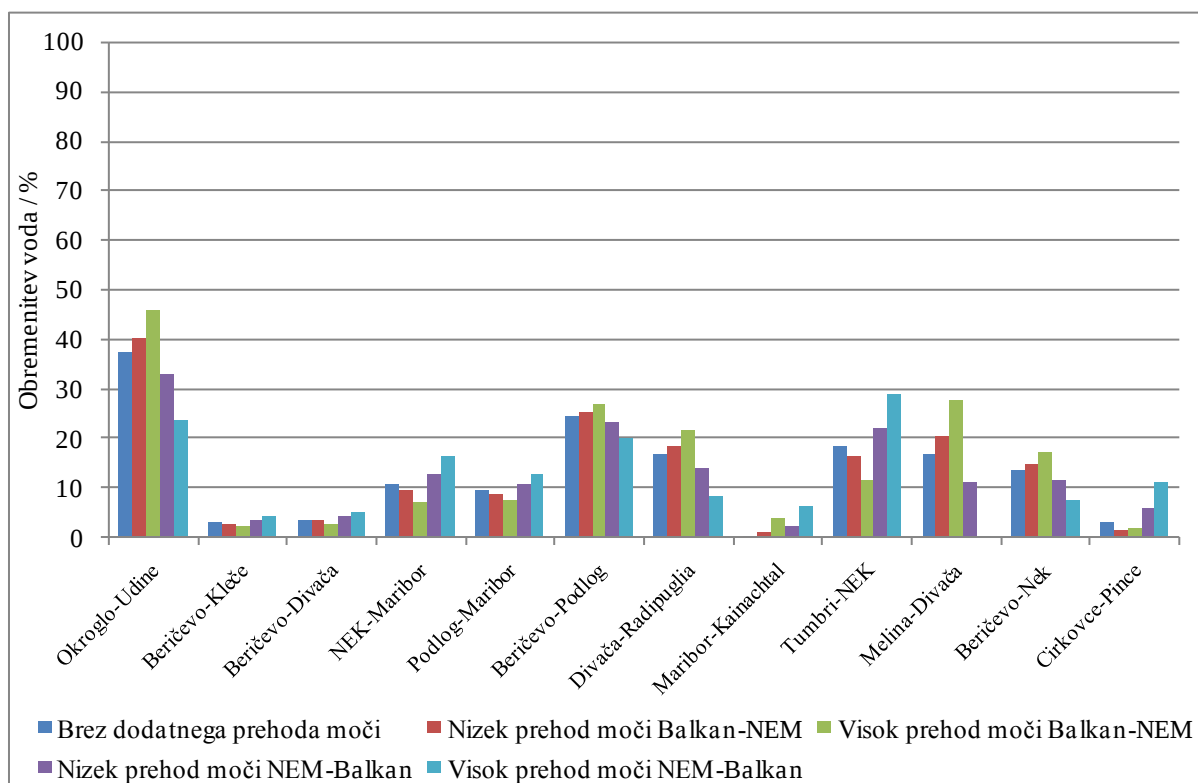
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazuje slike Sl. 6.14 - Sl. 6.16.



Sl. 6.14: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 6.15: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 6.16: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da obremenitve omrežja za obravnavani scenarij niso previsoke, saj le te dosegajo okoli 30 % maksimalne obremenitve. Nekoliko povečana je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine ter 400 kV DV Beričevo – Podlog, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

6.2.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 6.11 in Tab. 6.12.

Tab. 6.11: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

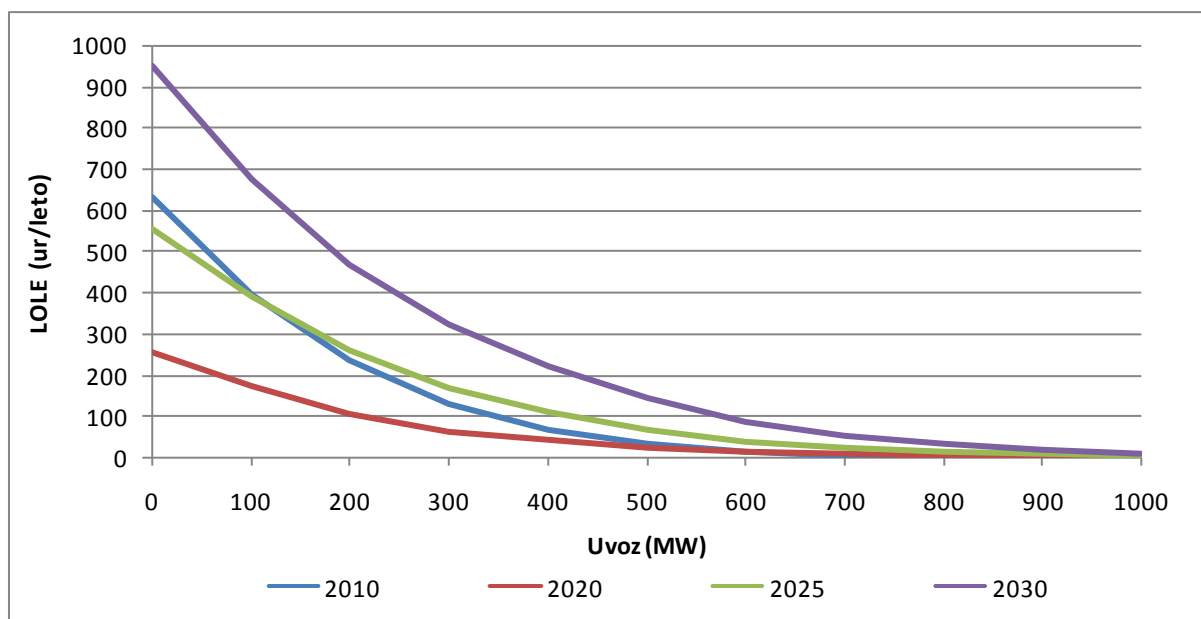
Tab. 6.12: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

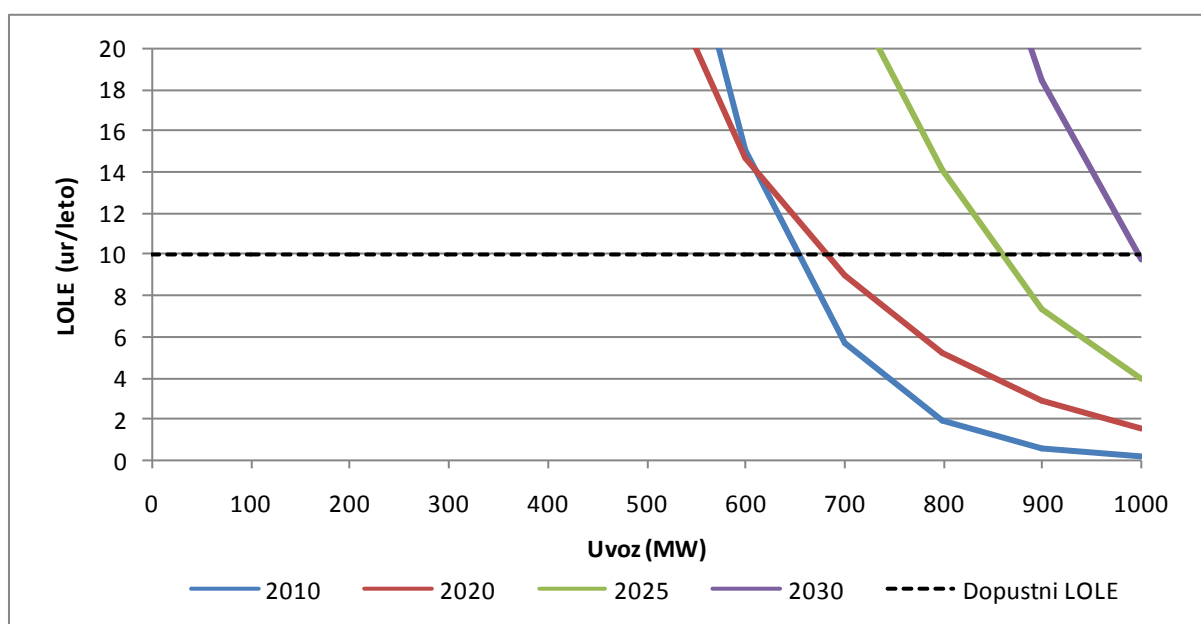
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020, 2025 in 2030.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 6.17 in Sl. 6.18 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 6.17: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.

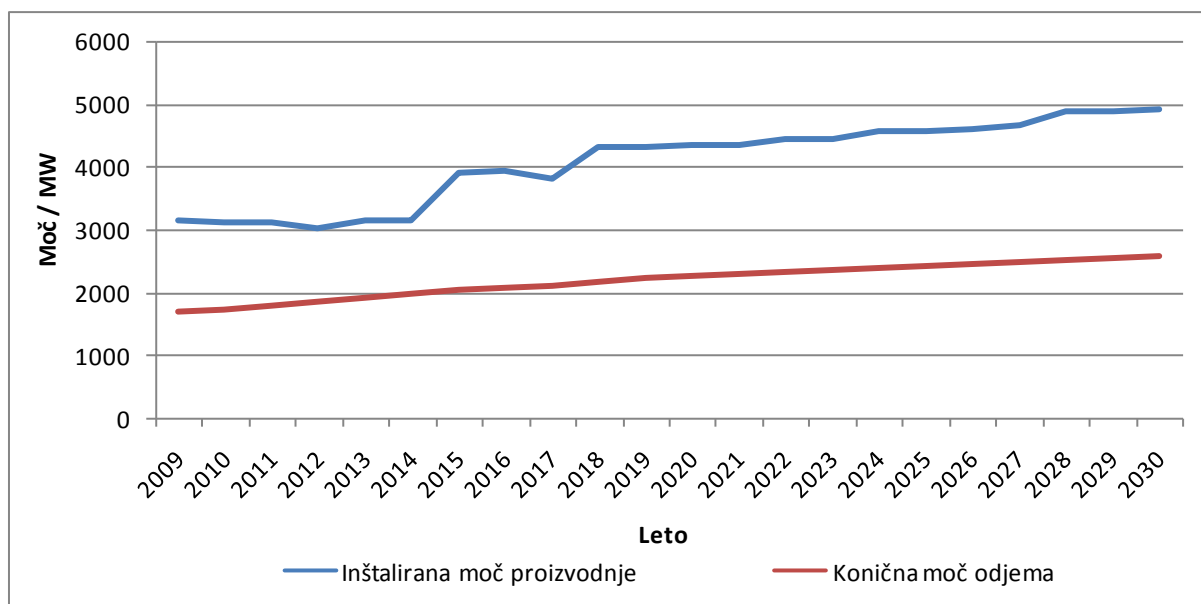


Sl. 6.18: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 1000 MW za uvoz električne energije do leta 2030.

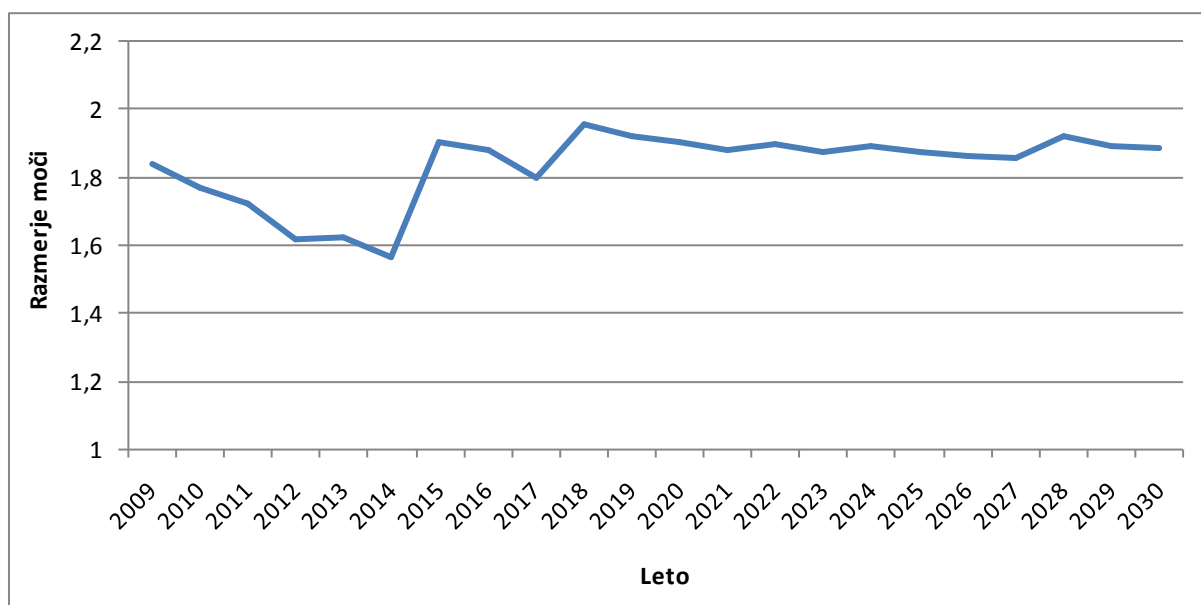
6.2.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 6.19 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 6.19: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 6.20 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj. Po letu 2016 pa se razmerje manjša, ker niso predvidene nove večje enote v sistemu po tem letu v obdobju do leta 2030. Manjše enote, npr. HE na srednji Savi, pa v večji meri skrbijo le za delno pokrivanje rasti konične moči odjema.



Sl. 6.20: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.

Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 6.13. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti okoli 4.300 MW, ter preostalih



zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 1.500 do 2.000 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

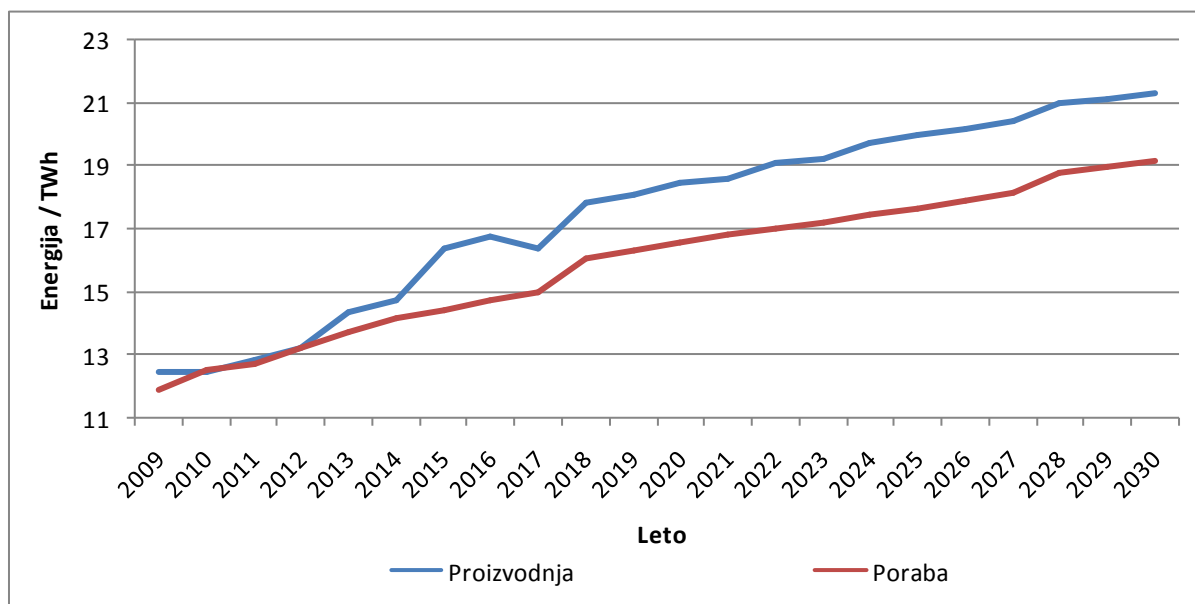


Tab. 6.13: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	5,74	5,74	5,74	6,28	6,28	6,28
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	1,74	1,76	1,37	1,95	1,98	1,52
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,00	3,98	4,37	4,33	4,30	4,76
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,20	2,08	2,91	1,47	1,32	1,69	1,54	1,38	1,81	1,70	1,52	2,03
16	Varnostna zmogljivost (npr.. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,29	0,29	0,29	0,31	0,31	0,31
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,54	0,49	0,49	0,56	0,51	0,51
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

6.2.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 6.21.



Sl. 6.21: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni, da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 2 TWh letno.

6.2.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Pogledali smo, kakšne se urne spremembe moči bremen, proizvodnje fotovoltaičnih elektrarn in proizvodnje vetrnih elektrarn glede na meritve moči in meteorološke podatke za proizvodnje enote v letu 2008. Na podlagi 4-kratne standardne deviacije urne spremembe skupne moči smo določili prvi kazalnik za določitev rezerve moči ob povečanju RVE v sistemu.

Tab. 6.14: Rezerva na podlagi spremembe moči za eno uro vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	448,0	0,6	-3,4	-2,7
2025	478,7	1,5	-4,2	-2,3
2030	510,6	3,6	-5,1	-0,7

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv. Rezultat se skriva v tem, da sprememba porabe sovпада z začetkom dneva, z začetkom dneva pa sovпада tudi proizvodnja iz SE, kar delno kompenzira visoke skoke porabe v teh obdobjih. Ker pa je urna sprememba proizvodnje moči iz SE relativno majhna je tudi urna kompenzacija relativno majhna.

Tab. 6.15: Rezerva na podlagi spremembe moči za štiri ure vnaprej.

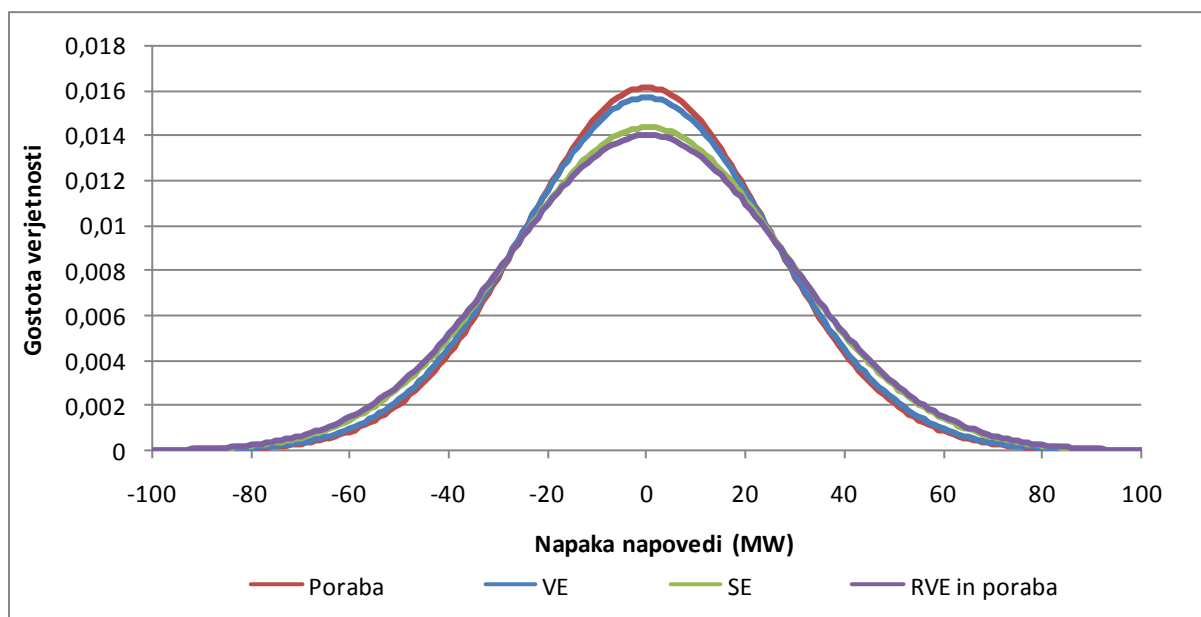
Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	1276,4	-0,1	-21,9	-21,2
2025	1363,9	0,6	-27,8	-25,8
2030	1454,9	2,6	-35,0	-29,8

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv na skupne spremembe moči. Ugotovimo lahko podoben sklep kot v prejšnji tabeli rezultatov, le da so 4 urne spremembe moči pri SE že večje, kar lahko vpliva na relativno večjo kompenzacijo spremembe moči.

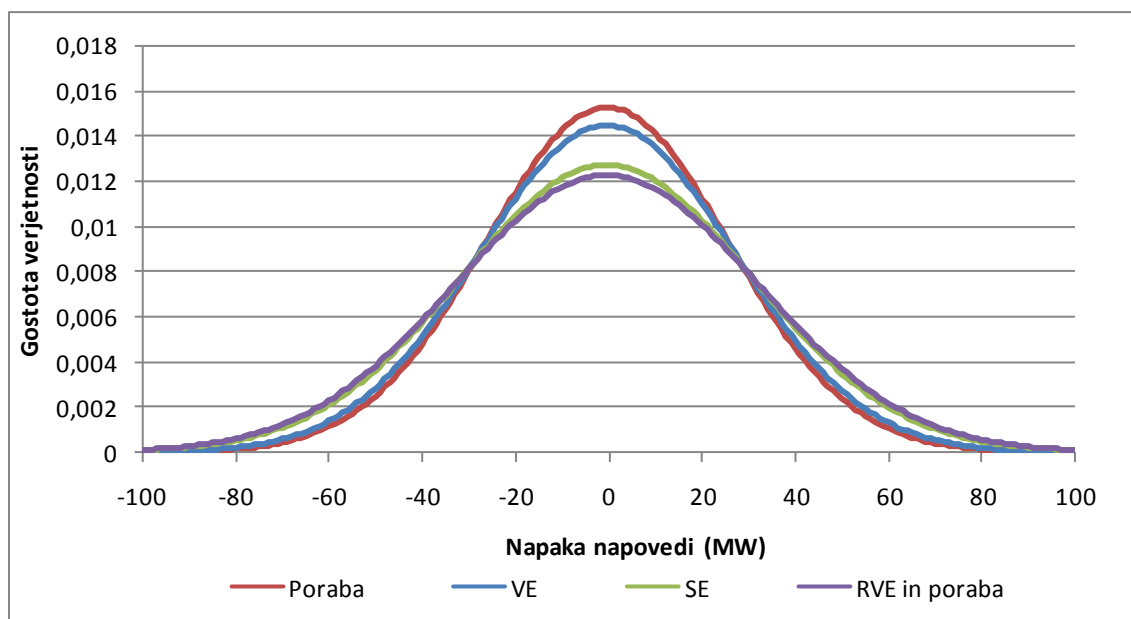
Iz prvih dveh kazalcev ugotovimo, da bodo urne spremembe moči v sistemu pri relativno majhnem deležu SE in VE glede na konvencionalne vire v sistemu celi manjše, kot če bi opazovali le spremembe moči bremen.

Naslednji kazalnik je potrebna rezerva moči zaradi napake napovedi proizvodnje električne energije za dan vnaprej. Podobno kot pri prejšnjih kazalcih smo analizirali potrebno rezervo moči zaradi bremen samih, ter dodatne rezervo moči kot posledico skupnega delovanja bremen in SE, bremen in VE, ter skupaj VE, SE in bremen.

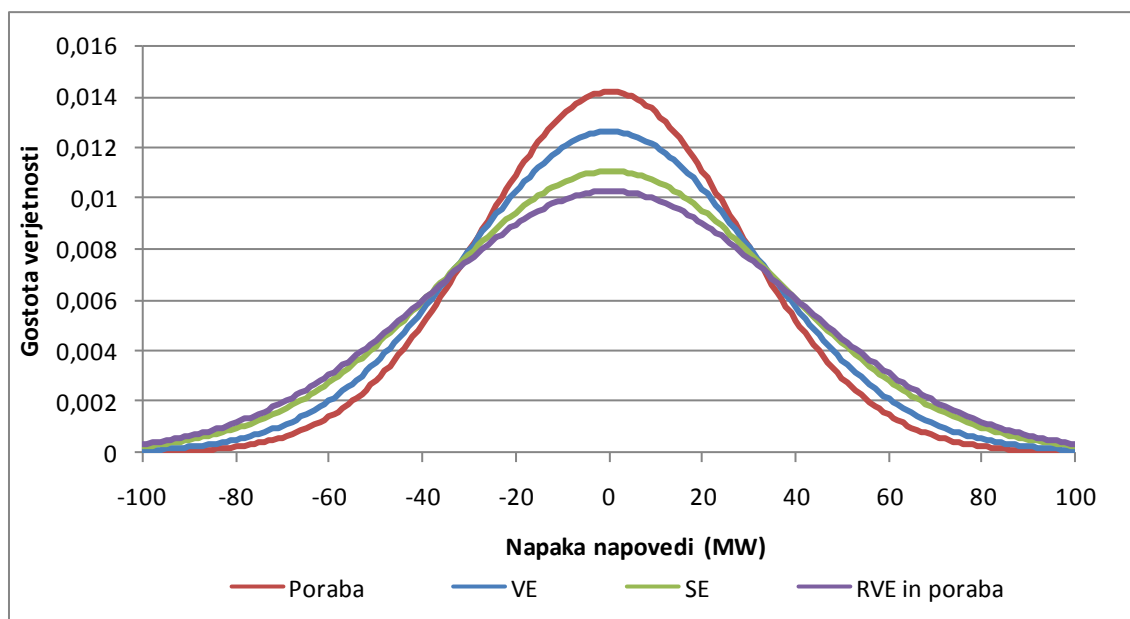
Napake napovedi na podlagi enoletnih analiz prikazujejo slike Sl. 6.22 - Sl. 6.24. Tabela Tab. 6.16 prikazuje priporočene rezerve moči na izravnalnem trgu oz. v sklopu sekundarne regulacije frekvence zaradi napak napovedi vozni redov bremen in RVE.



Sl. 6.22: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2020.



Sl. 6.23: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2025.



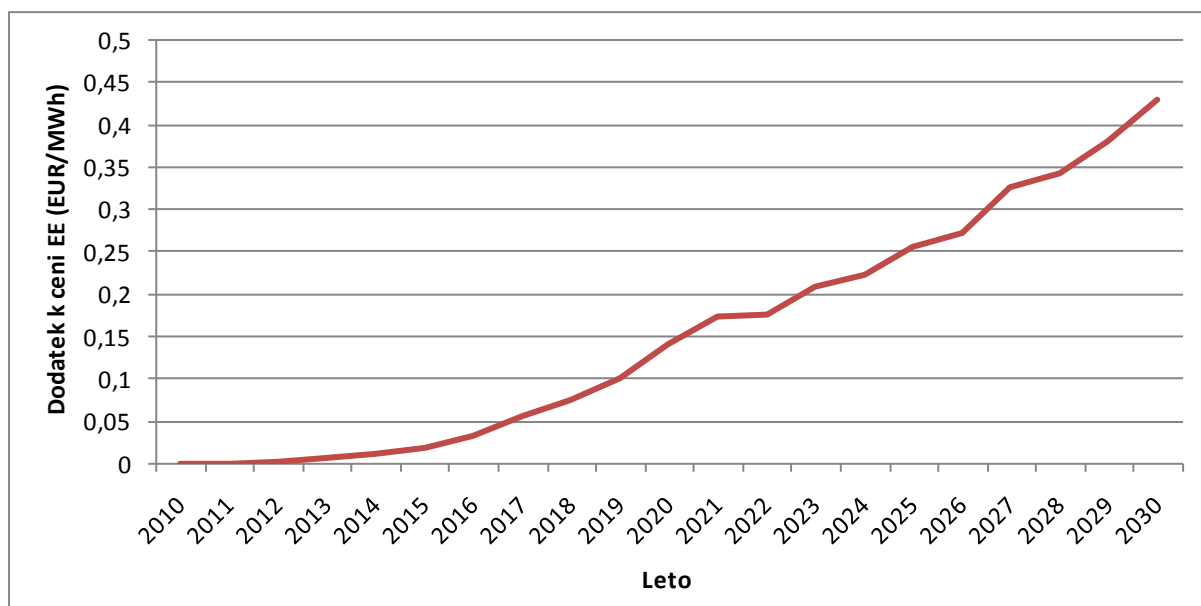
Sl. 6.24: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2030.

Tab. 6.16: Rezerva na podlagi napake napovedi za en dan vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	97,7	2,7	13,8	16,0
2025	104,4	6,3	20,7	25,8
2030	111,0	13,4	32,3	42,9

Rezultati kažejo, da zaradi nezmožnosti točnosti napovedi potrebujemo rezerve moči na izravnalnem trgu oz. izravnave odstopanj regulacijskega območja skozi sekundarno regulacijo frekvence, saj bodo zaradi napak napovedi voznih redov v sistemu viški ali manki delovne moči.

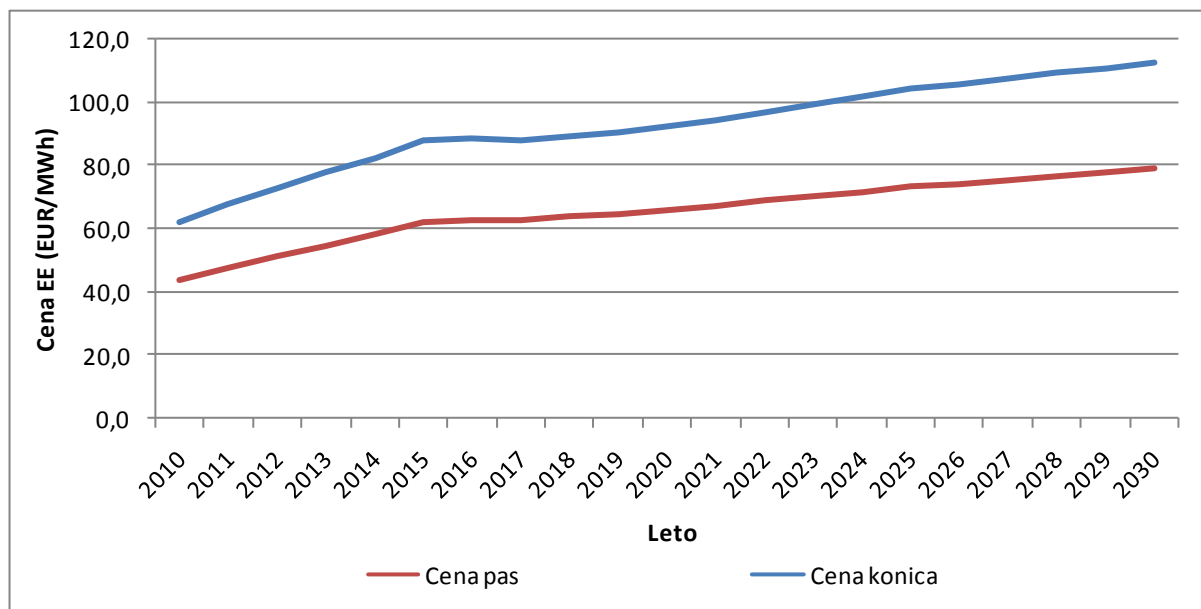
Glede na porabo električne energije in oceno stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence smo naredili oceno stroškov na enoto energijo za zagotavljanje dodatne rezerve moči zaradi večjega vključevanja RVE v EES. Rezultate prikazuje slika Sl. 6.25.



Sl. 6.25: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi visokega vključevanja RVE v EES.

6.2.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 6.26.



Sl. 6.26: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

6.2.7. Ekonomika obratovanja

6.2.7.1. Ekonomika RVE

Analizirali smo ekonomiko obratovanja za različne RVE in JEK. Pri RVE smo predpostavili izračun ekonomike obratovanja glede na obratovalne spodbude za RVE in dobo subvencioniranja 15 let. Pri vseh virih RVE smo privzeli enote reda moči 1 MW, da je primerjava investicij smiselna.

Glavni kazalci primerjave ekonomskih investicij so faktorji IRR in MIRR, pri čemer je uporabljena 10 % stopnja re-investiranja. Poudariti je potrebno, da pri ekonomskem izračunu uporabimo okvirne investicije RVE s predvidenimi povprečnimi obratovalnimi pogoji.

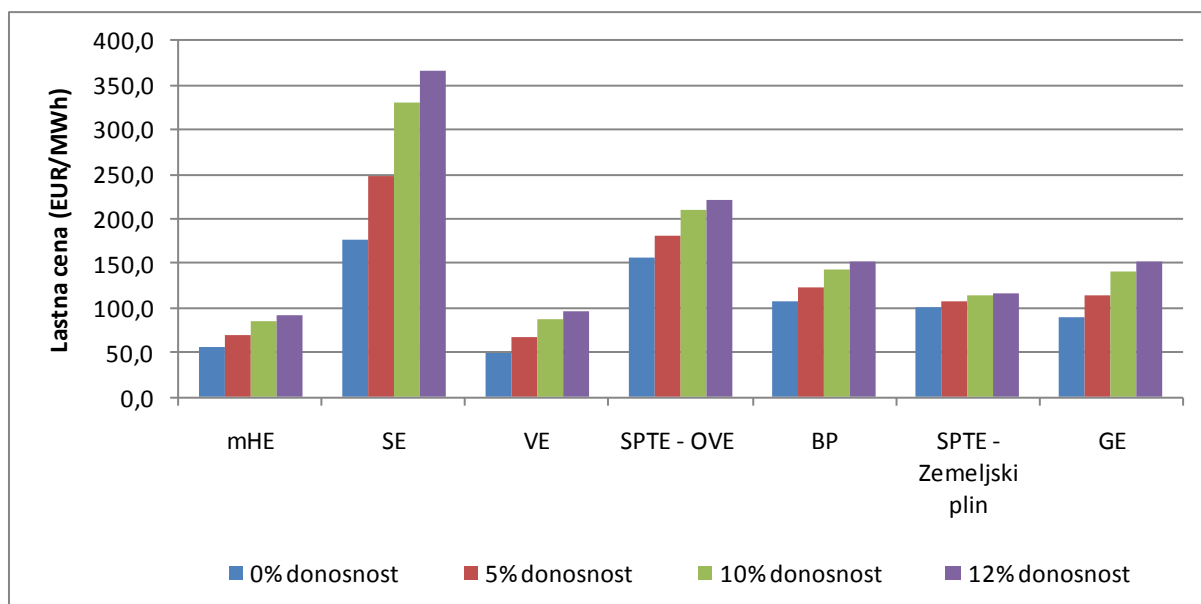
Tabela Tab. 6.17 prikazuje pregled ekonomskih kazalcev za vse analizirane tehnologije.

Tab. 6.17: Ekonomski kazalci upravičenosti investiranja v RVE

	mHE	SE	VE	LB	BP	SPTE	GE
IRR	12,9 %	10,2 %	15,4 %	13,3 %	13,8 %	11,3 %	14,8 %
MIRR	11,1 %	10,1 %	12,1 %	11,3 %	11,5 %	10,5 %	11,9 %

Iz rezultatov ugotavljamo, da so kazalci IRR za vse vire okoli 12 %, kar je razumljivo, saj so obratovalne spodbude določene na takšni ravni, da investicije v povprečju dosegajo 12 stopnjo donosa v 15 ekonomski dobi projekta (oziroma za SPTE v 10 letni dobi projekta). Kazalci MIRR so manjši, ker smo upoštevali stopnjo donosa re-investiranja manjše, kot je predpisan IRR za investicije v RVE.

Slika Sl. 6.27 prikazuje lastne cene električne energije za analizirane RVE. Ugotavljamo, da so lastne cene virov z 12 % donosom skoraj identične spodbudam za RVE, kar je pa smiselni rezultat, saj so ravno te tarife bile določene na podlagi lastnih cen z 12 % donosom investicije.



Sl. 6.27: Lastna cena posameznih tehnologij RVE za različne donosnosti investicije.

Tab. 6.18: Lastne cene električne energije za RVE za različne stopnje donosnosti investicij v €/MWh.

Donosnost	mHE	SE	VE	SPTE - OVE	BP	SPTE - ZP	GE
0 % donosnost	55,0	176,7	50,2	156,5	106,8	127,1	90,2
5 % donosnost	68,6	247,2	67,1	180,7	123,4	132,9	112,9
10 % donosnost	84,6	330,9	87,2	209,5	143,0	139,6	139,8
12 % donosnost	91,6	367,4	96,0	222,0	151,6	142,4	151,6

Iz rezultatov lastnih cen ugotavljamo tudi, da pri različnih stopnjah donosa investicije lastne cene različnih tehnologij RVE različno odstopajo. Največje odstopanje ima SE, predvsem zaradi visoke začetne investicije v tehnologijo in nizkih obratovalnih stroškov. V kolikor bi se predpisane vrednosti donosov v omenjene vire zmanjšale, bi tudi skupne obratovalne spodbude v te vire zmanjšale.

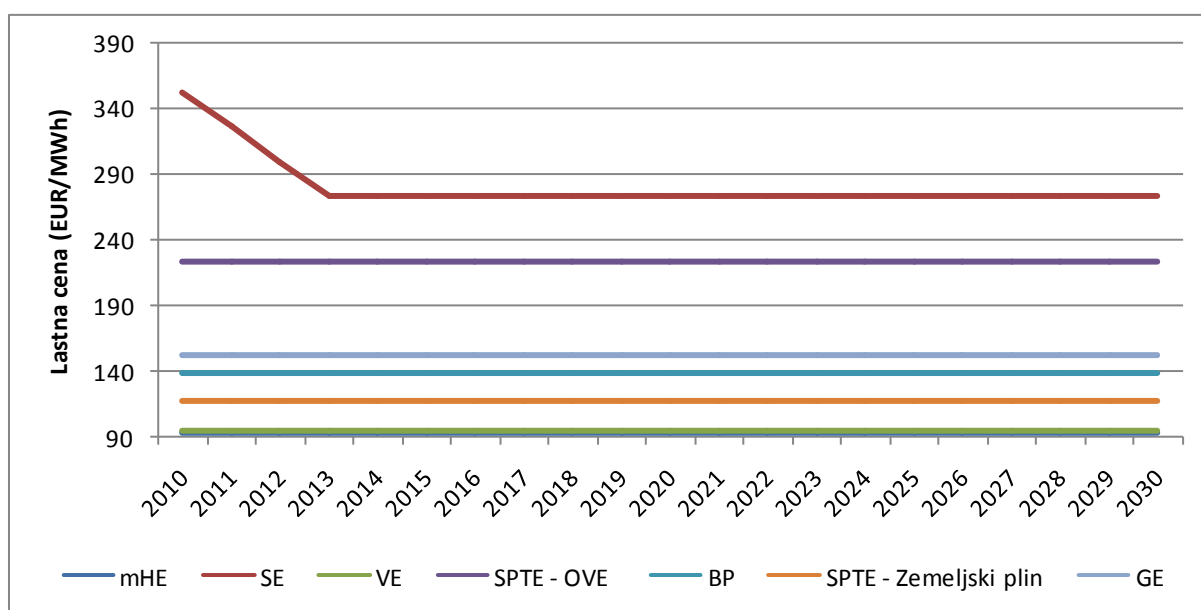
6.2.7.2. Ocena stroškov za shemo spodbud v RVE

Z rastjo vključevanja RVE v slovenski EES se spreminjajo tudi skupne subvencije za te vire energije s stališča države. Po drugi strani pa višja cena električne energije manjša skupni strošek države, ki ga predstavljajo subvencioniranje energije proizvedene z RVE. V nekaj letih se pričakuje, da bo subvencioniranje proizvodnje električne energije iz RVE manjše, bodisi zaradi napredka in posledično pocenitve tehnologij RVE in s tem nižje lastne cene proizvodnje električne energije, bodisi zaradi višje cene električne energije na trgu z električno energijo, zaradi česar lahko tudi investicije v vire z višjo lastno ceno električne energije postanejo donosne.

V analizi stroškov iz vidika države smo predpostavili dva scenarija, in sicer:

- nespremenljive spodbude za RVE do leta 2030,
- upad spodbud za RVE na 100 €/MWh za vse vire, kateri imajo po obstoječi shemi višje spodbude.

V prvem scenariju smo predpostavili, da se bodo spodbude za SE ustalile pri 24 % manjšimi cenami kot leta 2009. Za ostale RVE izhajamo iz cen iz leta. To je odraz obstoječe podporne sheme, ki definira spodbude do leta 2013. Po tem letu bodo verjetno v veljavi nove podporne sheme za RVE, vendar je sedaj nemogoče ocenjevati kakšne, zato je v tem scenariju predpostavka, da ne bo cenovnega napredka tehnologij RVE, zaradi zrelosti tako trga kot tudi tehnologije.

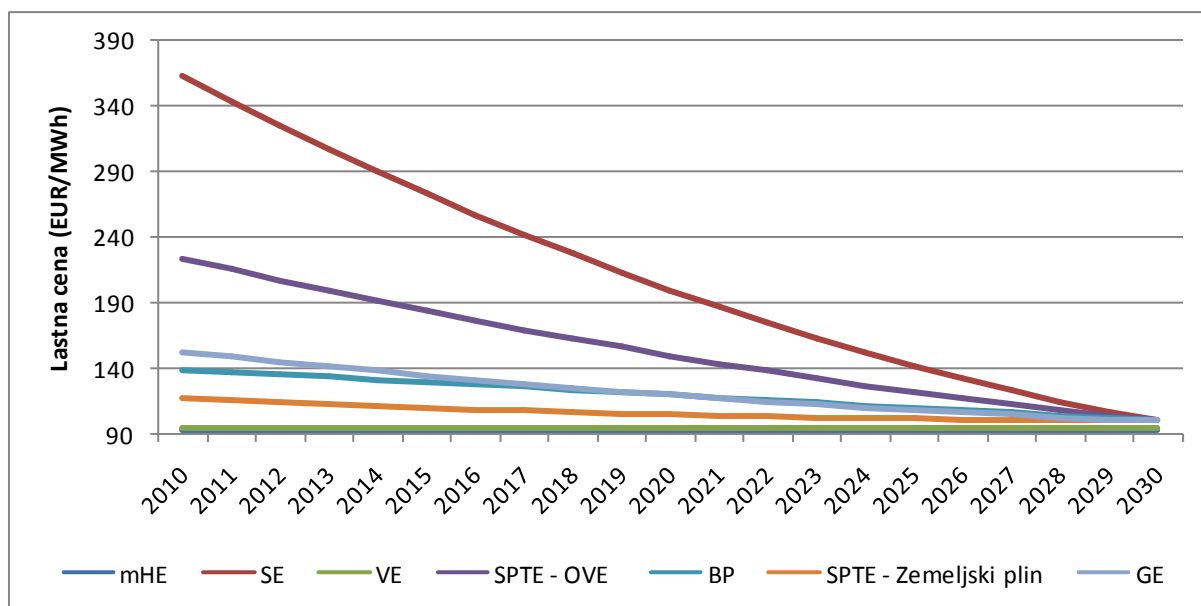


Sl. 6.28: Predpostavljene spodbude za RVE do leta 2030 po prvem scenariju.

Drugi scenarij predvideva drastično zniževanje lastnih cen proizvodnje RVE do leta 2030. Ker investicijske in obratovalne stroške po različnih virih RVE ni mogoče zanesljivo napovedati za 20 let naprej, smo tudi v tem scenariju predvideli določene predpostavke. Tabela Tab. 6.19 prikazuje predpostavljene vrednosti lastnih cen proizvodnje različnih RVE ob upoštevanju 12 % donosnosti investicije.

Tab. 6.19: Predpostavljene spodbude v RVE do leta 2030 po drugem scenariju v €/MWh.

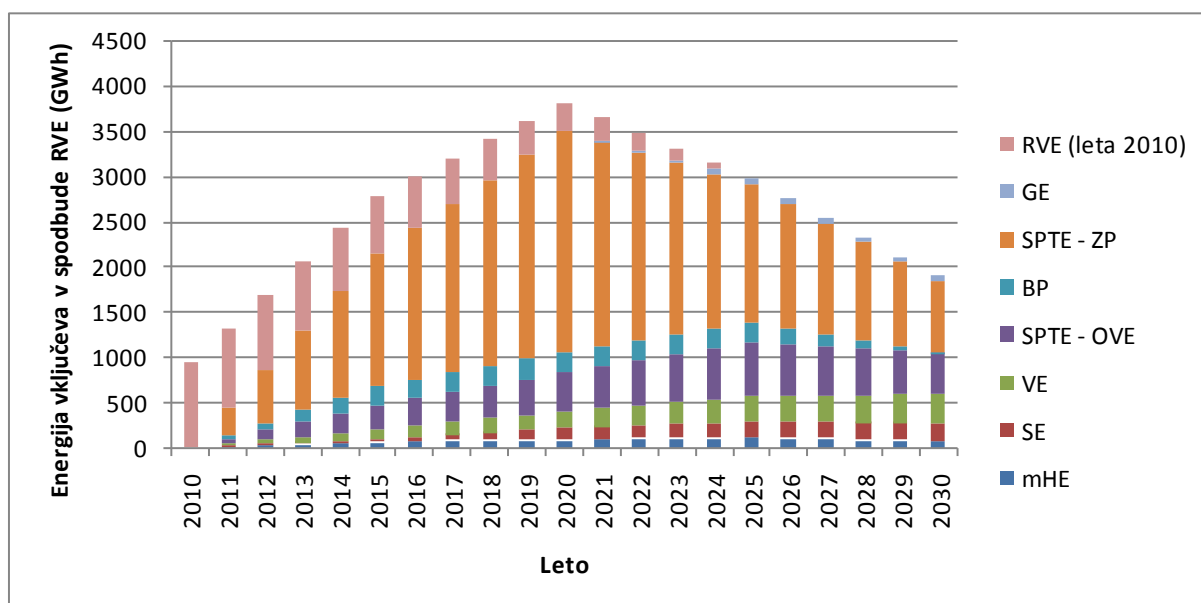
	mHE	SE	VE	SPTE - OVE	BP	SPTE - ZP	GE
Predpostavka 2010	92,61	362,7	95,38	224,35	139,23	152,33	152,47
Predpostavka 2020	92,61	200	95,38	150	120	120	120
Predpostavka 2030	92,61	100	95,38	100	100	100	100



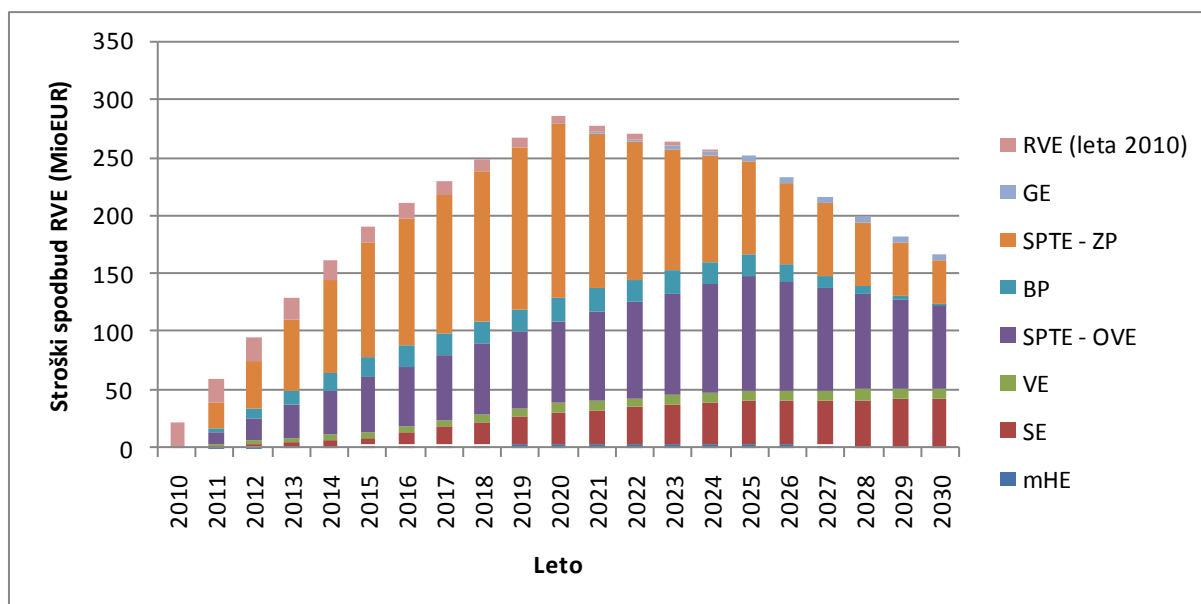
Sl. 6.29: Predpostavljene spodbude za RVE do leta 2030 po drugem scenariju.

Slika Sl. 6.30 prikazuje količino energije po posameznih virih, ki bi bila vključena v shemo spodbud. Ta energija ni enaka proizvodnji iz RVE, saj bodo ti viri po koncu prejetanja spodbud vseeno proizvajali energijo do preostanka njihove življenjske dobe. Prikazujemo le subvencionirano energijo, ki je v breme omrežnine in jo plačujejo odjemalci.

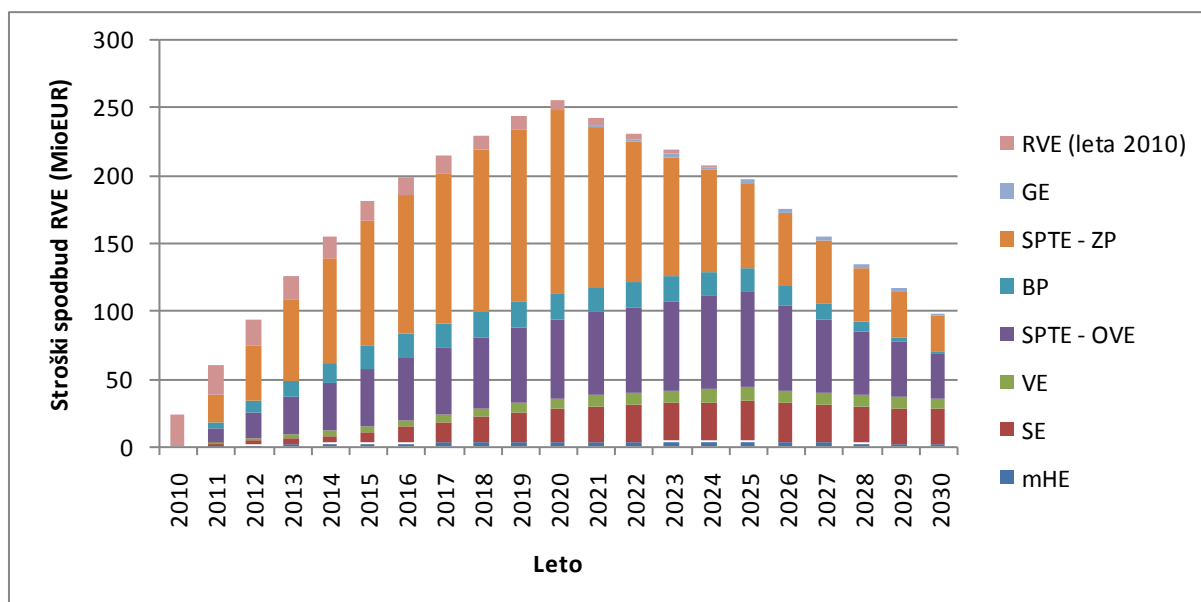
Na podlagi proizvedene količine energije in predpostavljenih spodbud za RVE lahko naredimo oceno skupnih stroškov po dveh scenarijih spreminjanja spodbud, kar prikazujeta sliki Sl. 6.31 in Sl. 6.32.



Sl. 6.30: Proizvedena energija iz RVE, ki so vključeni v shemo spodbud za RVE.



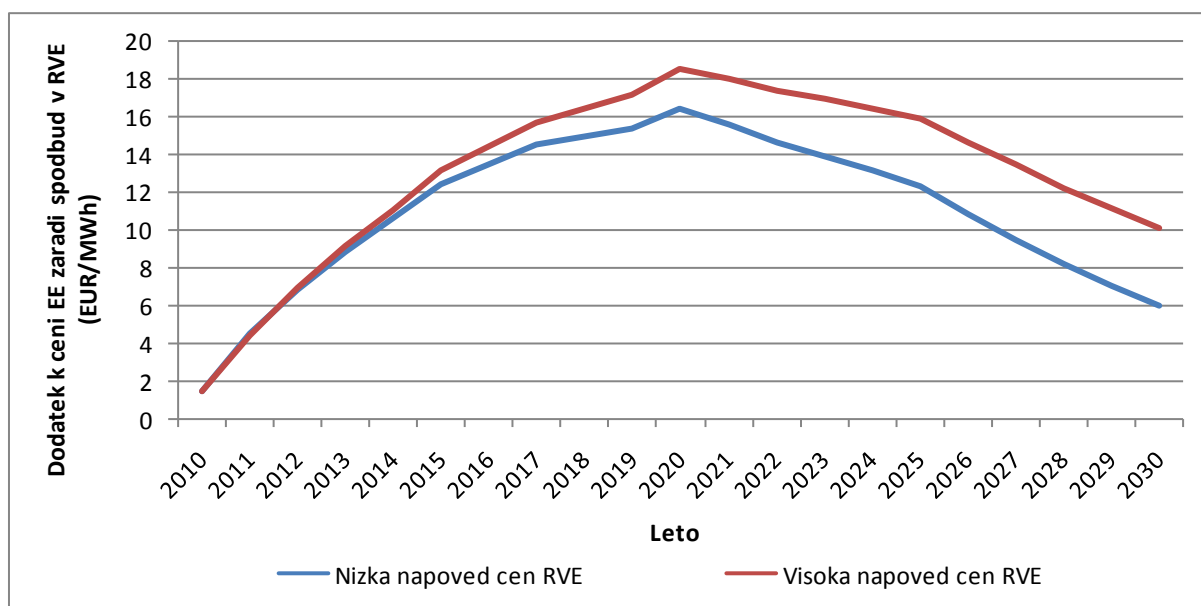
Sl. 6.31: Skupni strošek subvencij za RVE na letni ravni – konstantne cene spodbud.



Sl. 6.32: Skupni strošek subvencij za RVE na letni ravni – znižane cene spodbud.

Sliki Sl. 6.31 in Sl. 6.32. prikazujeta, da bodo stroški države močno naraščali s tem, ko bodo rasla proizvedena energije iz RVE. V obdobju med 2020 in 2030 je pričakovati prelom, kjer subvencije za nove RVE ne bodo predstavljale večjega deleža, predvsem zaradi višje cene električne energije na trgu ter nižje cene investiranja v tehnologije RVE, vendar bodo skupni stroški države vseeno počasi padali, saj je potrebno upoštevati, da se pogodbe o subvencioniranju podpisujejo za nadaljnjih 10 let za SPTE oziroma 15 let za preostale RVE in tako se v letu 2030 plačuje subvencije za tiste elektrarne, ki so bile postavljene v obdobju od leta 2015 do leta 2030.

Ocenili smo tudi, kolikšen je strošek za skupne spodbude v RVE normirano na porabo električne energije oziroma na enoto energije, kar prikazuje slika Sl. 6.33.



Sl. 6.33: Dodatek k ceni električne energije za porabnika, kot posledica subvencioniranja RVE.

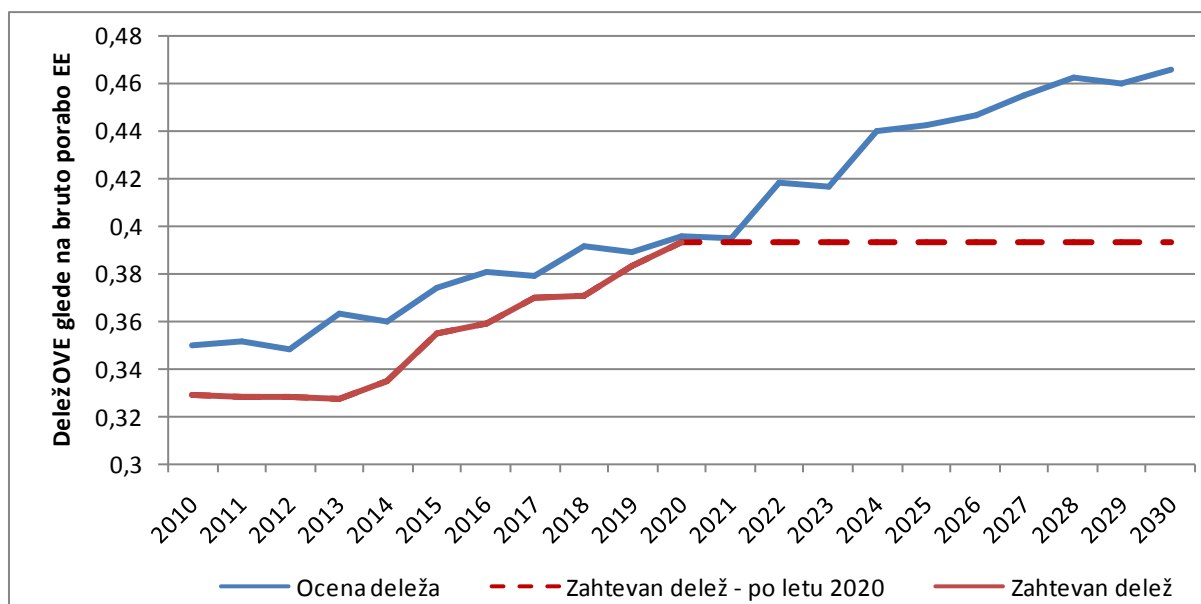
Ves strošek države za subvencioniranje proizvodnje energije iz RVE se prenese na kupca električne energije v obliki dodatka k obstoječi ceni električne energije ter omrežnini. Ta dodatek je tako odvisen od letnega stroška države za subvencioniranje proizvodnje iz RVE ter porabe EE. Slika Sl. 6.33 prikazuje, kakšno vrednost bo omenjeni dodatek zavzemal do leta 2030. Po tem letu je pričakovati, da bo dodatek vedno nižji in pri zadostni zrelosti tehnologije RVE bo eventualno postal ničen.

6.2.7.3. **Ekonomika JEK 2**

Obravnavani scenarij razvoja slovenskega EES ne predvideva nove enote JEK 2, zato v tem poglavju niso predstavljeni ekonomski kazalniki investicije v JEK 2.

6.2.8. **Ocena deleža OVE**

Slika Sl. 6.34 prikazuje napovedi deleža OVE glede na napovedi vključevanja novih enot v EES in porabe električne energije ter zahtevan delež OVE v skladu z akcijskim načrtu za obnovljive vire. Ugotavljamo, da zaradi nizke porabe energije in predvidenega visokega vključevanja OVE v EES ves čas zadostujemo zahtevanim pogojem o deležu OVE v sektorju Električna energija.



Sl. 6.34: Delež OVE glede na bruto porabo električne energije in zahtevan delež v skladu z virom Akcijski načrt za obnovljive vire.

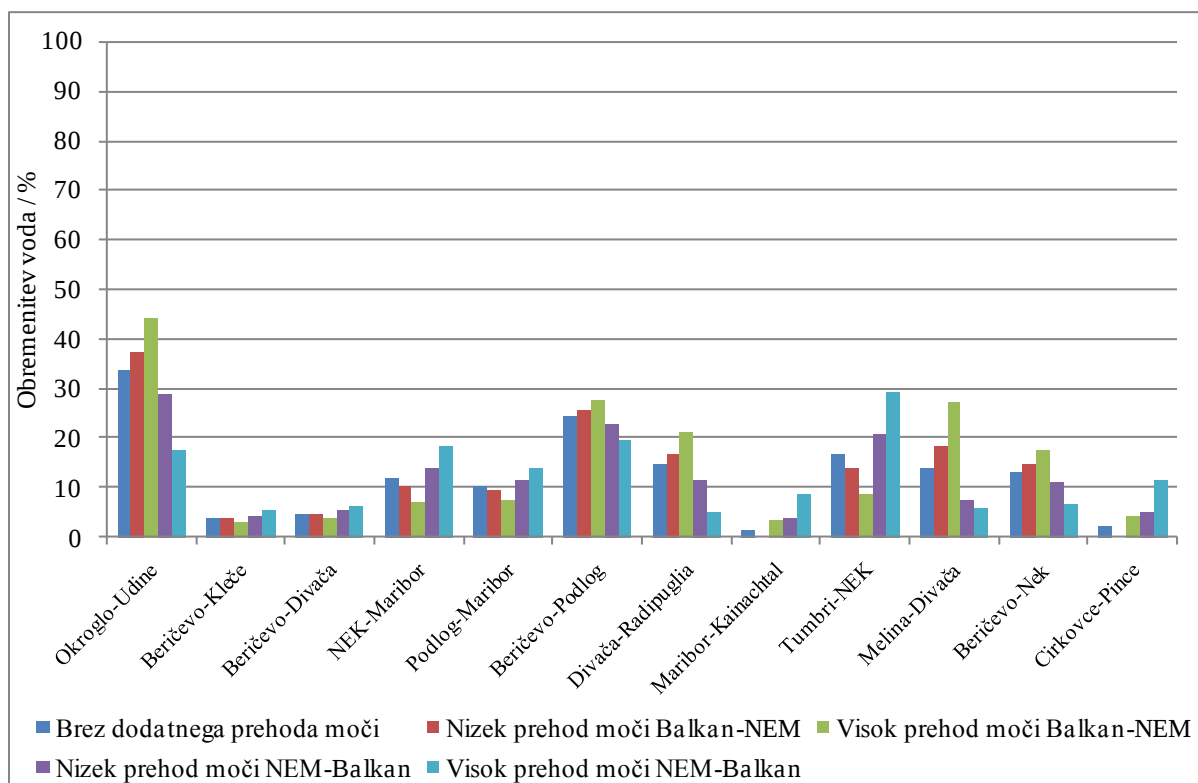
6.3. SCENARIJ RAZVOJA JEK0_VP_IRVE

Scenarij JEK0_VP_IRVE upošteva:

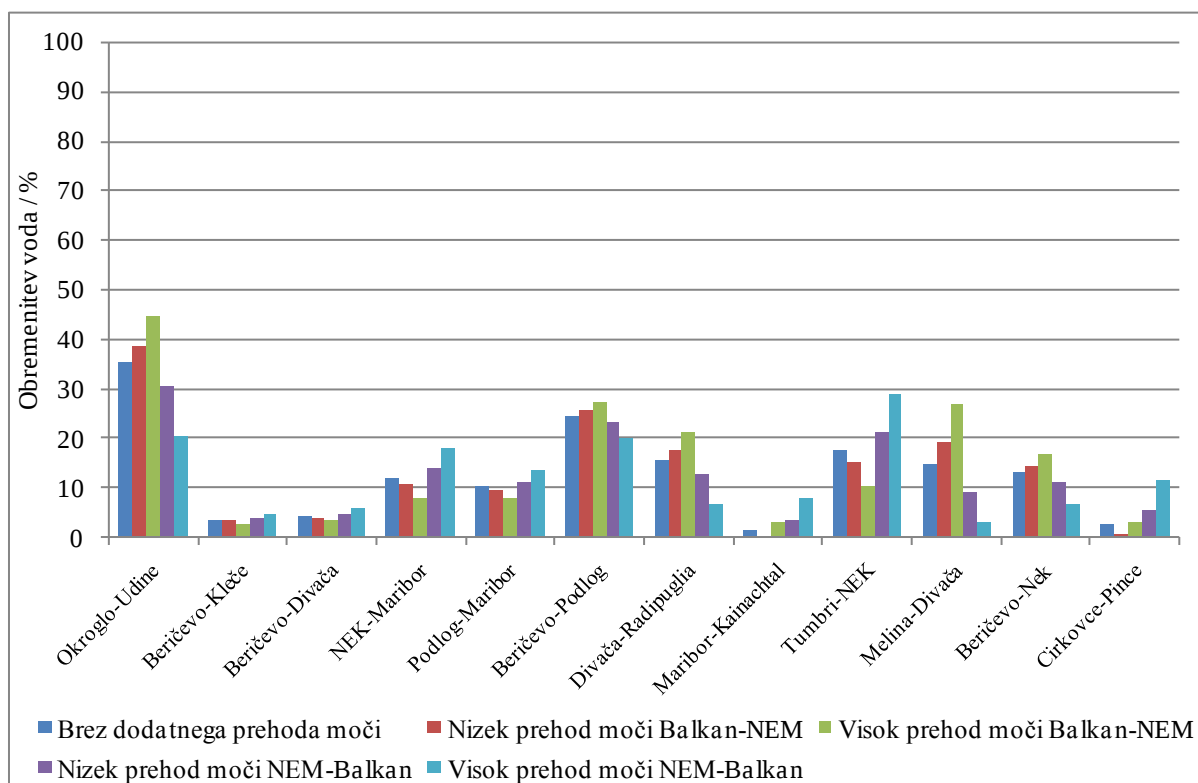
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **visoka rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **ne predvideva investicije v JEK 2.**

6.3.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

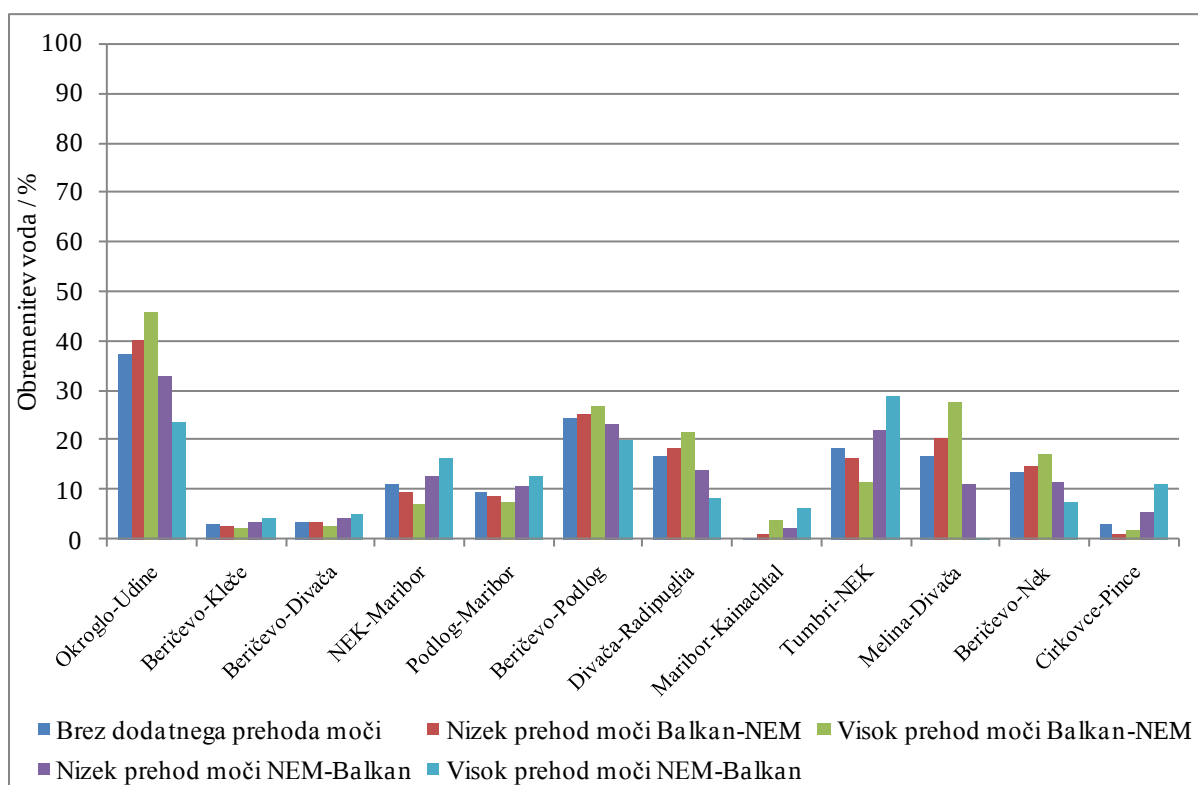
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 6.35 - Sl. 6.37.



Sl. 6.35: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 6.36: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 6.37: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da obremenitve omrežja za obravnavani scenarij niso previsoke, saj le te dosegajo okoli 30% maksimalne obremenitve. Nekoliko povečana je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine ter 400 kV DV Beričevo – Podlog, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

6.3.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 6.20 in Tab. 6.21.

Tab. 6.20: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 6.21: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

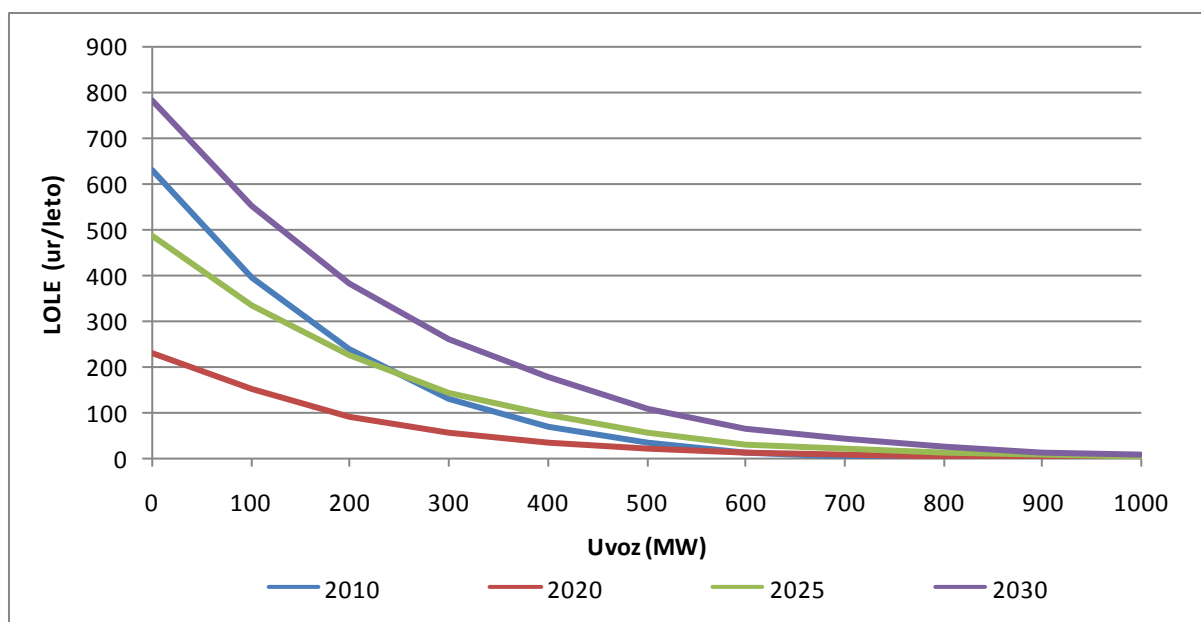
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

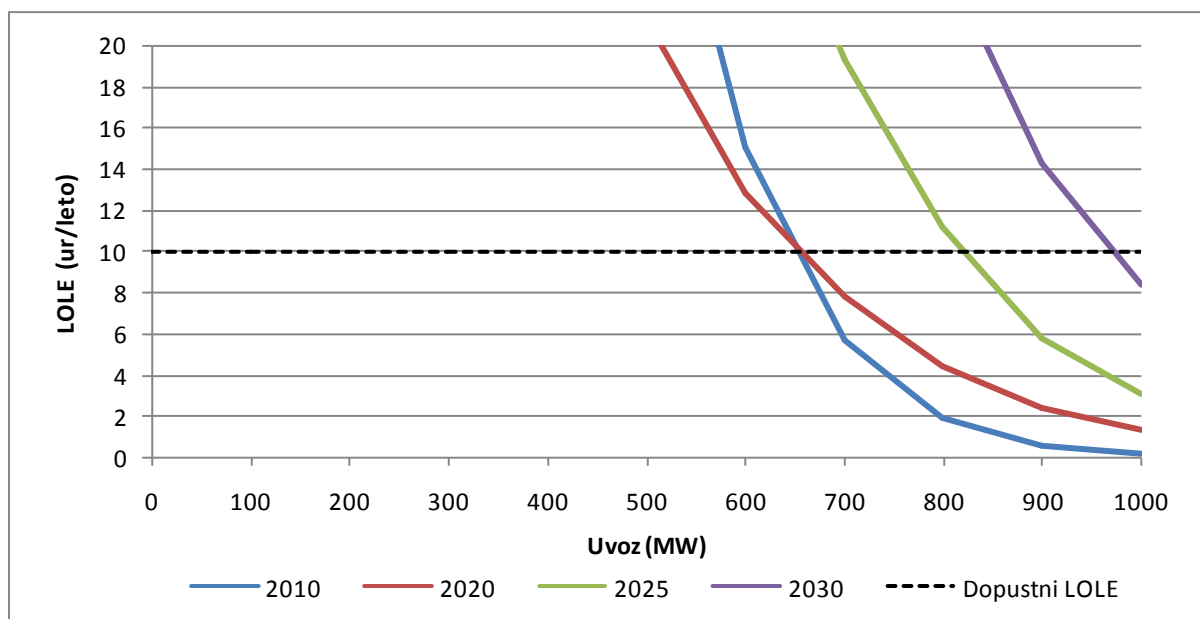
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020, 2025 in 2030.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 6.38 in Sl. 6.39 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 6.38: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 6.39: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 1000 MW za uvoz električne energije do leta 2030.

6.3.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 6.22) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.300 in 5.100 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 1.500 in 2.300 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

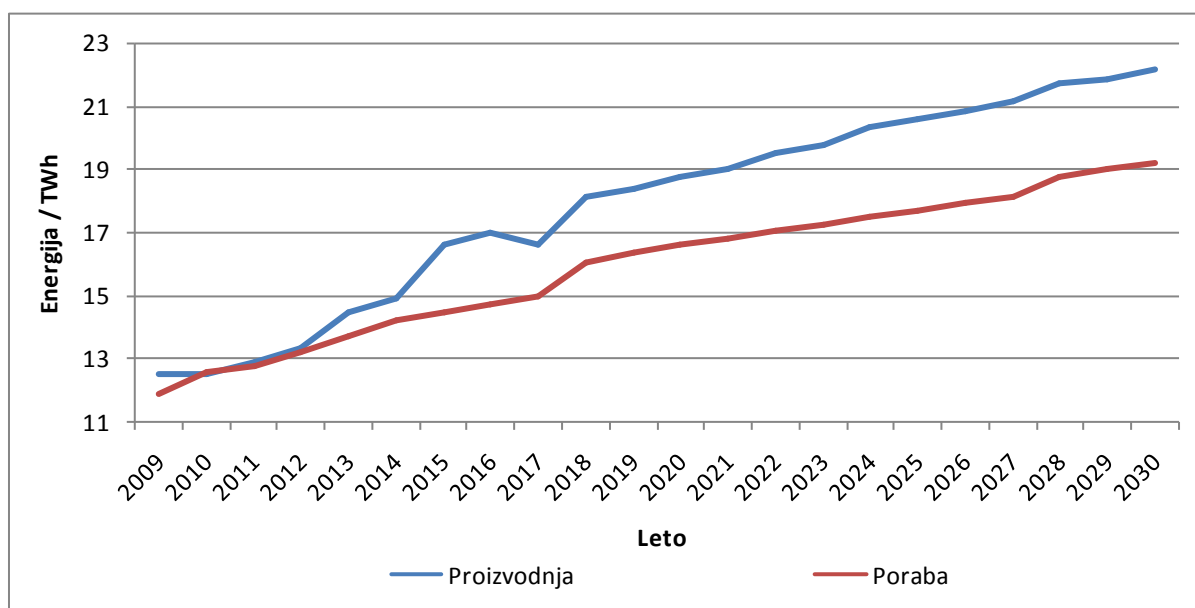


Tab. 6.22: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	6,15	6,15	6,15	6,81	6,81	6,81
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	2,05	2,13	1,53	2,37	2,48	1,74
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,10	4,02	4,62	4,43	4,33	5,07
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,23	2,10	2,97	1,54	1,35	1,84	1,64	1,42	2,06	1,80	1,55	2,34
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,31	0,31	0,31	0,34	0,34	0,34
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,56	0,51	0,51	0,59	0,54	0,54
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

6.3.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnja večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Upoštevano je tudi intenzivno vključevanje RVE. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 6.40.



Sl. 6.40: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po omenjenem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 3 TWh letno.

6.3.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Pogledali smo kakšne se urne spremembe moči bremen, proizvodnje fotovoltaičnih elektrarn in proizvodnje vetrnih elektrarn glede na meritve moči in meteorološke podatke za proizvodnje enote v letu 2008. Na podlagi 4-kratne standardne deviacije urne spremembe skupne moči smo določili prvi kazalnik za določitev rezerve moči ob povečanju RVE v sistemu.

Tab. 6.23: Rezerva na podlagi spremembe moči za eno uro vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
------	-----------------------	---------------------------	---------------------------	----------------------------

2020	448,0	0,8	-4,5	-3,1
2025	478,7	2,7	-2,2	1,8
2030	510,6	7,2	2,9	12,8

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv. Rezultat se skriva v tem, da sprememba porabe sovpada z začetkom dneva, z začetkom dneva pa sovpada tudi proizvodnja iz SE, kar delno kompenzira visoke skoke porabe v teh obdobjih. Ker pa je urna sprememba proizvodnje moči iz SE relativno majhna je tudi urna kompenzacija relativno majhna.

Tab. 6.24: Rezerva na podlagi spremembe moči za štiri ure vnaprej.

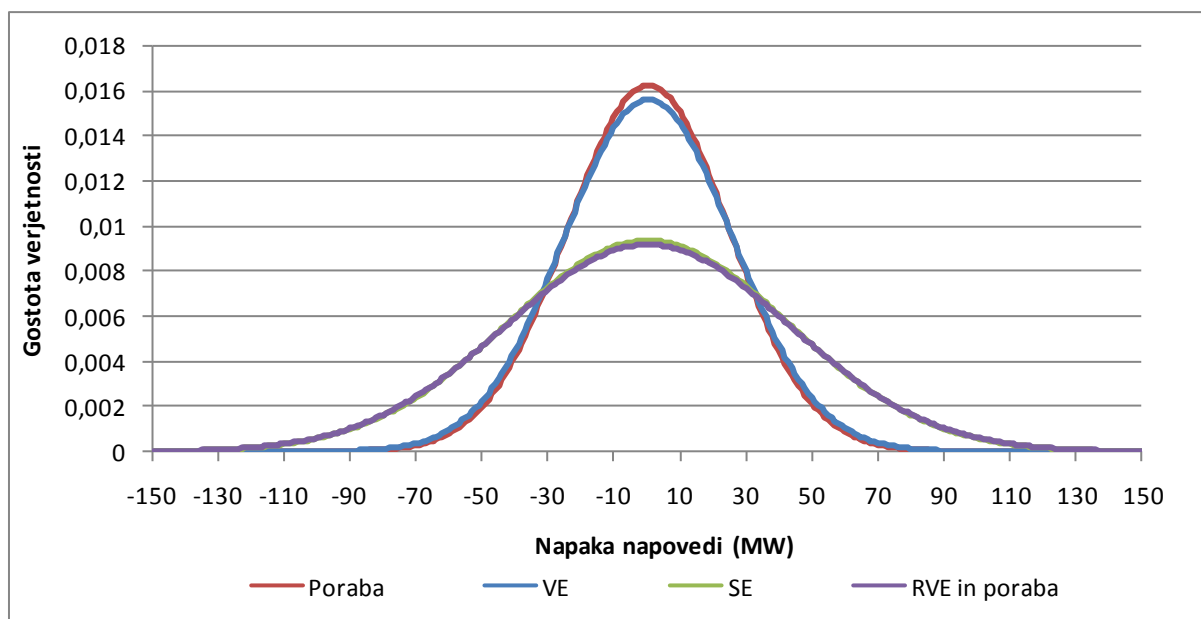
Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	1276,4	0,1	-42,0	-39,7
2025	1363,9	1,7	-47,0	-40,0
2030	1454,9	6,2	-42,6	-25,3

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv na skupne spremembe moči. Ugotovimo lahko podoben sklep kot v prejšnji tabeli rezultatov, le da so 4 urne spremembe moči pri SE že večje, kar lahko vpliva na relativno večjo kompenzacijo spremembe moči.

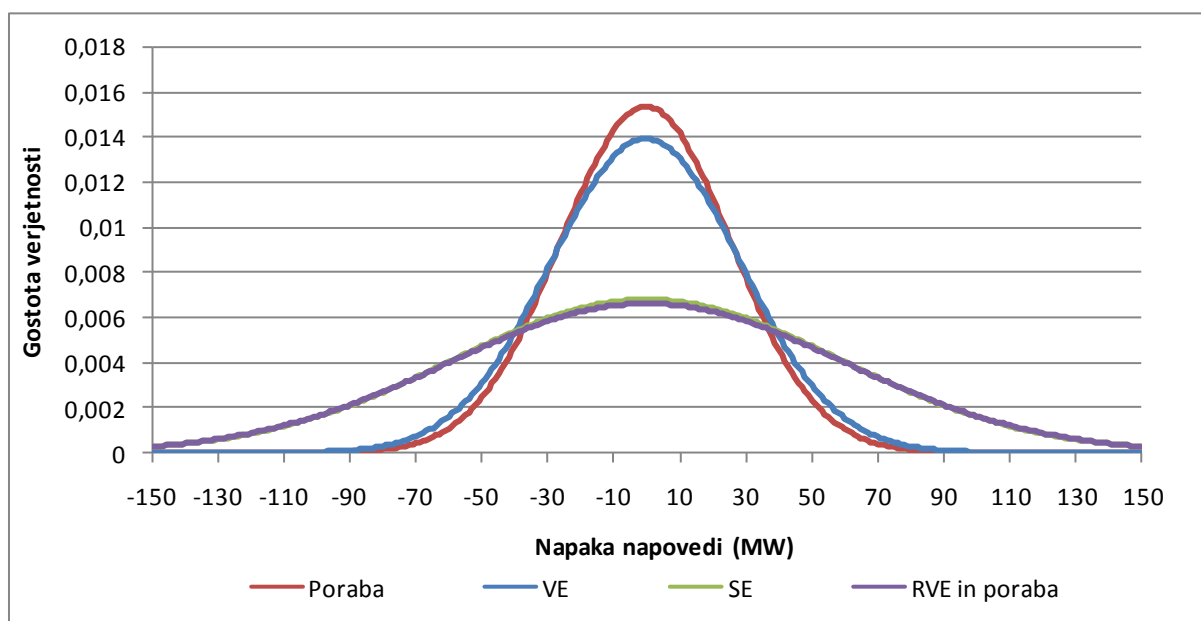
Iz prvih dveh kazalcev ugotovimo, da bodo urne spremembe moči v sistemu pri relativno majhnem deležu SE in VE glede na konvencionalne vire v sistemu celi manjše, kot če bi opazovali le spremembe moči bremen.

Naslednji kazalnik je potrebna rezerva moči zaradi napake napovedi proizvodnje električne energije za dan vnaprej. Podobno kot pri prejšnjih kazalcih smo analizirali potrebno rezervo moči zaradi bremen samih, ter dodatne rezervo moči kot posledico skupnega delovanja bremen in SE, bremen in VE, ter skupaj VE, SE in bremen.

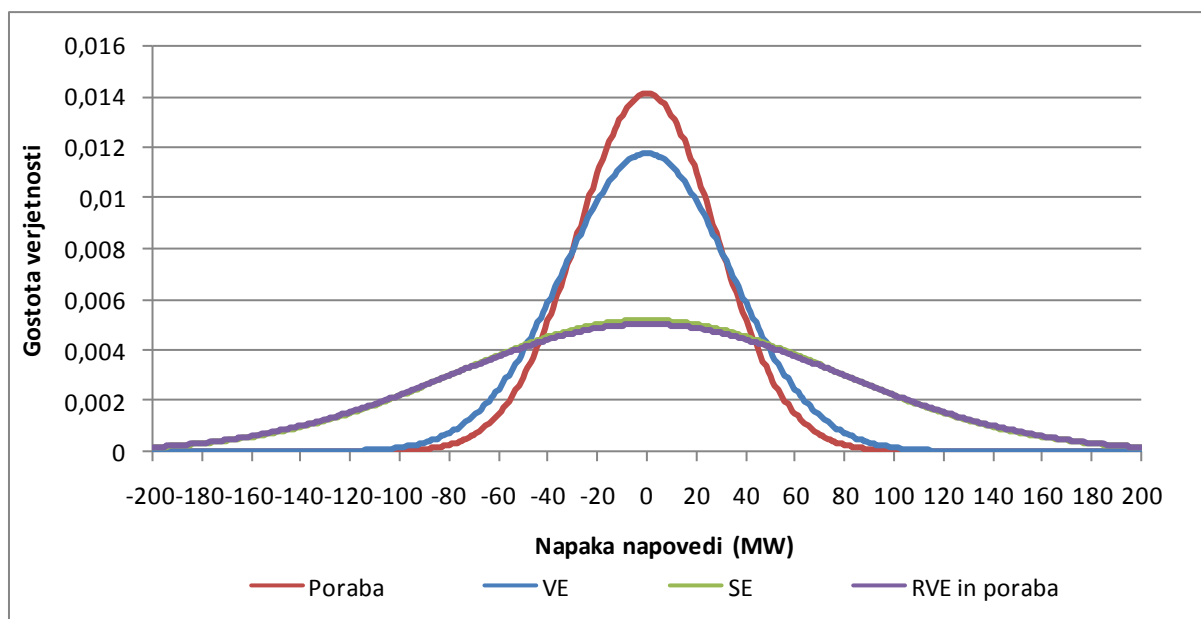
Napake napovedi na podlagi enoletnih analiz prikazujejo slike Sl. 6.41 - Sl. 6.43. Tabela Tab. 6.25 prikazuje priporočene rezerve moči na izravnalnem trgu oz. v sklopu sekundarne regulacije frekvence zaradi napak napovedi voznih redov bremen in RVE.



Sl. 6.41: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2020.



Sl. 6.42 Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2025.



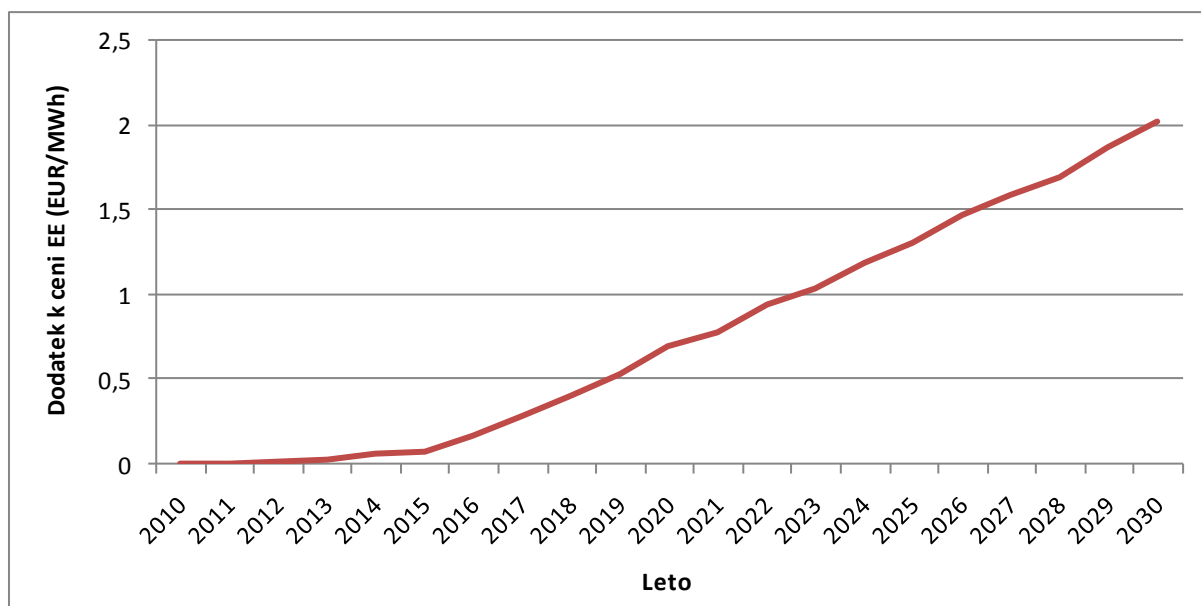
Sl. 6.43: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2030.

Tab. 6.25: Rezerva na podlagi napake napovedi proizvodnje in porabe.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	98,9	4,2	69,3	72,2
2025	105,5	10,1	129,8	135,1
2030	111,7	23,8	191,1	200,7

Rezultati kažejo, da zaradi nezmožnosti točnosti napovedi potrebujemo rezerve moči na izravnalnem trgu oz. izravnave odstopanj regulacijskega območja skozi sekundarno regulacijo frekvence, saj bodo zaradi napak napovedi vozni redovi v sistemu viški ali manki delovne moči.

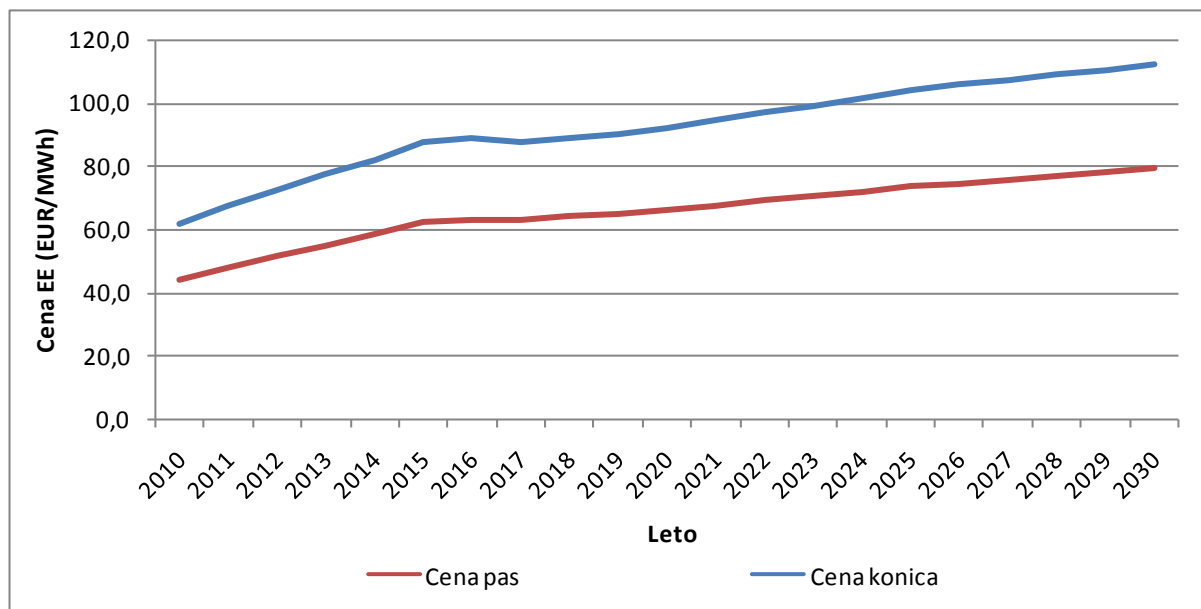
Glede na porabo električne energije in oceno stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence smo naredili oceno stroškov na enoto energijo za zagotavljanje dodatne rezerve moči zaradi večjega vključevanja RVE v EES. Rezultate prikazuje slika Sl. 6.44.



Sl. 6.44: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi visokega vključevanja RVE v EES.

6.3.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 6.45.



Sl. 6.45: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

6.3.7. Ekonomika obratovanja

6.3.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

6.3.7.2. Ocena stroškov za shemo spodbud v RVE

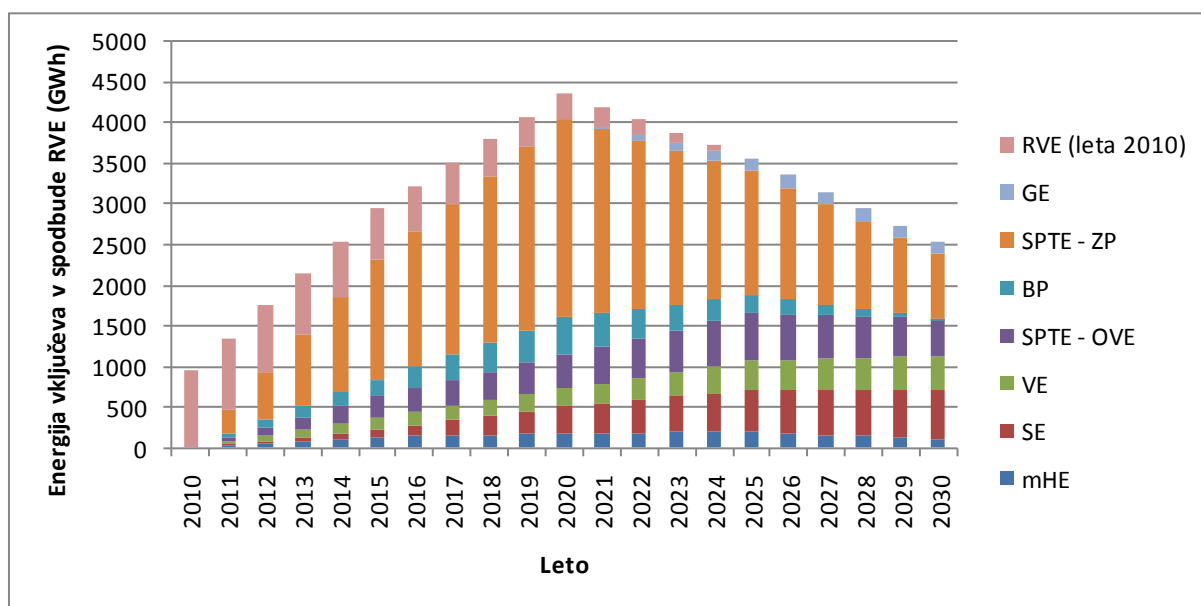
V analizi stroškov iz vidika države smo predpostavili dva scenarija, in sicer:

- Nespremenljive spodbude za RVE do leta 2030.
- Upad spodbud za RVE na 100 €/MWh za vse vire, kateri imajo po obstoječi shemi višje tarife.

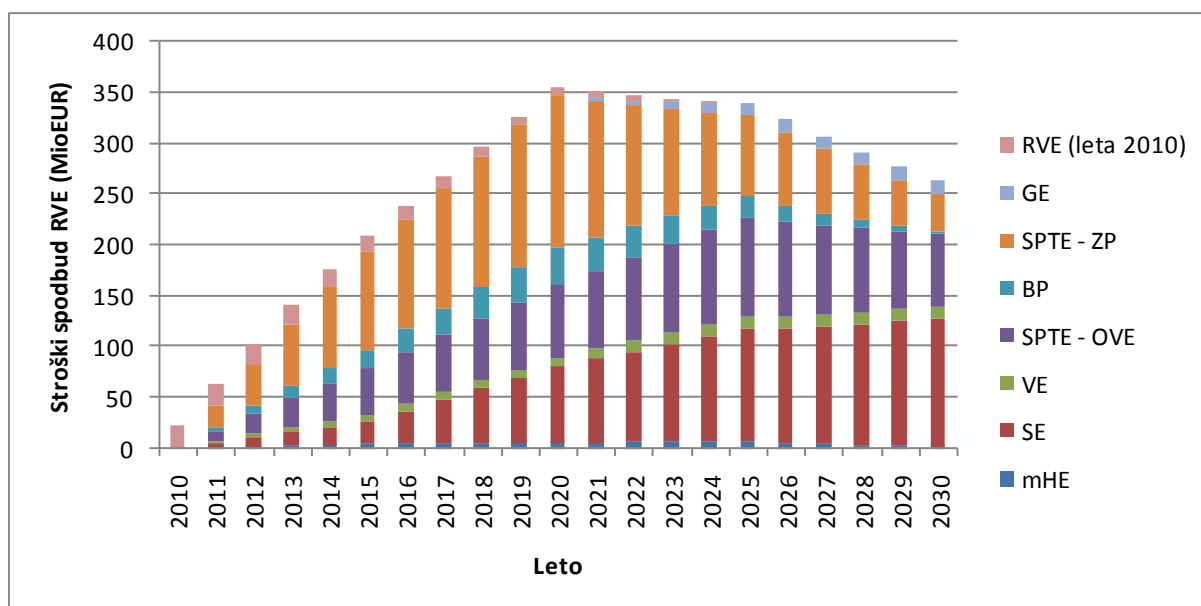
V prvem scenariju smo predpostavili, da se bodo spodbude za SE ustalile pri 24 % manjšimi cenami, kot leta 2009. Za ostale RVE izhajamo iz cen iz leta 2009. To je odraz obstoječe podporne sheme, ki definira spodbude do leta 2013. Po tem letu bodo verjetno v veljavi nove podporne sheme za RVE, vendar je sedaj nemogoče ocenjevati kakšne, zato je v tem scenariju predpostavka, da ne bo cenovnega napredka tehnologij RVE, zaradi zrelosti tako trga kot tudi tehnologije.

Slika Sl. 6.46 prikazuje količino energije po posameznih virih, ki bi bila vključena v shemo spodbud. Ta energija ni enaka proizvodnji iz RVE, saj bodo ti viri po koncu prejemanja spodbud vseeno proizvajali energijo do preostanka njihove življenjske dobe.

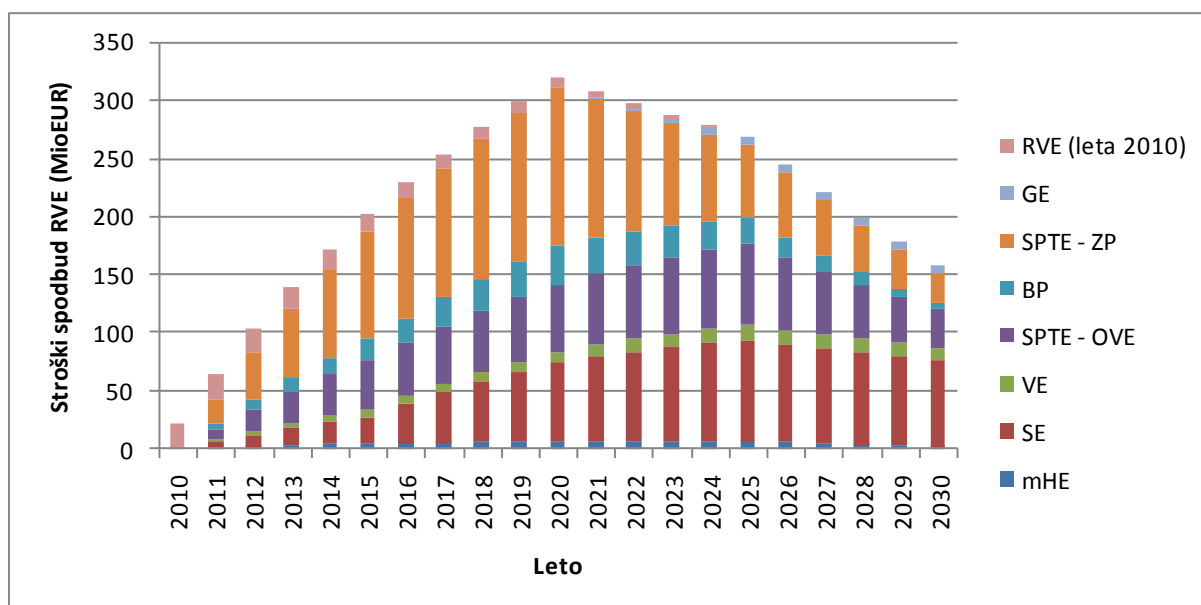
Na podlagi proizvedene količine energije in predpostavljenih spodbud za RVE lahko naredimo oceno skupnih stroškov po dveh scenarijih spreminjanja spodbud, kar prikazujeta sliki Sl. 6.47 in Sl. 6.48.



Sl. 6.46: Proizvedena energija iz RVE, ki so vključeni v shemo spodbud za RVE.



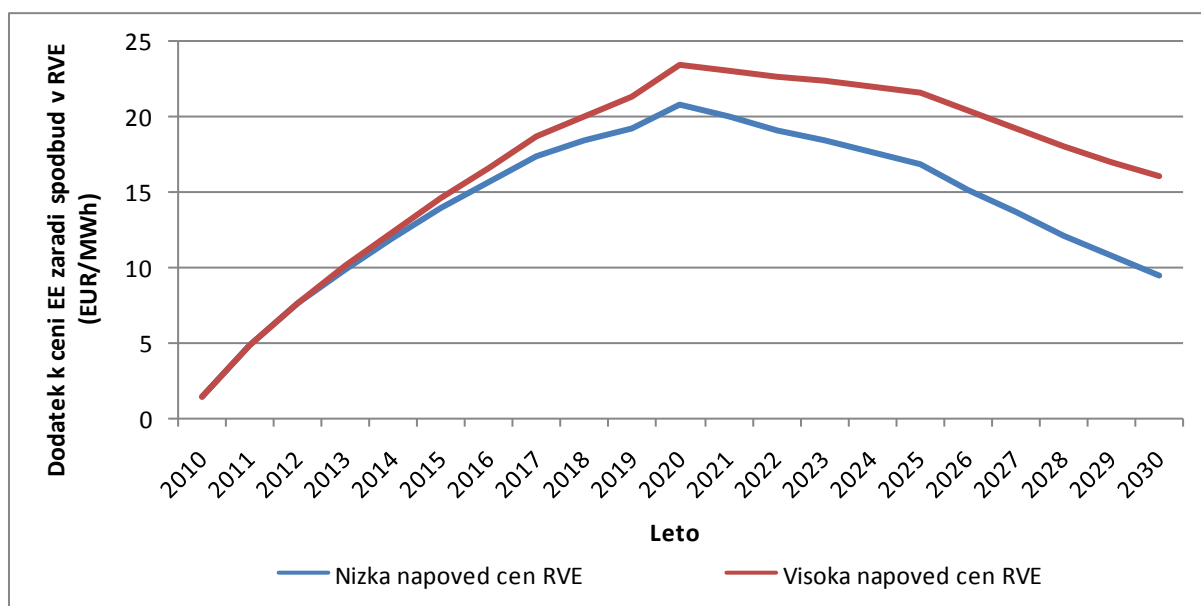
Sl. 6.47: Skupni strošek subvencij za RVE na letni ravni – konstantne cene spodbud.



Sl. 6.48: Skupni strošek subvencij za RVE na letni ravni – znižane cene spodbud.

Sliki Sl. 6.47 in Sl. 6.48 prikazujeta, da bodo stroški države močno naraščali s tem, ko bodo rasla proizvedena energije iz RVE. V obdobju med 2020 in 2030 je pričakovati prelom, kjer subvencije za nove RVE ne bodo predstavljale večjega deleža, predvsem zaradi višje cene električne energije na trgu ter nižje cene investiranja v tehnologije RVE, vendar bodo skupni stroški države vseeno počasi padali, saj je potrebno upoštevati, da se pogodbe o subvencioniranju podpisujejo za nadaljnjih 10 let za SPTE oziroma 15 let za preostale RVE in tako se v letu 2030 plačuje subvencije za tiste elektrarne, ki so bile postavljene v obdobju od leta 2015 do leta 2030.

Ocenili smo tudi kolikšen je strošek za skupne spodbude v RVE normirano na porabo električne energije oziroma na enoto energije, kar prikazuje slika Sl. 6.49.



Sl. 6.49: Dodatek k ceni električne energije za porabnika, kot posledica subvencioniranja RVE.

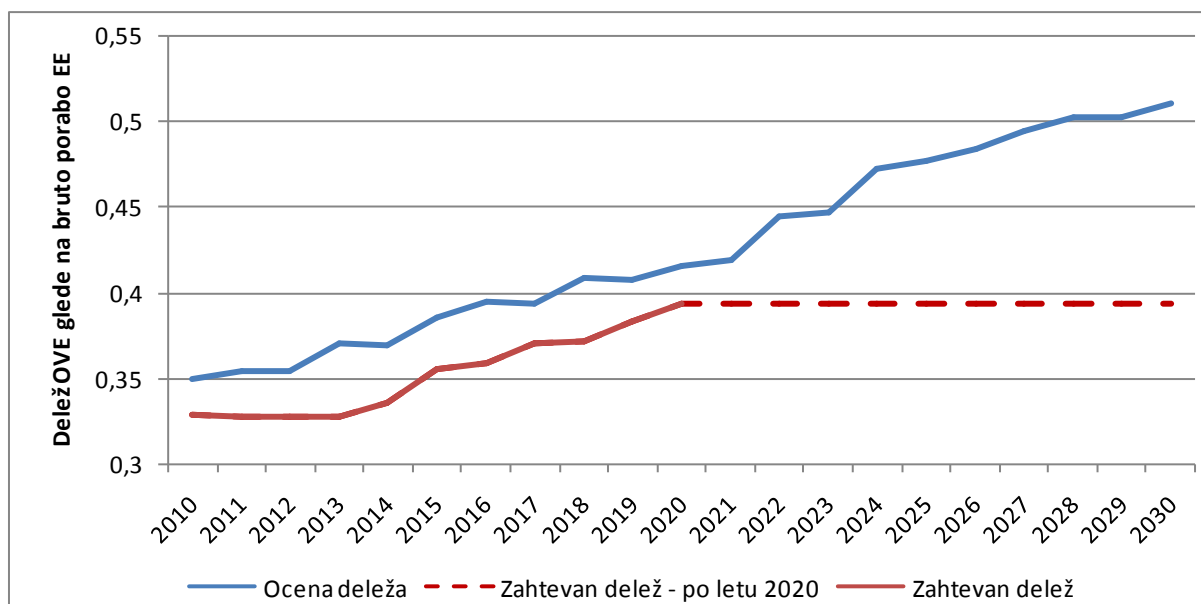
Ves strošek države za subvencioniranje proizvodnje energije iz RVE se prenese na kupca električne energije v obliki dodatka k obstoječi ceni električne energije ter omrežnini. Ta dodatek je tako odvisen od letnega stroška države za subvencioniranje proizvodnje iz RVE ter porabe EE. Slika Sl. 6.49 prikazuje, kakšno vrednost bo omenjeni dodatek zavzemal do leta 2030. Po tem letu je pričakovati, da bo dodatek vedno nižji in pri zadostni zrelosti tehnologije RVE bo eventualno postal nič.

6.3.7.3. **Ekonomika JEK 2**

Obravnavani scenarij razvoja slovenskega EES ne predvideva nove enote JEK 2, zato v tem poglavju niso predstavljeni ekonomski kazalci investicije v JEK 2.

6.3.8. **Ocena deleža OVE**

Slika Sl. 6.50 prikazuje napovedi deleža OVE glede na napovedi vključevanja novih enot v EES in porabe električne energije ter zahtevan delež OVE v skladu z akcijskim načrtu za obnovljive vire. Ugotavljamo, da zaradi nizke porabe energije in predvidenega visokega vključevanja OVE v EES ves čas zadostujemo zahtevanim pogojem o deležu OVE v sektorju Električna energija.



Sl. 6.50: Delež OVE glede na bruto porabo električne energije in zahtevan delež v skladu z virom Akcijski načrt za obnovljive vire.

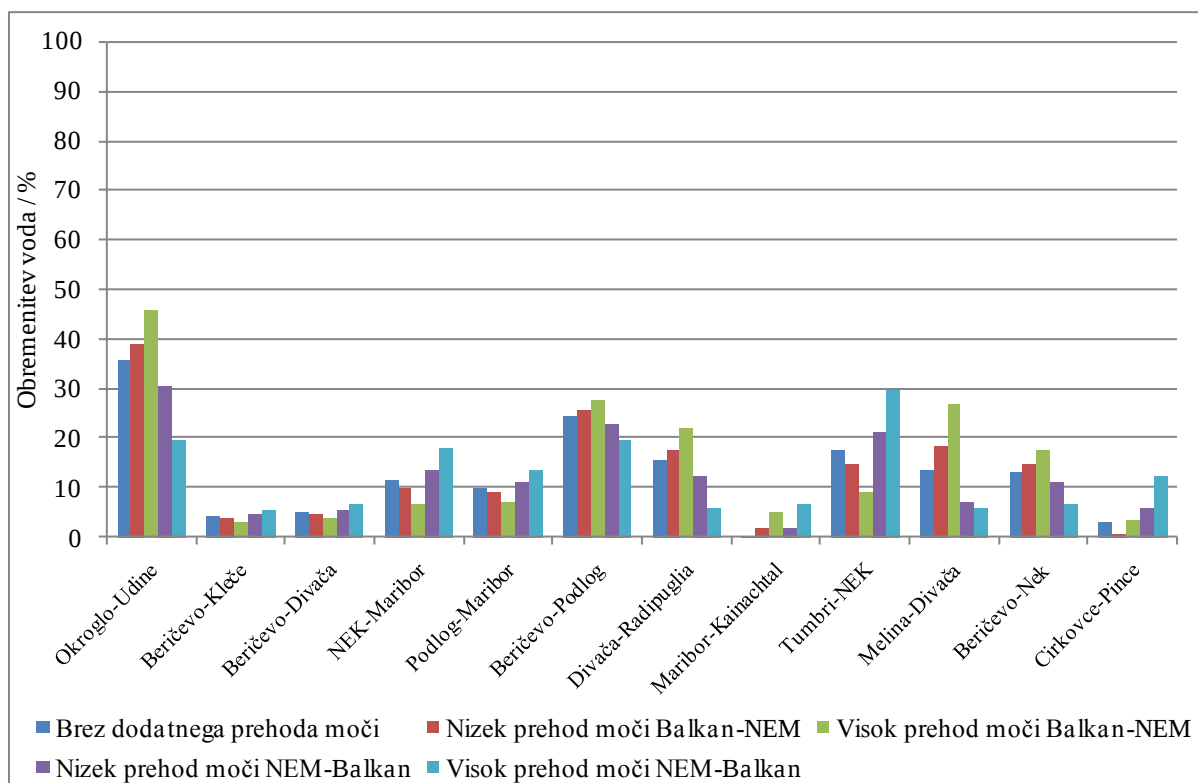
6.4. SCENARIJ RAZVOJA JEK0_NP_ZRVE

Scenarij JEK0_NP_ZRVE upošteva:

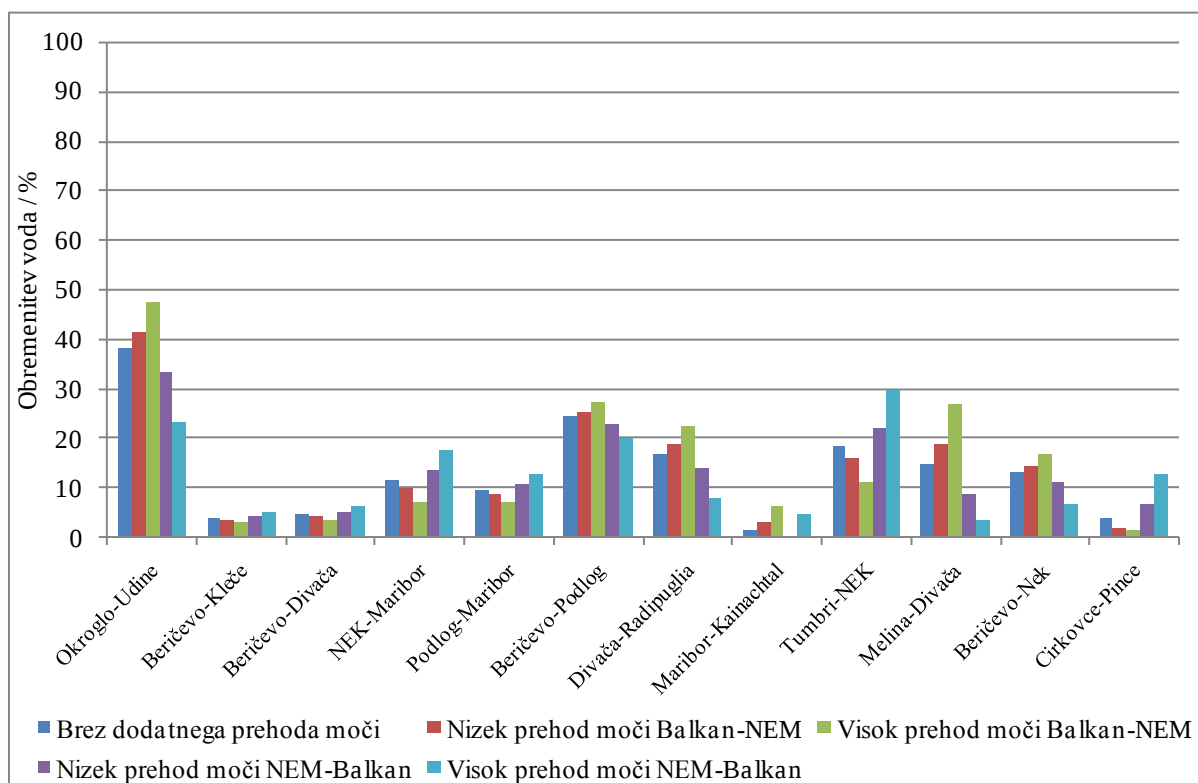
- **napoved porabe IJS** (nizka napoved porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **ne predvideva investicije v JEK 2.**

6.4.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

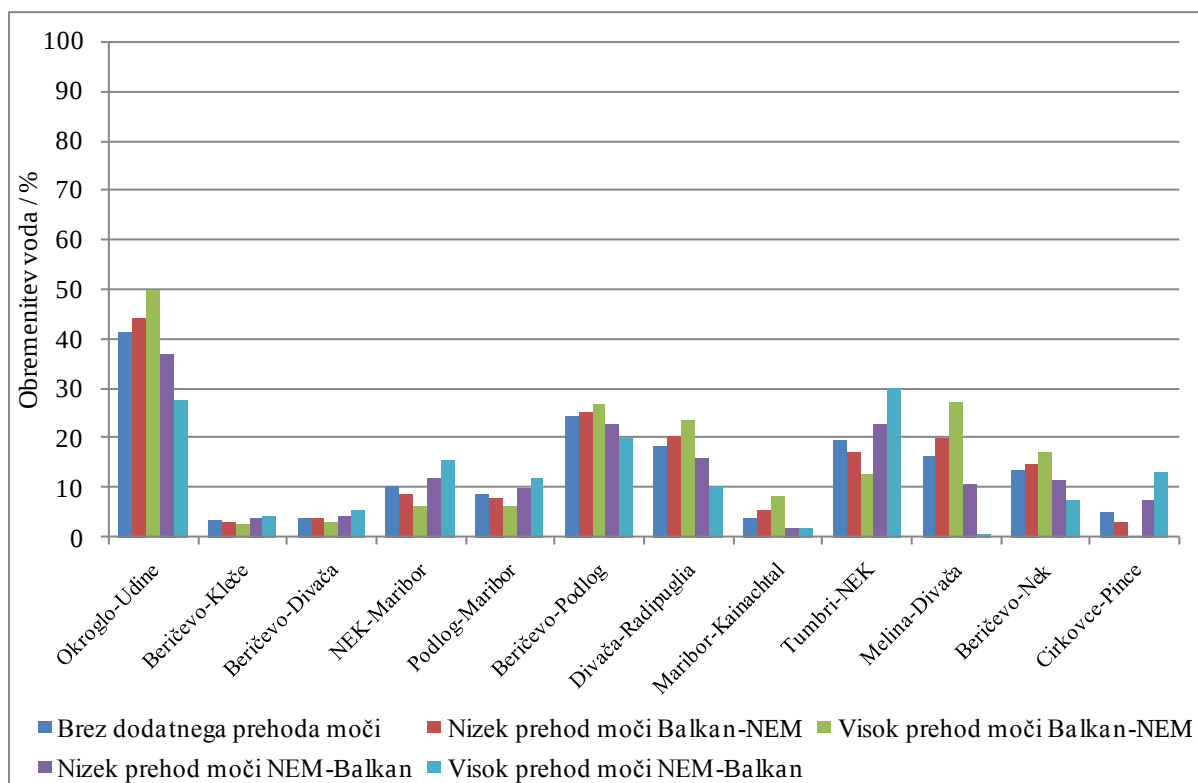
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 6.51 - Sl. 6.53.



Sl. 6.51: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 6.52: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 6.53: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da obremenitve omrežja za obravnavani scenarij niso previsoke, saj le te dosegajo okoli 30% maksimalne obremenitve. Nekoliko povečana je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine ter 400 kV DV Beričevo – Podlog, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

6.4.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 6.26 in Tab. 6.27.

Tab. 6.26: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 6.27: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

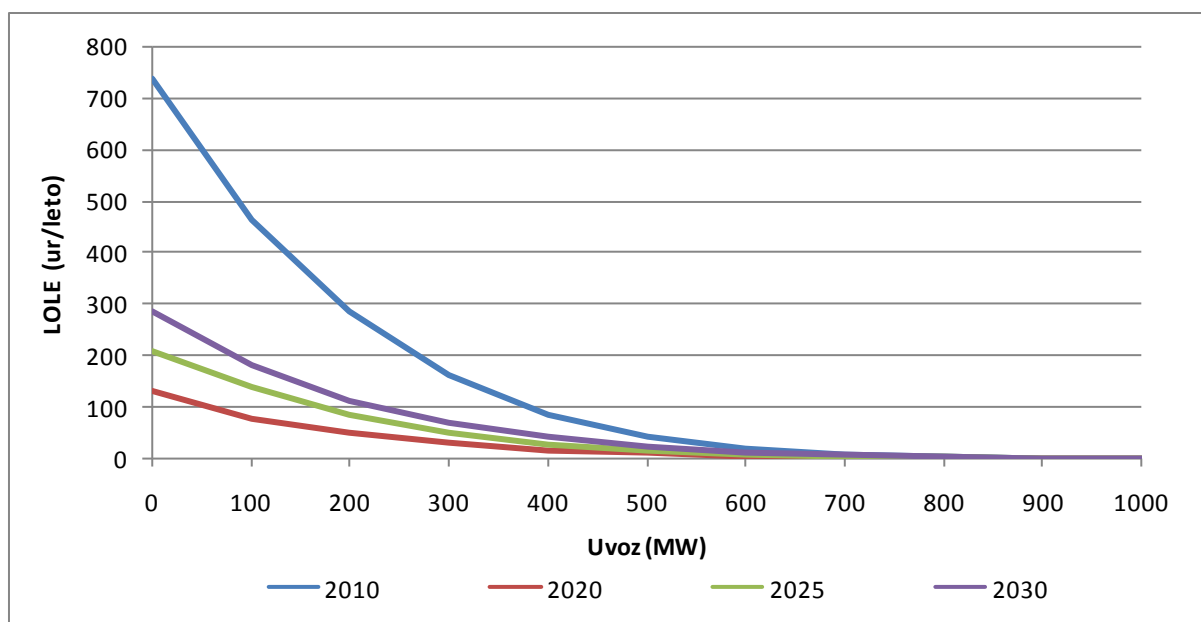
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

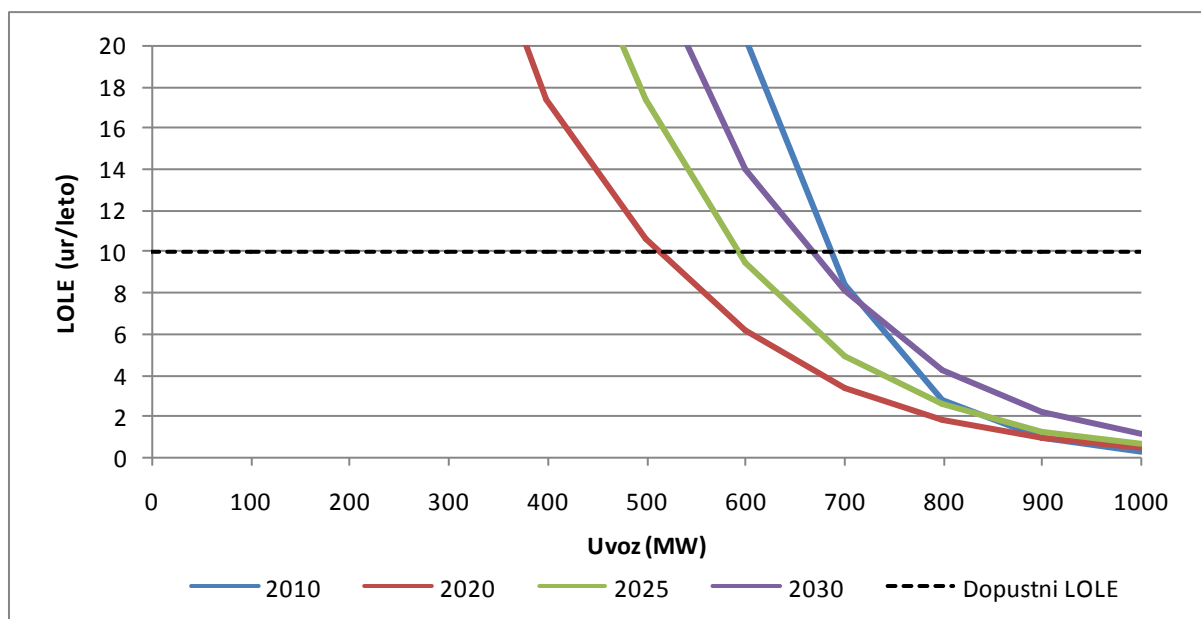
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020, 2025 in 2030.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 6.54 in Sl. 6.55 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 6.54: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.

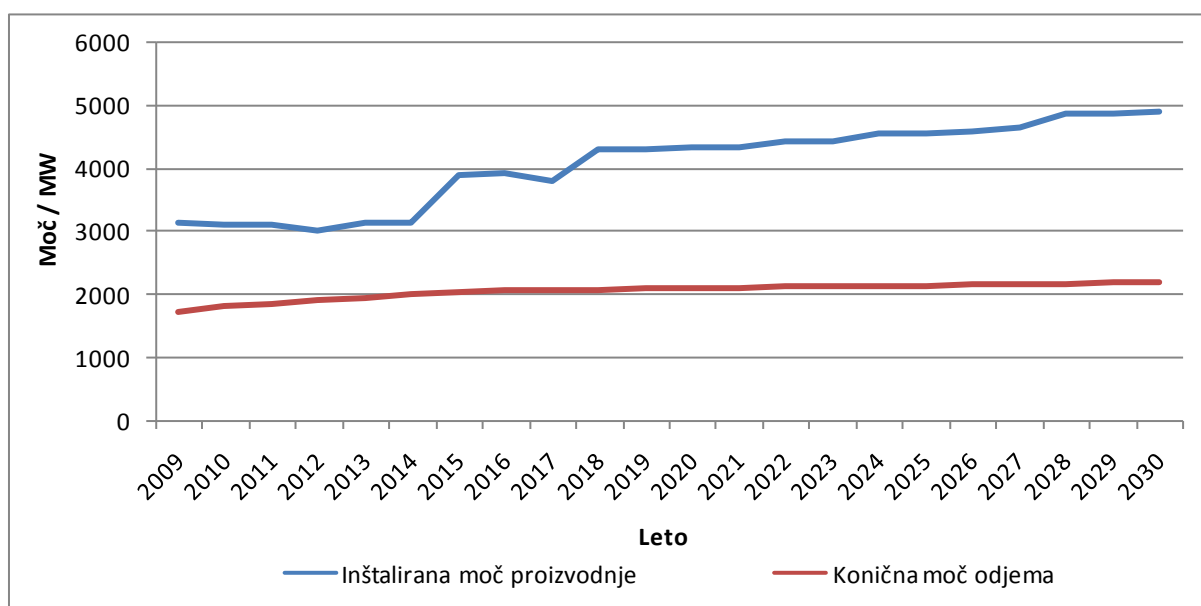


Sl. 6.55: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 700 MW za uvoz električne energije do leta 2030.

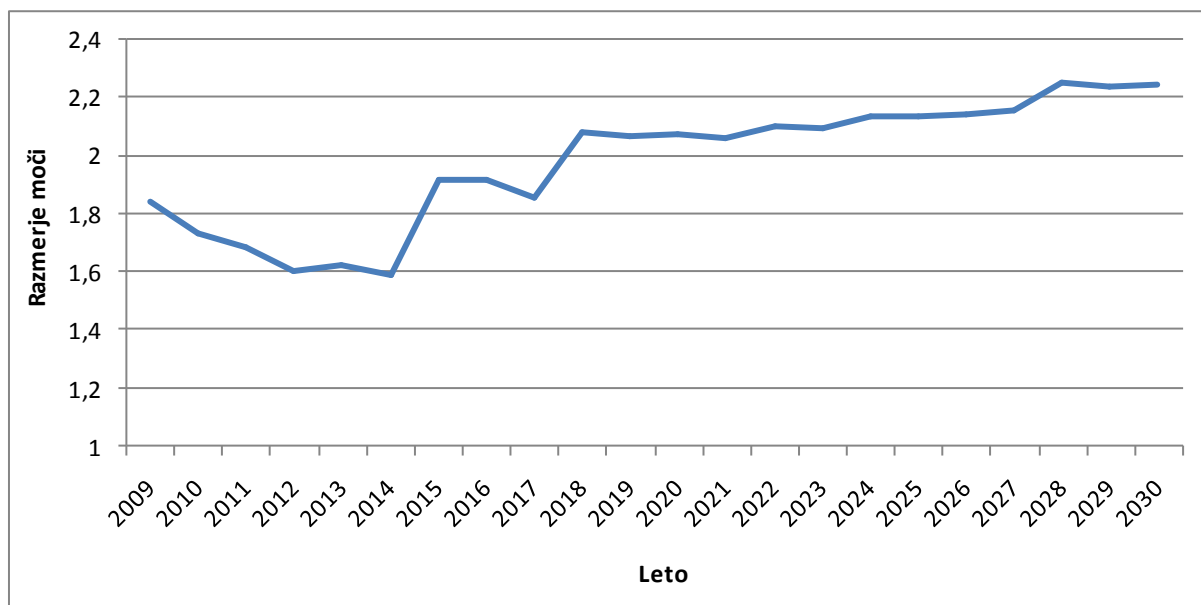
6.4.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 6.56 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 6.56: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 6.57 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj. Po letu 2016 pa se razmerje manjša, ker niso predvidene nove večje enote v sistemu po tem letu v obdobju do leta 2030. Manjše enote, npr. HE na srednji Savi, sicer skrbijo za pokrivanje rasti konične moči odjema, vendar zaradi absolutno konstantne rezerve moči in rasti porabe razmerje med rastjo moči proizvodnje in moči konice odjema vedno manjše.



Sl. 6.57: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.

Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 6.28. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti leta 2030 okoli 4.300 MW, ter preostalih zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 2.000 do 2.500 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

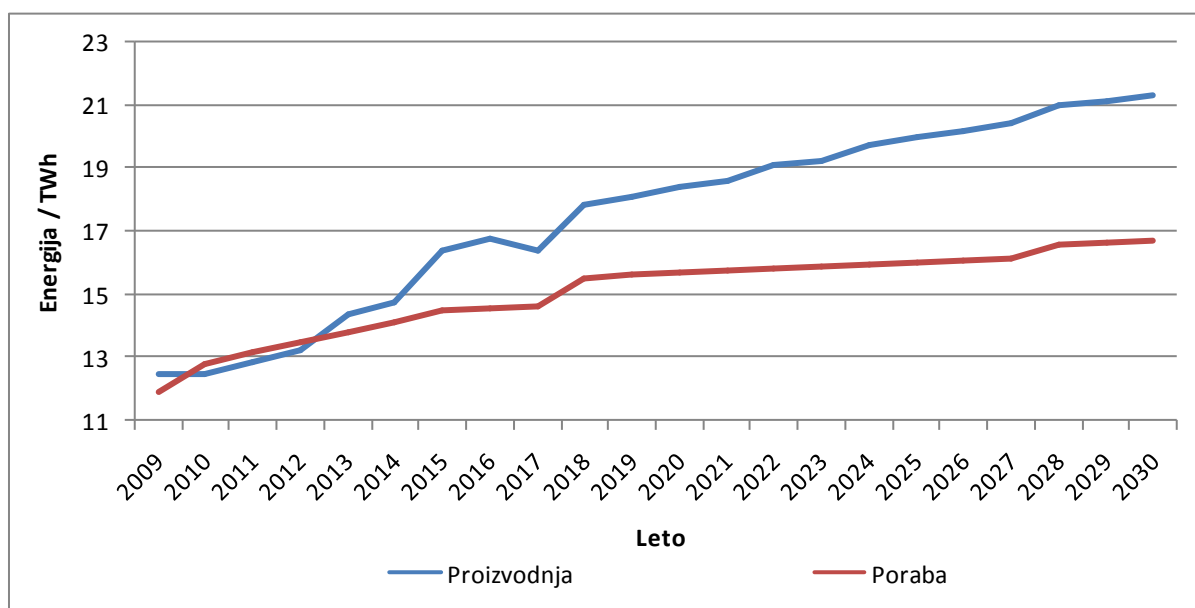


Tab. 6.28: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	5,74	5,74	5,74	6,28	6,28	6,28
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	1,74	1,76	1,37	1,95	1,98	1,52
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,00	3,98	4,37	4,33	4,30	4,76
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,22	2,09	2,93	1,65	1,52	1,87	1,85	1,71	2,05	2,12	1,96	2,46
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,29	0,29	0,29	0,31	0,31	0,31
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,54	0,49	0,49	0,56	0,51	0,51
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,7	1,7	1,7	2,8	2,8	2,6	3,3	3,3	3,1	3,3	3,3	3,1	3,3	3,3	3,1
20	Izvozne zmogljivosti	2,0	2,0	1,9	2,8	2,8	2,6	3,3	3,3	3,1	3,3	3,3	3,1	3,3	3,3	3,1

6.4.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Upoštevana je tudi zmerna rast RVE ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 6.58



Sl. 6.58: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 4,5 TWh letno.

6.4.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Pogledali smo kakšne se urne spremembe moči bremen, proizvodnje fotovoltaičnih elektrarn in proizvodnje vetrnih elektrarn glede na meritve moči in meteorološke podatke za proizvodnje enote v letu 2008. Na podlagi 4-kratne standardne deviacije urne spremembe skupne moči smo določili prvi kazalnik za določitev rezerve moči ob povečanju RVE v sistemu.

Tab. 6.29: Rezerva na podlagi spremembe moči za eno uro vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	412,3	0,7	-3,3	-2,5
2025	420,2	1,8	-4,0	-1,7
2030	429,9	4,5	-4,5	0,9

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv. Rezultat se skriva v tem, da sprememba porabe sovpada z začetkom dneva, z začetkom dneva pa sovpada tudi proizvodnja iz SE, kar delno kompenzira visoke skoke porabe v teh obdobjih. Ker pa je urna sprememba proizvodnje moči iz SE relativno majhna je tudi urna kompenzacija relativno majhna.

Tab. 6.30: Rezerva na podlagi spremembe moči za štiri ure vnaprej.

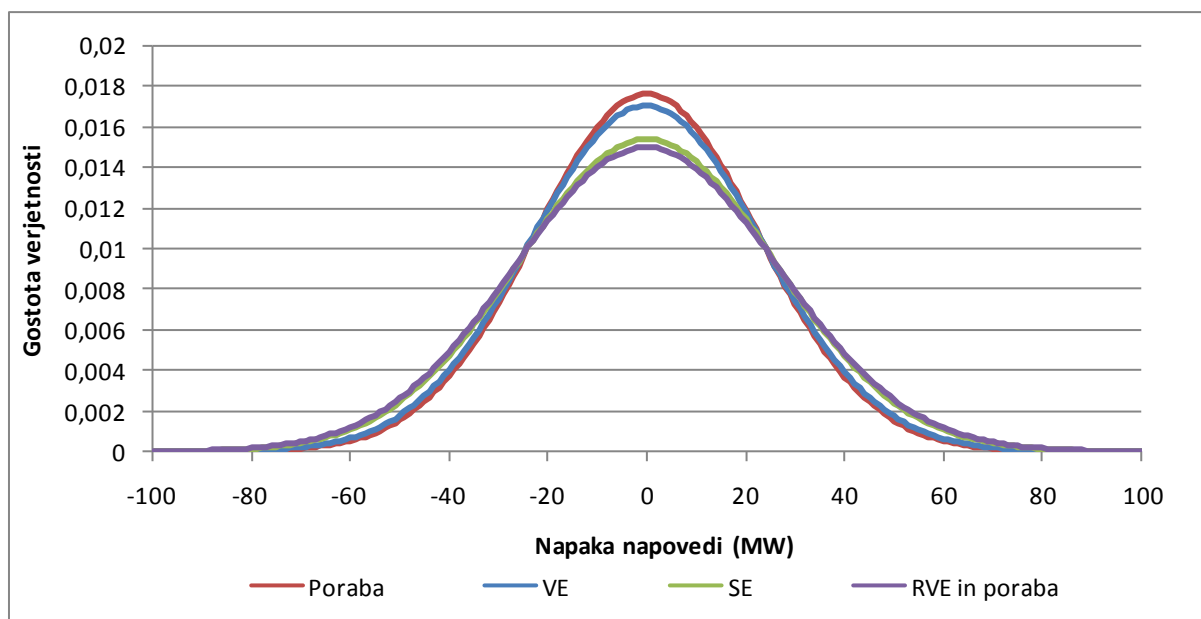
Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	1174,7	0,0	-21,6	-20,8
2025	1197,3	1,0	-27,0	-24,4
2030	1224,7	3,7	-33,1	-26,3

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv na skupne spremembe moči. Ugotovimo lahko podoben sklep kot v prejšnji tabeli rezultatov, le da so 4 urne spremembe moči pri SE že večje, kar lahko vpliva na relativno večjo kompenzacijo spremembe moči.

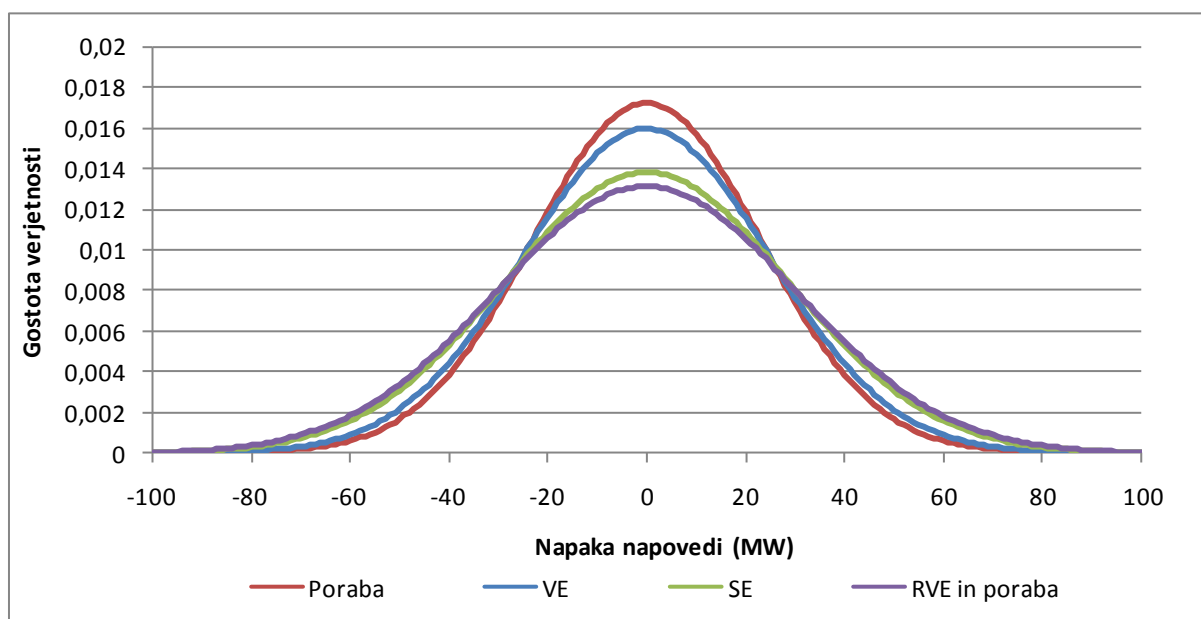
Iz prvih dveh kazalcev ugotovimo, da bodo urne spremembe moči v sistemu pri relativno majhnem deležu SE in VE glede na konvencionalne vire v sistemu celi manjše, kot če bi opazovali le spremembe moči bremen.

Naslednji kazalnik je potrebna rezerva moči zaradi napake napovedi proizvodnje električne energije za dan vnaprej. Podobno kot pri prejšnjih kazalcih smo analizirali potrebno rezervo moči zaradi bremen samih, ter dodatne rezervo moči kot posledico skupnega delovanja bremen in SE, bremen in VE, ter skupaj VE, SE in bremen.

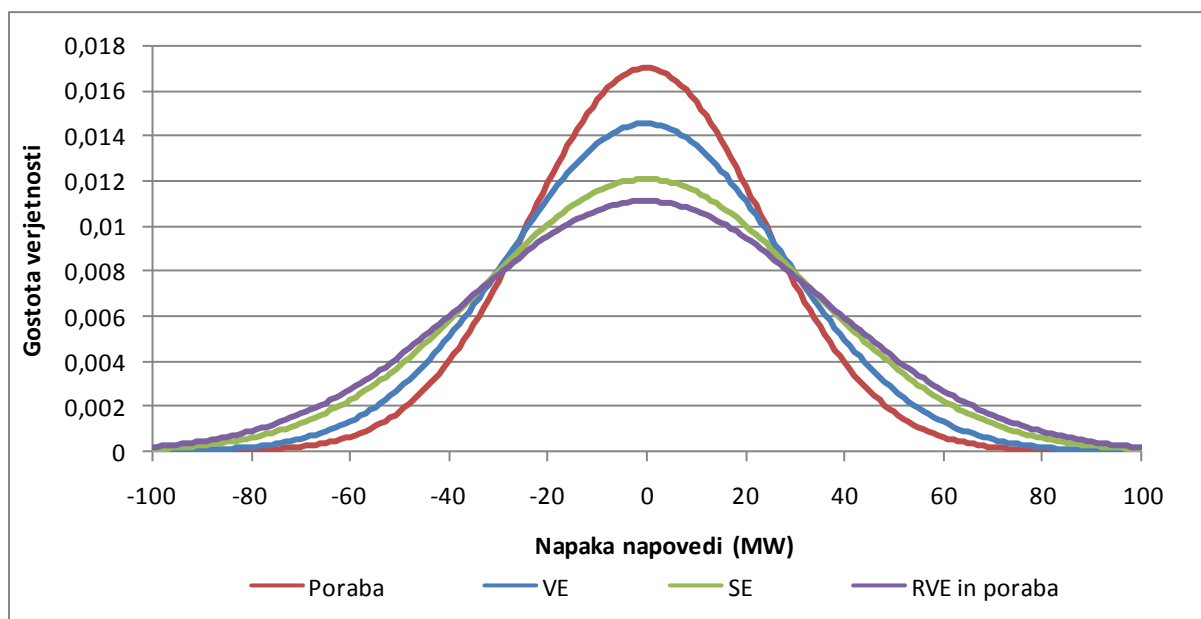
Napake napovedi na podlagi enoletnih analiz prikazujejo slike Sl. 6.59 - Sl. 6.61. Tabela Tab. 6.31 prikazuje priporočene rezerve moči na izravnalnem trgu oz. v sklopu sekundarne regulacije frekvence zaradi napak napovedi voznih redov bremen in RVE.



Sl. 6.59: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2020.



Sl. 6.60: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2025.



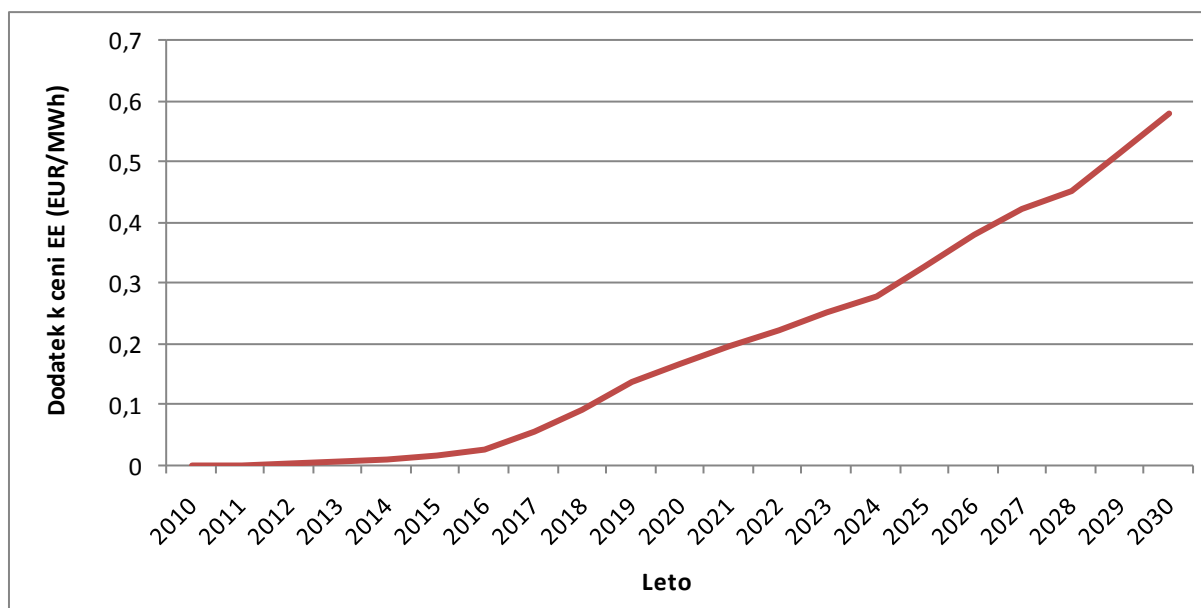
Sl. 6.61: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2030.

Tab. 6.31: Rezerva na podlagi napake napovedi za en dan vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	90,3	3,6	14,7	17,8
2025	91,4	7,4	22,8	28,5
2030	93,5	16,4	39,2	50,7

Rezultati kažejo, da zaradi nezmožnosti točnosti napovedi potrebujemo rezerve moči na izravnalnem trgu oz. izravnave odstopanj regulacijskega območja skozi sekundarno regulacijo frekvence, saj bodo zaradi napak napovedi vozni redovi v sistemu viški ali manki delovne moči.

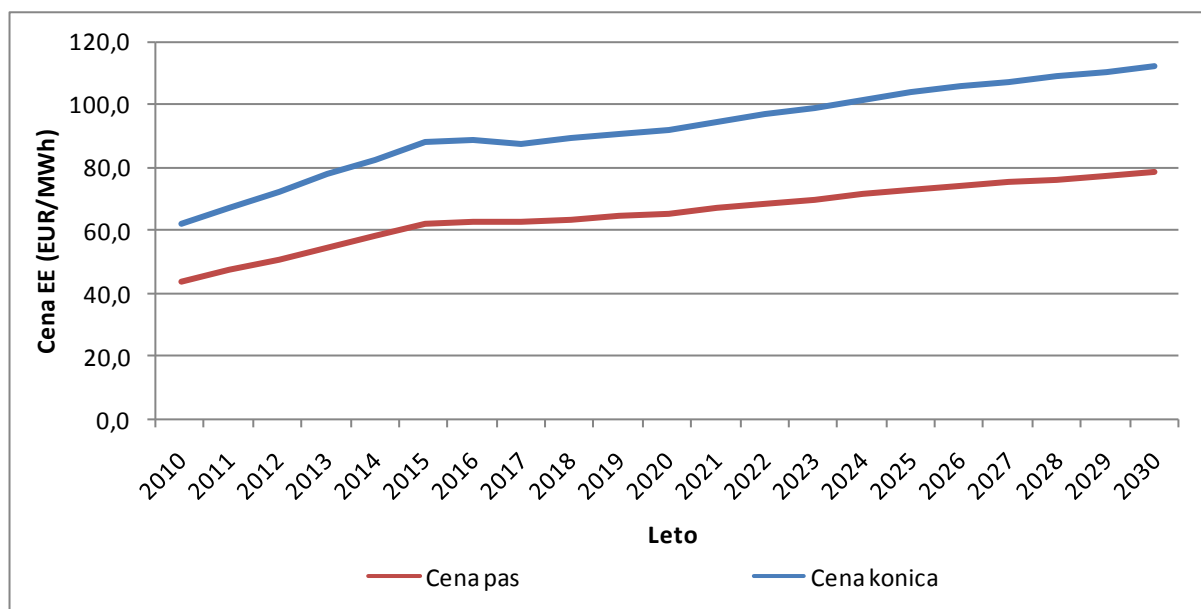
Glede na porabo električne energije in oceno stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence smo naredili oceno stroškov na enoto energijo za zagotavljanje dodatne rezerve moči zaradi večjega vključevanja RVE v EES. Rezultate prikazuje slika Sl. 6.62.



Sl. 6.62: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi visokega vključevanja RVE v EES.

6.4.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 6.63.



Sl. 6.63: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

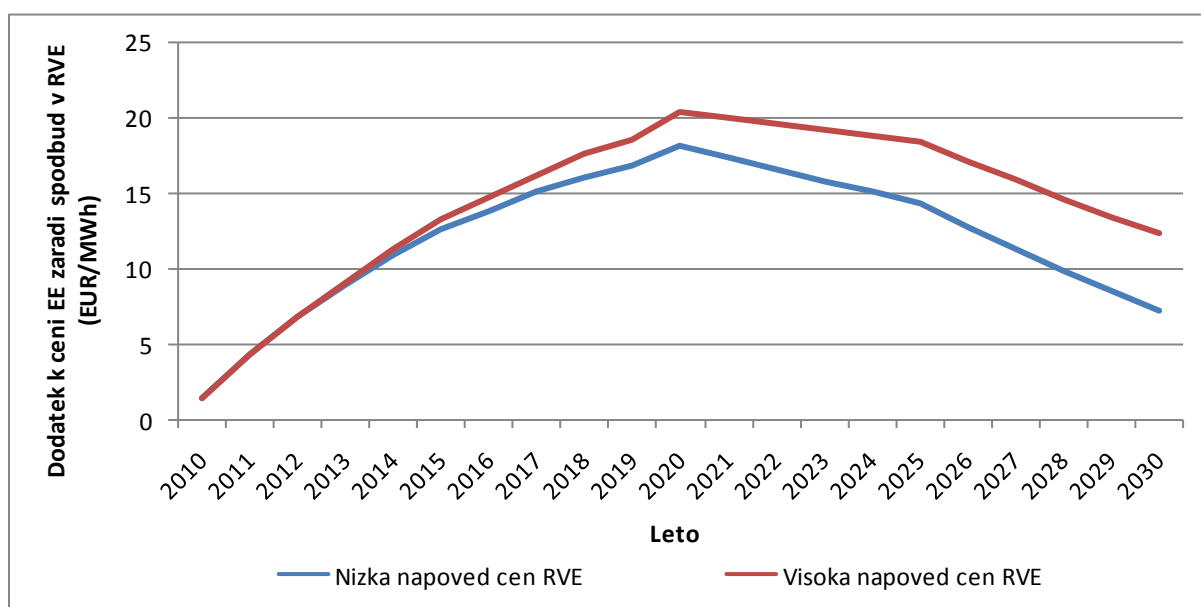
6.4.7. Ekonomika obratovanja

6.4.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

6.4.7.2. Ocena stroškov za shemo spodbud v RVE

Letna količina energije, ki je vključena v shemo spodbud v RVE je enaka kot v scenariju z zmerno stopnjo vključevanja RVE. Prav tako so enaki stroški spodbud, medtem ko so specifični stroški na enoto energije drugačni zaradi nizke napovedi porabe električne energije, kar prikazuje slika Sl. 6.64.



Sl. 6.64: Dodatek k ceni električne energije za porabnika, kot posledica subvencioniranja RVE.

Ugotavljamo, da so pri enaki količini proizvedene energije iz RVE stroški za uporabnika večji, saj se enaki skupni stroški spodbud prerezporajajo med manj porabljene energije s strani porabnika.

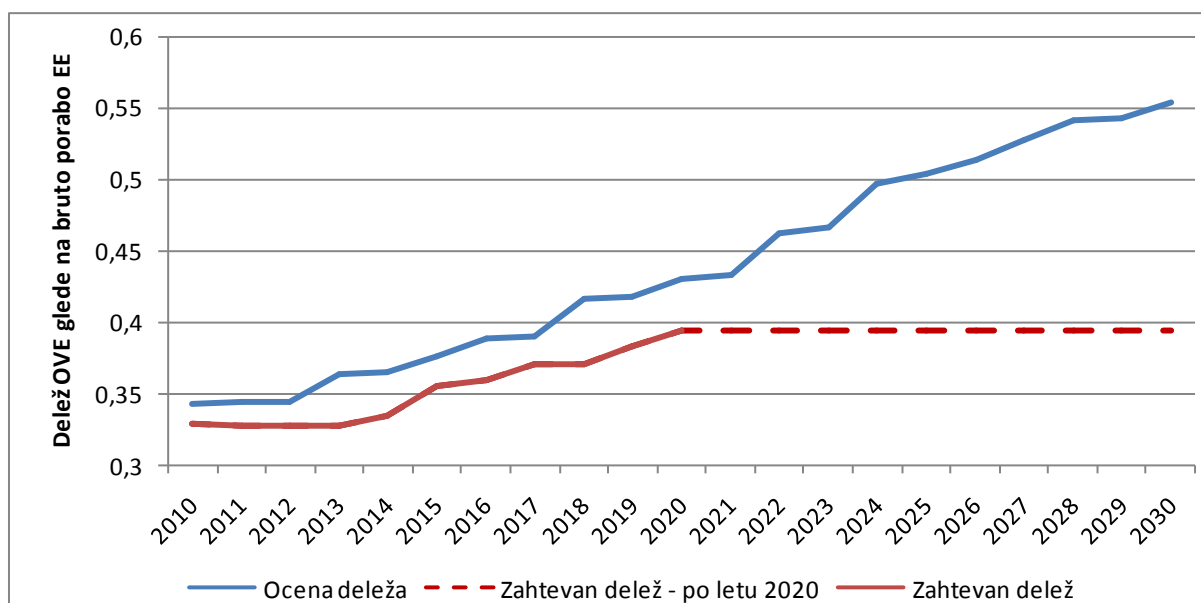
6.4.7.3. Ekonomika JEK 2

Obravnavani scenarij razvoja slovenskega EES ne predvideva nove enote JEK 2, zato v tem poglavju niso predstavljeni ekonomski kazalci investicije v JEK 2.

6.4.8. Ocena deleža OVE

Slika Sl. 6.65 prikazuje napovedi deleža OVE glede na napovedi vključevanja novih enot v EES in porabe električne energije ter zahtevan delež OVE v skladu z akcijskim načrtu za obnovljive vire. Ugotavljamo, da zaradi nizke porabe energije in predvidenega visokega

vključevanja OVE v EES ves čas zadostujemo zahtevanim pogojem o deležu OVE v sektorju Električna energija.



Sl. 6.65: Delež OVE glede na bruto porabo električne energije in zahtevan delež v skladu z akcijskim načrtom za OVE.

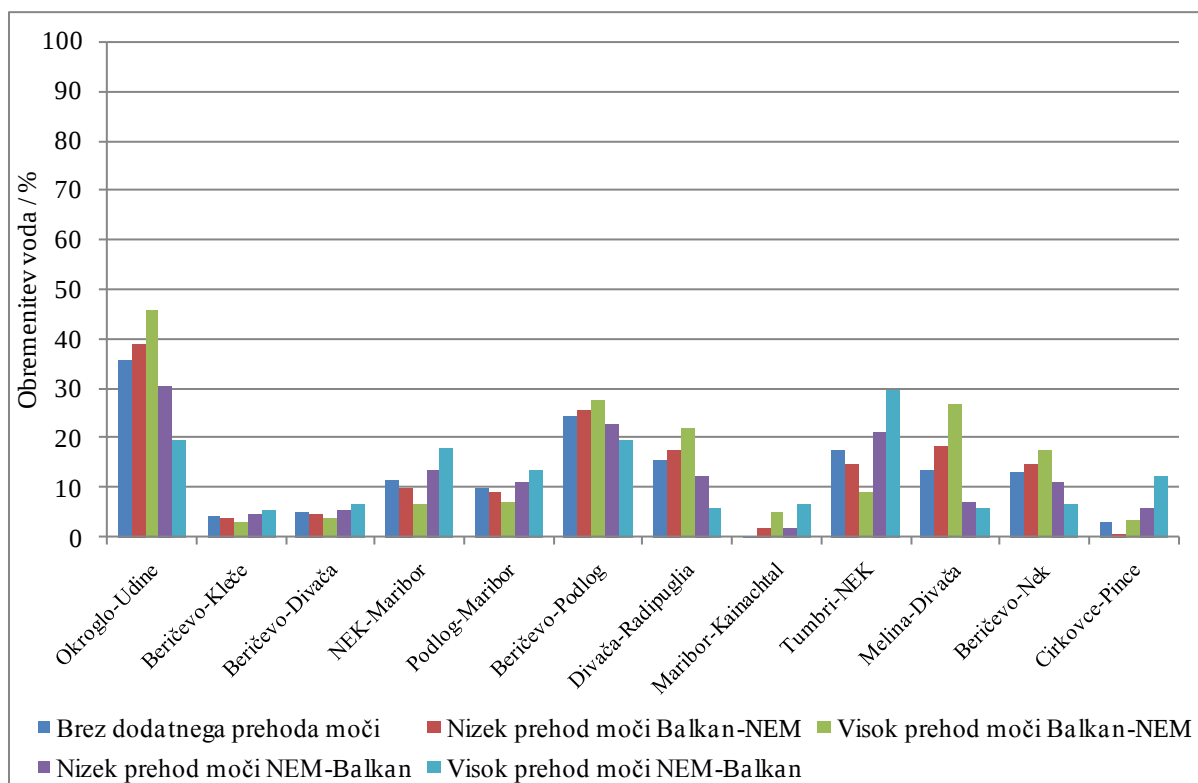
6.5. SCENARIJ RAZVOJA JEK0_NP_IRVE

Scenarij JEK0_VP_IRVE upošteva:

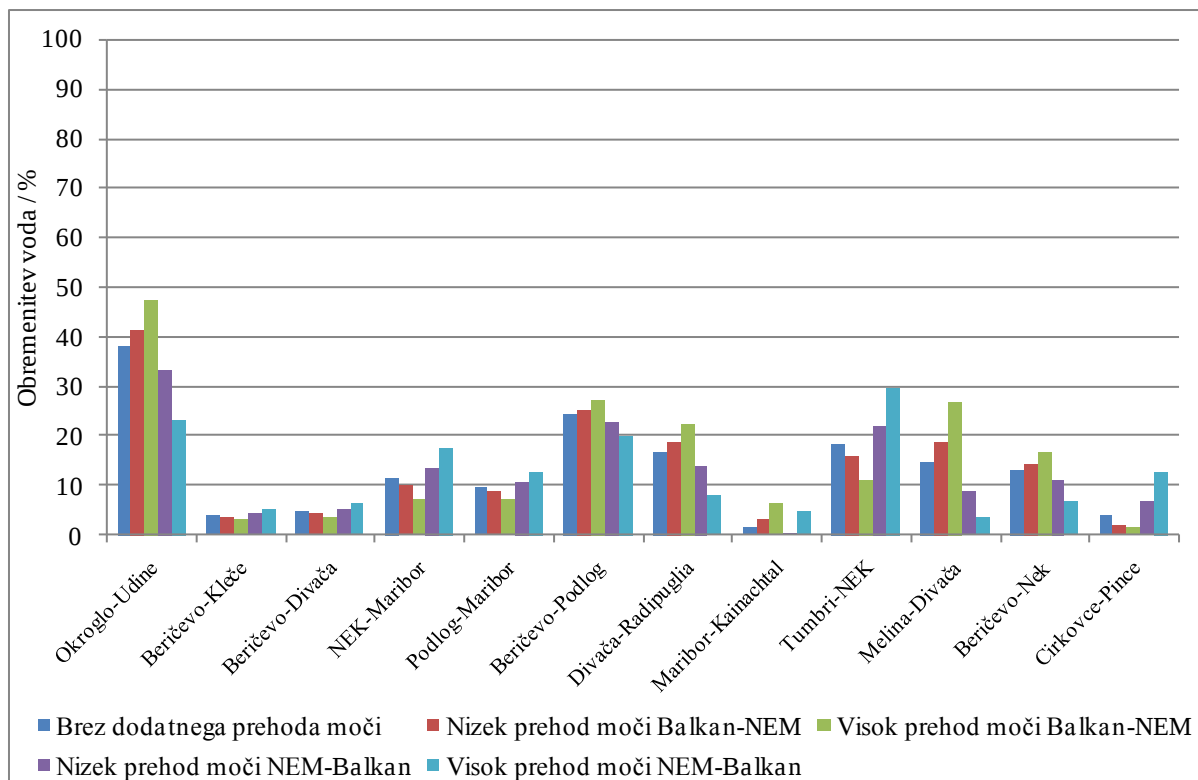
- **napoved porabe IJS** (nizka rast napovedi porabe električne energije),
- **visoka rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **ne predvideva investicije v JEK 2.**

6.5.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

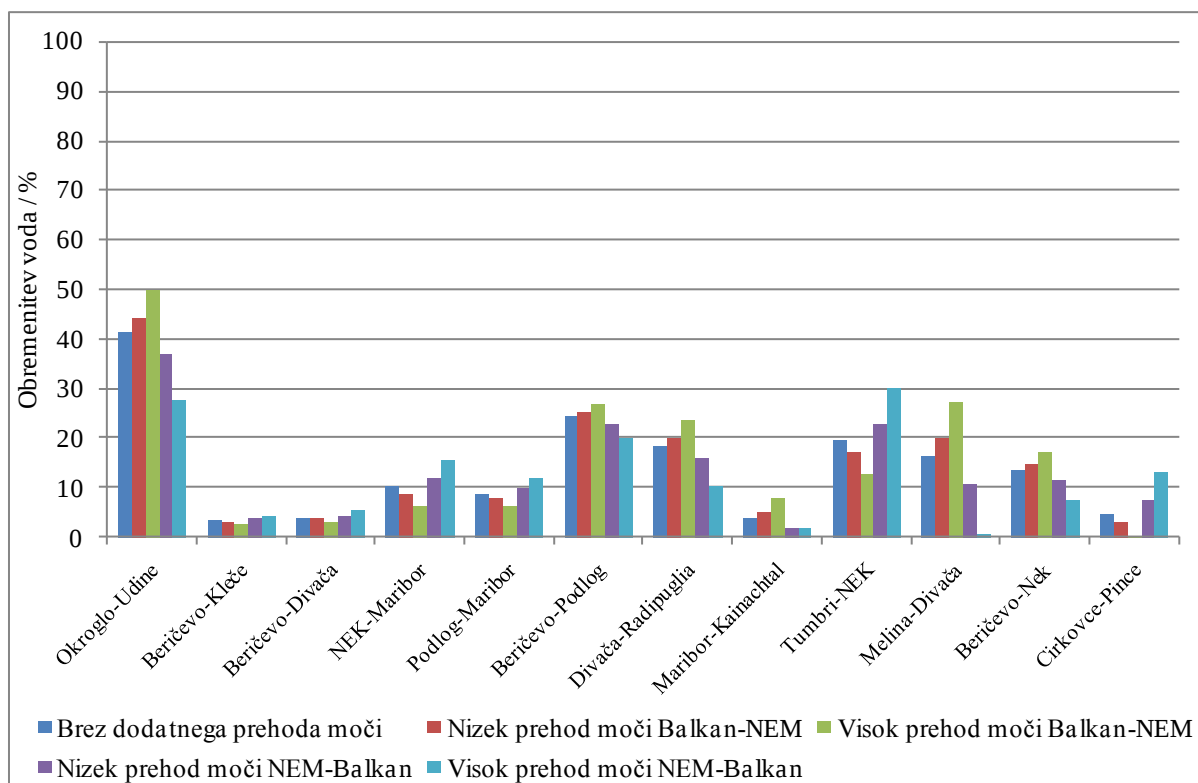
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 6.66 - Sl. 6.68.



Sl. 6.66: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 6.67: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 6.68: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da obremenitve omrežja za obravnavani scenarij niso previsoke, saj le te dosegajo okoli 30% maksimalne obremenitve. Nekoliko povečana je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine ter 400 kV DV Beričevo – Podlog, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

6.5.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 6.32 in Tab. 6.33.

Tab. 6.32: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 6.33: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

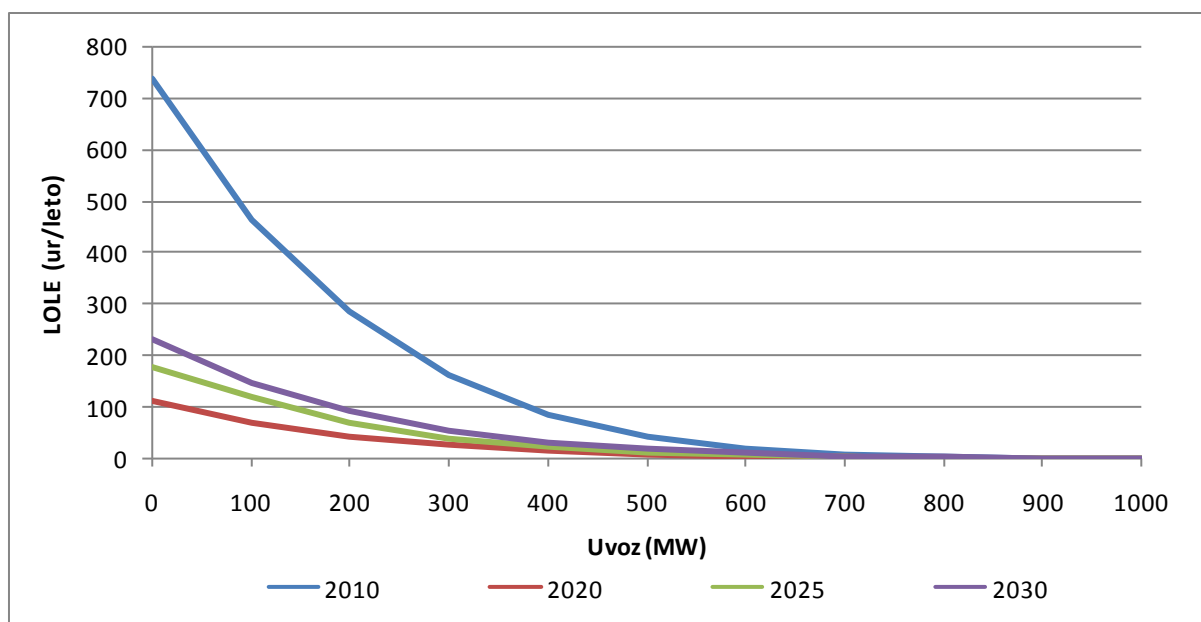
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

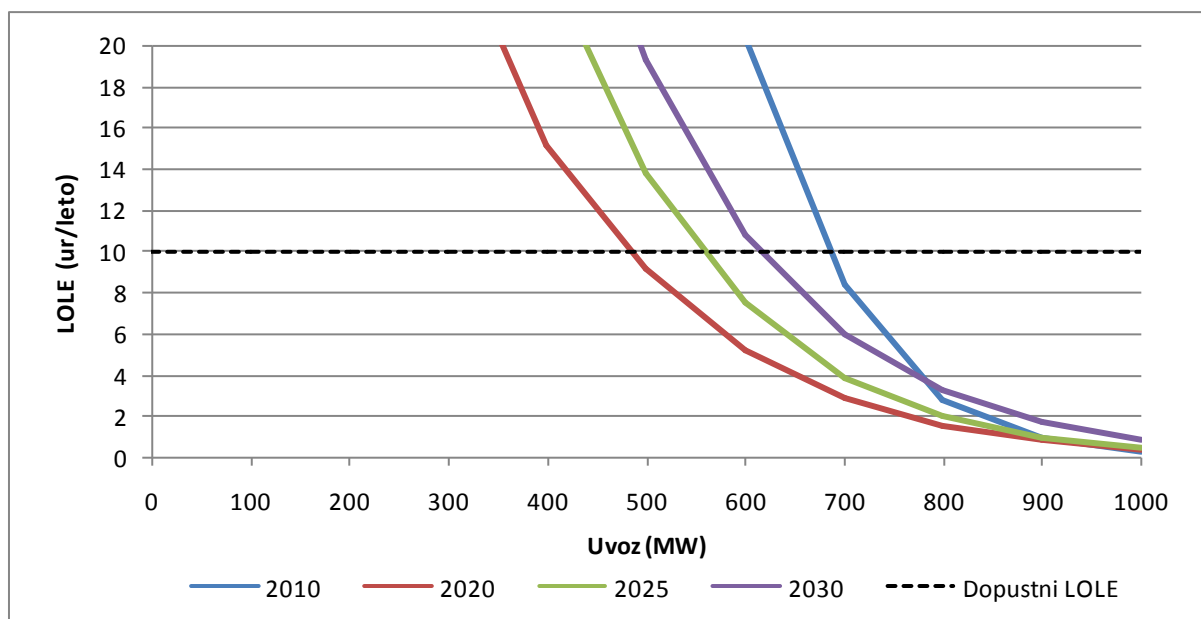
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 6.69 in Sl. 6.70 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 6.69: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 6.70: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 600 MW za uvoz električne energije do leta 2030.

6.5.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 6.34) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.300 in 5.100 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 2.000 in 2.700 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

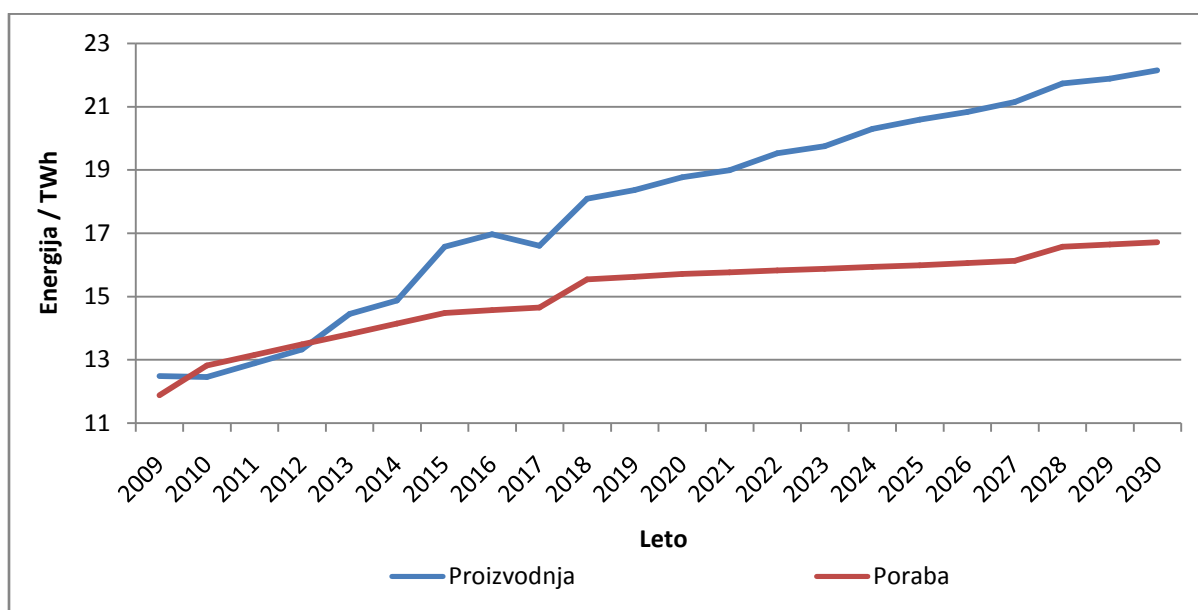


Tab. 6.34: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	6,15	6,15	6,15	6,81	6,81	6,81
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	2,05	2,13	1,53	2,37	2,48	1,74
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,10	4,02	4,62	4,43	4,33	5,07
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,25	2,11	2,99	1,72	1,55	2,02	1,95	1,75	2,30	2,22	1,99	2,77
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,31	0,31	0,31	0,34	0,34	0,34
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,56	0,51	0,51	0,59	0,54	0,54
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

6.5.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Upoštevan je tudi intenzivni scenarij vključevanja RVE ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 6.71.



Sl. 6.71: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 5 TWh letno.

6.5.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Pogledali smo kakšne se urne spremembe moči bremen, proizvodnje fotovoltaičnih elektrarn in proizvodnje vetrnih elektrarn glede na meritve moči in meteorološke podatke za proizvodnje enote v letu 2008. Na podlagi 4-kratne standardne deviacije urne spremembe skupne moči smo določili prvi kazalnik za določitev rezerve moči ob povečanju RVE v sistemu.

Tab. 6.35: Rezerva na podlagi spremembe moči za eno uro vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
------	-----------------------	---------------------------	---------------------------	----------------------------

2020	412,3	1,0	-3,9	-2,3
2025	420,2	3,2	0,0	4,7
2030	429,9	8,8	8,0	19,9

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv na skupne spremembe moči. Rezultat se skriva v tem, da sprememba porabe sovпада z začetkom dneva, z začetkom dneva pa sovпада tudi proizvodnja iz SE, kar delno kompenzira visoke skoke porabe v teh obdobjih. Ker pa je urna sprememba proizvodnje moči iz SE relativno majhna je tudi urna kompenzacija relativno majhna.

Tab. 6.36: Rezerva na podlagi spremembe moči za štiri ure vnaprej.

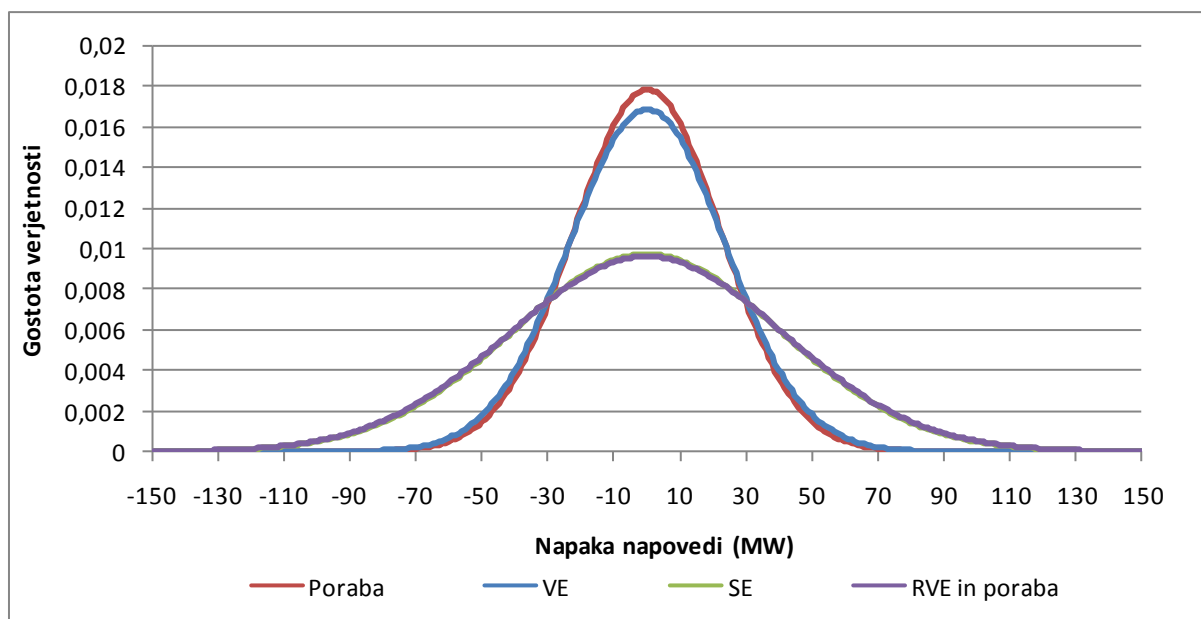
Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	1174,7	0,2	-39,8	-37,1
2025	1197,3	2,3	-39,1	-30,7
2030	1224,7	8,2	-24,1	-2,9

Rezultati kažejo, da VE skoraj nimajo vpliva na skupne urne spremembe moči (bremen in VE), medtem ko imajo SE celo pozitiven vpliv. Ugotovimo lahko podoben sklep kot v prejšnji tabeli rezultatov, le da so 4 urne spremembe moči pri SE že večje, kar lahko vpliva na relativno večjo kompenzacijo spremembe moči.

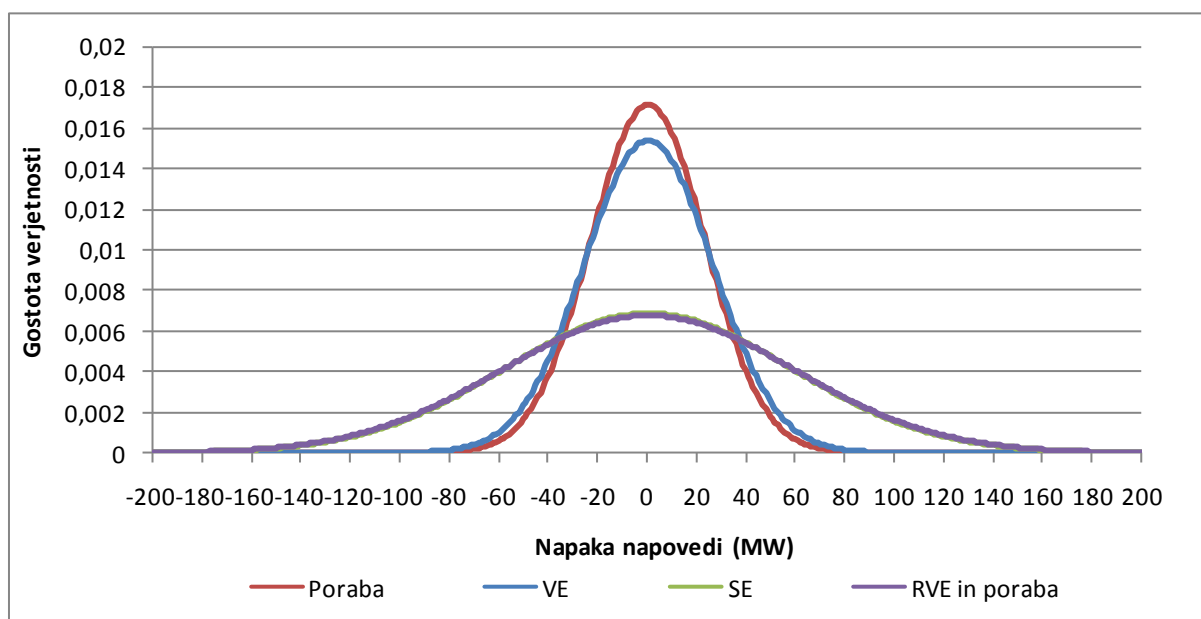
Iz prvih dveh kazalcev ugotovimo, da bodo urne spremembe moči v sistemu pri relativno majhnem deležu SE in VE glede na konvencionalne vire v sistemu celi manjše, kot če bi opazovali le spremembe moči bremen.

Naslednji kazalnik je potrebna rezerva moči zaradi napake napovedi proizvodnje električne energije za dan vnaprej. Podobno kot pri prejšnjih kazalcih smo analizirali potrebno rezervo moči zaradi bremen samih, ter dodatne rezervo moči kot posledico skupnega delovanja bremen in SE, bremen in VE, ter skupaj VE, SE in bremen.

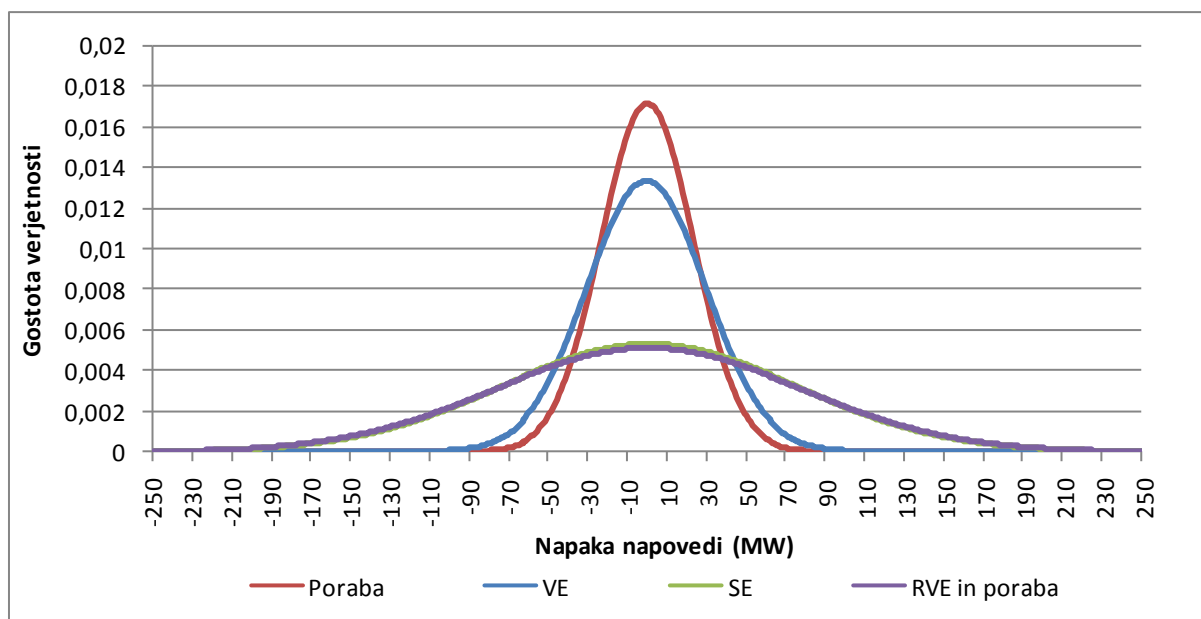
Napake napovedi na podlagi enoletnih analiz prikazujejo slike Sl. 6.72 - Sl. 6.74. Tabela Tab. 6.37 prikazuje priporočene rezerve moči na izravnalnem trgu oz. v sklopu sekundarne regulacije frekvence zaradi napak napovedi vozni redov bremen in RVE.



Sl. 6.72: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2020.



Sl. 6.73: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2025.



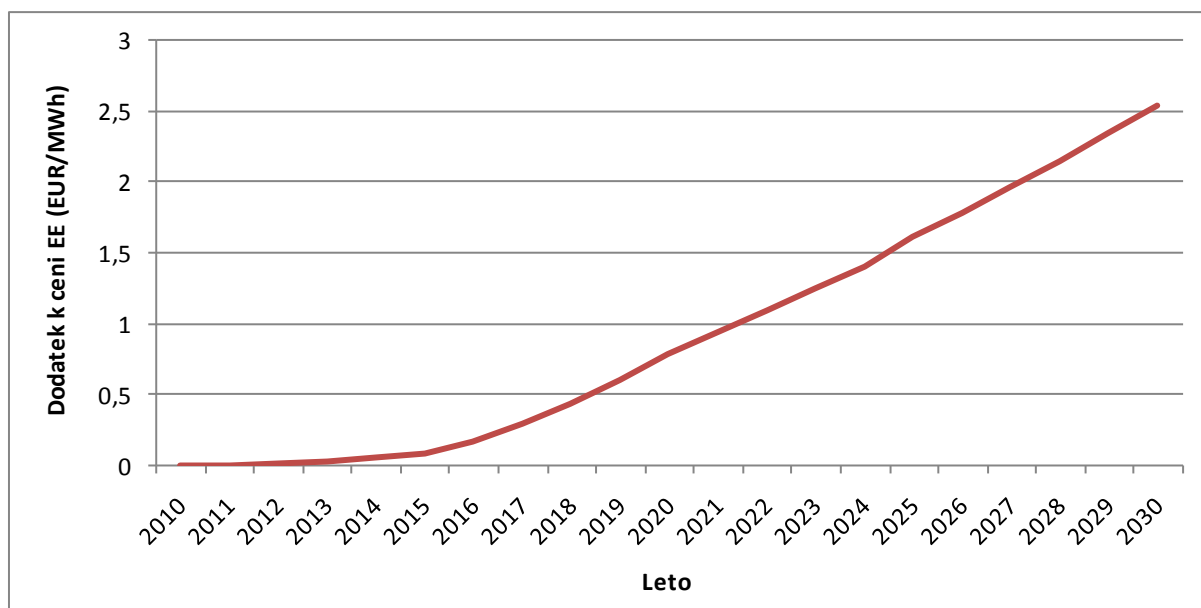
Sl. 6.74: Porazdelitev napake napovedi porabe, proizvodnje iz SE in VE ter skupne napake za leto 2030.

Tab. 6.37: Rezerva na podlagi napake napovedi za en dan vnaprej.

Leto	Rezerva zaradi bremen	Dodatna rezerva zaradi VE	Dodatna rezerva zaradi SE	Dodatna rezerva zaradi RVE
2020	90,6	4,3	74,1	76,4
2025	92,2	10,8	133,7	137,8
2030	95,7	26,5	208,5	219,2

Rezultati kažejo, da zaradi nezmožnosti točnosti napovedi potrebujemo rezerve moči na izravnalnem trgu oz. izravnave odstopanj regulacijskega območja skozi sekundarno regulacijo frekvence, saj bodo zaradi napak napovedi vozni redovi v sistemu viški ali manki delovne moči.

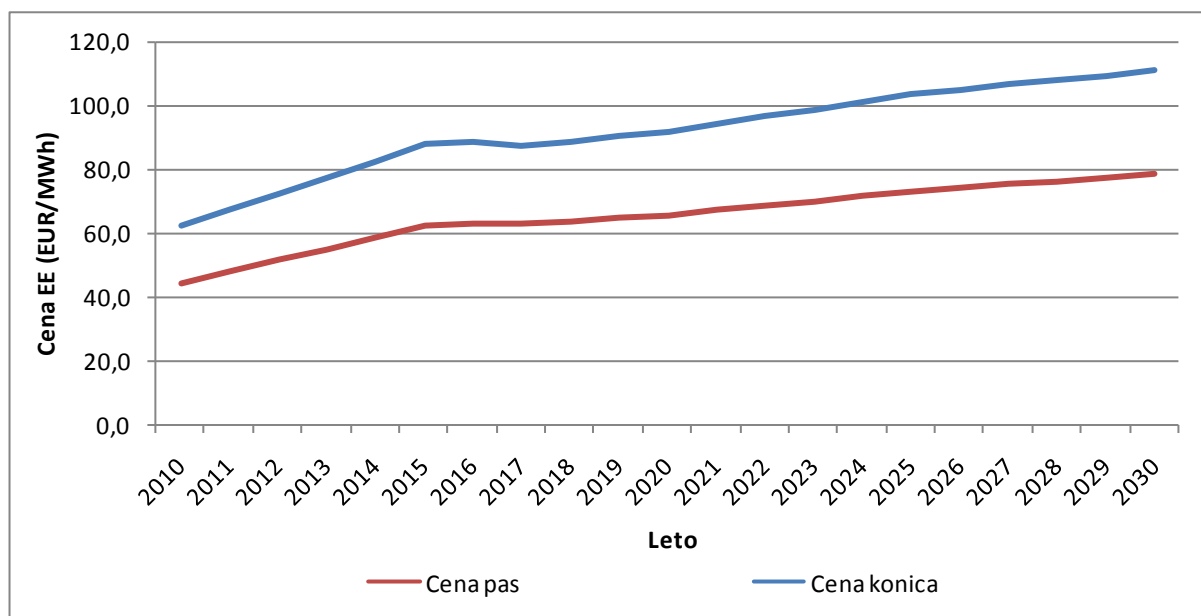
Glede na porabo električne energije in oceno stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence smo naredili oceno stroškov na enoto energijo za zagotavljanje dodatne rezerve moči zaradi večjega vključevanja RVE v EES. Rezultate prikazuje slika Sl. 6.75.



Sl. 6.75: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi visokega vključevanja RVE v EES.

6.5.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 6.76.



Sl. 6.76: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

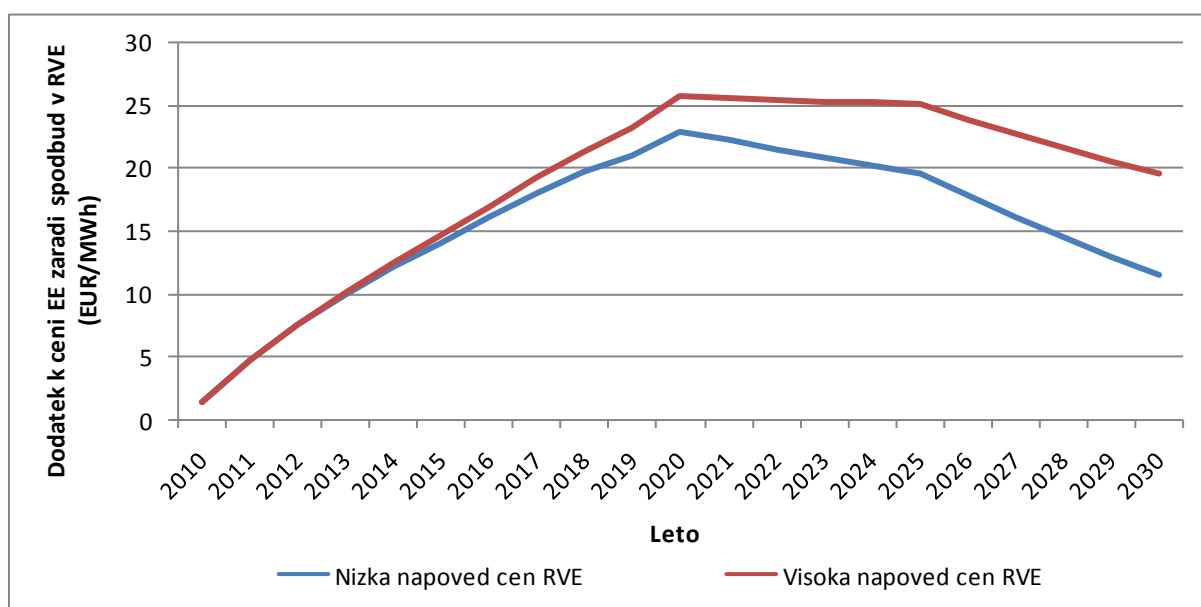
6.5.7. Ekonomika obratovanja

6.5.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

6.5.7.2. Ocena stroškov za shemo spodbud v RVE

Letna količina energije, ki je vključena v shemo spodbud v RVE je enaka kot v scenariju z visoko stopnjo vključevanja RVE. Prav tako so enaki stroški spodbud, medtem ko so specifični stroški na enoto energije drugačni zaradi nizke napovedi porabe električne energije, kar prikazuje slika Sl. 6.77.



Sl. 6.77: Dodatek k ceni električne energije za porabnika, kot posledica subvencioniranja RVE.

Ugotavljamo, da so pri enaki količini proizvedene energije iz RVE stroški za uporabnika večji, saj se enaki skupni stroški spodbud prerezporajajo med manj porabljene energije s strani porabnika.

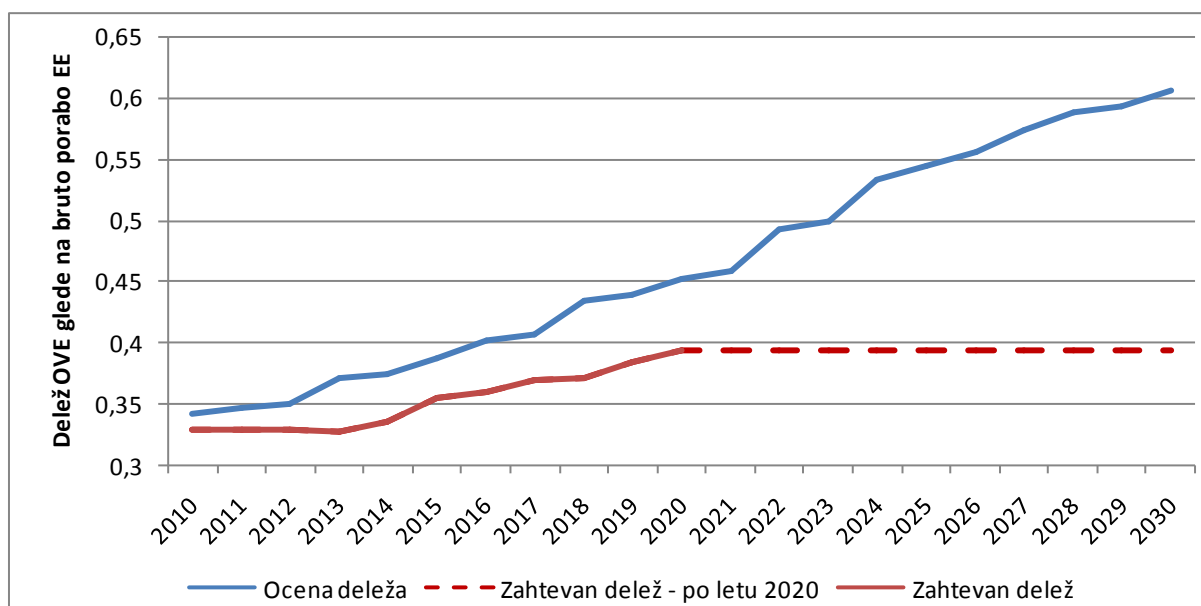
6.5.7.3. Ekonomika JEK 2

Obravnavani scenarij razvoja slovenskega EES ne predvideva nove enote JEK 2, zato v tem poglavju niso predstavljeni ekonomski kazalci investicije v JEK 2.

6.5.8. Ocena deleža OVE

Slika Sl. 6.78 prikazuje napovedi deleža OVE glede na napovedi vključevanja novih enot v EES in porabe električne energije ter zahtevan delež OVE v skladu z akcijskim načrtu za obnovljive vire. Ugotavljamo, da zaradi nizke porabe energije in predvidenega visokega

vključevanja OVE v EES ves čas zadostujemo zahtevanim pogojem o deležu OVE v sektorju Električna energija.



Sl. 6.78: Delež OVE glede na bruto porabo električne energije in zahtevan delež v skladu z akcijskim načrtom za OVE.

7. SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES Z 1.085 MW BLOKOM JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO

Trije scenarijski sklopi vključevanja JEK 2 zajemajo tako skupne analize posameznega sklopa scenarija, kot tudi posamične analize vsakega podscenarija. Skupne analize so:

- Dinamične simulacije stabilnosti slovenskega EES
- Občutljivostna analiza slovenskega omrežja
- Zagotavljanje rezerve moči za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence,
- Projekcija izpustov CO₂.

Posamične analize vsakega podscenarija pa se nadaljnjo delijo še na:

- Obremenitev slovenskega omrežja
- Zanesljivost oskrbe z električno energijo
- Bilanca moči in energije
- Rezerva moči v okviru povečanega deleža RVE
- Cena električne energije
- Ekonomika obratovanja RVE in JEK 2
- Ocena deleža OVE glede na bruto porabo EE

7.1. SKUPNE ANALIZE SCENARIJEV RAZVOJA Z 1.085 MW JEK2

7.1.1. Dinamične simulacije slovenskega EES

7.1.1.1. Tranzientna stabilnost agregata JEK 2

V študiji nas na tem mestu zanima kakšni so največji časi napake pri katerih bo agregat JEK 2 še ostal v sinhronem obratovanju z EES. Čas trajanja napake seveda definira zaščita (npr. lastni časi in zakasnitve različnih stopenj distančne zaščite) ter čas izklopa stikal. Z vključitvijo novega agregata na isto zbiralko (priklučitev JEK 2 paralelno z že obratujočo NEK) se namreč zmožnost oddajanja energije posameznega agregata po napaki v omrežje zmanjša. Posledično je pričakovati znižanje dovoljenega trajanja napake. V nadaljevanju je za kritični čas odstranitve motnje uporabljena oznaka CCT.

Za izračun tranzientne stabilnosti agregata JEK 2 smo najprej skušali najti najbolj neugodne scenarije glede na lokacijo kratkostične napake in izklop voda v okvari. Seveda je s stališča tranzientne stabilnosti najbolj neugoden primer, če nastane kratek stik na sponkah generatorja. Zato smo izbrali kot mesto napake dvosistemski 400 kV vod RTP Krško – RTP Beričevo, in sicer tik ob RTP Krško, kar se smatra pravzaprav kot kratek stik v RTP Krško (točka priklopa JEK 2). V osnovnem stanju omrežja, določenim z izračunom pretokov moči, je največji pretok delovne moči iz RTP Krško ravno v smeri RTP Beričevo. Poleg tega se predpostavi najhujši možen primer, ko izpadeta iz obratovanja zaradi delovanja zaščite oba sistema

opazovanega voda. Izračune smo izvršili v t.i. stabilnostnem načinu, ki predpostavlja simetrijo faz, veličine pa so predstavljene kot fazorji.

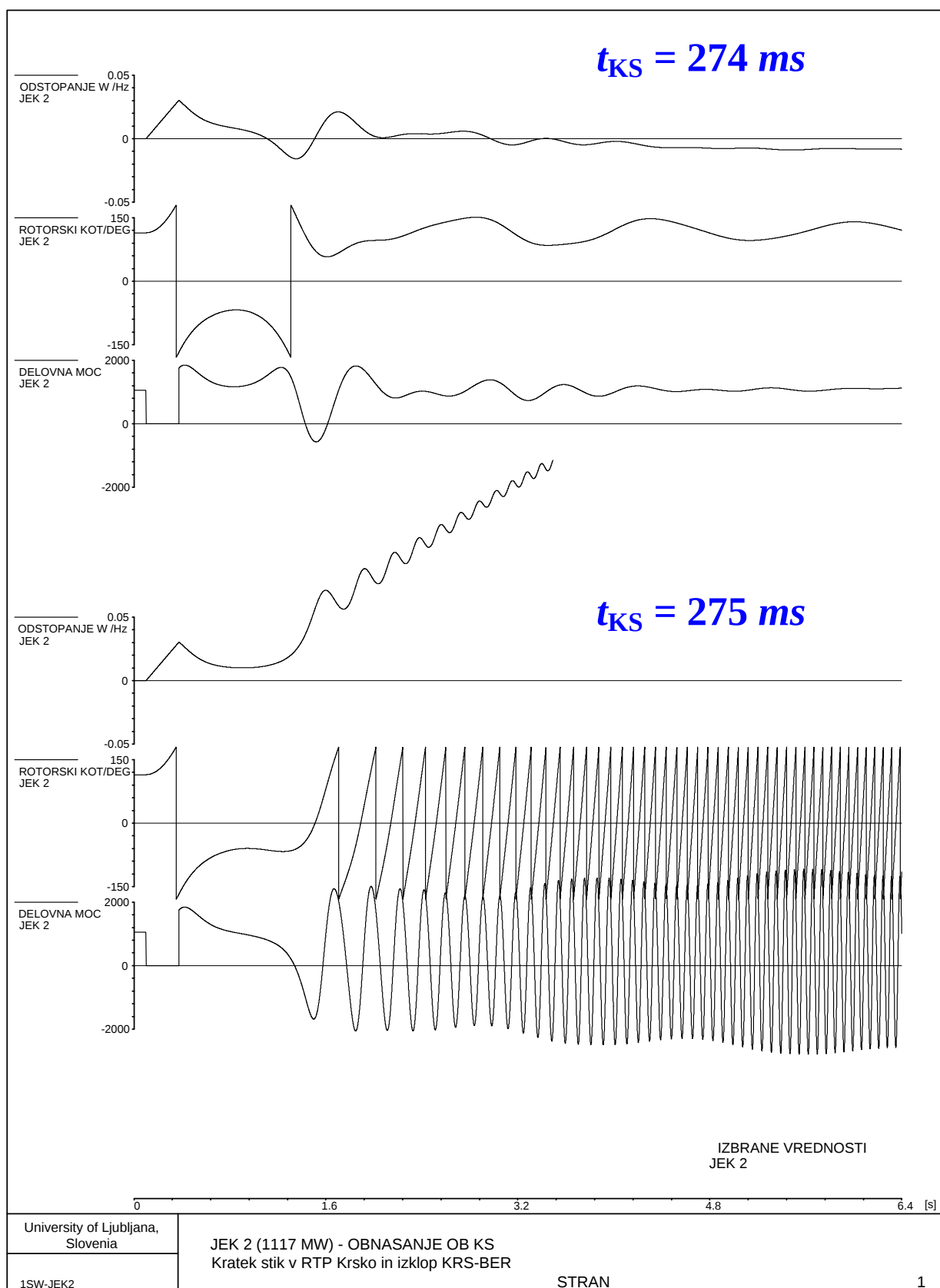
Najbolj neugodne razmere pričakujemo v maksimalno kapacitivnem obratovanju agregata. V tem režimu je namreč notranja inducirana napetost agregata najmanjša, s tem pa je najmanjša tudi maksimalna električna moč, ki jo lahko agregat odda v omrežje. Ohranitev sinhronizma po veliki motnji pa je odvisno ravno od sposobnosti omrežja in agregata, da čim prej odvedeta presežek energije, ki se med napako nakopiči v rotirajočih masah agregata, v obliki električne energije.

V nadaljevanju so podani rezultati za izračunani CCT agregata JEK 2, in sicer za primer, ko JEK 2 obratuje v kapacitivnem režimu, oziroma ko obratuje pri $\cos \varphi = 0$. Predpostavljena je inštalacija male enote JEK 2. Jasno je razvidno, da je obratovanje v kapacitivnem režimu s stališča stabilnosti dejansko najneugodnejši primer. Posamezni oscilogrami, ki jih prikazuje Slika Sl. 7.1, predstavlja odstopanje vrtljajev agregata od nazivnih, rotorski kot in delovno moč agregata. Zgornji primer na obeh slikah predstavlja maksimalni čas napake, ko agregat še ostane v sinhronizmu. Če čas napake povečamo za 1 ms, agregat postane nestabilen, kar prikazuje spodnji primer na obeh slikah. Oznaka t_{KS} predstavlja čas trajanja kratkega stika.

Tab. 7.1: Rezultati - kritični čas odstranitve motnje male enote JEK 2

P_n = 1117 MW	
CCT – JEK 2 v kapacitivnem področju delovanja	274 ms
CCT – JEK 2 obratovanje pri $\cos \varphi = 0$	285 ms

Izvedli smo tudi analizo vpliva ČHE v Sloveniji na tranzientno stabilnost agregata JEK 2. Izkazalo se je, da v črpalnem režimu obratovanja ČHE Kozjak ugodno vpliva na tranzientno stabilnost agregata JEK 2 (ker "pomaga" evakuirati presežek moči iz JEK2) in za malenkost zveča CCT (od 2 do 5 ms). V turbinskem režimu pa zaradi večje obremenjenosti EEO nekoliko oteži evakuacijo moči iz JEK2 in s tem nekoliko zmanjša CCT agregata (3 oz. 10 ms).



Sl. 7.1: Tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo, $P_n = 1117 \text{ MW}$

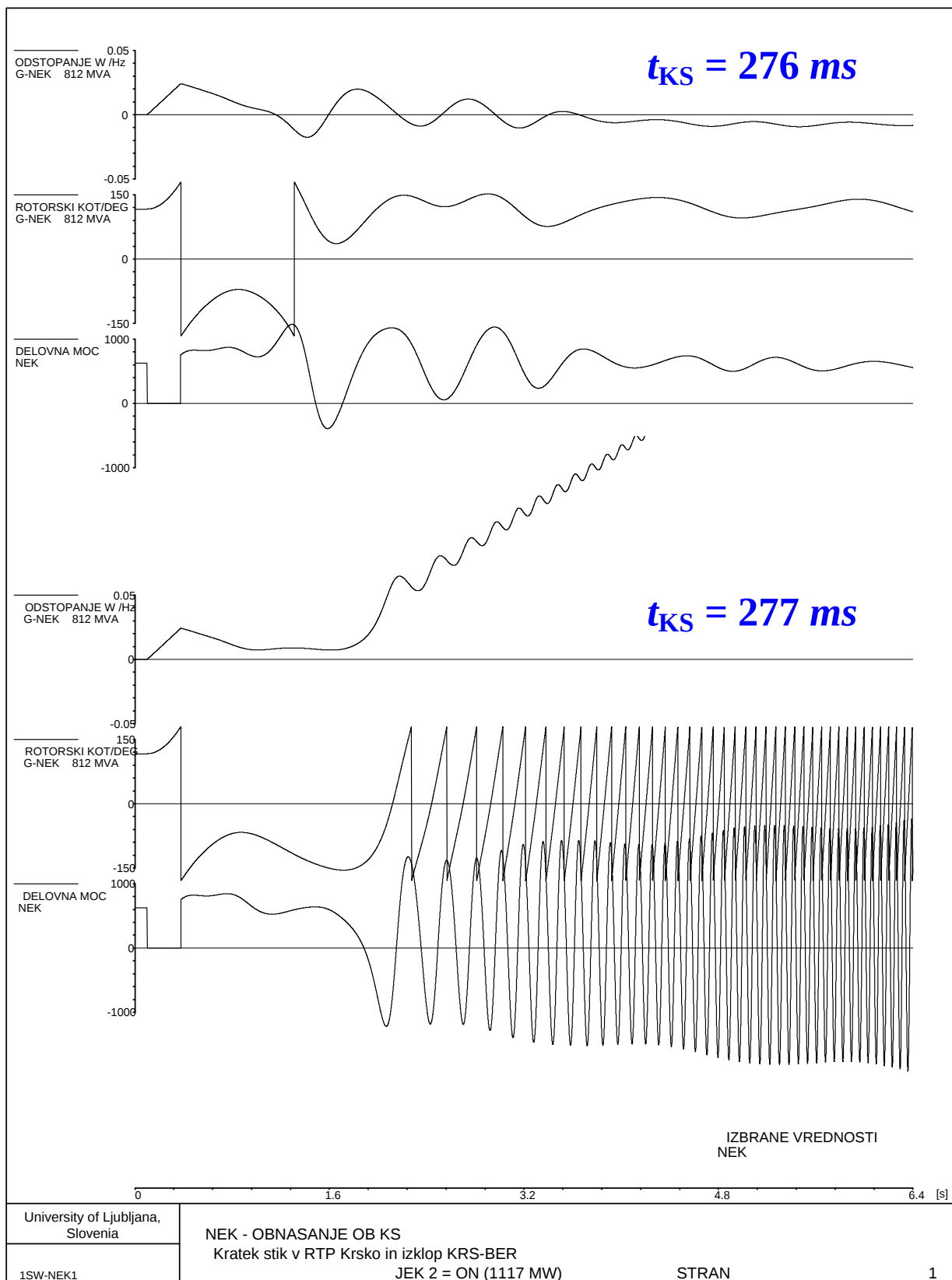
7.1.1.2. Tranzientna stabilnost ostalih agregatov v sistemu

Posamezni oscilogrami, ki jih prikazujeta sliki Sl. 7.2 in Sl. 7.3 predstavljajo odstopanje vrtiljajev agregata od nazivnih, rotorski kot in delovno moč agregata. Zgornji primer na obeh slikah predstavlja maksimalni čas napake, ko agregat še ostane v sinhronizmu. Če čas napake povečamo za 1 ms, agregat postane nestabilen, kar prikazuje spodnji primer na obeh slikah. Oznaka t_{KS} predstavlja čas trajanja kratkega stika.

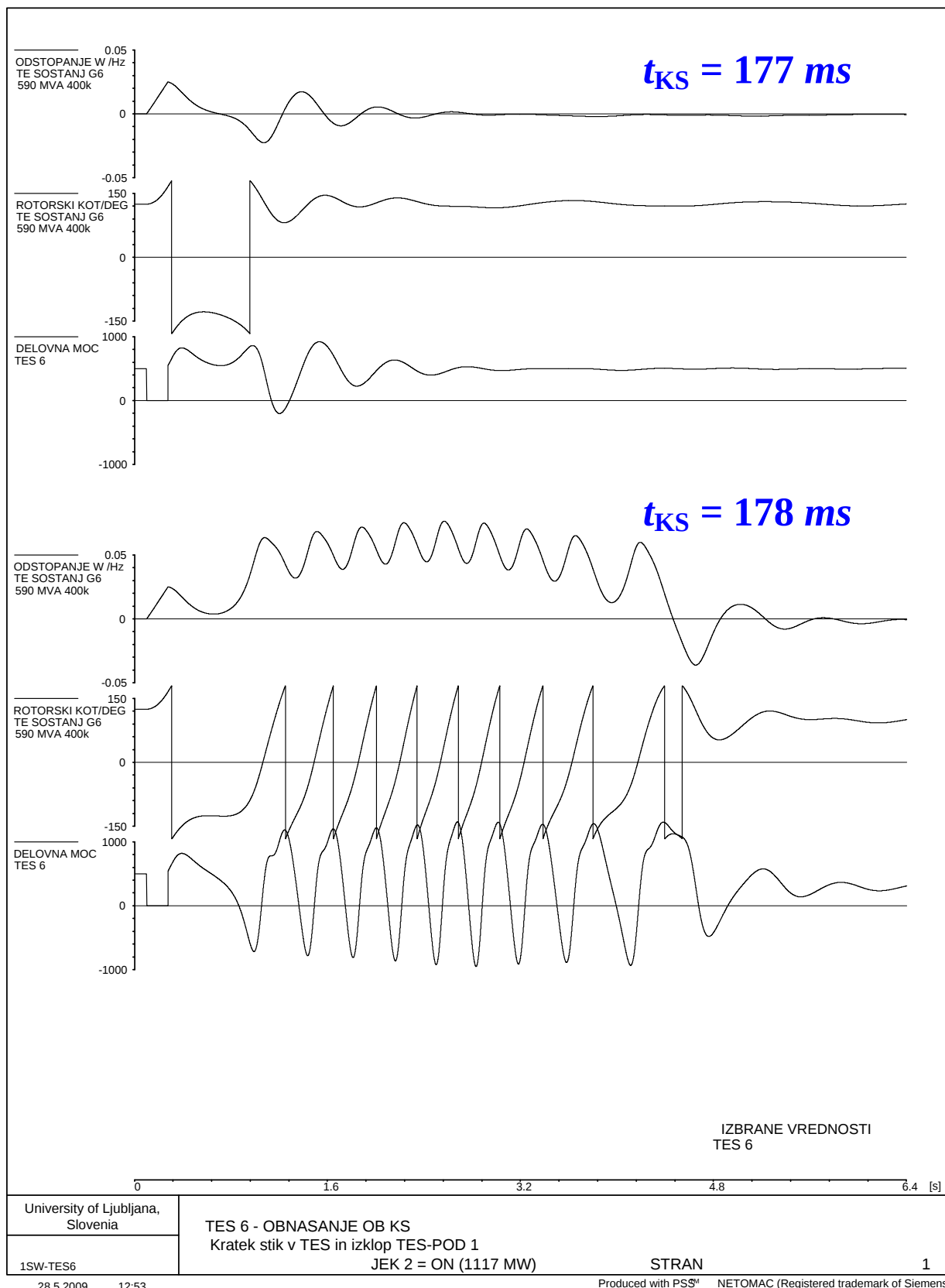
Oscilogrami so podani za primer, ko je v obratovanju JEK 2 moči $P_n = 1117$ MW. Iz tabel je razvidno, da se CCT agregata NEK precej zniža v primeru priključene JEK 2, medtem ko je pri agregatu TEŠ 6 vpliv JEK 2 minimalen. Potrebno je poudariti, da se s priključenim agregatom pretoki moči po sistemu spremenijo in posledično tudi razmere glede faznih kotov. To pa se odraža na spremembi vrednosti CCT. Zanimivo je, da se agregat TEŠ po določenem času resinhronizira. Ta pojav je prisoten le, če je čas napake malenkost večji od CCT. Pri znatno povečanih časih motnje agregat dokončno pade iz sinhronizma.

Tab. 7.2: Rezultati - kritični čas odstranitve motnje za NEK in TEŠ 6

	brez JEK 2	$P_n = 1117$ MW
CCT – NEK	297 ms	276 ms
CCT – TEŠ 6	171 ms	177 ms



Sl. 7.2: Tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo, $P_n = 1117$ MW

Sl. 7.3: Tripolen KS v TEŠ, odklop 1x400 kV TEŠ – Podlog, $P_n = 1117 \text{ MW}$

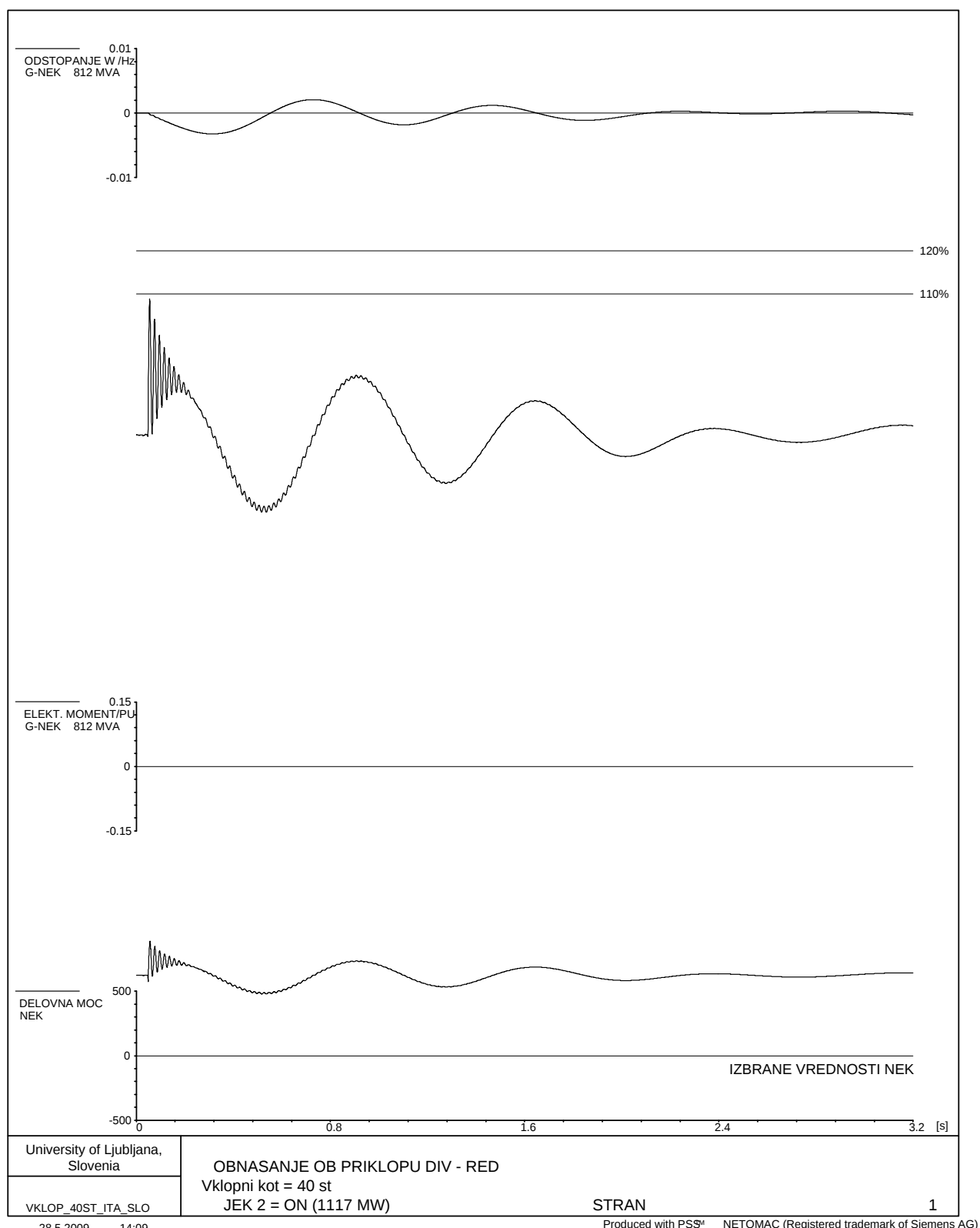
7.1.1.3. Električni udarni momenti ob stikalnih manevrih

V tem poglavju nas je zanimal vpliv priključitve male enote JEK 2 na električne udarne momente agregatov, priključenih na EEO napetosti 400 kV. Natančneje, opazovali smo agregata NEK in TEŠ 6. Tabela Tab. 7.3 povzema vrednosti udarnih momentov NEK in TEŠ 6 v primeru opisanega stikalnega manevra, in sicer v odstotkih nazivnega mehanskega momenta stroja.

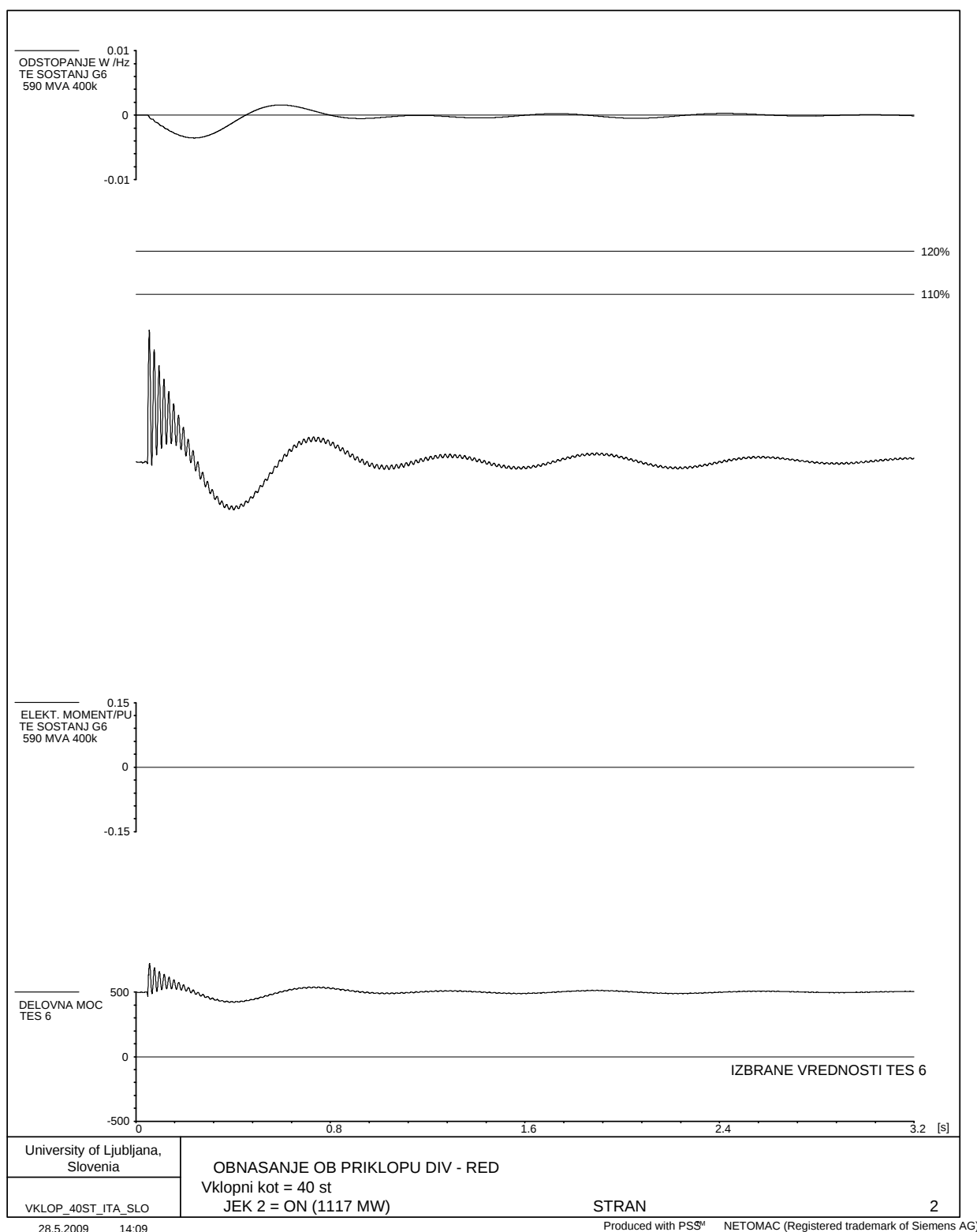
Tab. 7.3: Rezultati – električni udarni momenti NEK in TEŠ 6 (obremenitve v % nazivnega mehanskega momenta)

	brez JEK 2	P_n = 1117 MW
$M_{el} - NEK$	140.1 %	128.0 %
$M_{el} - TEŠ 6$	125.2 %	119.5 %

Značilne veličine za NEK in TEŠ 6 ob sinhronizaciji voda Divača – Redipuglia prikazujeta za primer JEK 2 z nazivno delovno močjo $P_n = 1117$ MW sliki Sl. 7.4 in Sl. 7.5. Pri tem je potrebno poudariti, da je električni moment na slikah podan v % nazivne navidezne moči agregata, in da je za določitev dejanskega odstotka nazivnega mehanskega momenta to vrednost potrebno deliti z nazivnim faktorjem moči agregata.



Sl. 7.4: Značilne veličine NEK, vklop DV Divača–Redipuglia, vklopni kot 40° , $P_n = 1117$ MW



Sl. 7.5: Značilne veličine TEŠ 6, vklop DV Divača–Redipuglia, vklopni kot 40°, $P_n = 1117$ MW

Rezultati kažejo, da je v primeru 40 stopinjskega vklopnege kota NEK bolj obremenjena kot TEŠ 6. Tabela Tab. 7.3 povzema, da je za primer brez JEK 2 s 140.1 % obremenjena NEK, medtem ko TEŠ 6 z 125.2 % odstotka nazivnega mehanskega momenta posameznega

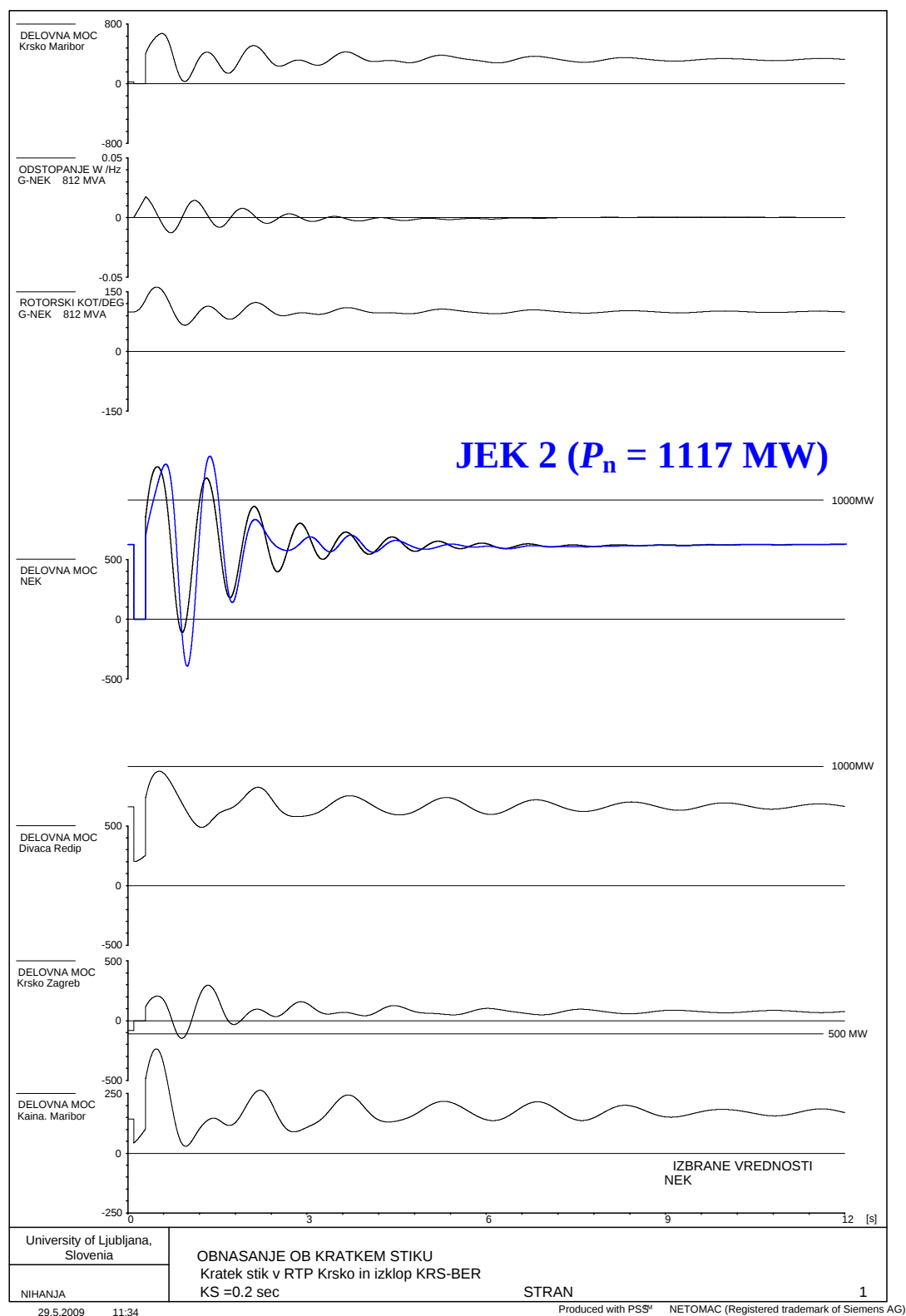
stroja. Z vključitvijo male enote JEK 2 pa se obremenitve obeh agregatov znižajo (na primer obremenitev NEK se zniža na 128.0 %).

Iz rezultatov simulacij lahko sklepamo, da z vključitvijo male enote JEK 2 v slovenski EES s stališča problema mehanskih obremenitev ostalih agregatov v normalnih obratovalnih pogojih (t.j. vklopu vodov), ne poslabšamo razmer. Nasprotno, izračuni so pokazali, da se razmere s tega stališča omilijo. V vseh primerih je bilo odstopanje vrtljajev agregatov zelo majhno, nihanja moči po sinhronizaciji pa dobro dušena. Enako lahko predvidimo za razmere z obratovanjem ČHE. Dodatna proizvodna enota v sistemu vsekakor zniža obremenitve preostalih agregatov ob stikalnih manevrih.

7.1.1.4. **Lokalna nihanja agregatov na 400 kV omrežju v Sloveniji**

V sklopu analize oscilatorne stabilnosti smo najprej opazovali kakšen vpliv na lokalna nihanja agregatov na 400 kV v slovenskem EES ima priključitev JEK 2. Podrobneje smo analizirali vpliv na nihanja NEK, saj so nihanja TEŠ 6 ob izbrani motnji, kakor se je pri analizi izkazalo, bolje dušena kot NEK. Kot motnja v sistemu je bil izbran tripolen kratek stik na dvosistemskemu daljnovodu 2 x 400 kV RTP Krško – RTP Beričevo, in sicer tik ob RTP Krško. Za trajanje kratkega stika je izbrano $t_{KS} = 200$ ms.

Razmere z malo enoto JEK2 v obratovanju prikazuje v primerjavi z razmerami brez JEK2 slika Sl. 7.6.



Sl. 7.6: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

Ker opazujemo vpliv JEK 2 sta na isti sliki prikazana oscilograma nihanja delovne moči NEK tako za razmere brez JEK 2 (črna krivulja) kot tudi za JEK 2 z nazivno delovno močjo $P_n = 1117$ MW (modra krivulja).

Sama frekvenca lokalnih nihanj se zaradi večjih rotirajočih mas nekoliko zmanjša. Dušenje je sicer odvisno od obratovalne točke sistema, vendar izračuni niso pokazali, da bi prisotnost JEK 2 bistveno vplivala na dušenje lokalnih nihanj. Seveda je natančnejšo analizo nemogoče narediti, ker natančni parametri stroja še niso znani, enako velja za parametre napetostnega regulatorja. Prav tako ni znano ali bo imel agregat vhodni signal PSS v vzbujalnem sistemu.

Ne glede na to lahko sklepamo, da ob ustreznem parametriranju napetostne regulacije ni pričakovati problemov z lokalnimi nihanji. Vzrok za to lahko pripišemo relativno močnemu 400 kV omrežju EES Slovenije, ki naj bi bilo po predvidevanjih ob zagonu JEK 2 že zgrajeno.

7.1.1.5. Analiza med-sistemskih nihanj

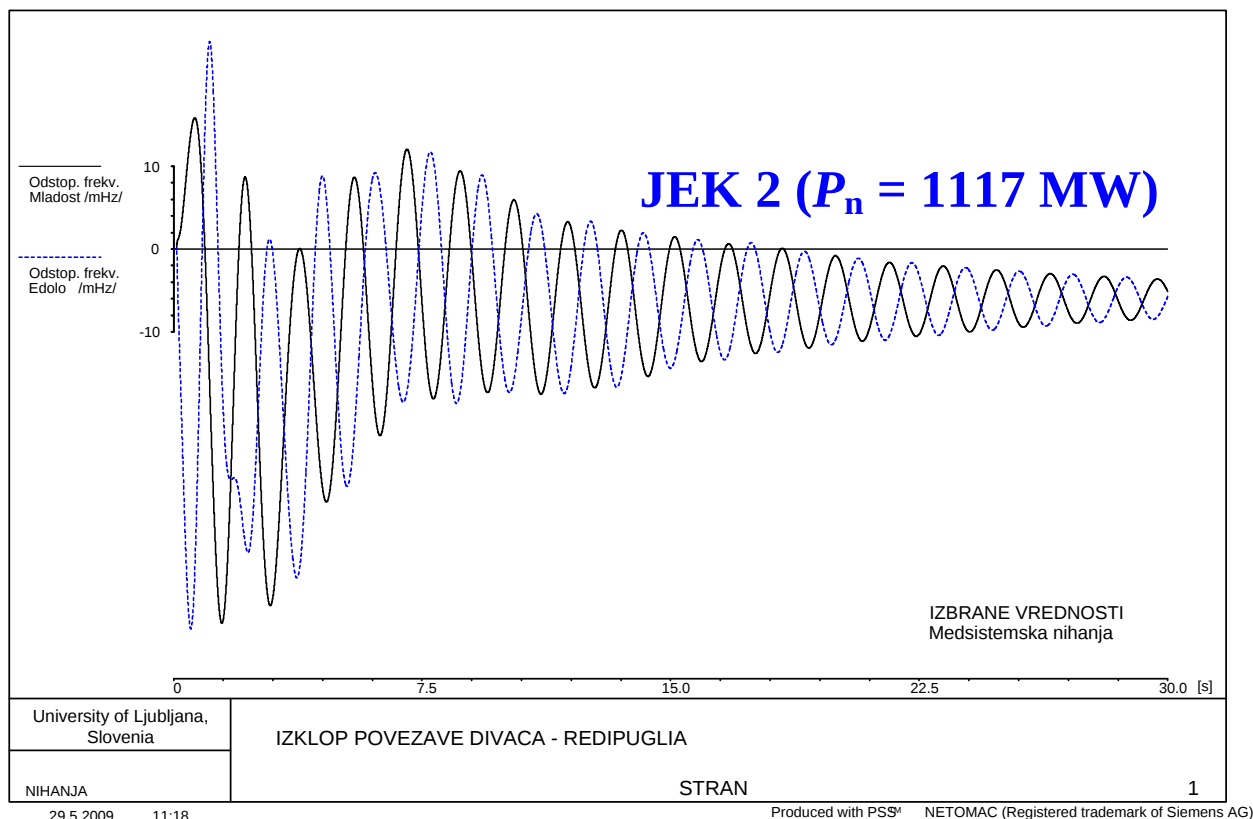
V nadaljevanju smo opazovali vpliv analiziranega scenarija razvoja slovenskega EES na **medsistemska nihanja**. Za natančnejše izračune bi bilo potrebno narediti dinamični model celotnega ENTSO-E omrežja, kar pa daleč presega okvire naloge. Privzet sistem nadomestnih generatorjev, ki smo ga privzeli v študiji, je sicer ustrezen za proučevanje lokalnih razmer in nastavitve obratovalne točke sistema, ne more pa nadomestiti prostorsko porazdeljenih virov preostalega dela ENTSO-E sistema. Zaradi tega ne moremo sklepati o problemu oscilatorne stabilnosti ENTSO-E sistema, lahko pa v grobem ocenimo vpliv analiziranega scenarija na medsistemska nihanja.

Nihanja smo za namene simulacij vzbudili z izklopom 400 kV daljnovoda Divača – Redipuglia. Ker bi pri večjih pretokih moči v smeri proti Italiji posledično zaradi preobremenitev izpadel tudi 220 kV daljnovod Divača – Padriče, smo predpostavili, da je leta v osnovnem stanju izklopljen. Poleg tega smo nekoliko tudi zmanjšali ojačenje PSS stabilizatorjev v velikih agregatih v Evropi. Takšna situacija je tudi realno povsem možna, saj prihaja v obdobjih nizkih obremenitev do situacij, ko so nekateri veliki agregati s PSS stabilizatorji izklopljeni.

Razmere v primeru male enote JEK2 prikazuje slika Sl. 7.7, ki vsebuje odstopanja frekvence na skrajnih točkah modeliranega omrežja, t.j. v vozlišču "Mladost" (Srbija), kamor je pripet tudi nadomestni generator, ki predstavlja vire osrednje Srbije in Djerdapa (črn oscilogram), in v vozlišču "Edolo" (Italija) na skrajnem zahodu modela (moder oscilogram).

Dušenje sistema je močno odvisno od ojačenja PSS regulatorjev. Opaziti je, da ima priključitev male enote JEK 2 določen vpliv na dušenje medsistemskih nihanj, ki ni zanemarljiv in bo v prihodnje verjetno zahteval podrobnejšo obravnavo. Seveda je ta vpliv odvisen od obratovalne točke sistema in tudi od parametrov napetostne regulacije. V primeru aktiviranja PSS bi lahko bil vpliv na dušenje nihanj celo pozitiven. Kot rečeno, zaradi

številnih neznank v vezi z morebitnim bodočim agregatom, ta trenutek ni moč podati natančnejših izsledkov.



Sl. 7.7: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

7.1.2. Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja

Ker različni scenariji razvoja prenosnega elektroenergetskega omrežja niso predvideni, občutljivostna analiza slovenskega prenosnega elektroenergetskega omrežja daje enake rezultate, kot so podani v poglavju 6.1.2.

Porazdelitveni faktorji pretoka moči (PTDF) ter Porazdelitveni faktorji pretoka moči zaradi izpada voda (LODF) so v scenariju razvoja slovenskega EES z 1.085 MW blokom JEK enaki, kot v scenariju razvoja slovenskega EES brez JEK2.

7.1.3. Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence

7.1.3.1. Primarna rezerva moči

V skladu z načrtom vključevanja novih proizvodnih enot v elektroenergetski sistem Slovenije je treba določiti potrebne rezerve za primarno regulacijo frekvence po posameznih letih.

V obzir je potrebno vzeti pravila ENTSO-E, ki nalagajo, da mora bivši UCTE sistem, ki se sedaj imenuje regionalna skupina Centralna Evropa, ob kritični spremembi moči, tj. 3000 MW, ostati frekvenčno stabilen, pri čemer se frekvenca ne sme spremeniti za več kot 200 mHz.

Tabela Tab. 7.4 prikazuje zahtevano rezervo moči za primarno regulacijo frekvence v Sloveniji, če upoštevamo scenarij razvoja slovenskega EES z 1.085 MW blokom JEK 2.

Tab. 7.4: Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence v scenariju z 1.085 MW blokom JEK 2.

Leto	Rezerva moči
2009	15,9 MW
2020	19,3 MW
2025	24,5 MW
2030	25,2 MW

Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence se leta 2020 glede na leto 2009 poveča, saj so v tem obdobju načrtovane velike spremembe v slovenskem EES. Vključitev novih enot je v tem obdobju hitrejša od vključevanja novih enot v RGCE in posledično naraste slovenski delež rezerve moči proti ostalimi državami v RGCE. Največji skok zahtevane rezerve moči pa se predvideva z vključitvijo JEK 2, tj. leta 2025. Rezerva moči je večja v primerjavi s scenarijem razvoja slovenskega EES brez JEK2.

Obstaja možnost, da bo v prihajajočih letih (do 2030) ENTSO-E povečal vrednosti za kritični izpad iz zdajšnjih 3.000 MW, predvsem zaradi vedno večjega deleža RVE v sistemu, ki v splošnem ne sodelujejo pri regulaciji frekvence in hkrati so ti viri močno nepredvidljivi, kar se tiče trenutne proizvodnje moči.

V skladu z relativno spremembo vrednosti kritičnega izpada v RGCE, se relativno spremeni tudi zahtevana rezerva moči za primarno regulacijo frekvence.

Ker primarna rezerva moči odraža le majhen del celotne inštalirane moči v slovenskem EES ugotavljamo, da jo bomo brez težav zagotovili.

7.1.3.2. Sekundarna rezerva moči

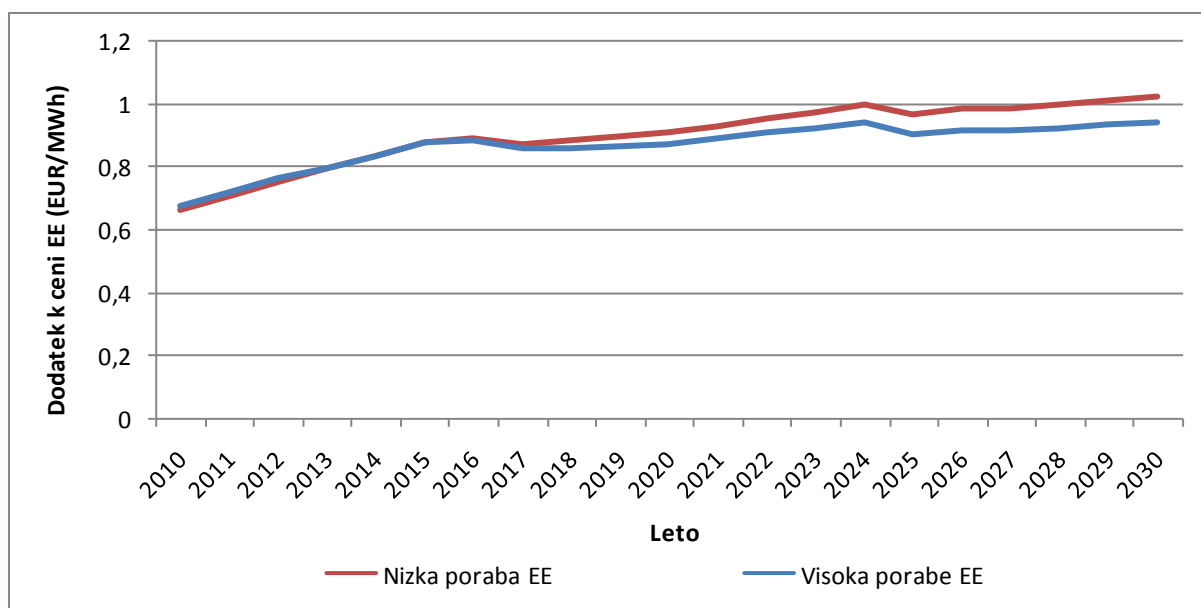
Rezerva moči se določi v skladu z zahtevami ENTSO-E, ter empirično določenih koeficientov za posamezna območja. Ker je v obravnavanem sklopu scenarije napoved konične moči porabe enaka kot v scenarijih razvoja brez JEK 2, je napoved rezerve moči enaka, delno pa se spremenijo stroški, saj z vključitvijo nove enote JEK 2 z dodatno ponudbo električne energije vplivamo na trg z električno energijo. V tabeli Tab. 7.5 prikazujemo oceno stroškov za visoko

in nizko napoved zahtevane rezerve moči za sekundarno regulacijo frekvence po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES.

Tab. 7.5: Ocena stroškov za sekundarno regulacijo frekvence v scenariju brez JEK 2 za visoko in nizko napoved konične moči odjema.

Leto	Nizka napoved konice	Visoka napoved konice
2009	6,9 mio €	6,9 mio €
2020	11,5 mio €	12,1 mio €
2025	12,4 mio €	13,5 mio €
2030	13,5 mio €	15,1 mio €

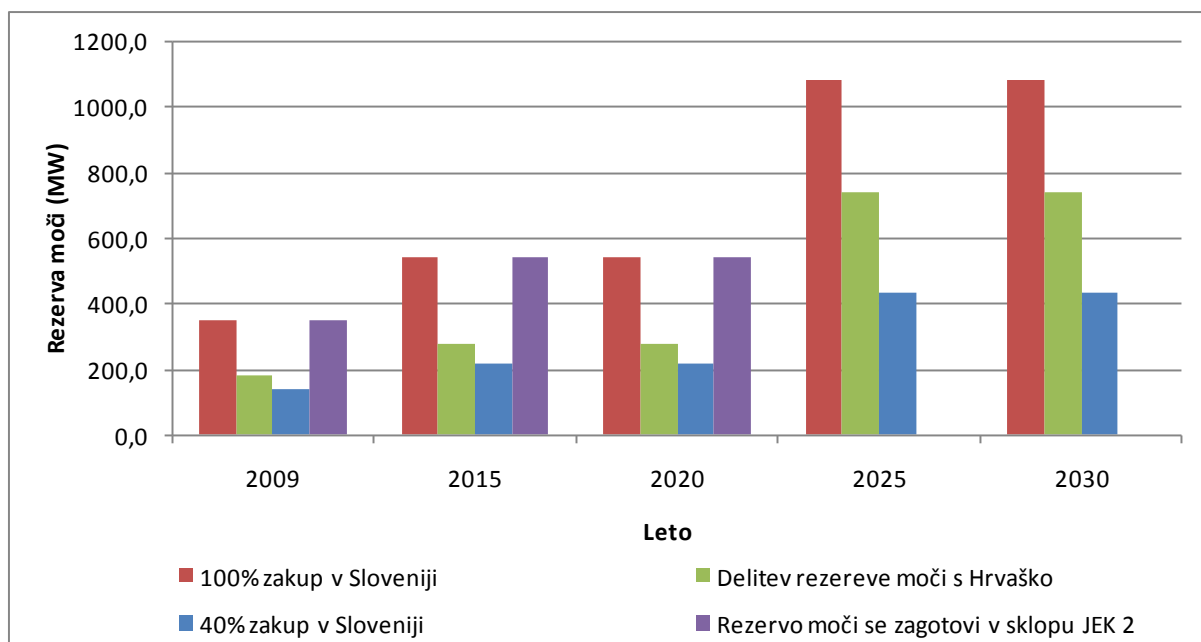
V sklopu ocen stroškov smo analizirali tudi koliko ti stroški v končni fazi bremenijo porabnika. Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije, slika Sl. 7.8.



Sl. 7.8: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence.

7.1.3.3. Terciarna rezerva moči

V letu 2009 je potrebna moč terciarne rezerve definirana s polovično zmogljivostjo NE Krško na pragu kar znaša 348 MW. Drugi časovni mejnik predstavlja vstop bloka 6 TE Šoštanj v obratovanje, ki je predviden za leto 2015 ter tretji mejnik vključitev 1.085 MW JEK 2, kar prikazuje slika Sl. 7.9. V skladu z definiranimi scenariji zagotavljanja terciarne rezerve v poglavju 5.2 v nadaljevanju analiziramo njihove vplive.



Sl. 7.9: Terciarna rezerva moči po izbranih letih ter predvidene potrebne zmogljivosti v Sloveniji po štirih scenarijih.

Pri scenariju delnega 40% zakupa terciarne rezerve moči znotraj Slovenije je potrebno zagotoviti zadostne prenosne zmogljivosti na mejah.

Delež Hrvaške je bil ocenjen proporcionalno glede na največje enote v Sloveniji in na Hrvaškem, kar prikazuje tabela Tab. 7.6.

Tab. 7.6: Ocena razdelitve moči za terciarno regulacijo frekvence med Slovenijo in Hrvaško v MW.

	2009	2020	2025
Moč največje enote v Sloveniji	348,0	540,0	1.085,0
Moč največje enote na Hrvaškem	320,0	500,0	500,0
Delež Hrvaške	166,7	259,6	342,3
Delež Slovenije	181,3	280,4	742,7

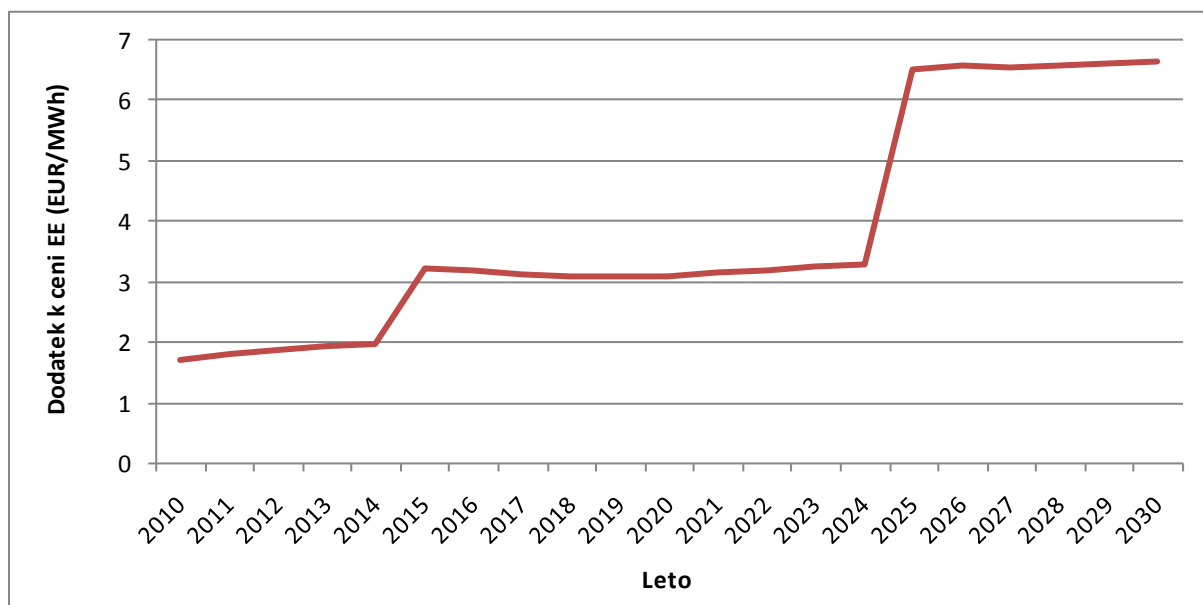
Skupna potencialna moč za zagotavljanje terciarne rezerve moči znotraj slovenskega EES leta 2025 znaša okoli 1.350 MW. Ugotovitve kažejo, da so po vseh scenarijih zagotavljanja terciarne moči zmogljivosti znotraj slovenskega EES zadostne.

Za oceno stroškov zakupa terciarne rezerve upoštevamo pavšal za eno leto na MW moči v rezervi. Predpostavljena cena za terciarno regulacijo frekvence je cena dosežena na razpisu leta 2009 povečana glede na napoved povprečne rasti koničnih cen električne energije v scenarijih razvoja z 1.085 MW JEK 2, katere so predstavljene v nadaljevanju.

Tab. 7.7: Ocena stroškov za terciarno regulacijo frekvence za štiri obravnavane scenarije zakupa rezerve moči v mio €.

Leto	Varianta 1	Varianta 2	Varianta 3	Varianta 4
2009	17,6	9,1	30,8	17,6
2015	38,9	20,0	69,2	38,9
2020	40,9	21,0	72,6	40,9
2025	90,3	60,7	165,6	0,0
2030	96,9	65,1	177,5	0,0

Najverjetneje bomo v prihodnje še vedno zagotavljali 40 % rezerve moči v slovenskem EES in 60 % pa z zakupom rezerve moči v tujini, zato smo ta scenarij predpostavili za referenčni pri oceni stroškov na enoto prevzema električne energije. Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije ter tako predvideli, prispevek porabnika h končni ceni električne energije, slika Sl. 8.10.



Sl. 7.10: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja terciarne regulacije frekvence.

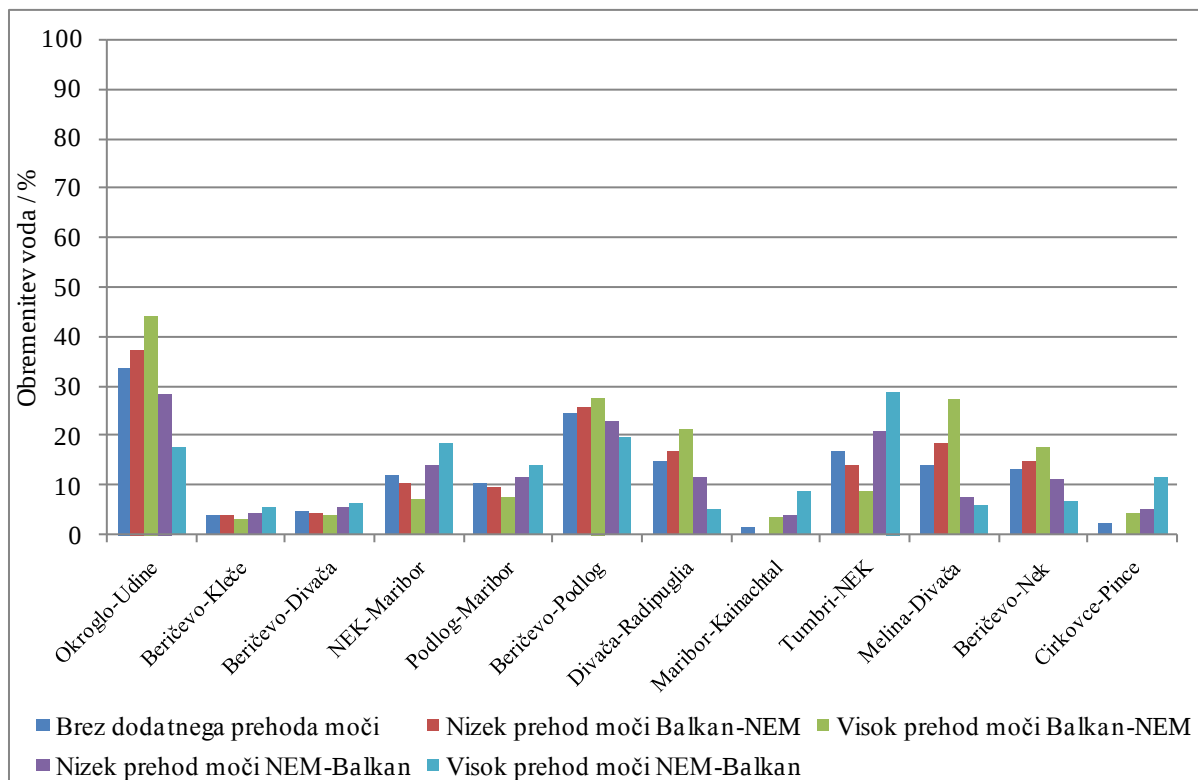
7.2. SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_VP_ZRVE

Scenarij JEK1085_VP_ZRVE upošteva:

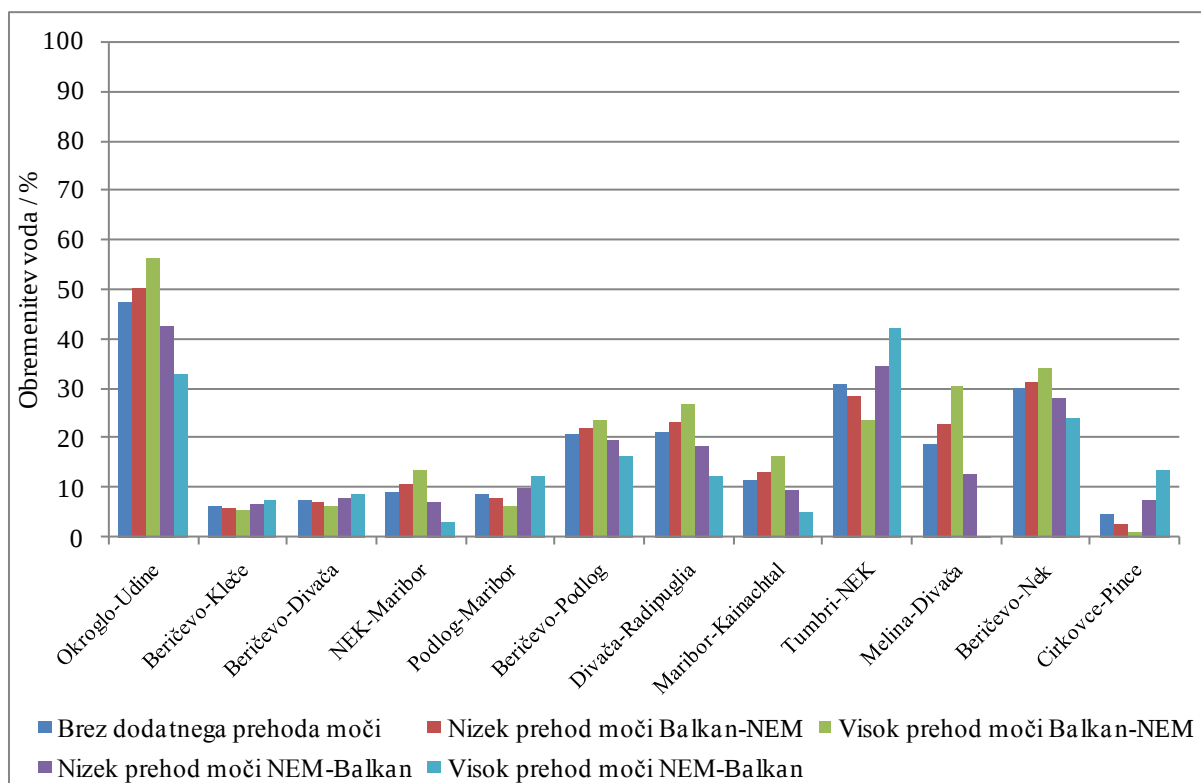
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **predvideva investicijo v 1.085 MW JEK 2.**

7.2.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

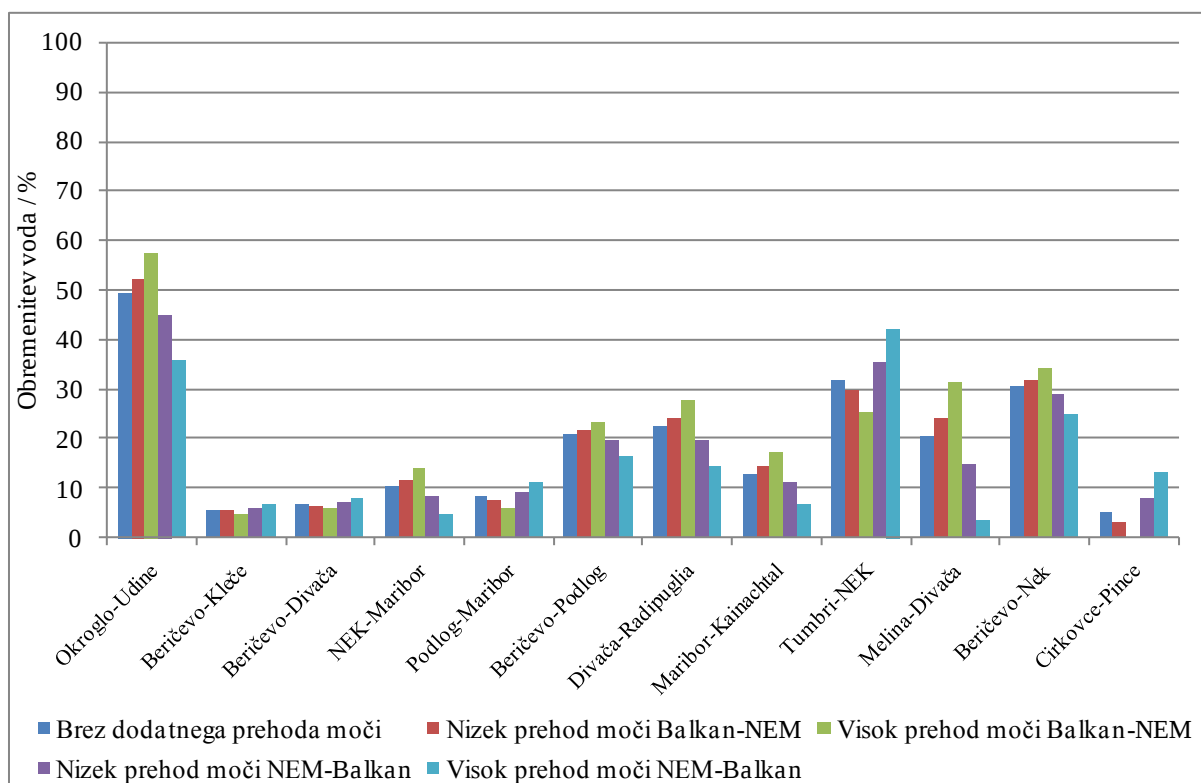
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazuje slike Sl. 7.11 - Sl. 7.13.



Sl. 7.11: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 7.12: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 7.13: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti okoli 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, povečana obremenitev pa na vodih 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijskem vodu 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

7.2.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 7.8 in Tab. 7.9.

Tab. 7.8: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

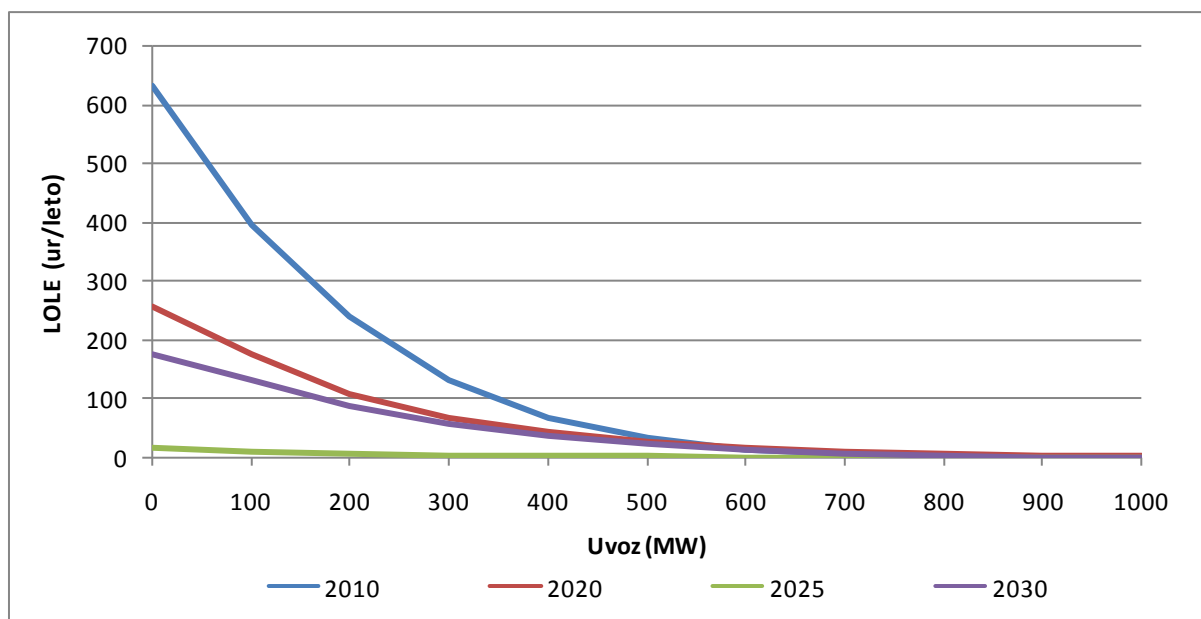
Tab. 7.9: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

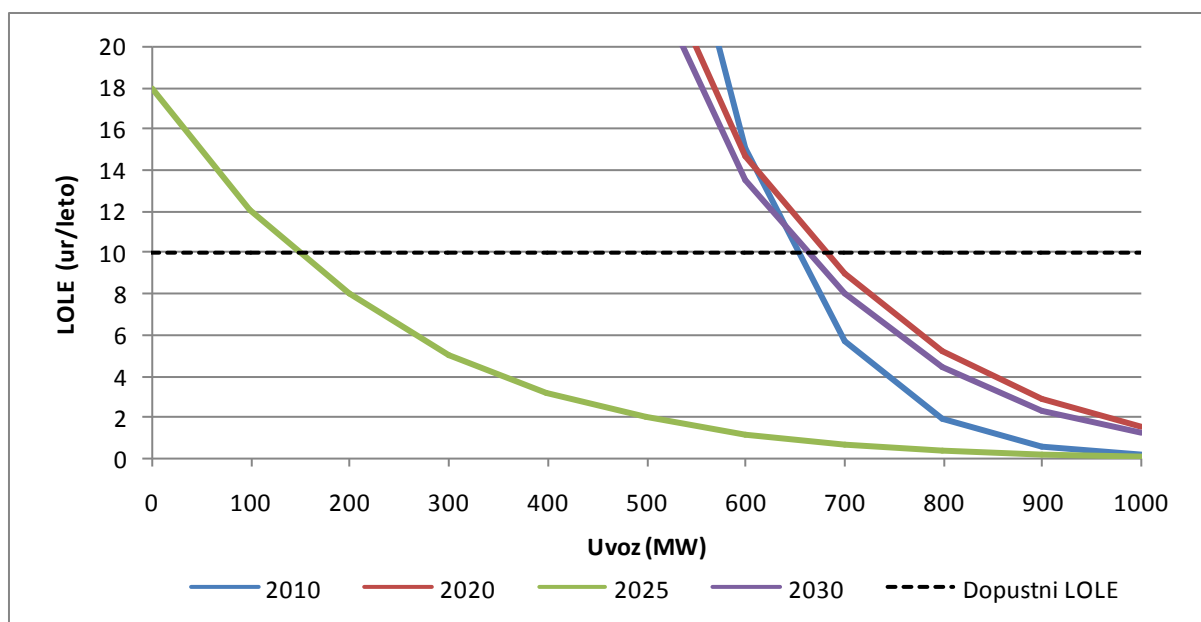
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetska samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 7.14 in Sl. 7.15 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 7.14: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.

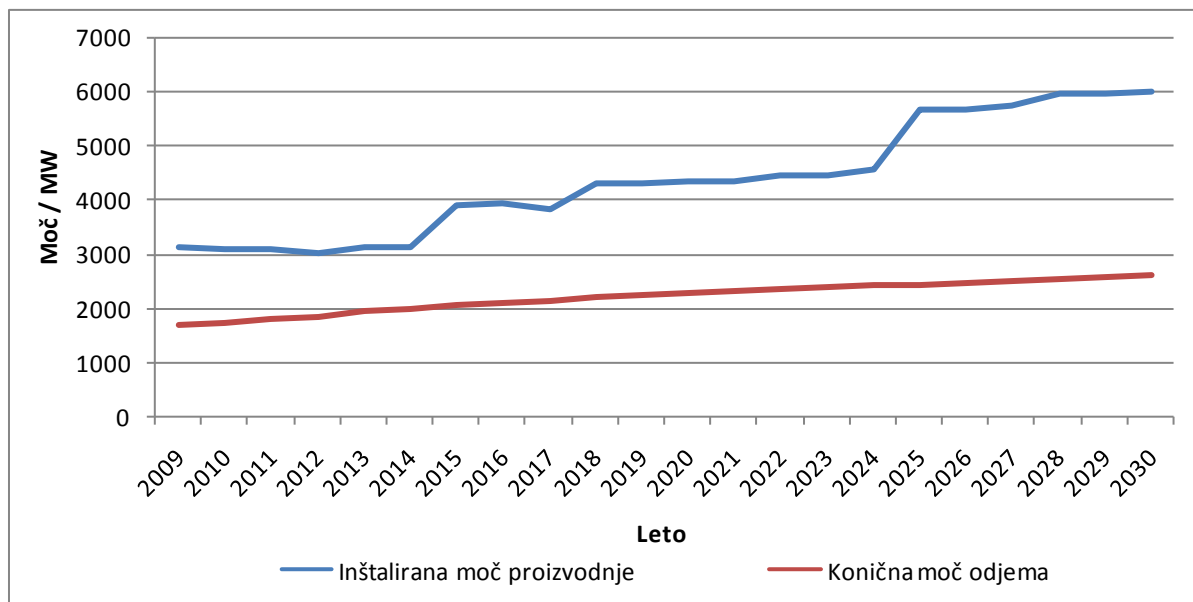


Sl. 7.15: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 700 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

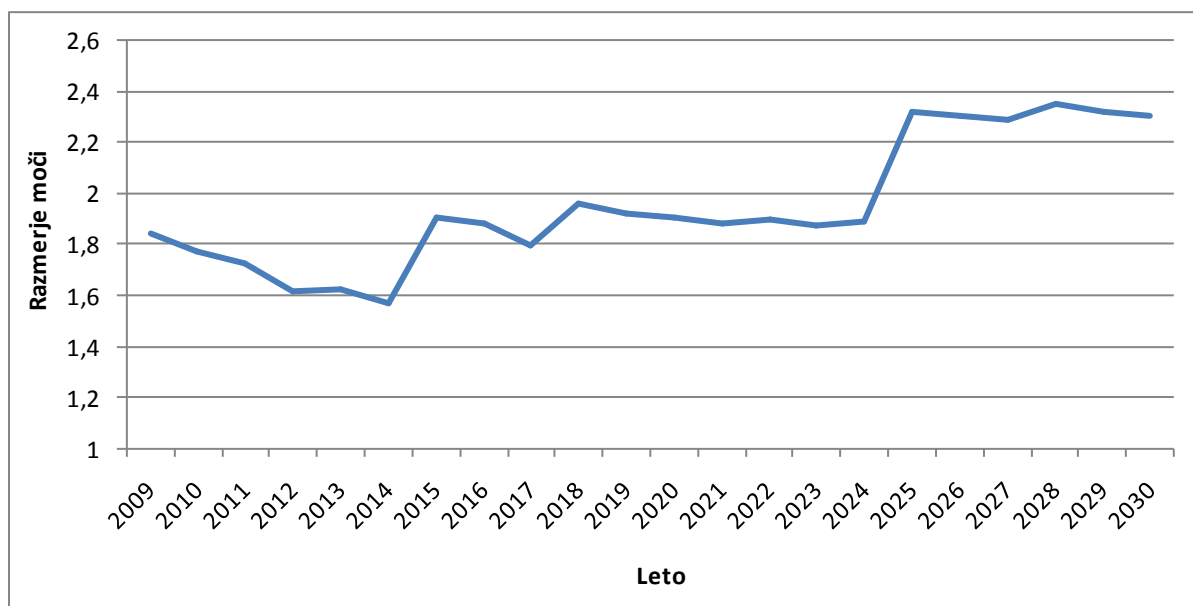
7.2.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 7.16 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 7.16: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 7.17 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj ter 2025 ob vklopu nove enote JEK 2. Ostale enote posamično bistveno ne vplivajo na bilanco moči oz. razmerje moči.



Sl. 7.17: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.

Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 7.10. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti leta 2030 okoli 5.000 MW, ter preostalih zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 2.100 do 2.600 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

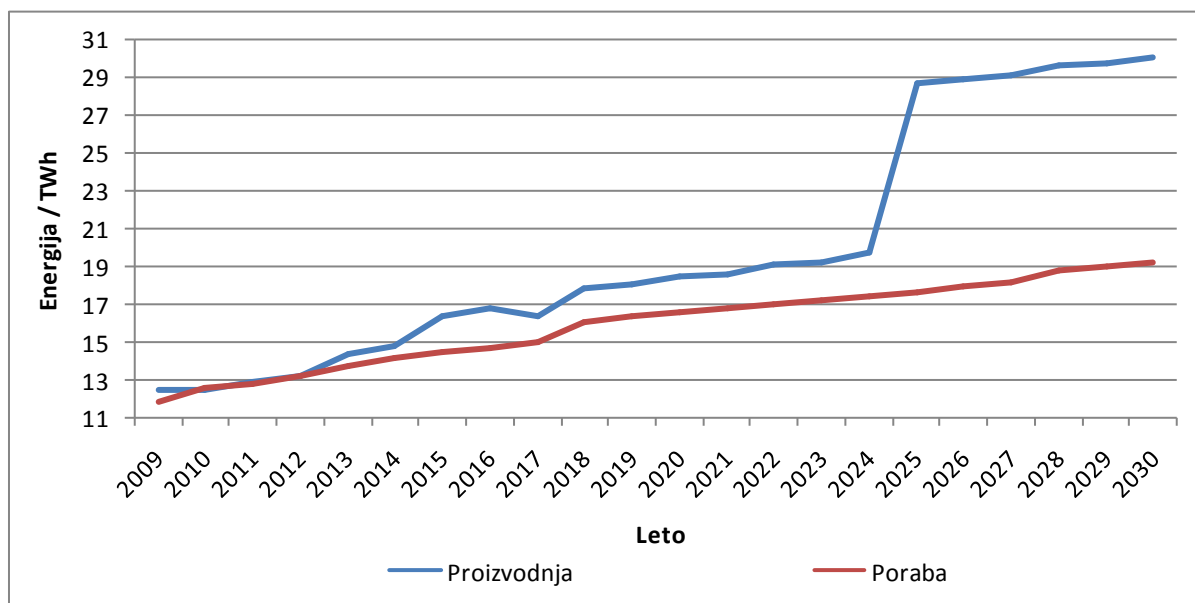


Tab. 7.10: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	6,82	6,82	6,82	7,36	7,36	7,36
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	2,29	2,31	1,91	2,49	2,52	2,06
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,54	4,52	4,91	4,87	4,84	5,30
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,20	2,08	2,91	1,47	1,32	1,69	2,08	1,92	2,35	2,24	2,06	2,57
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,34	0,34	0,34	0,37	0,37	0,37
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,59	0,54	0,54	0,62	0,57	0,57
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

7.2.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.085 MW JEK 2. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.18.



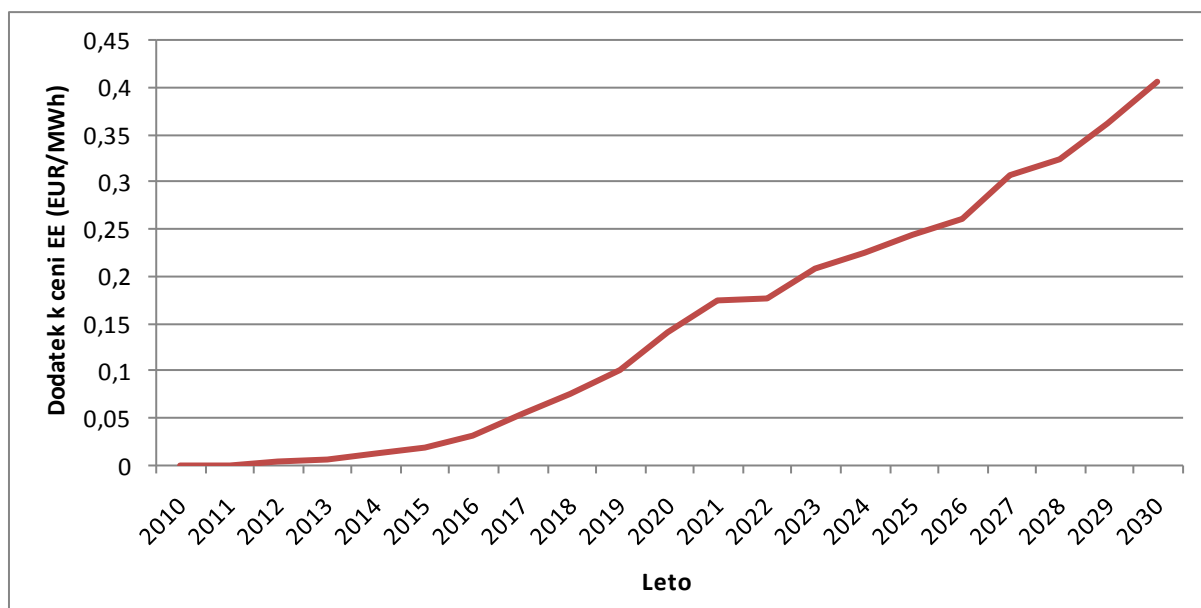
Sl. 7.18: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 11 TWh letno.

7.2.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

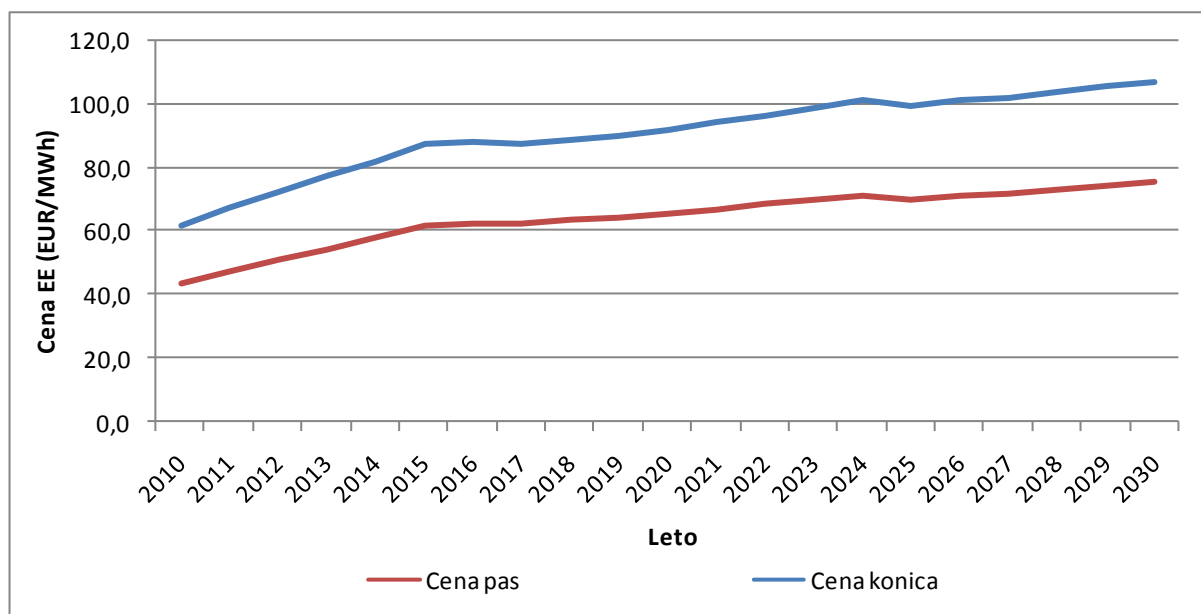
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.19.



Sl. 7.19: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi visokega vključevanja RVE v EES.

7.2.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 7.20.



Sl. 7.20: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

7.2.7. Ekonomika obratovanja

7.2.7.1. Ekonomika RVE

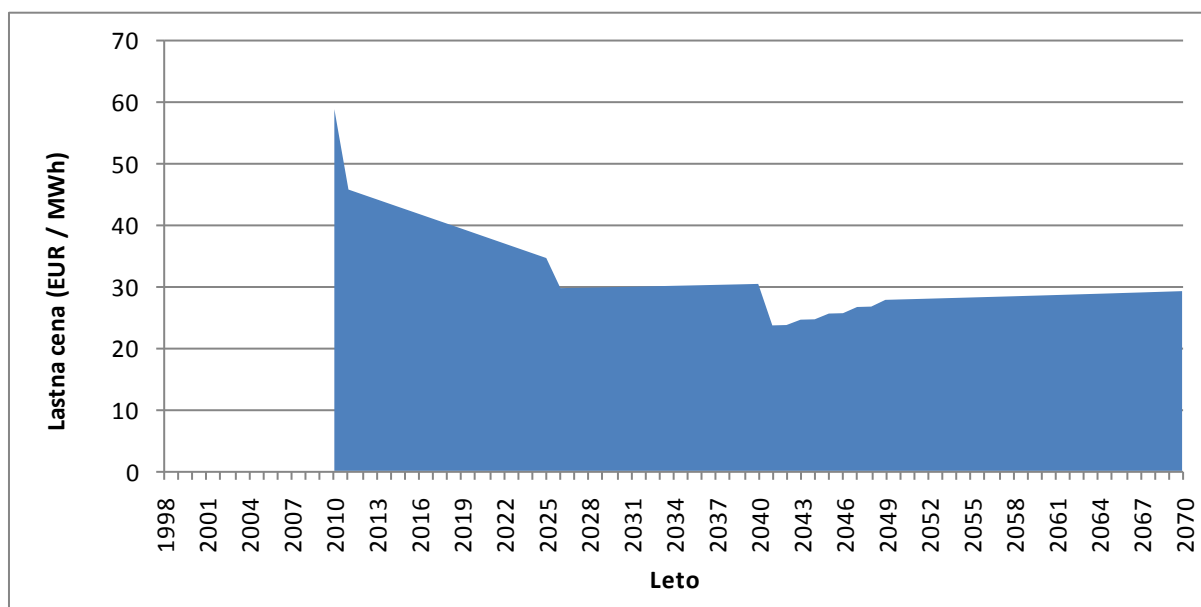
Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

7.2.7.2. Ekonomika JEK 2

V sklopu primerjalne analize ekonomskih kazalcev RVE in JEK je bila narejena ekonomska evalvacija investicije v JEK 2 v enako izhodiščno leto kot pri investicijah v RVE tj. leto 2010. V kolikor bi za ekonomsko primerjavo različnih investicij privzeli različna leta začetka obratovanja bi nastala težava, ker se vmes investicije, dohodki in stroški spreminjajo v skladu z eskalacijo cen ter inflacijskimi pritiski. Zaradi tega razloga je za ekonomsko primerjavo različnih investicij potrebno vse investicije dati na skup imenovalec.

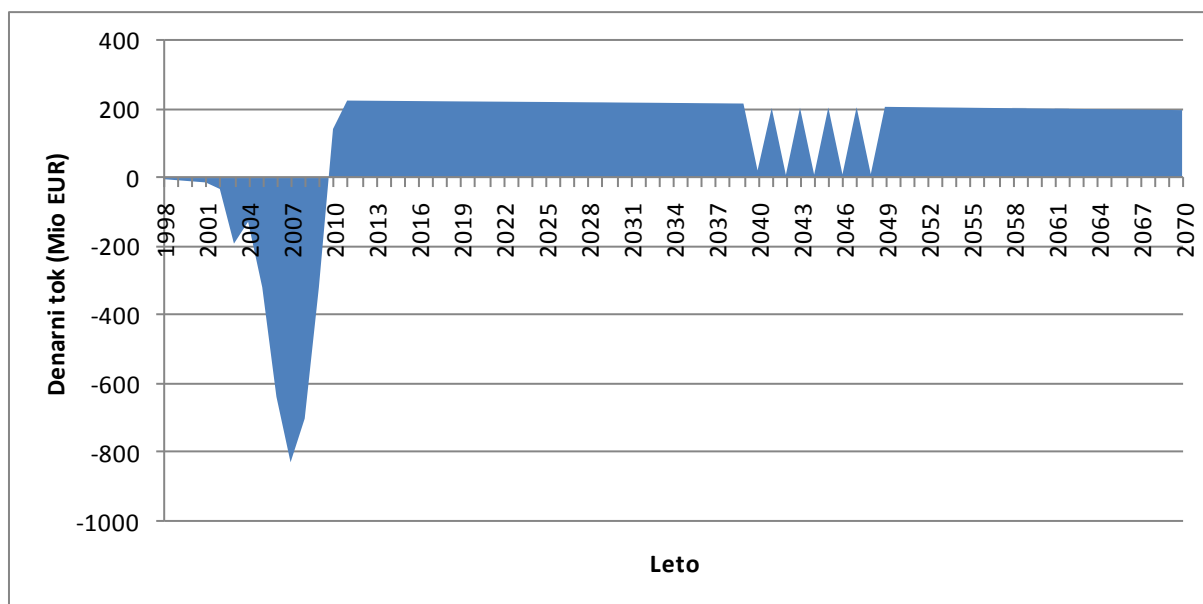
Po drugi strani pa določeni ekonomski kazalci ne dajejo prave slike pri primerjanju različnih tehnologij. Tako na primer kazalca IRR in MIRR pokažeta čisto drugačne vrednosti, v kolikor je življenjska doba investicije občutno večja.

Za primerjavo različnih tehnologij smo tako privzeli kazalce lastnih cen ob različnih vrednosti donosa. Lastna cena se dejansko spreminja skozi čas, saj se stroški, ki definirajo lastno ceno, spreminjajo. Slika Sl. 7.21 prikazuje lastno ceno za investicijo v JEK ob predpostavki, da upoštevamo isto leto obratovanj kot pri investicijah v RVE.



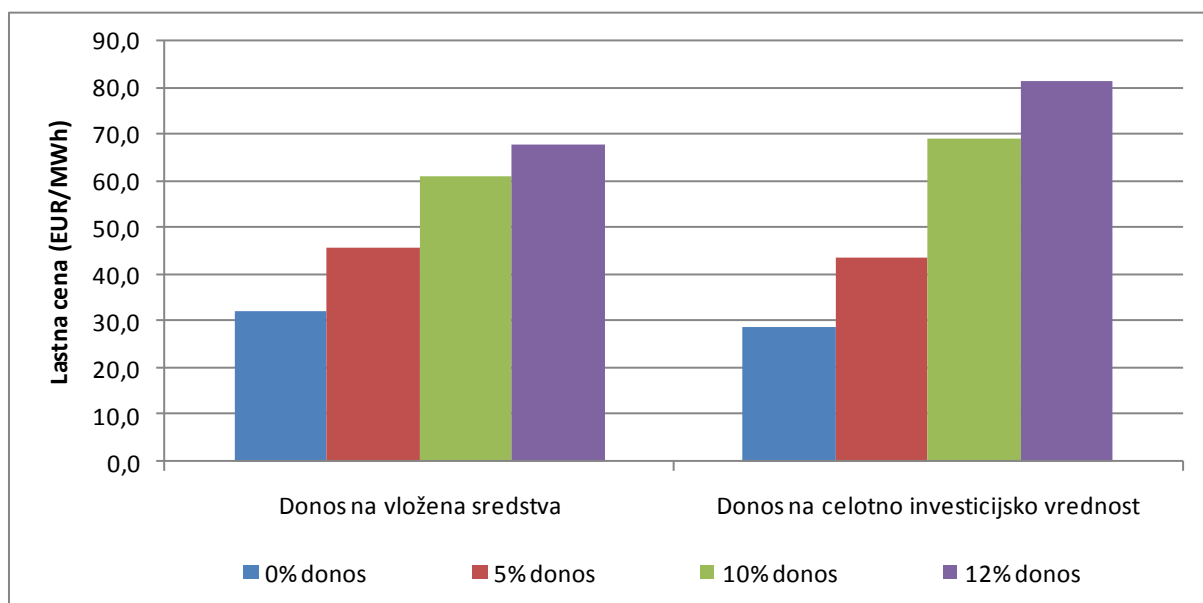
Sl. 7.21: Letna vrednost lastne cene JEK 2 ob ničnem donosu investicije pri obratovanju od leta 2010 naprej.

Za oceno denarnega toka smo upoštevali prodajno ceno električne energije pri vrednosti 50 €/MWh. Slika Sl. 7.22 prikazuje denarni tok ob omenjeni predpostavki.



Sl. 7.22: Denarni tok investicije v JEK pri obratovanju od leta 2010 naprej.

Izračunali smo tudi lastne cene električne energije ob predpostavljeni donosnosti. Pri donosnosti je potrebno definirati, katera donosnost je merodajna, in sicer donosnost na investicijo, kot v primeru ocene donosnosti pri RVE, ali donosnost na lastna sredstva. Obe analizi sta prikazani na sliki Sl. 7.23



Sl. 7.23: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala.

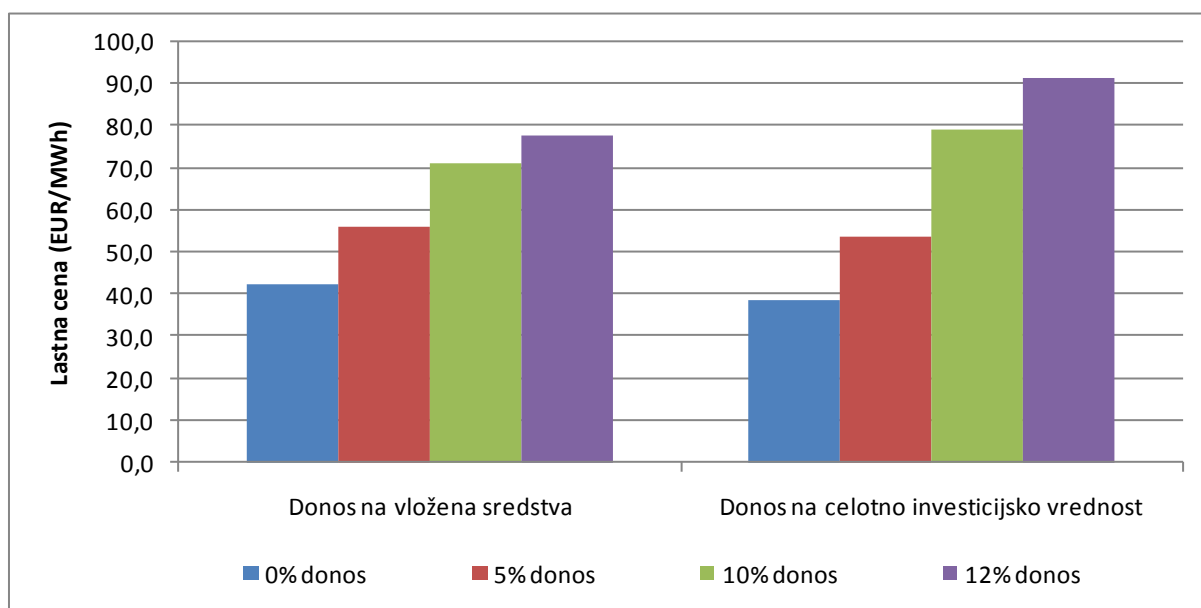
Tab. 7.11: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala v €/MWh.

	0 % donos	5 % donos	10 % donos	12 % donos
--	--------------	--------------	---------------	---------------

Donos na vložena sredstva	32,5	45,9	61,3	67,8
Donos na celotno investicijsko vrednost	28,8	43,9	69,2	81,7

Pri oceni donosnosti na investicijo smo privzeli, da je 100% lastnega kapitala, medtem ko pri oceni donosnosti na lastna sredstva smo privzeli, da je lastnih sredstev 20 %, medtem ko je dolžniški kapital v 80 %. Ta predstavlja tudi strošek pri vračanju obresti in iz tega naslova je lastna cena ob 0 % donosnosti različna za oba primera.

V sklopu analize lastnih cen električne energije ob različnih donosov investicije ali lastnih sredstev smo analizirali tudi le-te ob dodatnem upoštevanju stroška za zagotavljanje terciarne rezerve moči za regulacijo frekvence, ko je bil definiran pri analizi zagotavljanja terciarne rezerve moči. Slika Sl. 7.24 in tabela Tab. 7.12 prikazujeta, da se lastne cene v omenjenem primeru povečajo za okoli 10 €/MWh proizvedene energije. Približno toliko tudi znaša strošek postavitve nove plinske elektrarne z življenjsko dobo 30 let in enake nazivne moči, kot je nazivna moč JEK 2.



Sl. 7.24: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala ter dodatnega stroška za zagotavljanje terciarne rezerve moči.

Tab. 7.12: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala v €/MWh.

	0 % donos	5 % donos	10 % donos	12 % donos
Donos na vložena sredstva	42,5	55,9	71,3	77,9
Donos na celotno investicijsko vrednost	38,9	53,9	79,2	91,7

7.2.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Analizirali smo tudi, kako spreminjanje investicijski cen ter stroškov vpliva na lastno ceno električne energije za JEK 2. Preverjali smo lastne cene pri donosu na lastna sredstva, in sicer 0 % donosu in 12 % donosu. Občutljivostno analizo smo opravili za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke. Rezultate analize predstavljata slika Sl. 7.25 in tabela Tab. 7.13.



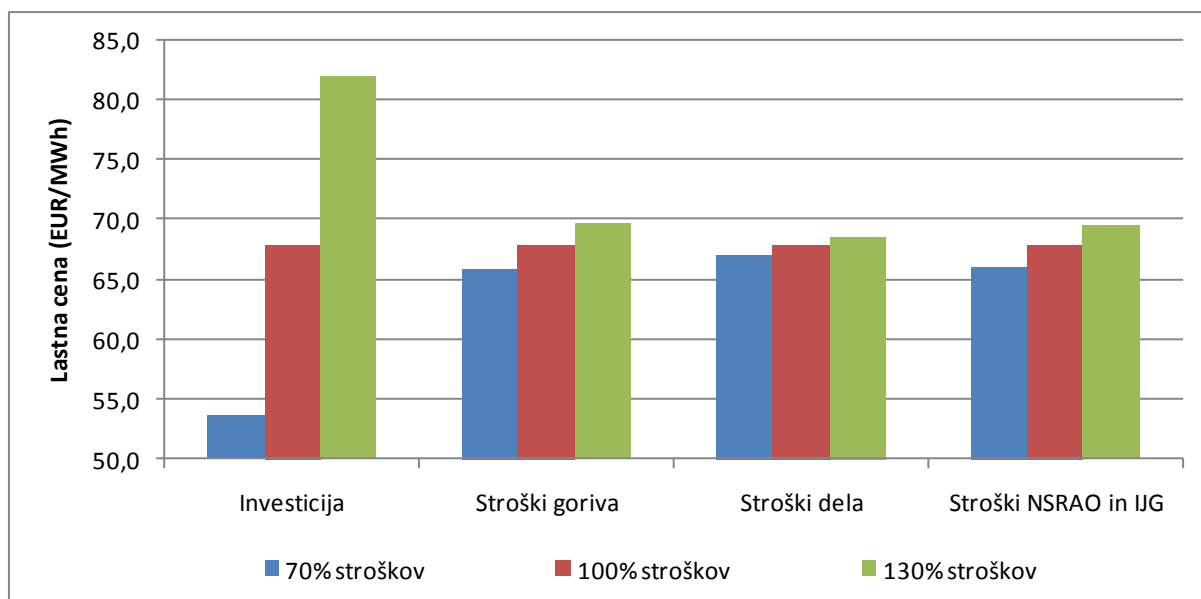
Sl. 7.25: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 0 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke.

Tab. 7.13: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 0 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke v €/MWh.

	Investicija	Stroški goriva	Stroški dela	Stroški NSRAO in IJG
70 % stroškov	29,0	30,8	31,5	30,7
100 % stroškov	32,5	32,5	32,5	32,5
130 % stroškov	36,0	34,2	33,4	34,3

Iz rezultatov ugotavljamo, da ima daleč največji vpliv sprememba investicijske vrednosti JEK 2, sledita pa stroški goriva in stroški razgradnje in odlaganja IJG ter NSRAO.

Občutljivostno analizo smo opravili tudi za 12 % donos na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke. Rezultate analize predstavljata slika Sl. 7.26 in tabela Tab. 7.14.



Sl. 7.26: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 12 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke.

Tab. 7.14: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 12 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke v €/MWh.

	Investicija	Stroški goriva	Stroški dela	Stroški NSRAO in IJG
70 % stroškov	53,7	65,9	67,1	66,0
100 % stroškov	67,8	67,8	67,8	67,8
130 % stroškov	81,9	69,7	68,6	69,6

Rezultati kažejo, da pri višjih zahtevanih donosnostih vpliv na lastne cene zaradi spremembe investicijske vrednosti veliko večje kot pri nizkih zahtevanih donosnostih, medtem ko spremembe ostalih stroškovnih postavk relativno malo vplivajo na spremembe lastnih cen.

7.2.7.4. **Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE**

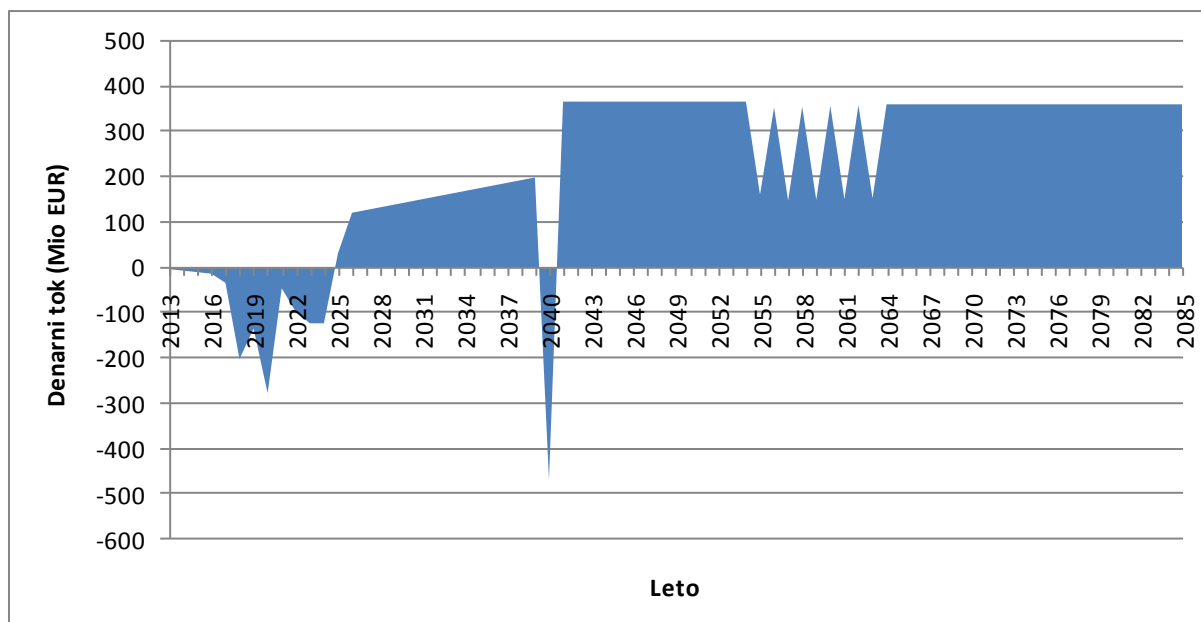
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalniki, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije, so IRR ter NPV ob predpostavljani minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podana za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 7.15.

Tab. 7.15: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.528 Mio €
IRR	8,5 %

Slika Sl. 7.27 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 7.27: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

7.2.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_VP_ZRVE.

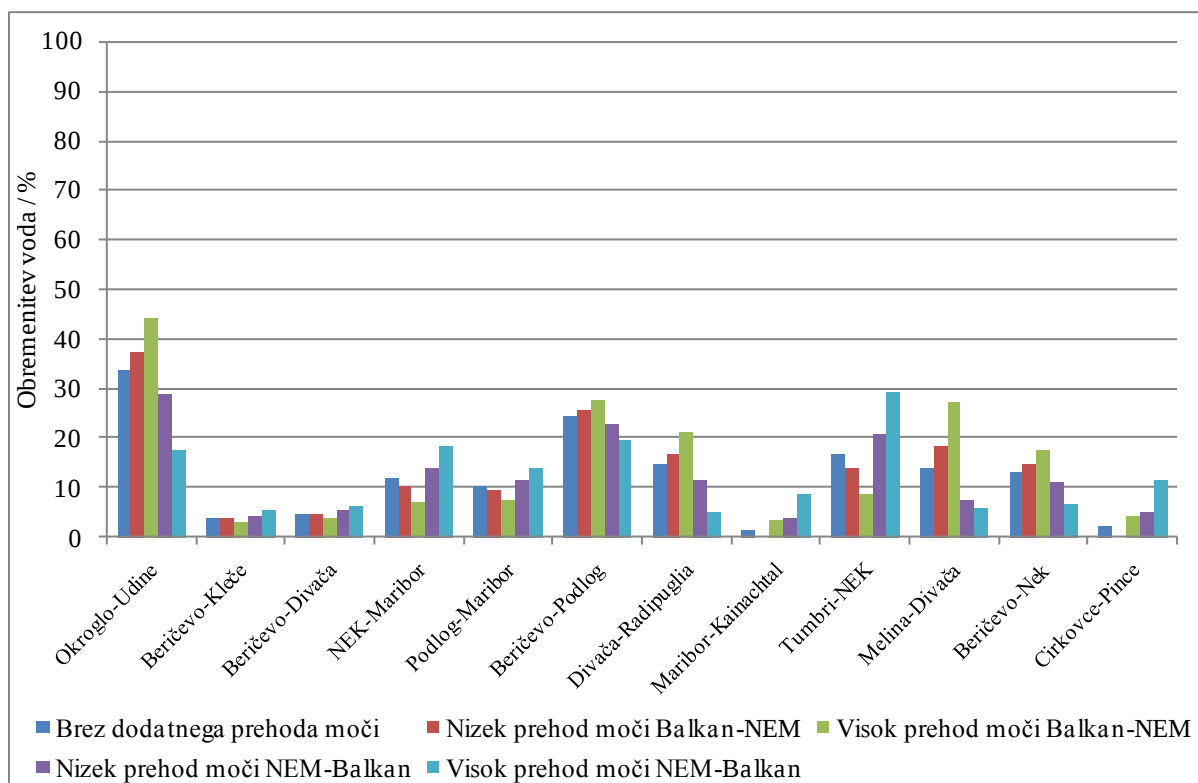
7.3. SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_VP_IRVE

Scenarij JEK1085_VP_IRVE upošteva:

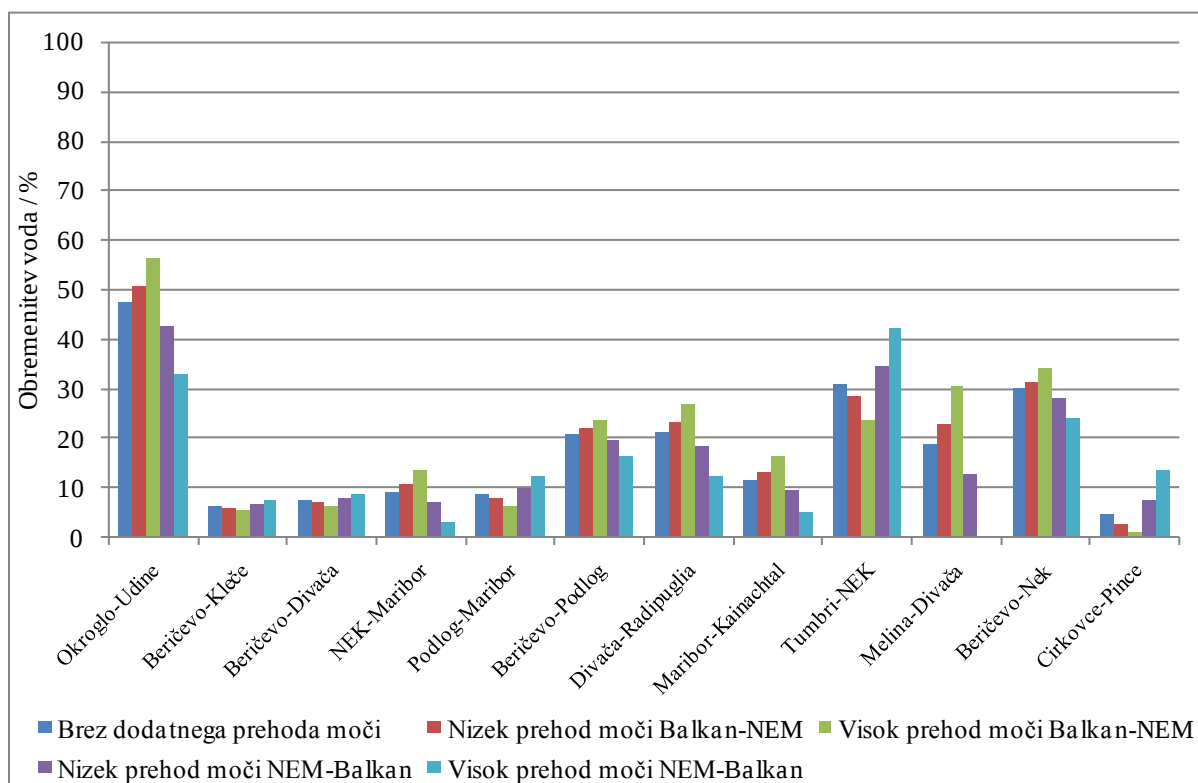
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **intenzivna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.085 MW JEK 2.**

7.3.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

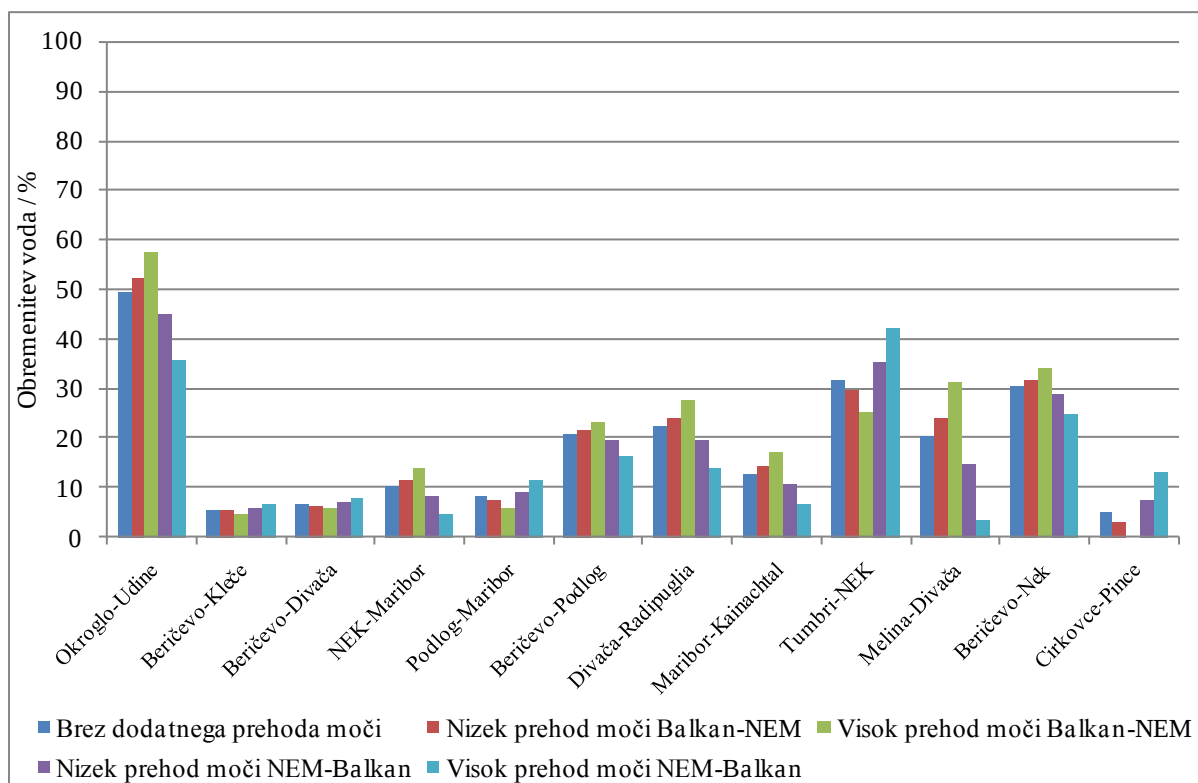
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 7.28 - Sl. 7.30.



Sl. 7.28: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 7.29: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 7.30: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti okoli 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, povečana obremenitev pa na vodih 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijskem vodu 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

7.3.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 7.16 in Tab. 7.17.

Tab. 7.16: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 7.17: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

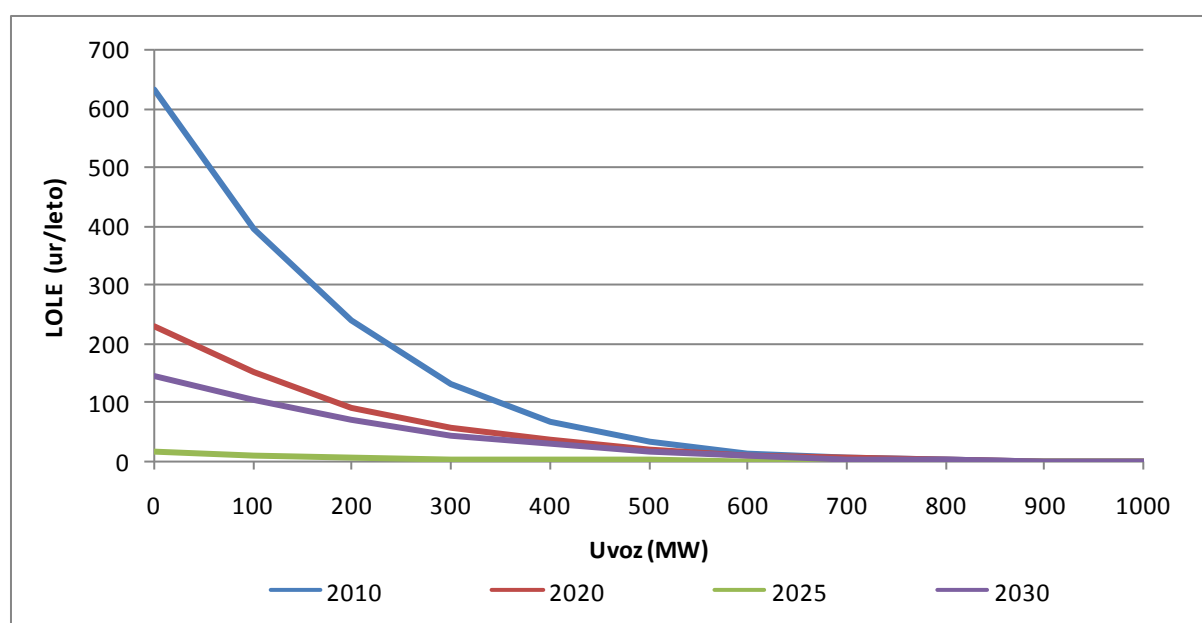
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
------	----------------	-----------------------------

2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

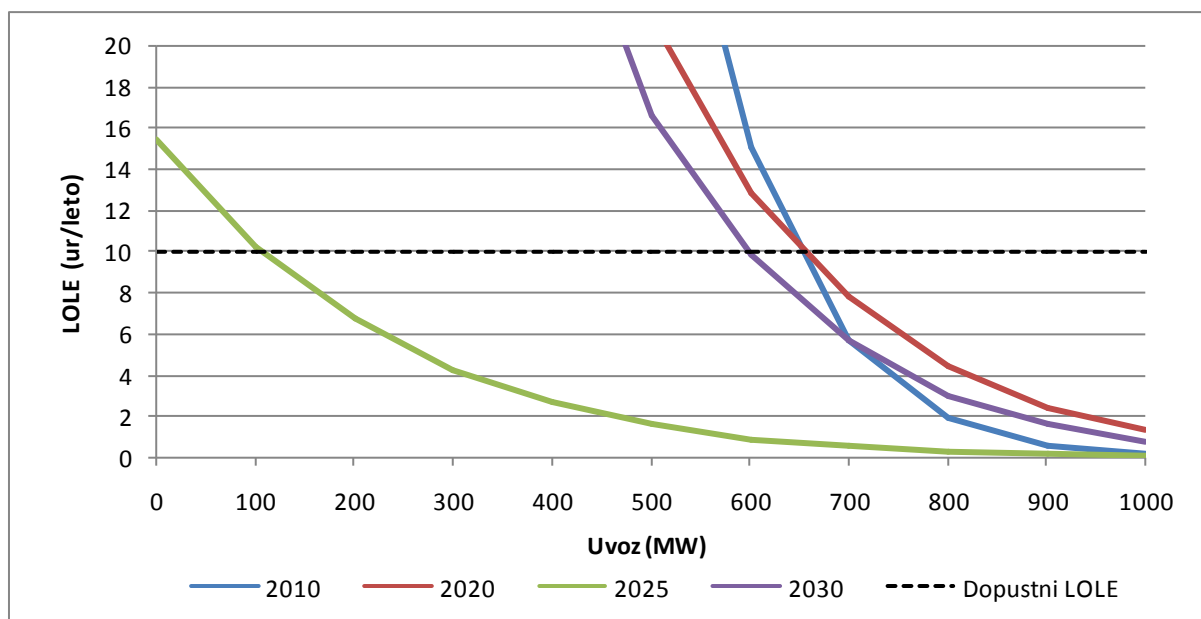
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 7.31 in Sl. 7.32 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 7.31: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 7.32: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 600 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

7.3.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 7.18) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.900 in 5.600 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 2.100 in 2.900 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

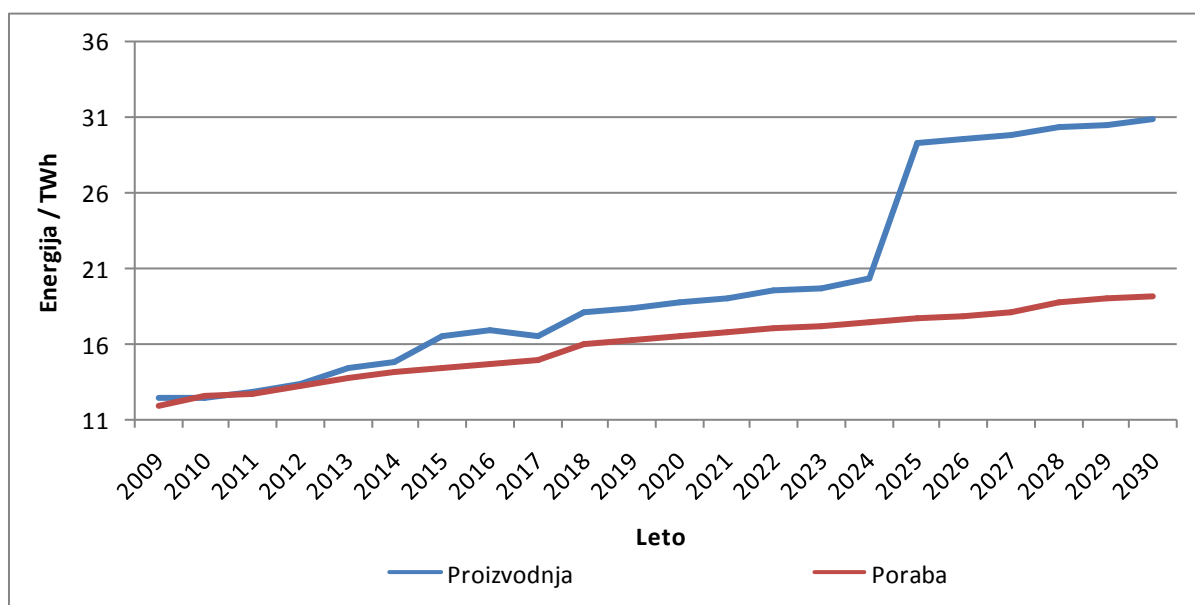


Tab. 7.18: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	7,23	7,23	7,23	7,89	7,89	7,89
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	2,59	2,67	2,07	2,92	3,02	2,29
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,64	4,56	5,16	4,97	4,87	5,61
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,23	2,10	2,97	1,54	1,35	1,84	2,18	1,96	2,60	2,34	2,09	2,88
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,36	0,36	0,36	0,39	0,39	0,39
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,61	0,56	0,56	0,64	0,59	0,59
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

7.3.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.085 MW JEK 2 in intenzivno vključevanje RVE. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.33.



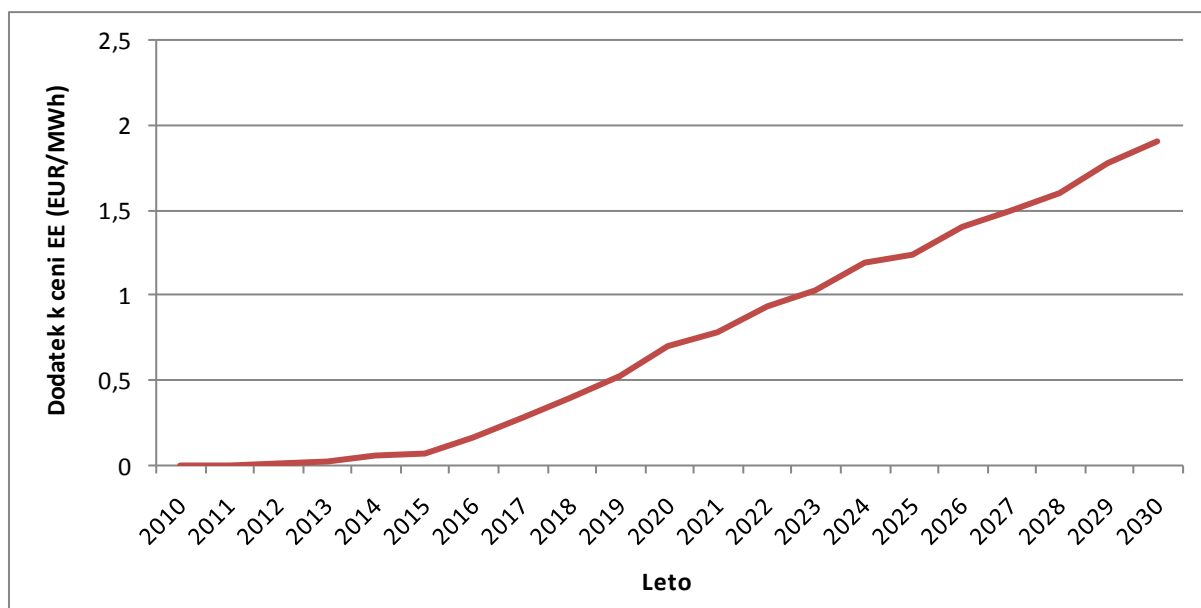
Sl. 7.33: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 12 TWh letno.

7.3.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

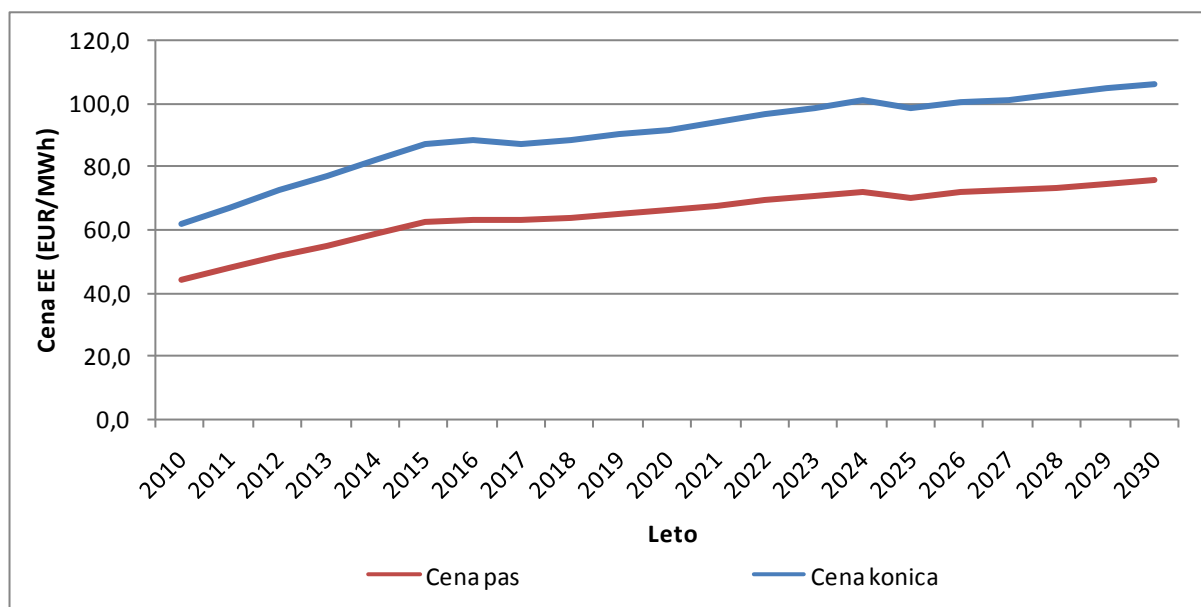
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.34.



Sl. 7.34: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

7.3.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 7.35.



Sl. 7.35: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

7.3.7. Ekonomika obratovanja

7.3.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

7.3.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.3.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.3.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

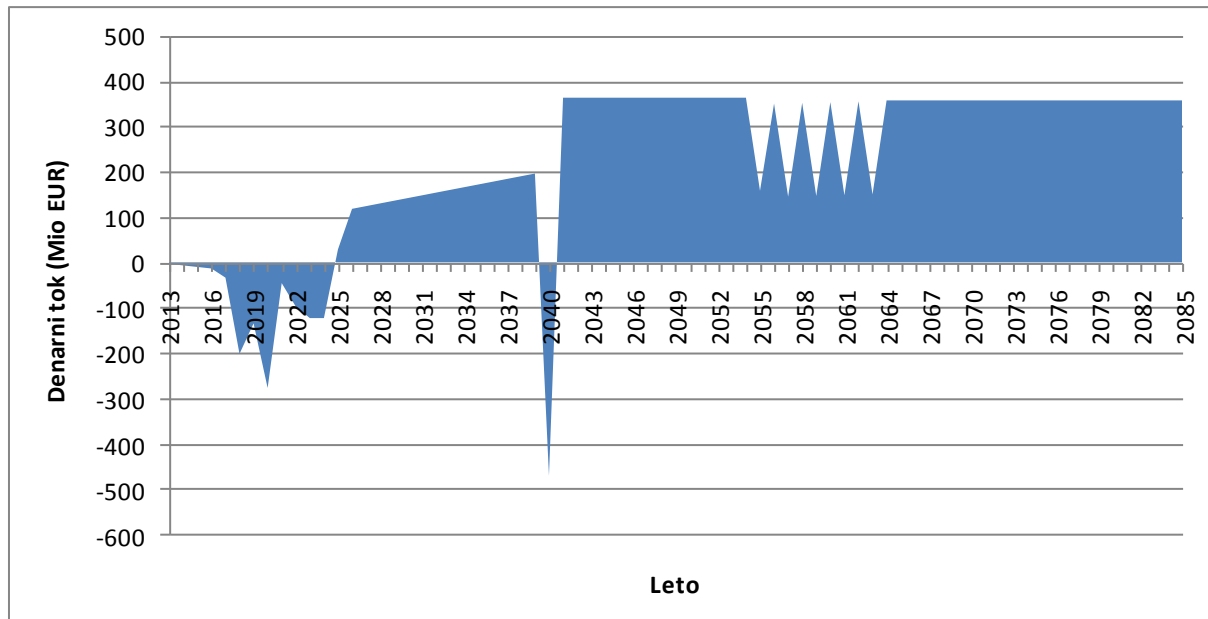
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 7.19.

Tab. 7.19: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.466 Mio €
IRR	8,4 %

Slika Sl. 7.36 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 7.36: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

7.3.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_VP_IRVE.

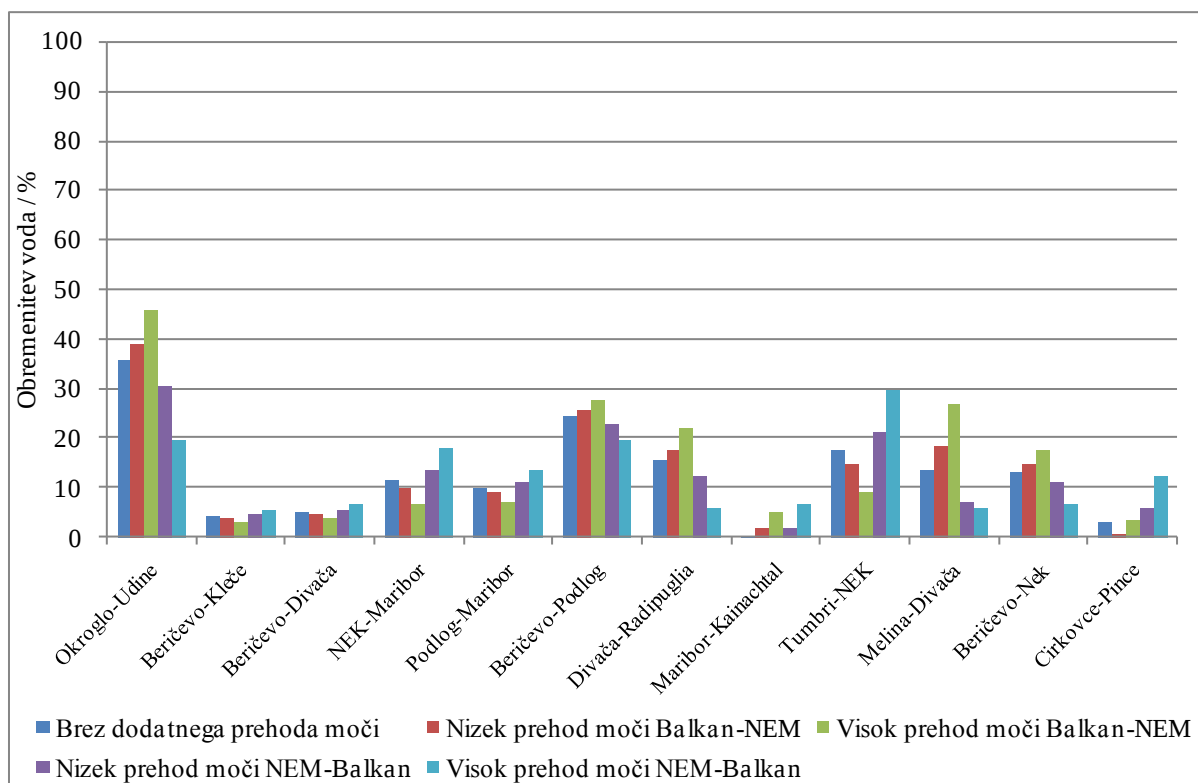
7.4. SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_NP_ZRVE

Scenarij JEK1085_NP_ZRVE upošteva:

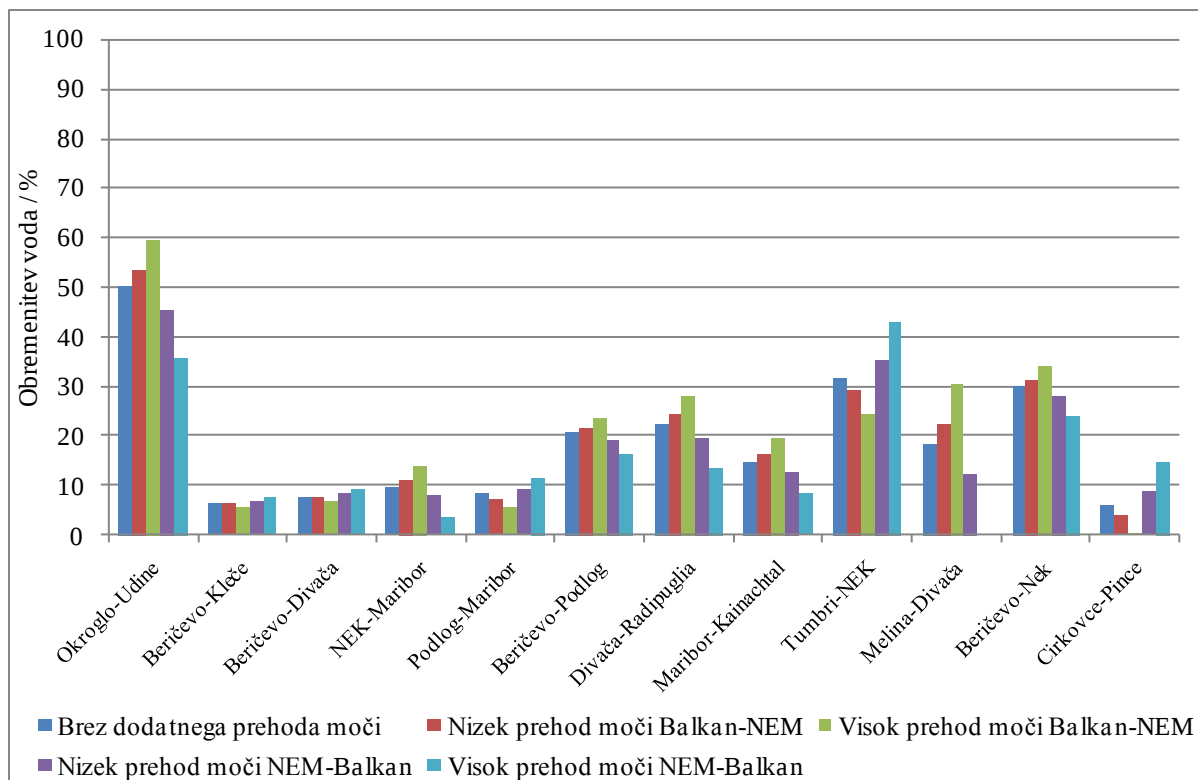
- **napoved porabe IJS** (nizka rast napovedi porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.085 MW JEK 2.**

7.4.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

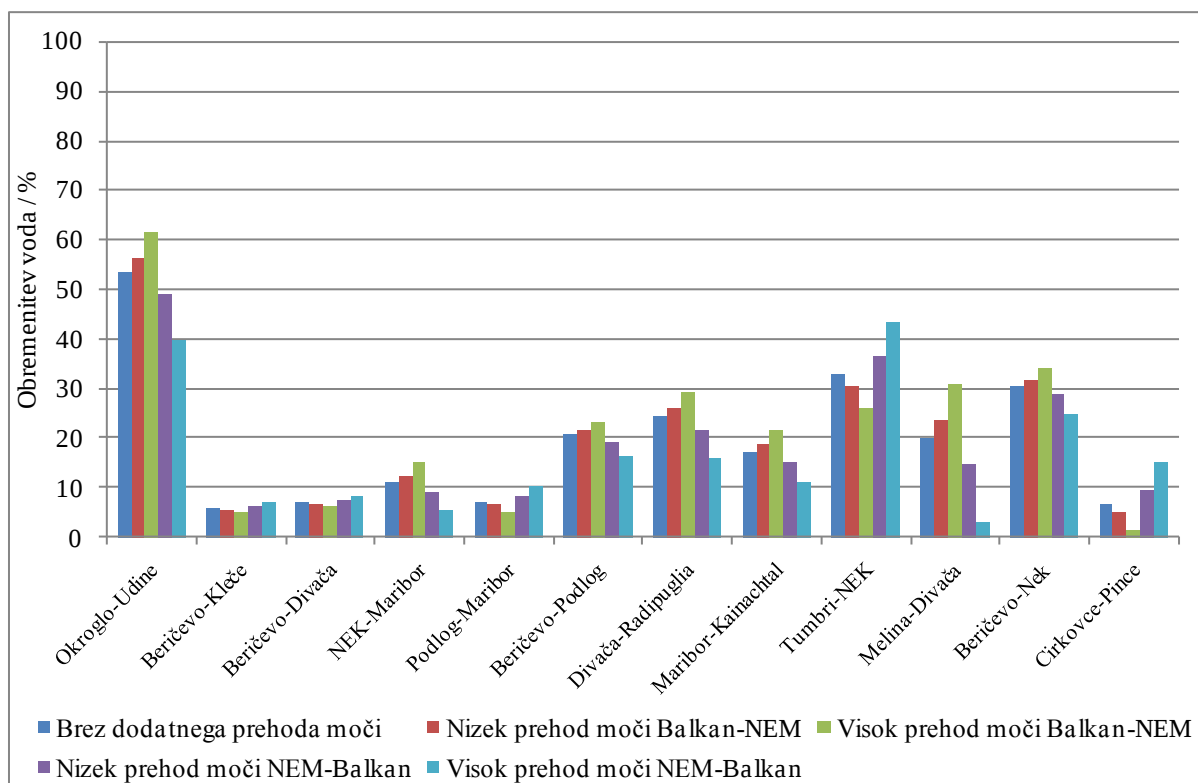
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 7.37 - Sl. 7.39.



Sl. 7.37: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 7.38: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 7.39: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti okoli 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, povečana obremenitev pa na vodih 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijskem vodu 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

7.4.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 7.20 in Tab. 7.21.

Tab. 7.20: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 7.21: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

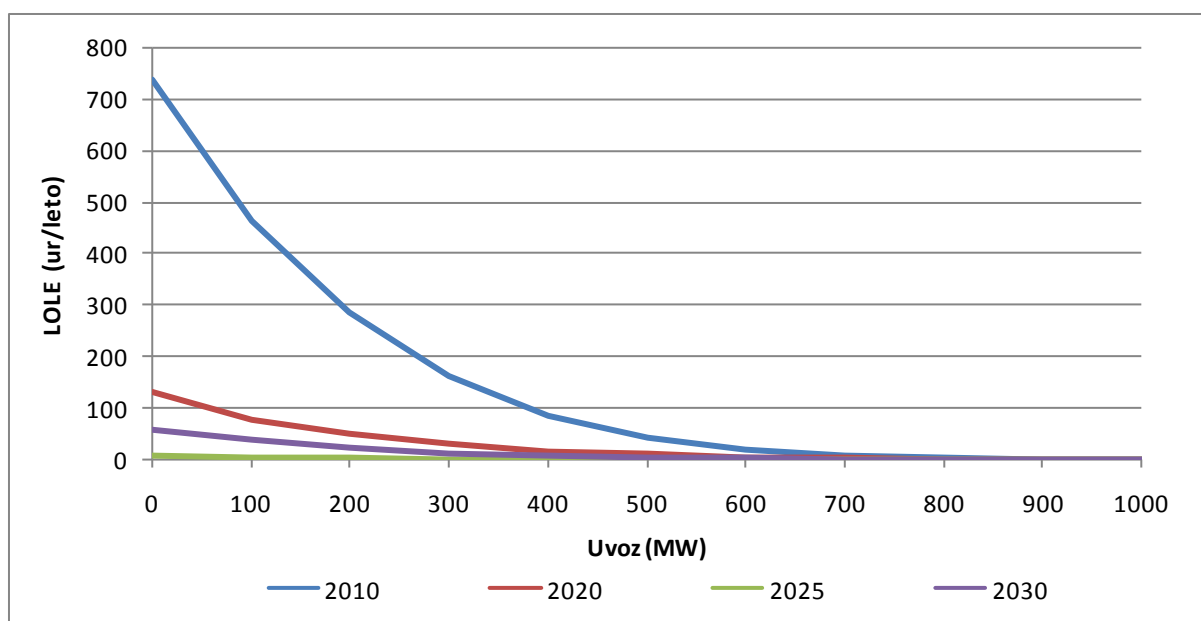
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
------	----------------	-----------------------------

2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

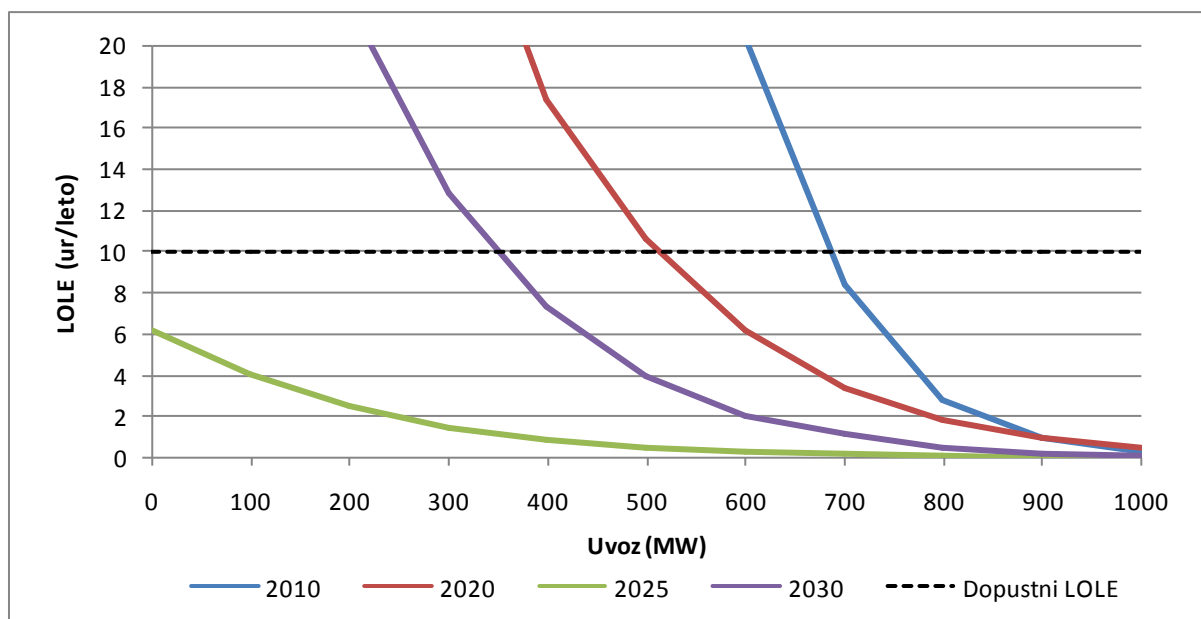
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 7.40 in Sl. 7.41 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 7.40: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.

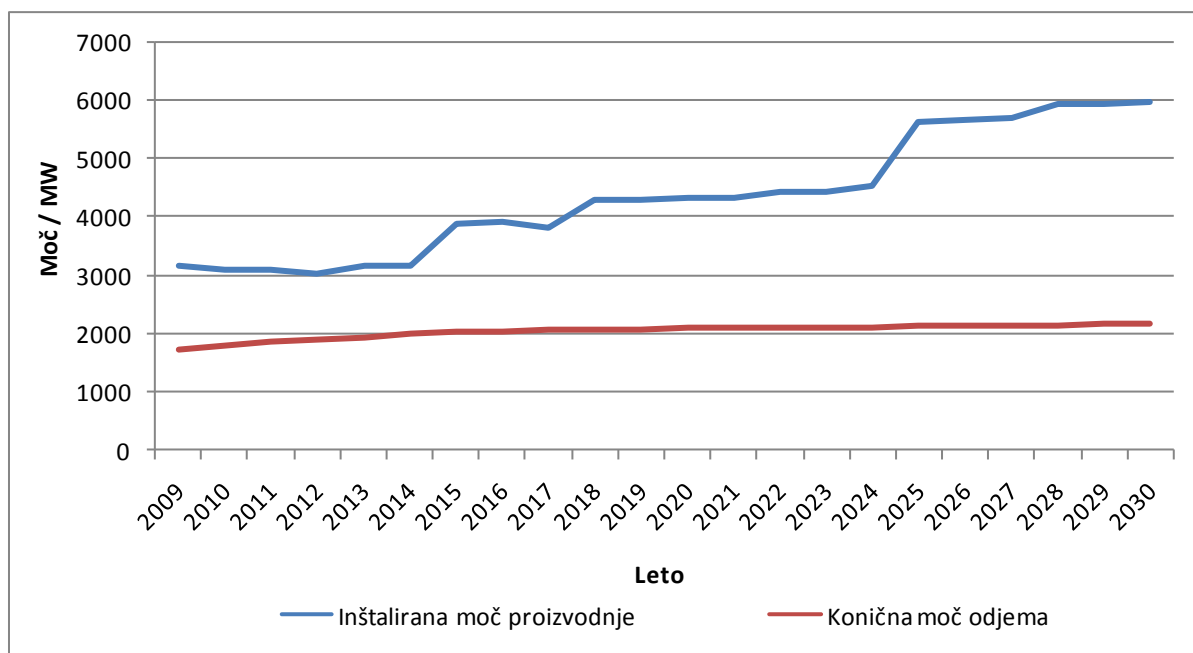


Sl. 7.41: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 350 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

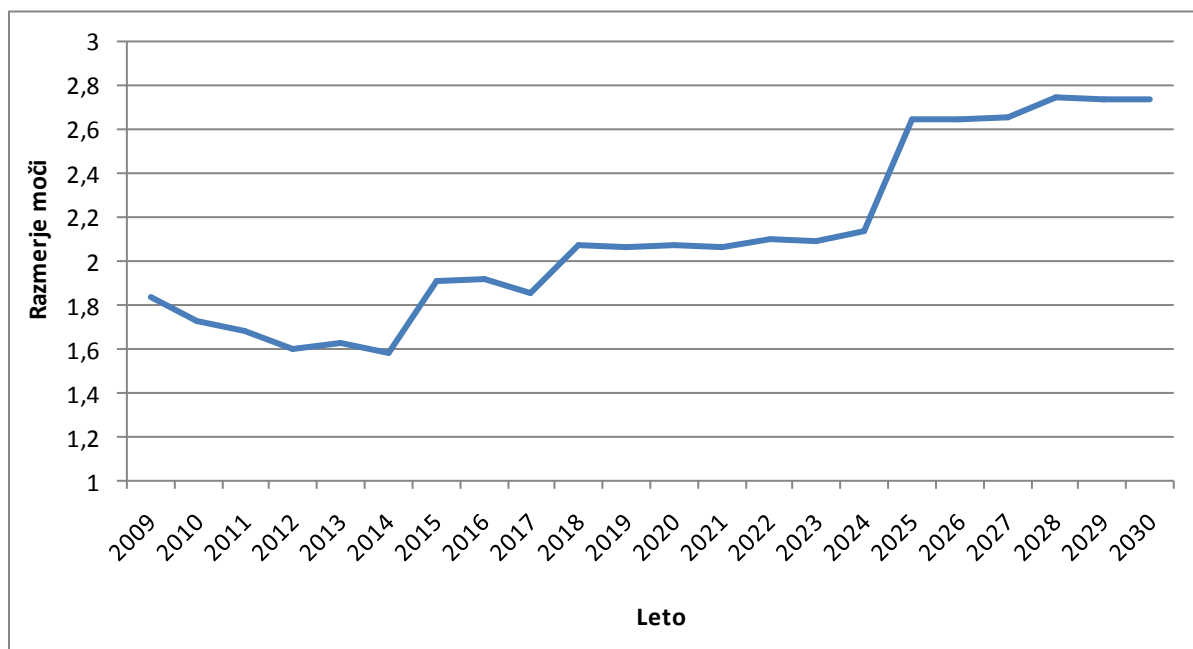
7.4.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 7.42 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 7.42: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 7.43 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj ter leta 2025 z vključitvijo nove enote JEK 2.



Sl. 7.43: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.

Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 7.25. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti leta 2030 okoli 5.000 MW, ter preostalih zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 2.500 do 3.000 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

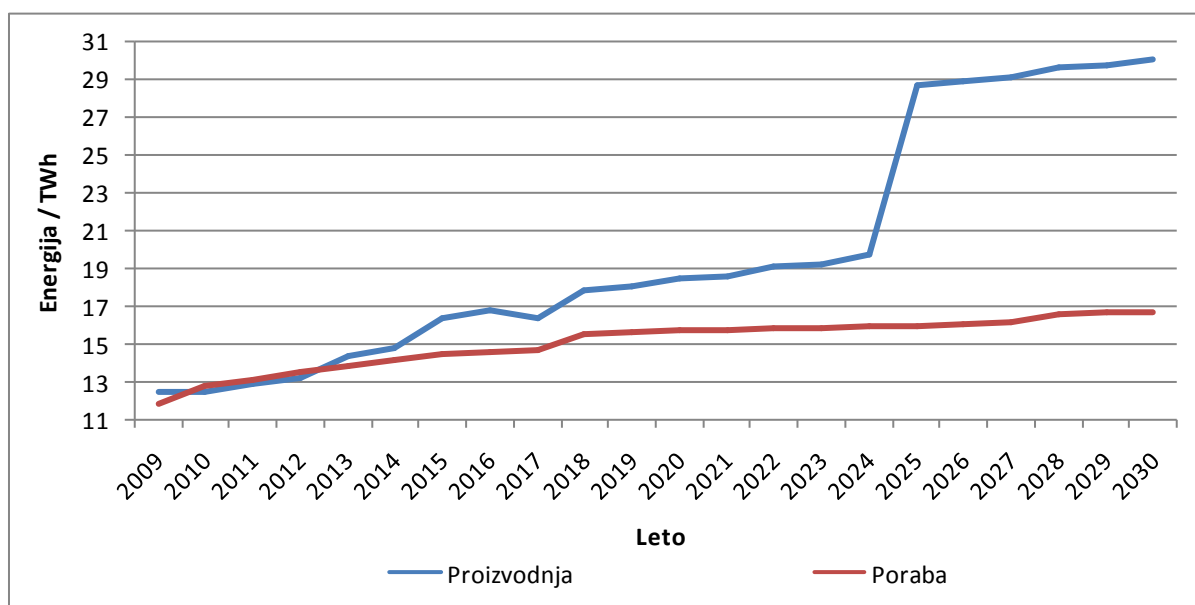


Tab. 7.22: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	6,82	6,82	6,82	7,36	7,36	7,36
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	2,29	2,31	1,91	2,49	2,52	2,06
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,54	4,52	4,91	4,87	4,84	5,30
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,22	2,09	2,93	1,65	1,52	1,87	2,39	2,25	2,59	2,66	2,50	3,00
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,34	0,34	0,34	0,37	0,37	0,37
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,59	0,54	0,54	0,62	0,57	0,57
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

7.4.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.085 MW JEK 2 ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.44.



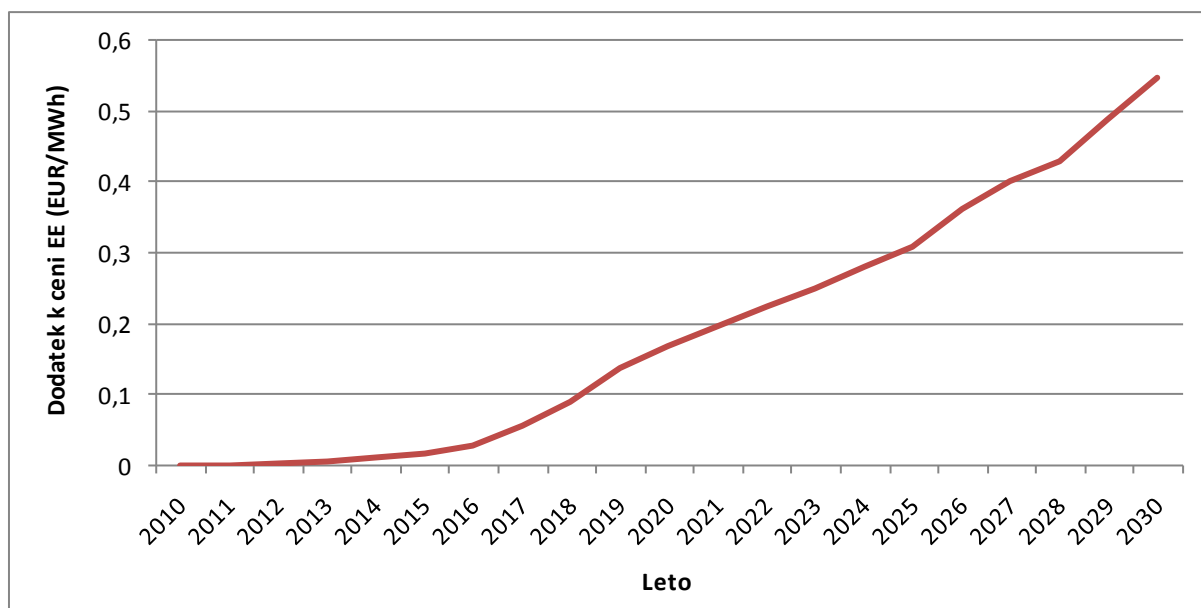
Sl. 7.44: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 13 TWh letno.

7.4.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

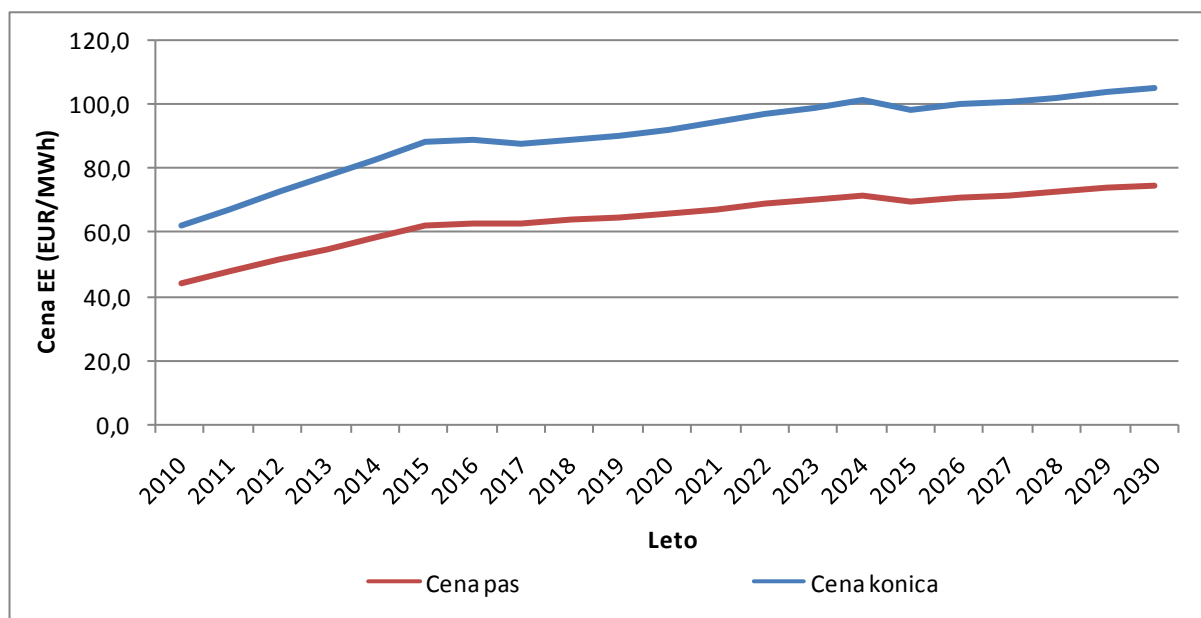
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.45.



Sl. 7.45: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

7.4.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 7.46.



Sl. 7.46: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

7.4.7. Ekonomika obratovanja

7.4.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

7.4.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.4.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.4.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

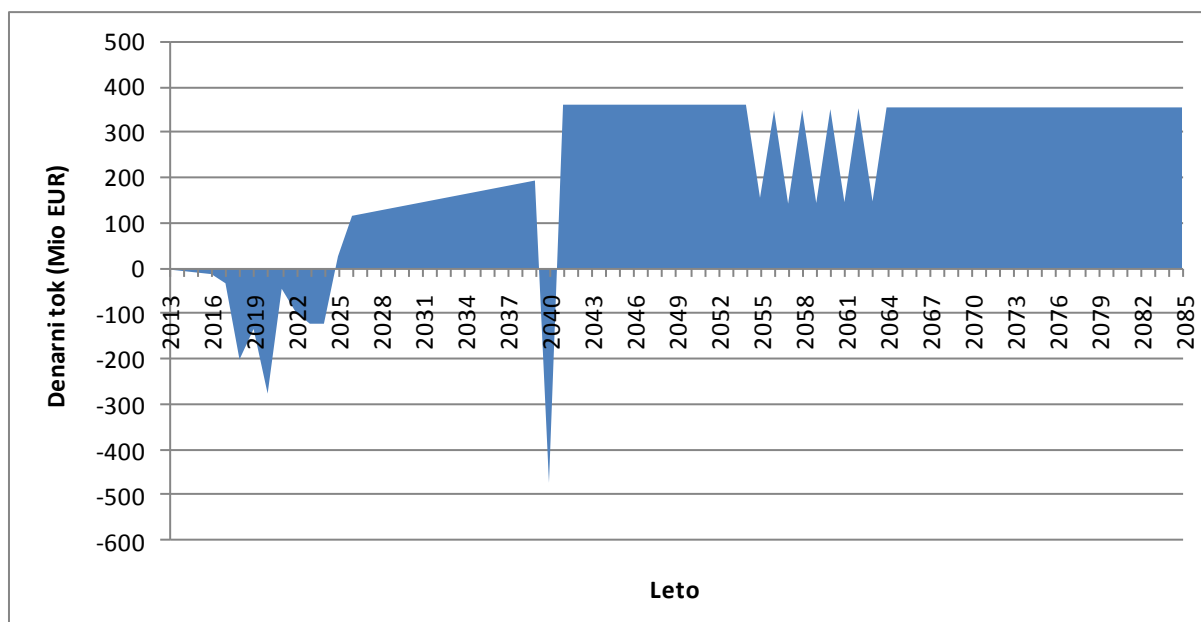
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 7.23.

Tab. 7.23: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.466 Mio €
IRR	8,3 %

Slika Sl. 7.47 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 7.47: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

7.4.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_NP_ZRVE.

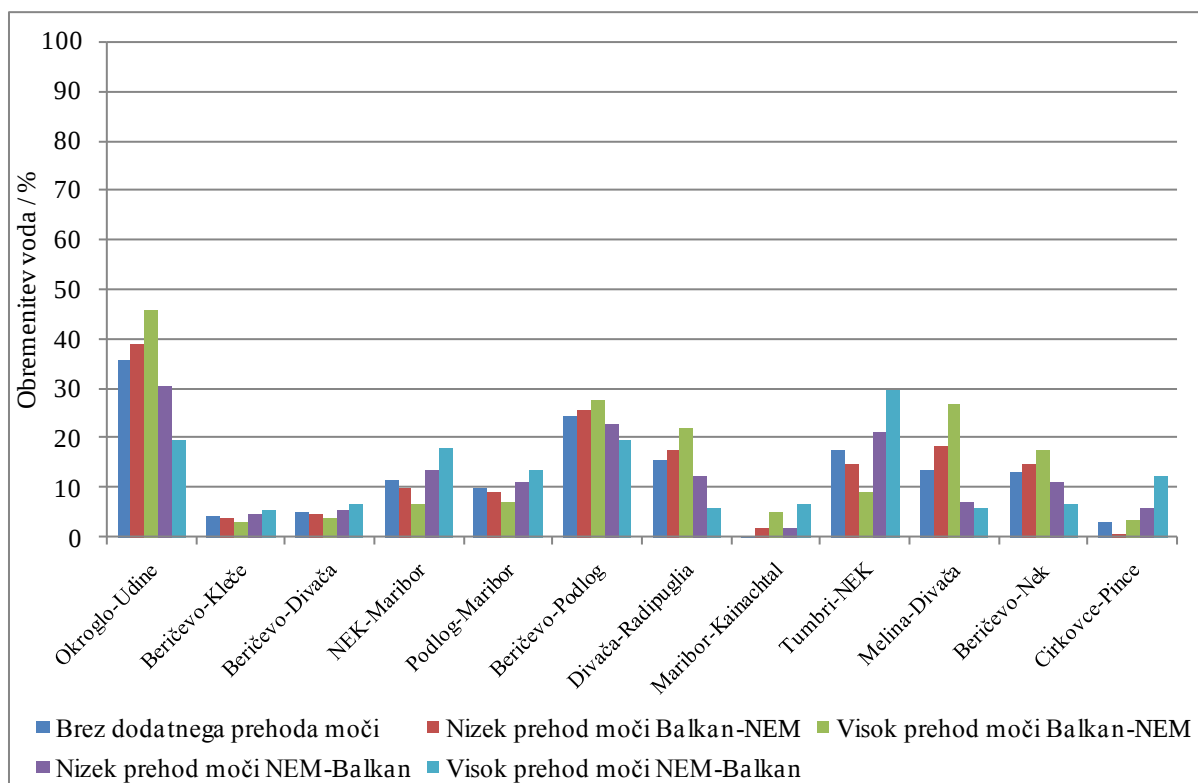
7.5. SCENARIJ RAZVOJA JEK1085_NP_IRVE

Scenarij JEK1085_NP_IRVE upošteva:

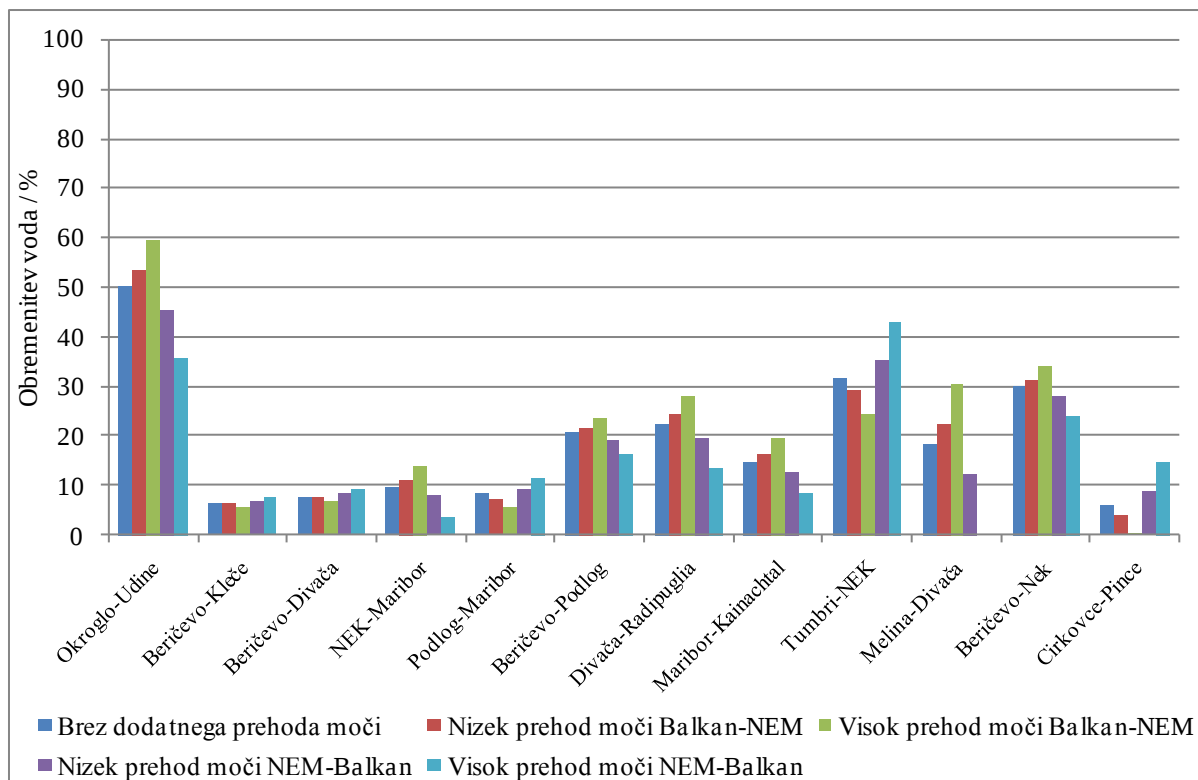
- **napoved porabe IJS** (nizka rast napovedi porabe električne energije),
- **intenzivna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.085 MW JEK 2.**

7.5.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

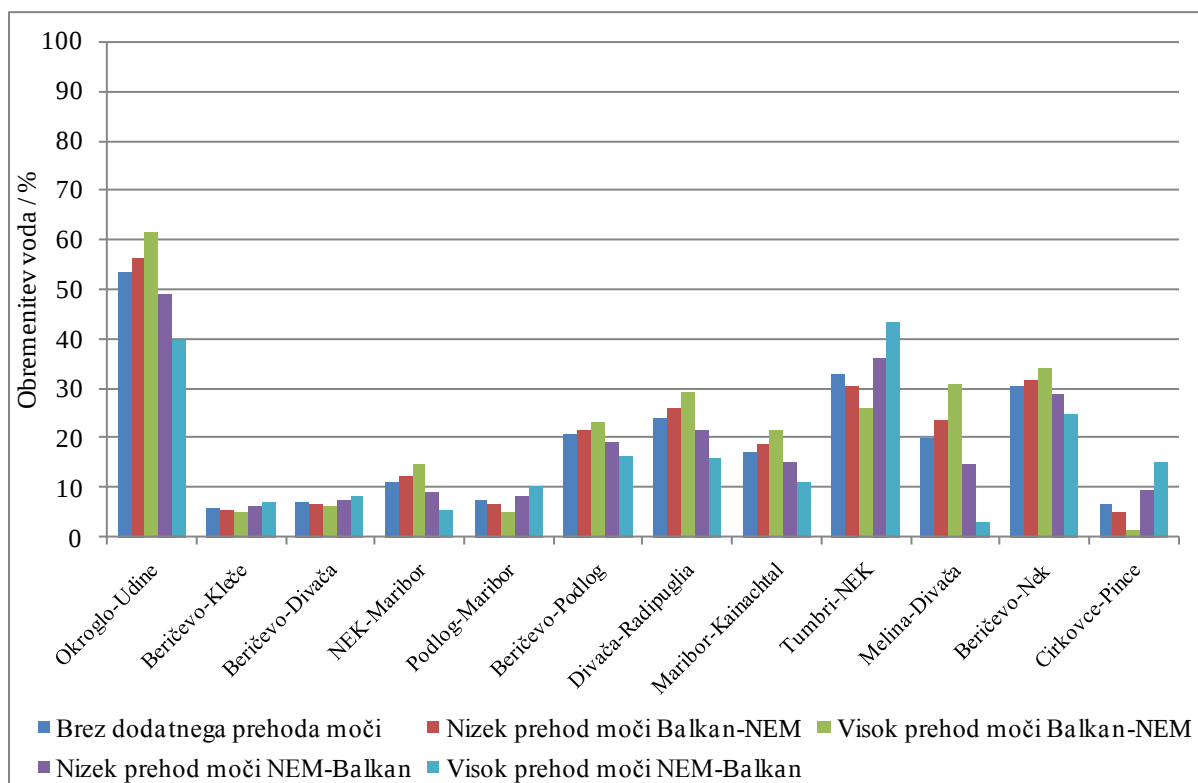
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 7.48 - Sl. 7.50.



Sl. 7.48: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 7.49: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 7.50: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti okoli 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, povečana obremenitev pa na vodih 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijskem vodu 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

7.5.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 7.24 in Tab. 7.25.

Tab. 7.24: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

Tab. 7.25: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

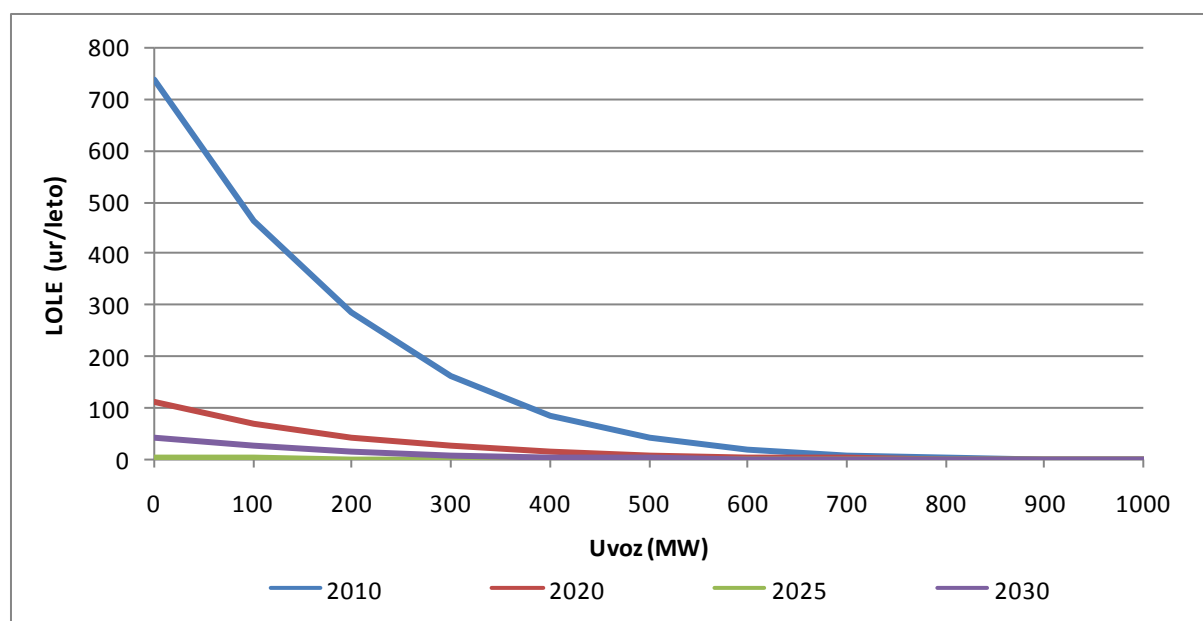
Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
------	----------------	-----------------------------

2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

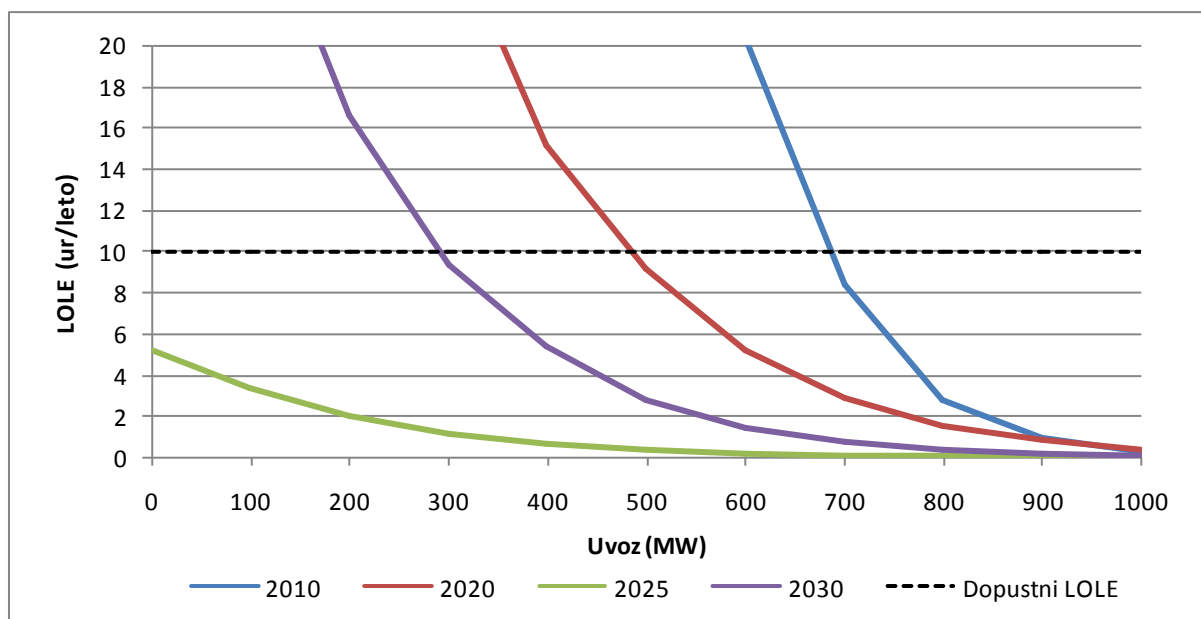
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetska samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 7.51 in Sl. 7.52 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 7.51: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 7.52: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 300 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

7.5.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 7.26) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.900 in 5.600 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 2.500 in 3.300 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

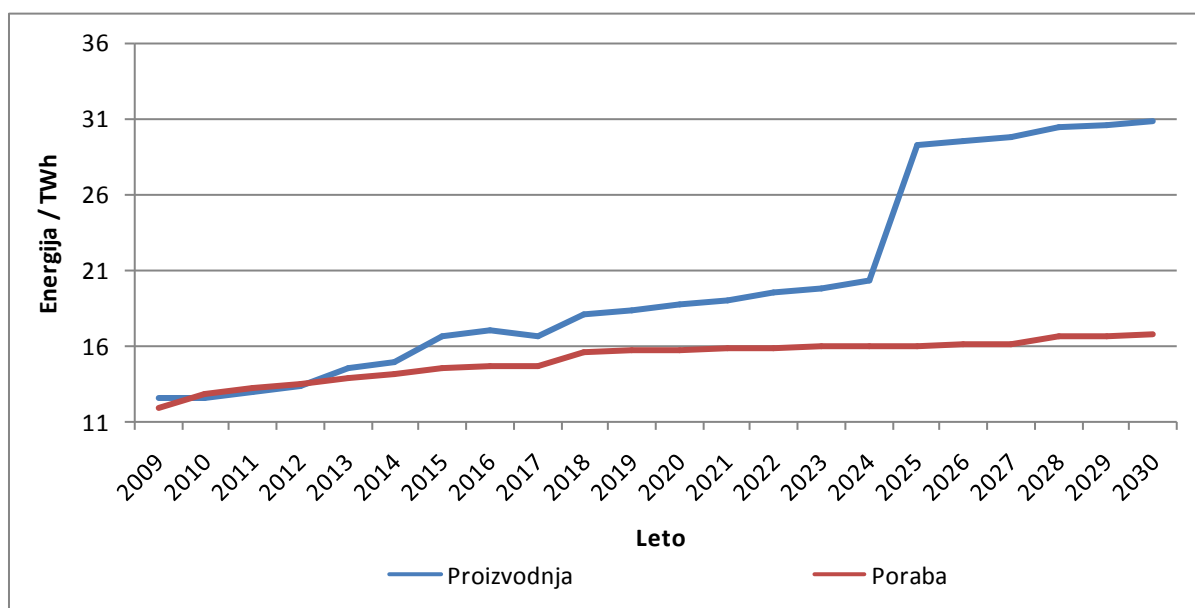


Tab. 7.26: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	7,23	7,23	7,23	7,89	7,89	7,89
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	2,59	2,67	2,07	2,92	3,02	2,29
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,64	4,56	5,16	4,97	4,87	5,61
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,25	2,11	2,99	1,72	1,55	2,02	2,49	2,29	2,84	2,76	2,53	3,31
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,36	0,36	0,36	0,39	0,39	0,39
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,61	0,56	0,56	0,64	0,59	0,59
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

7.5.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.085 MW JEK 2, intenzivno vključevanje RVE ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.53.



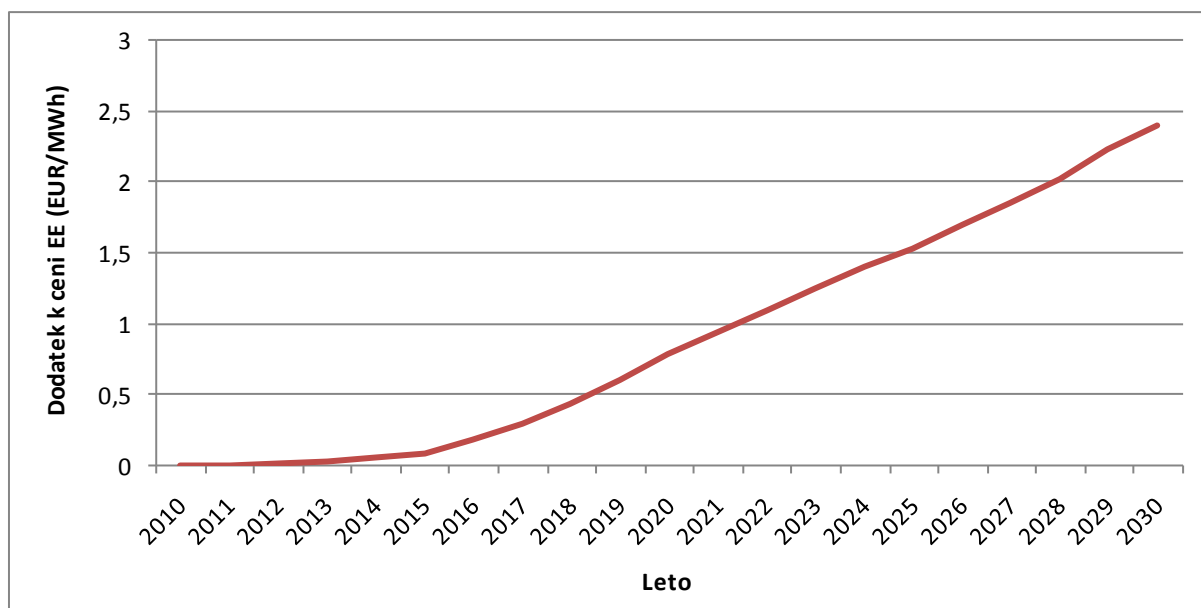
Sl. 7.53: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 14 TWh letno.

7.5.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

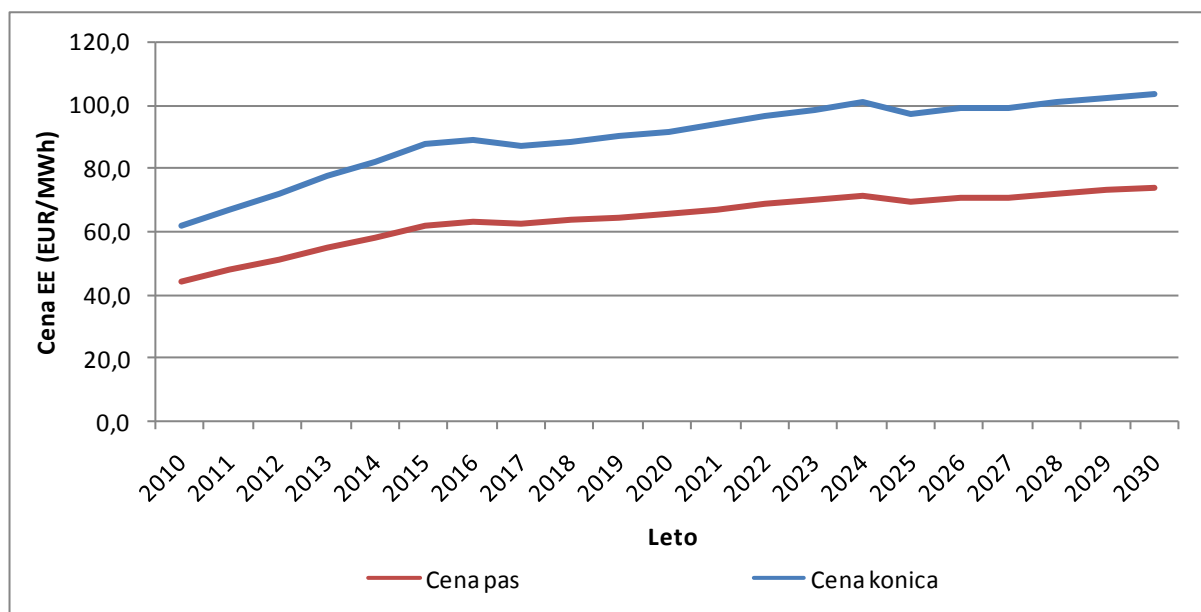
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 7.54.



Sl. 7.54: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

7.5.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 7.55.



Sl. 7.55: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

7.5.7. Ekonomika obratovanja

7.5.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

7.5.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.5.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1085_VP_ZRVE.

7.5.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

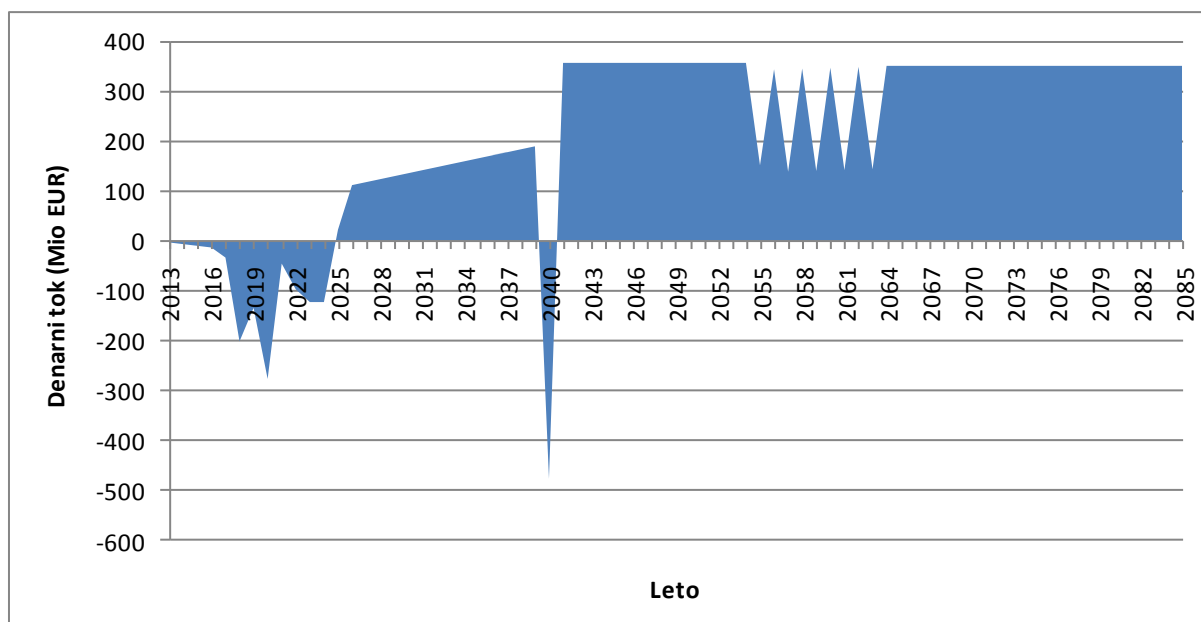
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 7.27.

Tab. 7.27: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.429 Mio €
IRR	8,3 %

Slika Sl. 7.56 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 7.56: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

7.5.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_NP_IRVE.

8. SCENARIJ RAZVOJA SLOVENSKEGA EES Z 1.555 MW BLOKOM JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO

Trije scenarijski sklopi vključevanja JEK 2 zajemajo tako skupne analize posameznega sklopa scenarija, kot tudi posamične analize vsakega podscenarija. Skupne analize so:

- Dinamične simulacije stabilnosti slovenskega EES
- Občutljivostna analiza slovenskega omrežja
- Zagotavljanje rezerve moči za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence,
- Projekcija izpustov CO₂.

Posamične analize vsakega podscenarija pa se nadaljnjo delijo še na:

- Obremenitev slovenskega omrežja
- Zanesljivost oskrbe z električno energijo
- Bilanca moči in energije
- Rezerva moči v okviru povečanega deleža RVE
- Cena električne energije
- Ekonomika obratovanja RVE in JEK 2
- Ocena deleža OVE glede na bruto porabo EE

8.1. SKUPNE ANALIZE SCENARIJA RAZVOJA Z 1.555 MW JEK2

8.1.1. Dinamične simulacije slovenskega EES

8.1.1.1. Tranzientna stabilnost agregata JEK 2

V študiji nas na tem mestu zanima kakšni so največji časi napake pri katerih bo agregat JEK 2 še ostal v sinhronem obratovanju z EES. Čas trajanja napake seveda definira zaščita (npr. lastni časi in zakasnitve različnih stopenj distančne zaščite) ter čas izklopa stikal. Z vključitvijo novega agregata na isto zbiralko (priklučitev JEK 2 paralelno z že obratujočo NEK) se namreč zmožnost oddajanja energije posameznega agregata po napaki v omrežje zmanjša. Posledično je pričakovati znižanje dovoljenega trajanja napake. V nadaljevanju je za kritični čas odstranitve motnje uporabljena oznaka CCT.

Za izračun tranzientne stabilnosti agregata JEK 2 smo najprej skušali najti najbolj neugodne scenarije glede na lokacijo kratkostične napake in izklop voda v okvari. Seveda je s stališča tranzientne stabilnosti najbolj neugoden primer, če nastane kratek stik na sponkah generatorja. Zato smo izbrali kot mesto napake dvosistemski 400 kV vod RTP Krško – RTP Beričevo, in sicer tik ob RTP Krško, kar se smatra pravzaprav kot kratek stik v RTP Krško (točka priklopa JEK 2). V osnovnem stanju omrežja, določenim z izračunom pretokov moči, je največji pretok delovne moči iz RTP Krško ravno v smeri RTP Beričevo. Poleg tega se predpostavi najhujši možen primer, ko izpadeta iz obratovanja zaradi delovanja zaščite oba sistema

opazovanega daljnovoda. Izračune smo izvršili v t.i. stabilnostnem načinu, ki predpostavlja simetrijo faz, veličine pa so predstavljene kot fazorji.

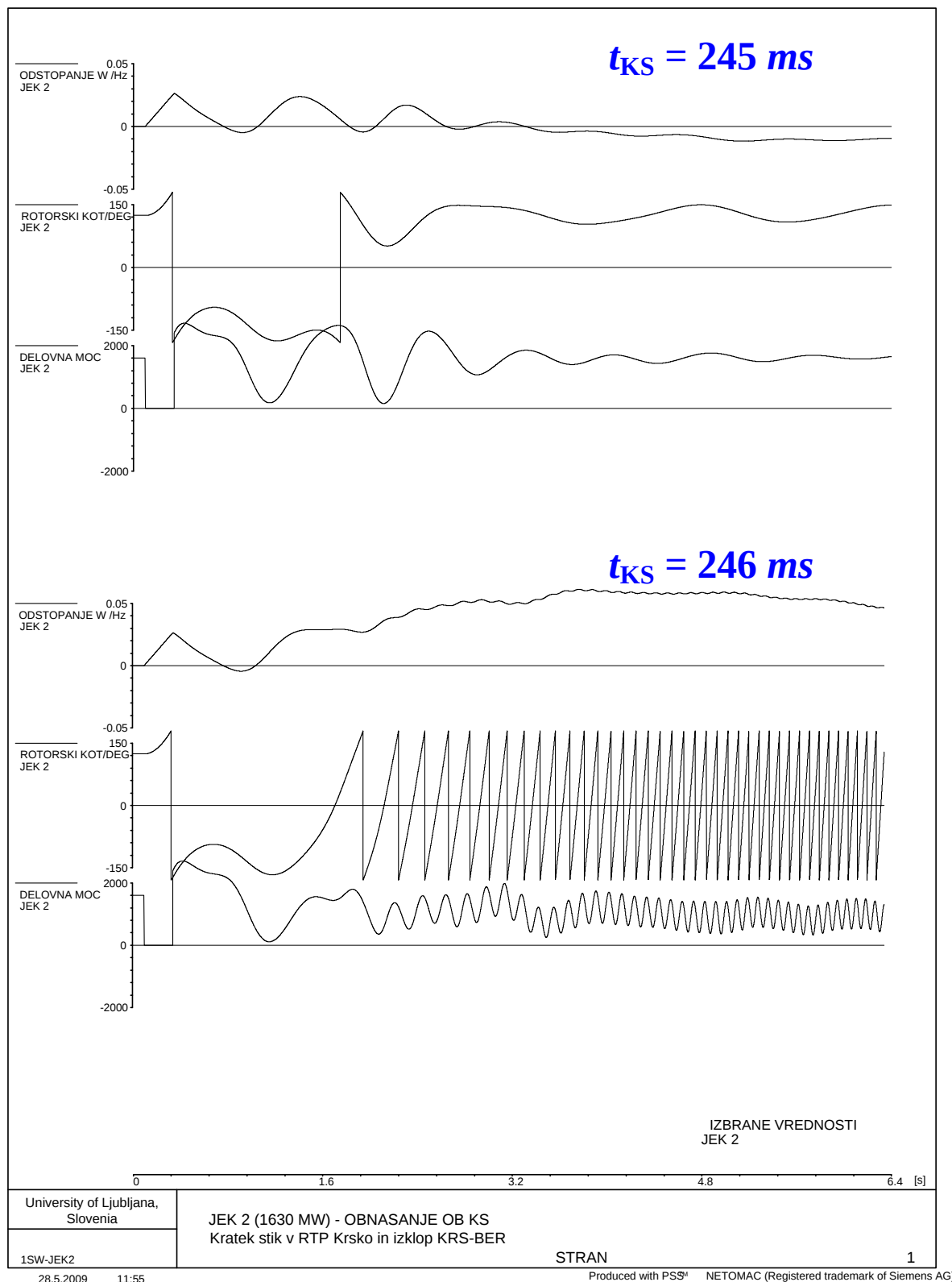
Najbolj neugodne razmere pričakujemo v maksimalno kapacitivnem obratovanju agregata. V tem režimu je namreč notranja inducirana napetost agregata najmanjša, s tem pa je najmanjša tudi maksimalna električna moč, ki jo lahko agregat odda v omrežje. Ohranitev sinhronizma po veliki motnji pa je odvisno ravno od sposobnosti omrežja in agregata, da čim prej odvedeta presežek energije, ki se med napako nakopiči v rotirajočih masah agregata, v obliki električne energije.

V nadaljevanju so podani rezultati za izračunani CCT agregata JEK 2, in sicer za primer, ko JEK 2 obratuje v kapacitivnem režimu, oziroma ko obratuje pri $\cos \varphi = 0$. Predpostavljena je inštalacija velike enote JEK 2. Jasno je razvidno, da je obratovanje v kapacitivnem režimu s stališča stabilnosti dejansko najneugodnejši primer. Posamezni oscilogrami, ki jih prikazuje slika Sl. 8.1, predstavljajo odstopanje vrtljajev agregata od nazivnih, rotorski kot in delovno moč agregata. Zgornji primer na obeh slikah predstavlja maksimalni čas napake, ko agregat še ostane v sinhronizmu. Če čas napake povečamo za 1 ms, agregat postane nestabilen, kar prikazuje spodnji primer na obeh slikah. Oznaka t_{KS} predstavlja čas trajanja kratkega stika.

Tab. 8.1: Rezultati - kritični čas odstranitve motnje male enote JEK 2

P_n = 1630 MW	
CCT – JEK 2 v kapacitivnem področju delovanja	245 ms
CCT – JEK 2 obratovanje pri $\cos \varphi = 0$	250 ms

Izvedli smo tudi analizo vpliva ČHE v Sloveniji na tranzientno stabilnost agregata JEK 2. Izkazalo se je, da v črpalnem režimu obratovanja ČHE Kozjak ugodno vpliva na tranzientno stabilnost agregata JEK 2 (ker "pomaga" evakuirati presežek moči iz JEK 2) in za malenkost zveča CCT (od 2 do 5 ms). V turbinskem režimu pa zaradi večje obremenjenosti EEO nekoliko oteži evakuacijo moči iz JEK 2 in s tem nekoliko zmanjša CCT agregata (3 oz. 10 ms).



Sl. 8.1: Tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo, $P_n = 1630 \text{ MW}$

8.1.1.2. Tranzientna stabilnost ostalih agregatov v sistemu

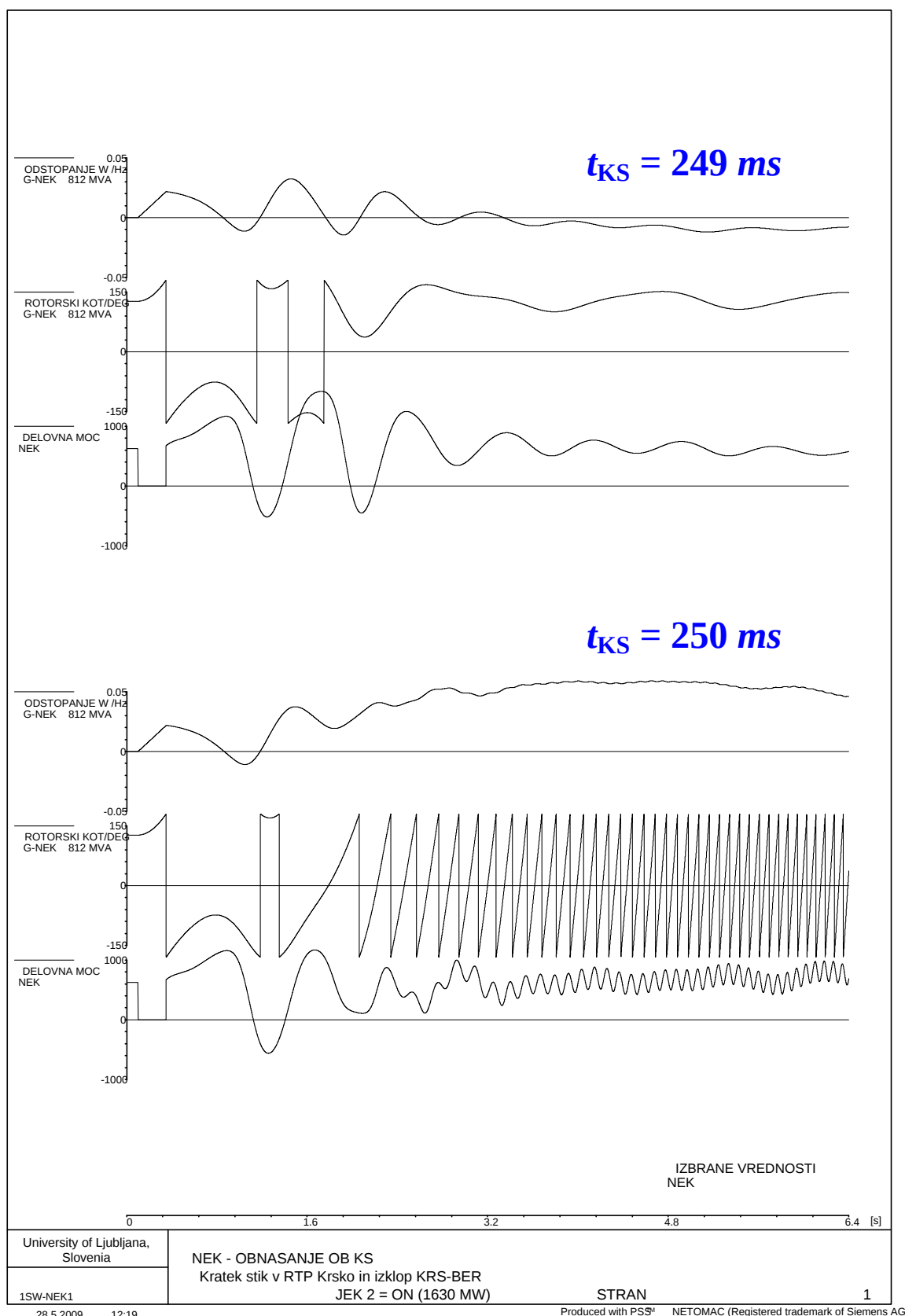
Posamezni oscilogrami, ki jih prikazujeta sliki Sl. 8.2 in Sl. 8.3 predstavljajo odstopanje vrtiljavev agregata od nazivnih, rotorski kot in delovno moč agregata. Zgornji primer na obeh

slikah predstavlja maksimalni čas napake, ko agregat še ostane v sinhronizmu. Če čas napake povečamo za 1 ms, agregat postane nestabilen, kar prikazuje spodnji primer na obeh slikah. Oznaka t_{KS} predstavlja čas trajanja kratkega stika.

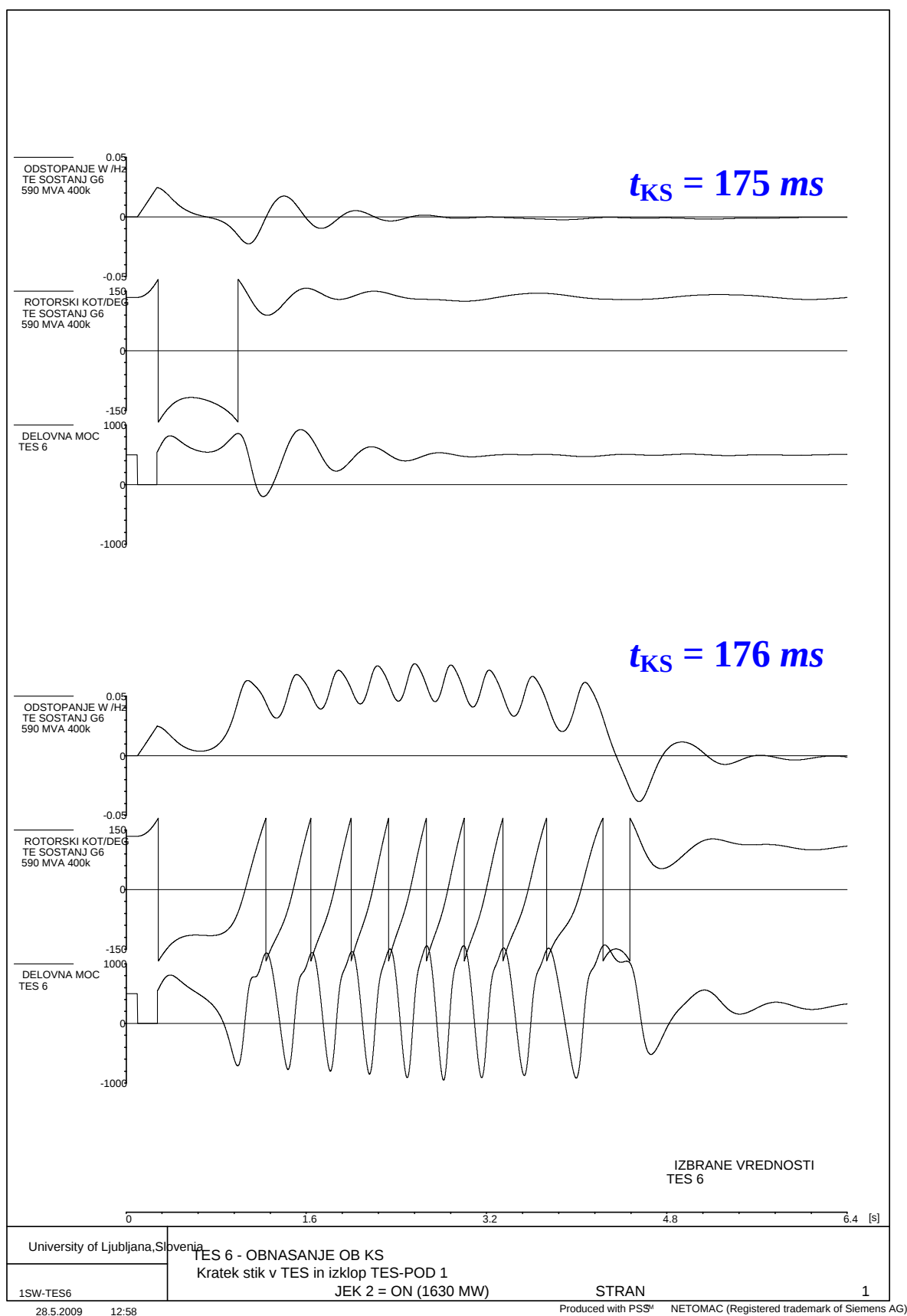
Oscilogrami so podani za primer, ko je v obratovanju JEK 2 moči $P_n = 1630$ MW. Iz tabel je razvidno, da se CCT agregata NEK precej zniža v primeru priključene JEK 2, medtem ko je pri agregatu TEŠ 6 vpliv JEK 2 minimalen. Potrebno je poudariti, da se s priključenim agregatom pretoki moči po sistemu spremenijo in posledično tudi razmere glede faznih kotov. To pa se odraža na spremembi vrednosti CCT.

Tab. 8.2: Rezultati - kritični čas odstranitve motnje za NEK in TEŠ 6

	brez JEK 2	$P_n = 1630$ MW
CCT – NEK	297 ms	249 ms
CCT – TEŠ 6	171 ms	175 ms



Sl. 8.2: Tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo, $P_n = 1630 \text{ MW}$



Sl. 8.3: Tripolen KS v TEŠ, odklop 1x400 kV TEŠ – Podlog, $P_n = 1630\text{ MW}$

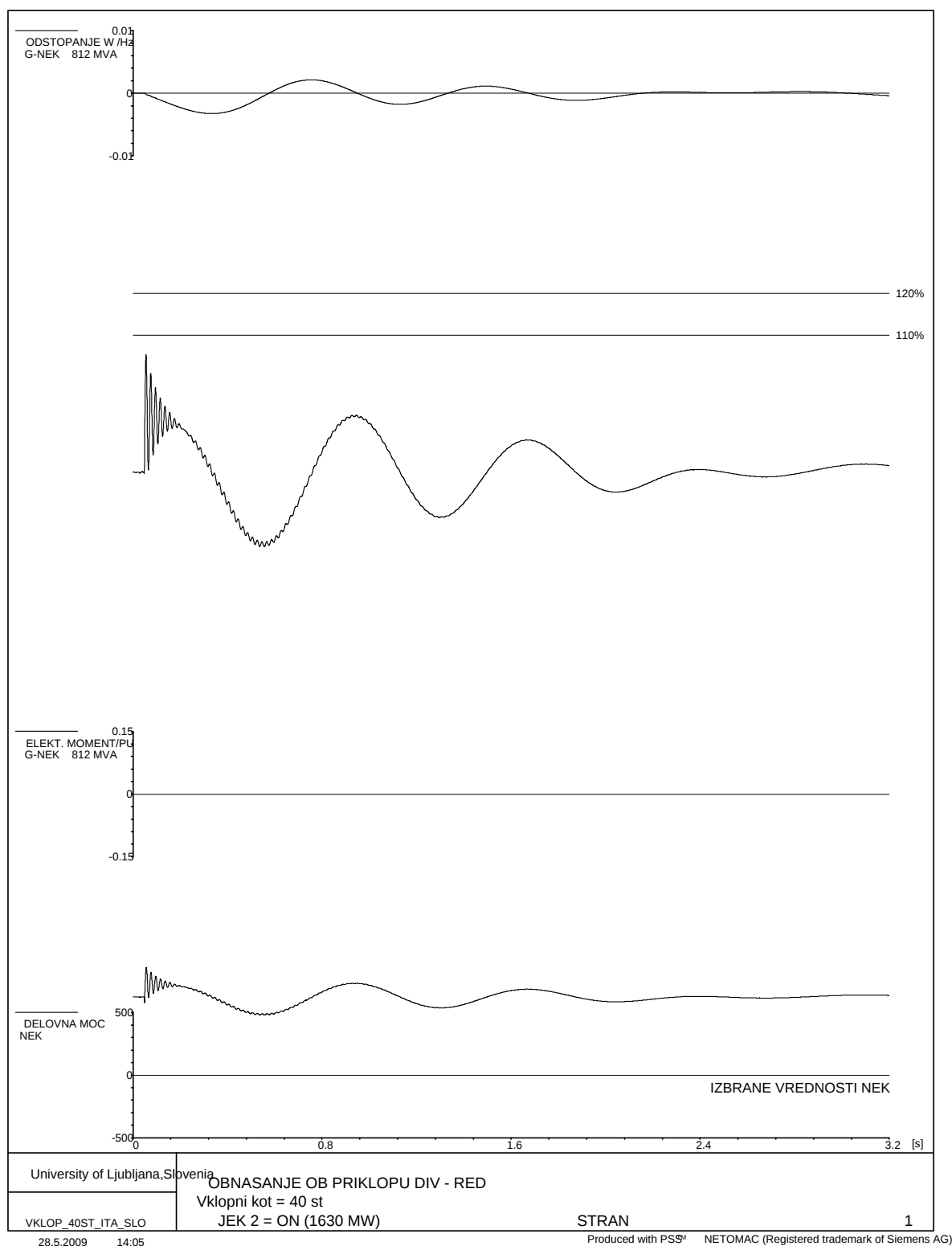
8.1.1.3. Električni udarni momenti ob stikalnih manevrih

V tem poglavju nas je zanimal vpliv priključitve velike enote JEK 2 na električne udarne momente agregatov, priključenih na EEO napetosti 400 kV. Natančneje, opazovali smo agregata NEK in TEŠ 6. Tabela Tab. 8.3 povzema vrednosti udarnih momentov NEK in TEŠ 6 v primeru opisanega stikalnega manevra, in sicer v odstotkih nazivnega mehanskega momenta stroja.

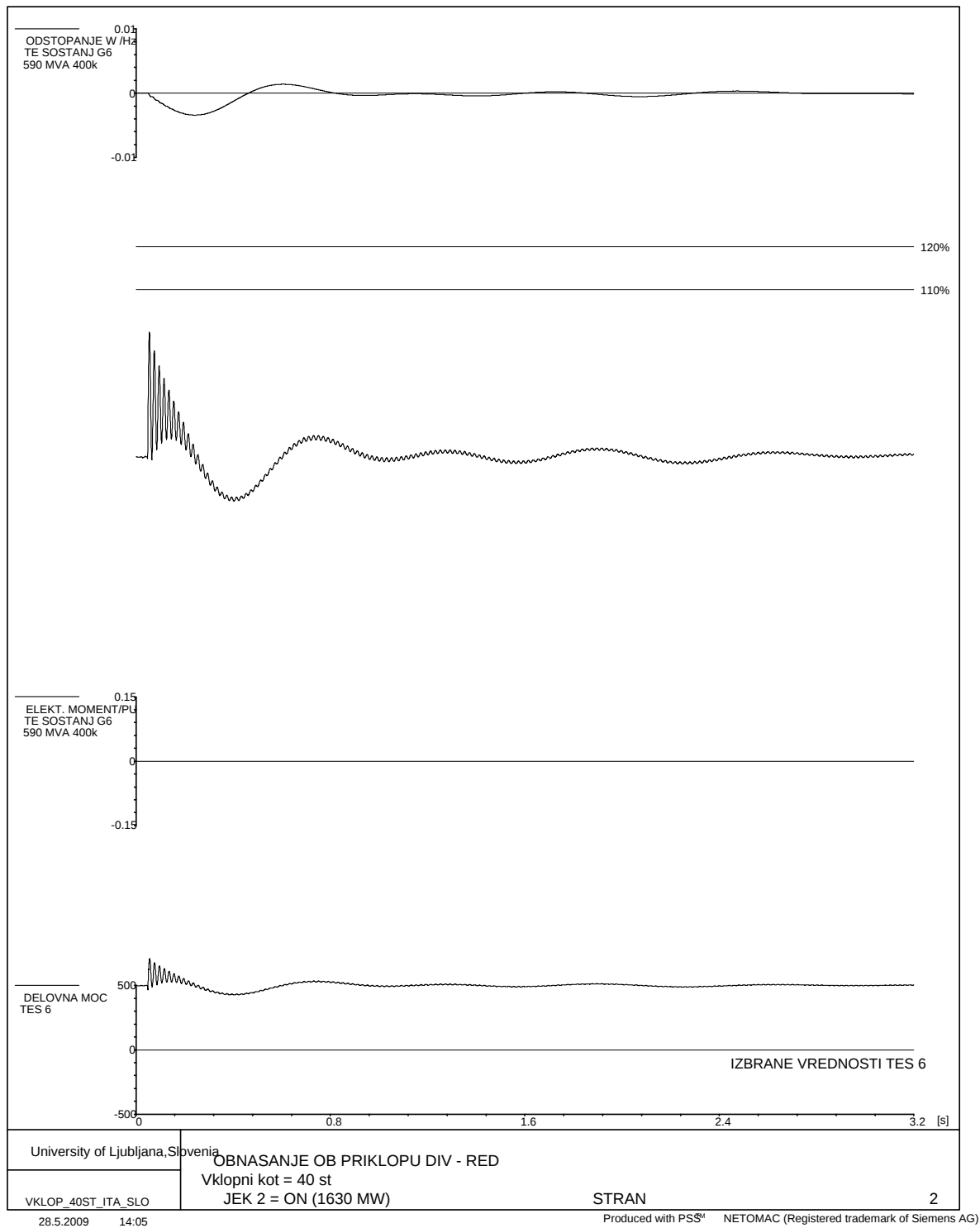
Tab. 8.3: Rezultati – električni udarni momenti NEK in TEŠ 6 (obremenitve v % nazivnega mehanskega momenta)

	brez JEK 2	P_n = 1630 MW
$M_{el} - NEK$	140.1 %	123.9 %
$M_{el} - TEŠ\ 6$	125.2 %	117.7 %

Značilne veličine za NEK in TEŠ 6 ob sinhronizaciji voda Divača – Redipuglia prikazujeta za primer velike enote JEK 2 z nazivno delovno močjo $P_n = 1630$ MW sliki Sl. 8.4 in Sl. 8.5. Pri tem je potrebno poudariti, da je električni moment na slikah podan v % nazivne navidezne moči agregata, in da je za določitev dejanskega odstotka nazivnega mehanskega momenta to vrednost potrebno deliti z nazivnim faktorjem moči agregata.



Sl. 8.4: Značilne veličine NEK, vklop DV Divača–Redipuglia, vklopni kot 40° , $P_n = 1630$ MW



Sl. 8.5: Značilne veličine TEŠ 6, vklop DV Divača–Redipuglia, vklopni kot 40° , $P_n = 1630$ MW

Rezultati pokažejo, da je v primeru 40 stopinjskega vklopnege kota NEK bolj obremenjena kot TEŠ 6. Tabela Tab. 8.3 povzema, da je za primer brez JEK 2 s 140.1 % obremenjena NEK, medtem ko TEŠ 6 z 125.2 % odstotka nazivnega mehanskega momenta posameznega stroja. Z vključitvijo velike enote JEK 2 pa se obremenitve obeh agregatov znižajo, in sicer

bolj kot v primeru manjše enote JEK 2 (na primer v primeru $P_n = 1117$ MW se obremenitev NEK zniža na 128.0 %, medtem ko v primeru $P_n = 1630$ MW na 123.9 %).

Iz rezultatov simulacij lahko sklepamo, da z vključitvijo velike enote JEK 2 v slovenski EES s stališča problema mehanskih obremenitev ostalih agregatov v normalnih obratovalnih pogojih (t.j. vklopu vodov), ne poslabšamo razmer. Nasprotno, izračuni so pokazali, da se razmere s tega stališča omilijo, in sicer bolj v primeru večje enote JEK 2. V vseh primerih je bilo odstopanje vrtljajev agregatov zelo majhno, nihanja moči po sinhronizaciji pa dobro dušena. Enako lahko predvidimo za razmere z obratovanjem ČHE. Dodatna proizvodna enota v sistemu vsekakor zniža obremenitve preostalih agregatov ob stikalnih manevrih.

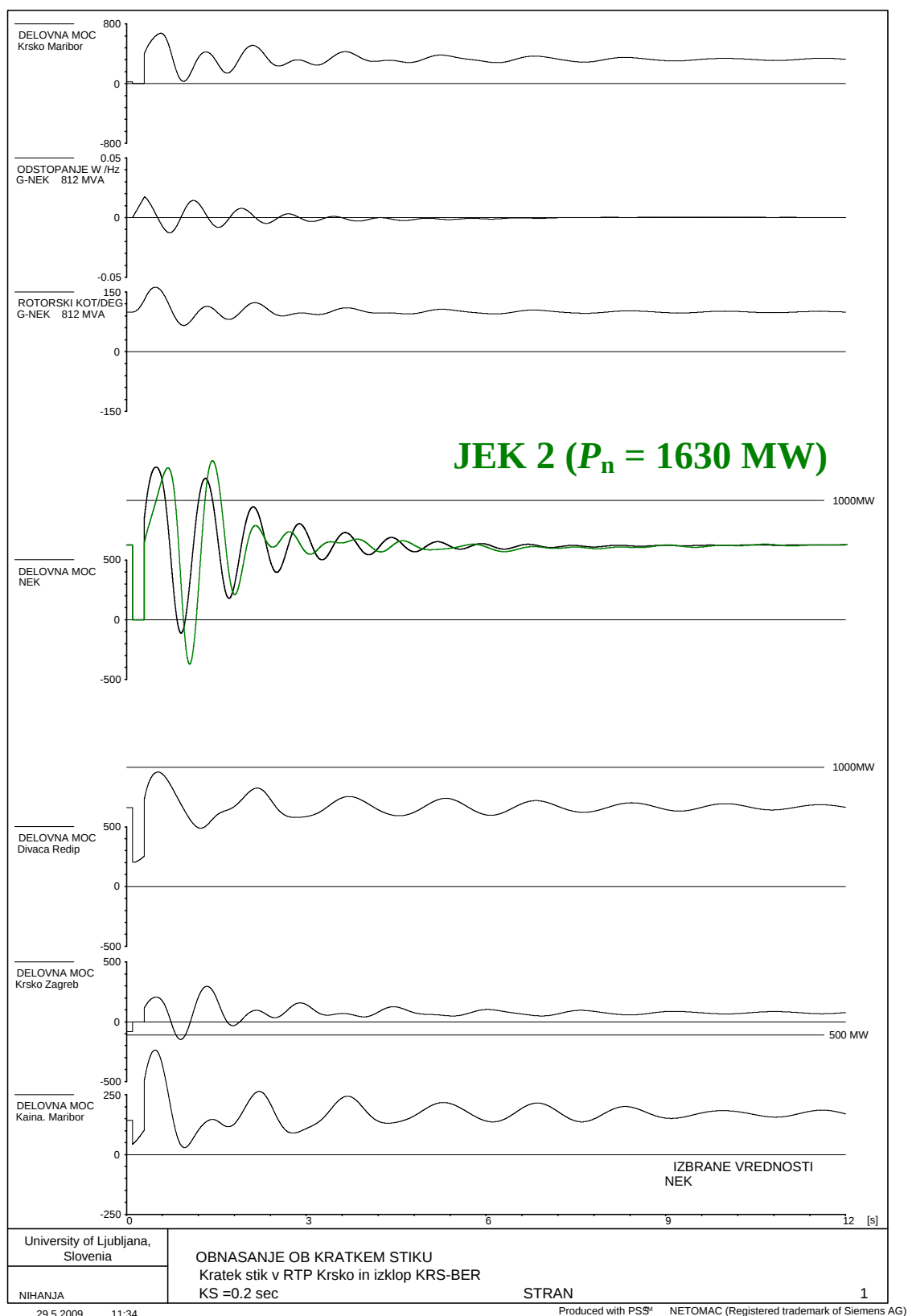
8.1.1.4. Lokalna nihanja agregatov na 400 kV omrežju v Sloveniji

V sklopu analize oscilatorne stabilnosti smo najprej opazovali kakšen vpliv na lokalna nihanja agregatov na 400 kV v slovenskem EES ima priključitev JEK 2. Podrobneje smo analizirali vpliv na nihanja NEK, saj so nihanja TEŠ 6 ob izbrani motnji, kakor se je pri analizi izkazalo, boljše dušena kot NEK. Kot motnja v sistemu je bil izbran tripolen kratek stik na dvosistemskemu daljnovodu 2 x 400 kV RTP Krško – RTP Beričevo, in sicer tik ob RTP Krško. Za trajanje kratkega stika je izbrano $t_{KS} = 200$ ms.

Razmere z veliko enoto JEK 2 v obratovanju prikazuje v primerjavi z razmerami brez JEK 2 slika Sl. 8.6.

Ker opazujemo vpliv JEK 2 sta na isti sliki prikazana oscilograma nihanja delovne moči NEK tako za razmere brez JEK 2 (črna krivulja) kot tudi za JEK 2 z nazivno delovno močjo $P_n = 1630$ MW (zelena krivulja).

Sama frekvenca lokalnih nihanj se zaradi večjih rotirajočih mas nekoliko zmanjša. Dušenje je sicer odvisno od obratovalne točke sistema, vendar izračuni niso pokazali, da bi prisotnost JEK 2 bistveno vplivala na dušenje lokalnih nihanj. Seveda je natančnejšo analizo nemogoče narediti, ker natančni parametri stroja še niso znani, enako velja za parametre napetostnega regulatorja. Prav tako ni znano ali bo imel agregat vhodni signal PSS v vzbujalnem sistemu. Ne glede na to lahko sklepamo, da ob ustreznem parametriranju napetostne regulacije ni pričakovati problemov z lokalnimi nihanji. Vzrok za to lahko pripišemo relativno močnemu 400 kV omrežju EES Slovenije, ki naj bi bilo po predvidevanjih ob zagonu JEK 2 že zgrajeno.



Sl. 8.6: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

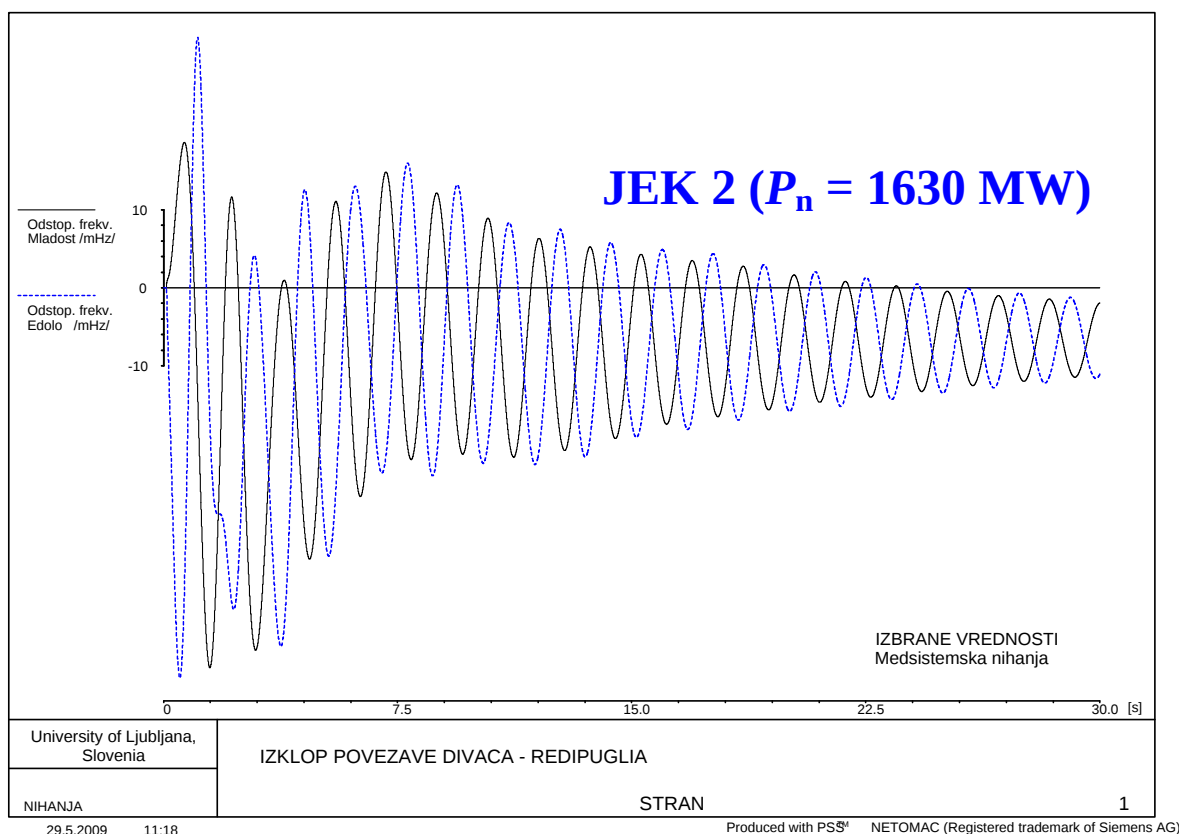
8.1.1.5. Analiza med-sistemskih nihanj

V nadaljevanju smo opazovali vpliv analiziranega scenarija razvoja slovenskega EES na **medsistemska nihanja**. Za natančnejše izračune bi bilo potrebno narediti dinamični model celotnega ENTSO-E omrežja, kar pa daleč presega okvire naloge. Privzet sistem nadomestnih generatorjev, ki smo ga privzeli v študiji, je sicer ustrezen za proučevanje lokalnih razmer in nastavitve obratovalne točke sistema, ne more pa nadomestiti prostorsko porazdeljenih virov preostalega dela ENTSO-E sistema. Zaradi tega ne moremo sklepati o problemu oscilatorne stabilnosti ENTSO-E sistema, lahko pa v grobem ocenimo vpliv analiziranega scenarija na medsistemska nihanja.

Nihanja smo za namene simulacij vzbudili z izklopom 400 kV daljnovoda Divača – Redipuglia. Ker bi pri večjih pretokih moči v smeri proti Italiji posledično zaradi preobremenitev izpadel tudi 220 kV daljnovod Divača – Padriče, smo predpostavili, da je leta v osnovnem stanju izklopljen. Poleg tega smo nekoliko tudi zmanjšali ojačenje PSS stabilizatorjev v velikih agregatih v Evropi. Takšna situacija je tudi realno povsem možna, saj prihaja v obdobjih nizkih obremenitev do situacij, ko so nekateri veliki agregati s PSS stabilizatorji izklopljeni.

Razmere v primeru velike enote JEK 2 prikazuje slika Sl. 8.7, ki vsebuje odstopanja frekvence na skrajnih točkah modeliranega omrežja, t.j. v vozlišču "Mladost" (Srbija), kamor je pripet tudi nadomestni generator, ki predstavlja vire osrednje Srbije in Djerdapa (črn oscilogram), in v vozlišču "Edolo" (Italija) na skrajnem zahodu modela (moder oscilogram).

Dušenje sistema je močno odvisno od ojačenja PSS regulatorjev. Opaziti je, da ima priključitev velike enote JEK 2 določen vpliv na dušenje medsistemskih nihanj, ki ni zanemarljiv in bo v prihodnje verjetno zahteval podrobnejšo obravnavo. Seveda je ta vpliv odvisen od obratovalne točke sistema in tudi od parametrov napetostne regulacije. V primeru aktiviranja PSS bi lahko bil vpliv na dušenje nihanj celo pozitiven. Kot rečeno, zaradi številnih neznank v vezi z morebitnim bodočim agregatom, ta trenutek ni moč podati natančnejših izsledkov.



Sl. 8.7: Značilne veličine NEK, tripolen KS v RTP Krško, odklop 2x400 kV Krško – Beričevo

8.1.2. Občutljivostna analiza slovenskega elektroenergetskega omrežja

Ker različni scenariji razvoja prenosnega elektroenergetskega omrežja niso predvideni, občutljivostna analiza slovenskega prenosnega elektroenergetskega omrežja daje enake rezultate, kot so podani v poglavju 6.1.2.

Porazdelitveni faktorji PTDF ter faktorji LODF so v scenariju razvoja slovenskega EES z 1.555 MW blokom JEK enaki, kot v scenariju razvoja slovenskega EES z 1.085 MW blokom JEK 2 in scenariju razvoja brez JEK 2.

8.1.3. Zagotavljanje rezerve moči in energije za primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence

8.1.3.1. Primarna rezerva moči

V skladu z načrtom vključevanja novih proizvodnih enot v elektroenergetski sistem Slovenije je treba določiti potrebne rezerve za primarno regulacijo frekvence po posameznih letih.

V obzir je potrebno vzeti pravila ENTSO-E, ki nalagajo, da mora bivši UCTE sistem, ki se sedaj imenuje regionalna skupina Centralna Evropa, ob kritični spremembi moči, tj. 3000

MW, ostati frekvenčno stabilen, pri čemer se frekvenca ne sme spremeniti za več kot 200 mHz.

Tabela Tab. 8.4 prikazuje zahtevano rezervo moči za primarno regulacijo frekvence v Sloveniji, če upoštevamo scenarij razvoja slovenskega EES z inštaliranim 1.555 MW blokom JEK 2.

Tab. 8.4: Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence v scenariju inštaliranim 1.555 MW blokom JEK 2.

Leto	Rezerva moči
2009	15,9 MW
2020	19,3 MW
2025	26,5 MW
2030	27,2 MW

Rezerva moči za primarno regulacijo frekvence se leta 2020 glede na leto 2009 poveča, saj so v tem obdobju načrtovane velike spremembe v slovenskem EES. Vključitev novih enot je v tem obdobju hitrejša od vključevanja novih enot v RGCE in posledično naraste slovenski delež rezerve moči proti ostalimi državami v RGCE. Največji skok zahtevane primarne rezerve moči pa pričakujemo leta 2025 z vključitvijo novega bloka JEK 2. Glede na visoko inštalirano moč omenjenega bloka se rezerva moči glede na leto 2009 poveča kar za približno 50%. Rezerva moči je večja v primerjavi s scenarijem razvoja slovenskega EES brez JEK2, kot tudi s scenarijem razvoja z inštaliranim 1.555 MW blokom JEK 2.

Obstaja možnost, da bo v prihajajočih letih (do 2030) ENTSO-E povečal vrednosti za kritični izpad iz zdajšnjih 3.000 MW, predvsem zaradi vedno večjega deleža RVE v sistemu, ki v splošnem ne sodelujejo pri regulaciji frekvence in hkrati so ti viri močno nepredvidljivi, kar se tiče trenutne proizvodnje moči.

V skladu z relativno spremembo vrednosti kritičnega izpada v RGCE, se relativno spremeni tudi zahtevana rezerva moči za primarno regulacijo frekvence.

Ker primarna rezerva moči odraža le majhen del celotne inštalirane moči v slovenskem EES ugotavljamo, da jo bomo brez težav zagotovili.

8.1.3.2. Sekundarna rezerva moči

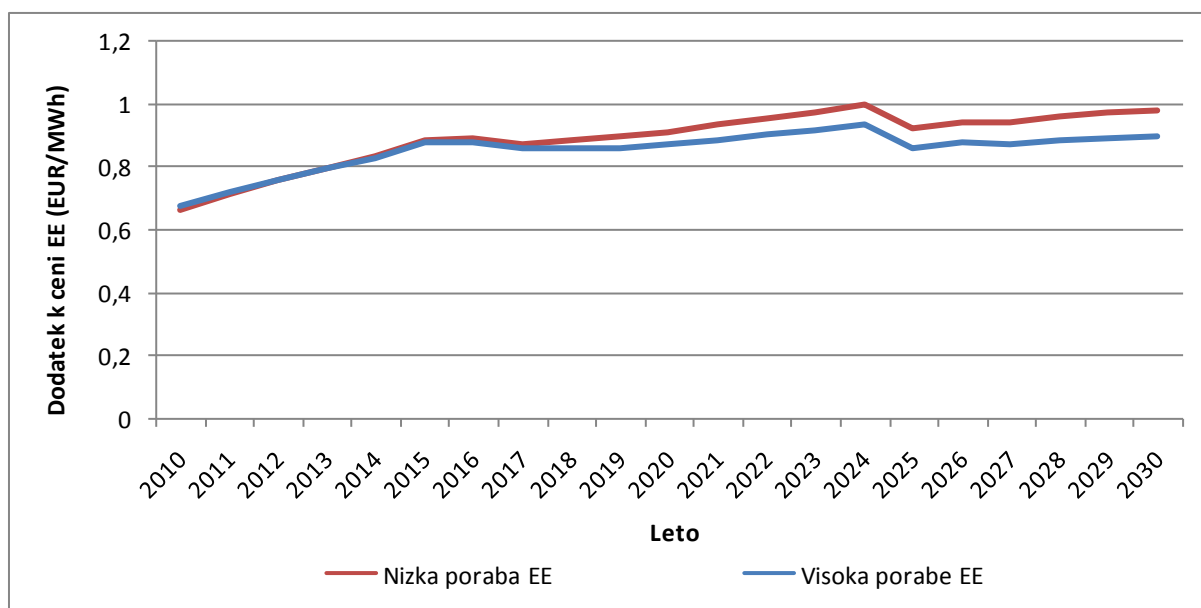
Rezerva moči se določi v skladu z zahtevami ENTSO-E, ter empirično določenih koeficientov za posamezna območja. Ker je v obravnavanem sklopu scenarije napoved konične moči porabe enaka kot v scenarijih razvoja brez JEK 2, je napoved rezerve moči enaka, delno pa se spremenijo stroški, saj z vključitvijo nove enote JEK 2 z dodatno ponudbo električne energije vplivamo na trg z električno energijo. V tabeli Tab. 8.5 prikazujemo oceno stroškov za visoko

in nizko napoved zahtevane rezerve moči za sekundarno regulacijo frekvence po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES.

Tab. 8.5: Ocena stroškov za sekundarno regulacijo frekvence v scenariju brez JEK 2 za visoko in nizko napoved konične moči odjema.

Leto	Nizka napoved konice	Visoka napoved konice
2009	6,9 mio €	6,9 mio €
2020	11,5 mio €	12,1 mio €
2025	11,9 mio €	12,9 mio €
2030	12,9 mio €	14,5 mio €

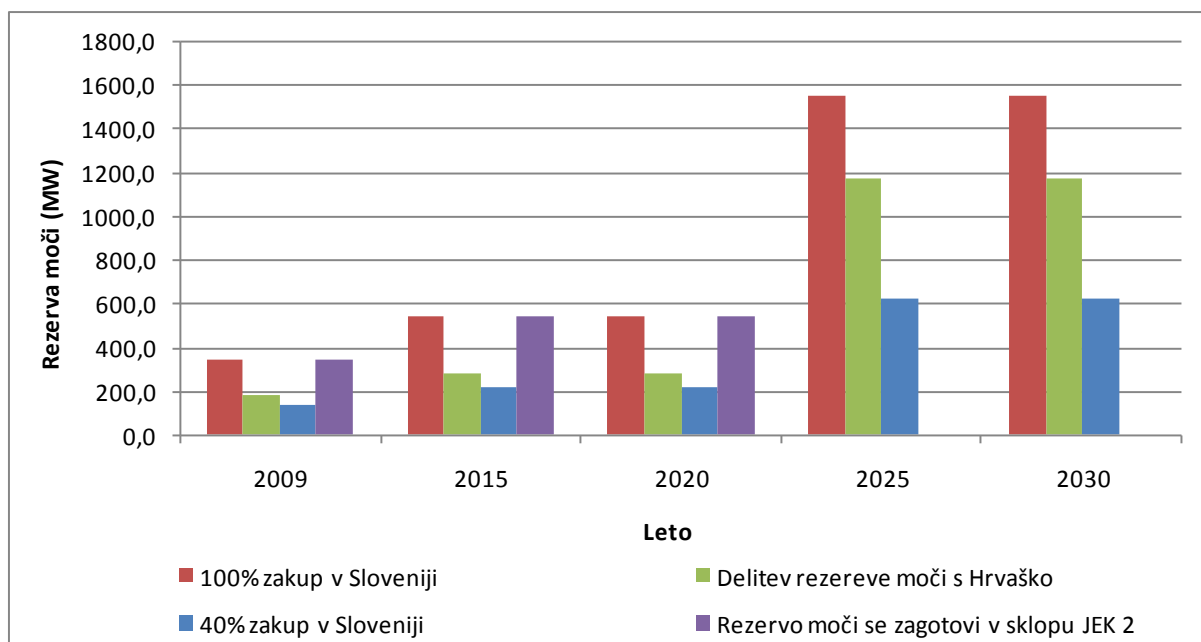
V sklopu ocen stroškov smo analizirali tudi koliko ti stroški v končni fazi bremenijo porabnika. Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije, slika Sl. 8.8.



Sl. 8.8: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja sekundarne regulacije frekvence.

8.1.3.3. Terciarna rezerva moči

V letu 2009 je potrebna moč terciarne rezerve definirana s polovično zmogljivostjo NE Krško na pragu kar znaša 348 MW. Drugi časovni mejnik predstavlja vstop bloka 6 TE Šoštanj v obratovanje, ki je predviden za leto 2015 ter tretji mejnik vključitev 1.555 MW JEK 2, kar prikazuje slika Sl. 8.9. V skladu z definiranimi scenariji zagotavljanja terciarne rezerve v poglavju 5.2 v nadaljevanju analiziramo njihove vplive.



Sl. 8.9: Terciarna rezerva moči po izbranih letih ter predvidene potrebne zmogljivosti v Sloveniji po štirih scenarijih.

Pri scenariju delnega 40% zakupa terciarne rezerve moči znotraj Slovenije je potrebno zagotoviti zadostne prenosne zmogljivosti na mejah.

Delež Hrvaške je bil ocenjen proporcionalno glede na največje enote v Sloveniji in na Hrvaškem, kar prikazuje tabela Tab. 8.6.

Tab. 8.6: Ocena razdelitve moči za terciarno regulacijo frekvence med Slovenijo in Hrvaško v MW.

	2009	2020	2025
Moč največje enote v Sloveniji	348,0	540,0	1.555,0
Moč največje enote na Hrvaškem	320,0	500,0	500,0
Delež Hrvaške	166,7	259,6	378,3
Delež Slovenije	181,3	280,4	1.176,7

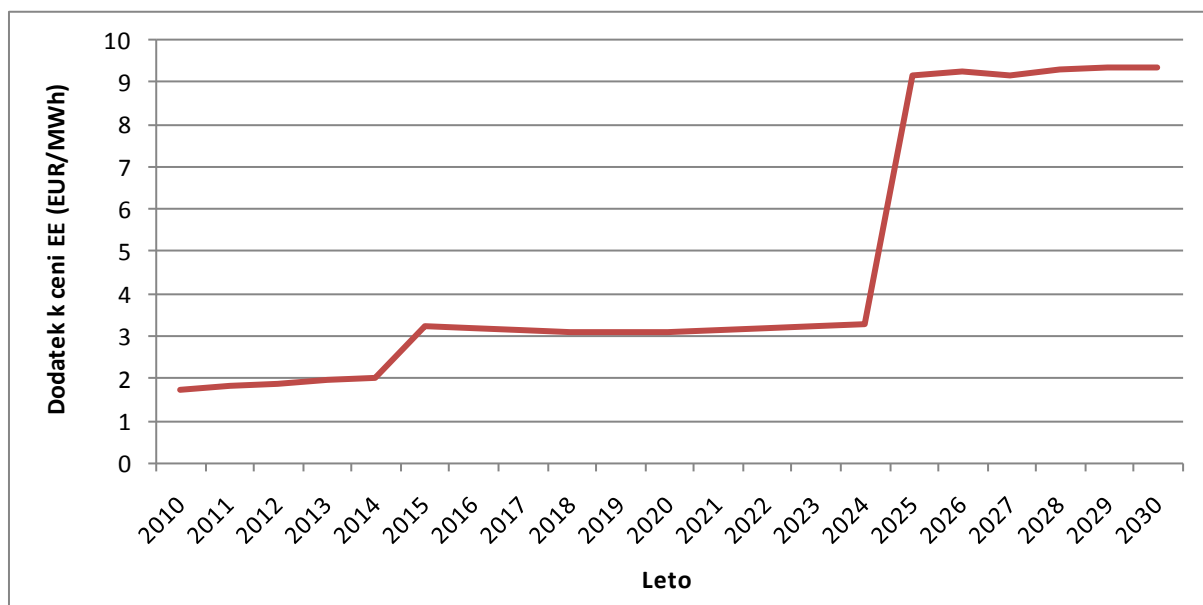
Skupna potencialna moč za zagotavljanje terciarne rezerve moči znotraj slovenskega EES leta 2025 znaša okoli 1.350 MW. Ugotovitve kažejo, da po scenariju zagotavljanja terciarne moči s 100% slovensko udeležbo zmogljivosti znotraj slovenskega EES niso zadostne. Potrebno bi bilo vključiti novo enoto za zagotovitev terciarne rezerve moči z 200 MW inštalirano močjo.

Za oceno stroškov zakupa terciarne rezerve upoštevamo pavšal za eno leto na MW moči v rezervi. Predpostavljena cena za terciarno regulacijo frekvence je cena dosežena na razpisu leta 2009 povečana glede na napoved povprečne rasti koničnih cen električne energije v scenarijih razvoja z 1.555 MW JEK 2, katere so predstavljene v nadaljevanju.

Tab. 8.7: Ocena stroškov za terciarno regulacijo frekvence za štiri obravnavane scenarije zakupa rezerve moči v mio €.

Leto	Varianta 1	Varianta 2	Varianta 3	Varianta 4
2009	17,6	9,1	30,8	17,6
2015	38,9	20,0	69,2	38,9
2020	40,9	21,0	72,6	40,9
2025	127,4	94,2	236,9	0,0
2030	136,9	101,2	254,6	0,0

Najverjetneje bomo v prihodnje še vedno zagotavljali 40 % rezerve moči v slovenskem EES in 60 % pa z zakupom rezerve moči v tujini, zato smo ta scenarij predpostavili za referenčni pri oceni stroškov na enoto prevzema električne energije. Skupne stroške smo proporcionalno razdelili glede na porabo električne energije ter tako predvideli, prispevek porabnika h končni ceni električne energije, slika Sl. 8.10.



Sl. 8.10: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja terciarne regulacije frekvence.

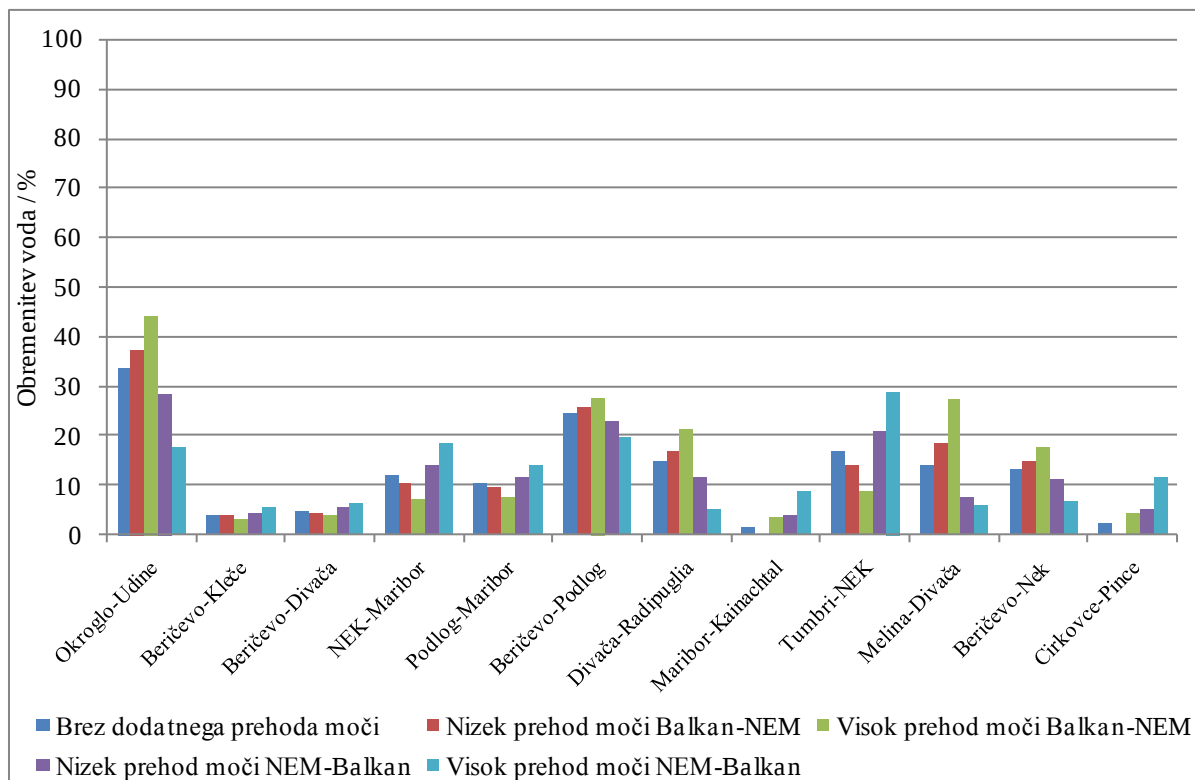
8.2. SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_VP_ZRVE

Scenarij JEK1555_VP_ZRVE upošteva:

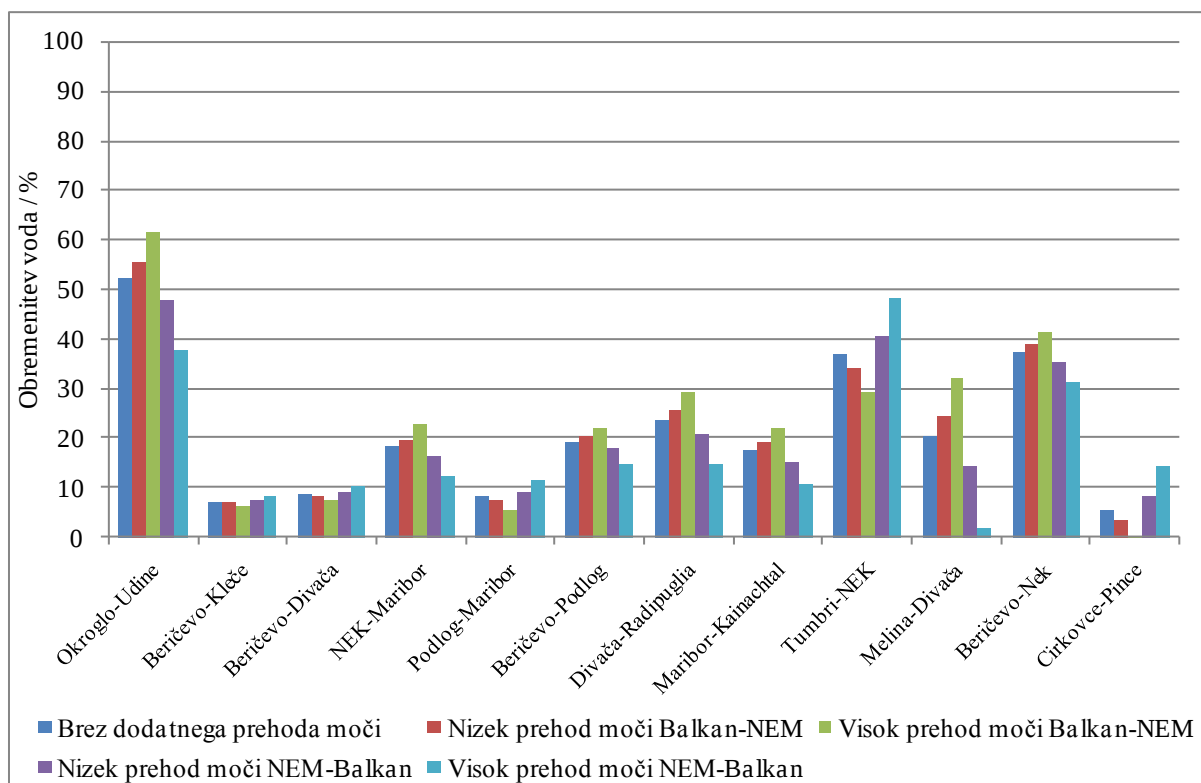
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.555 MW JEK 2.**

8.2.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

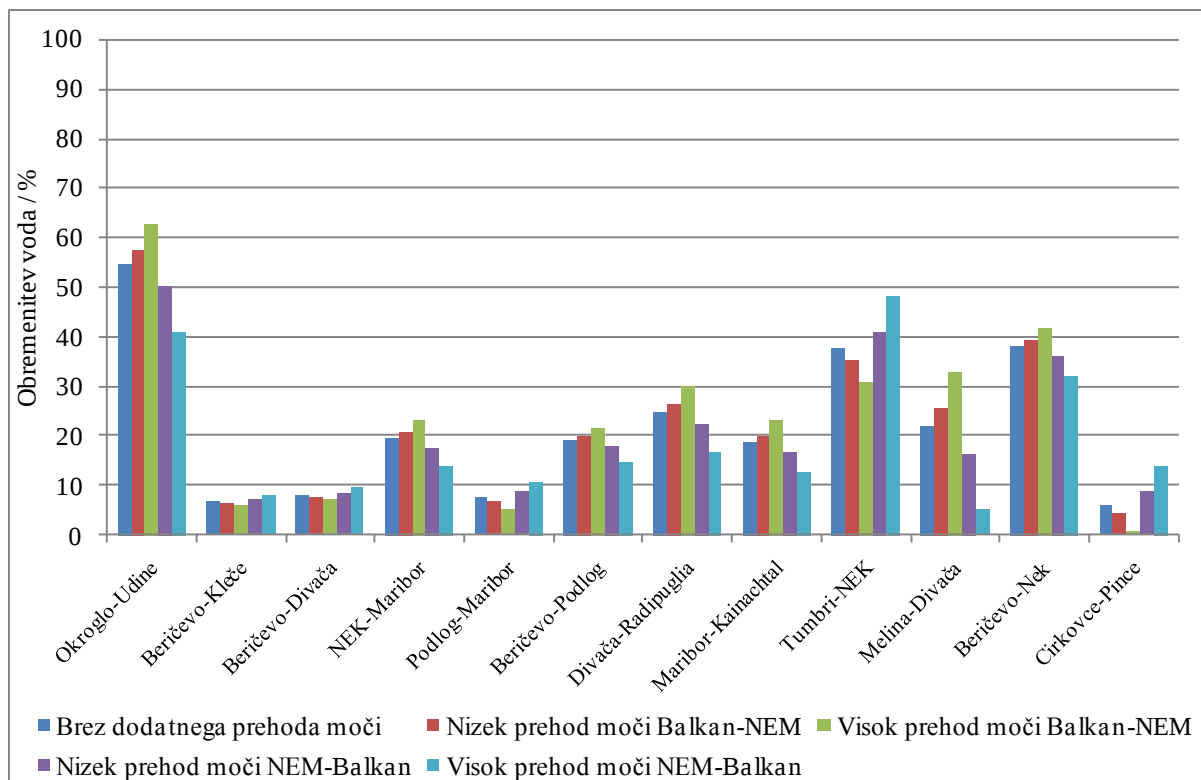
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazuje slike Sl. 8.11 - Sl. 8.13.



Sl. 8.11: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 8.12: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 8.13: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti nad 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijska voda 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

Poleg omenjenih vodov pa zaznavamo povečana obremenitev vodov 400 kV DV Divača – Radipuglia(IT) ter vodov 400 kV DV Melina(HR) – Divača. Omenjena voda povezujeta Italijo s Slovenijo oz. Hrvaško.

8.2.2.Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 8.8 in Tab. 8.9.

Tab. 8.8: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

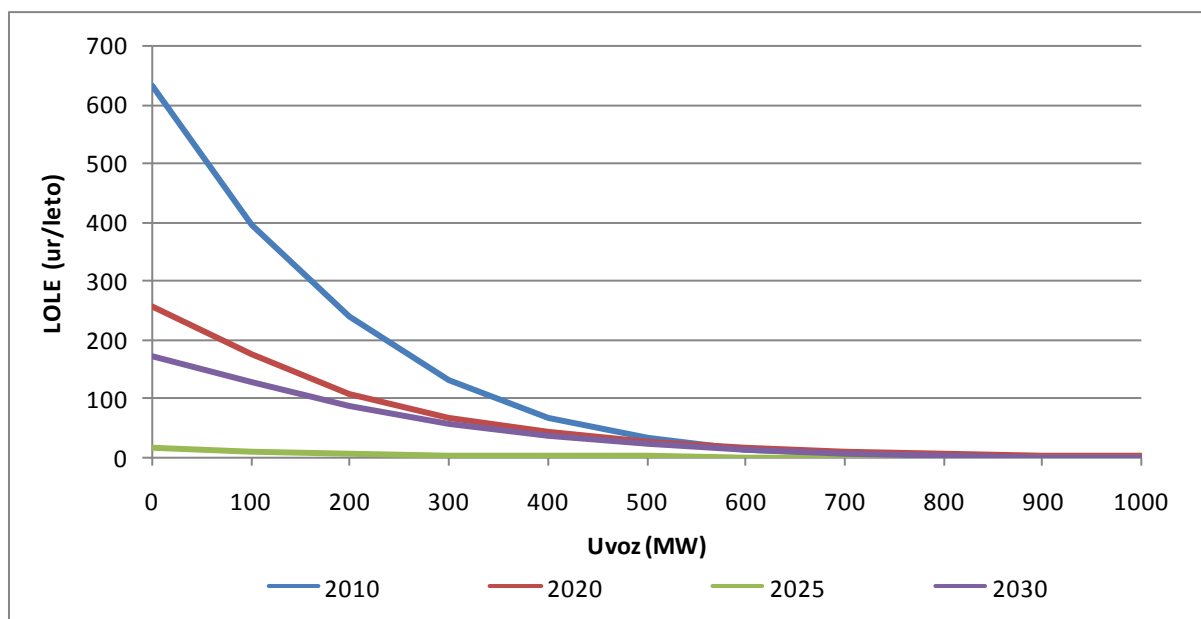
Tab. 8.9: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

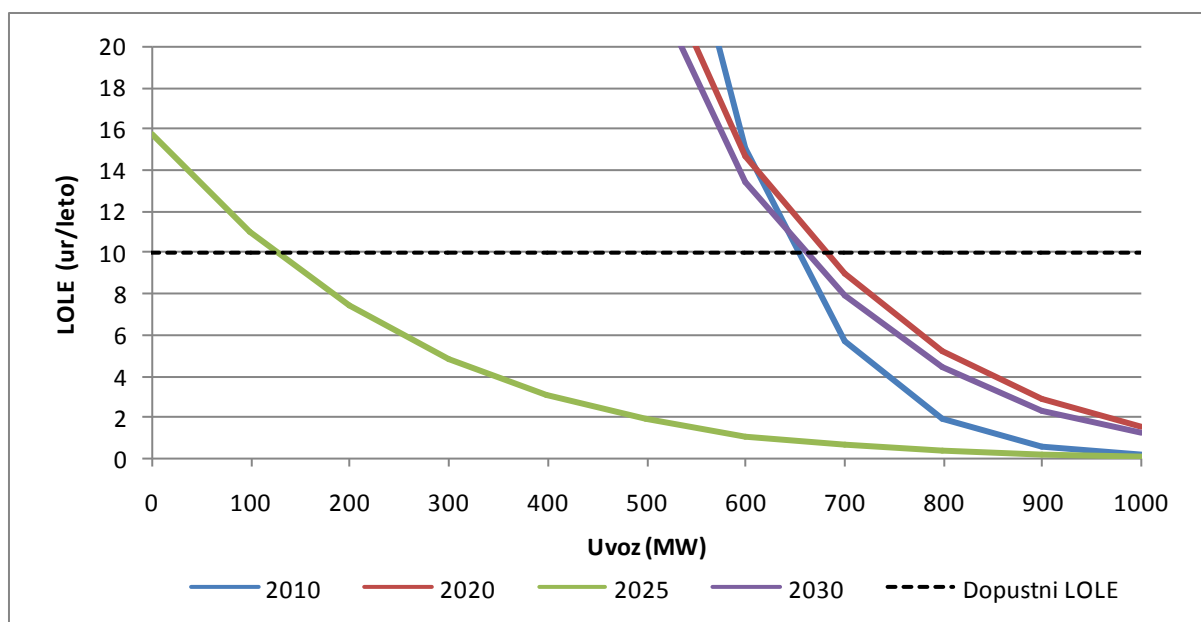
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetske samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 8.14 in Sl. 8.15 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 8.14: LOLE za obravnavani scenarij.

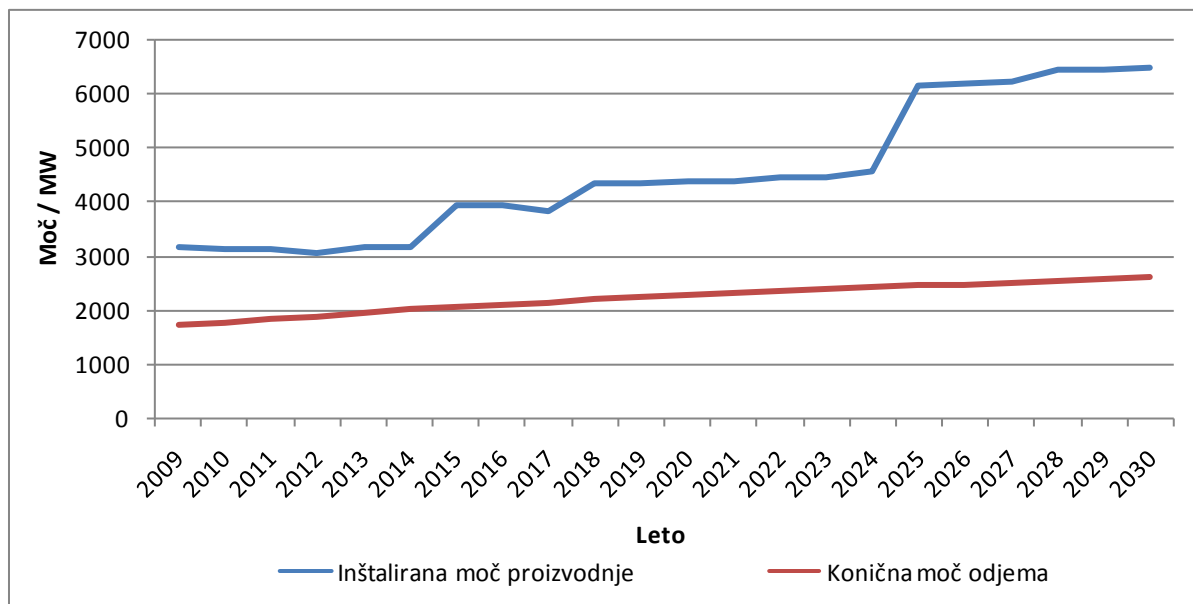


Sl. 8.15: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 700 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

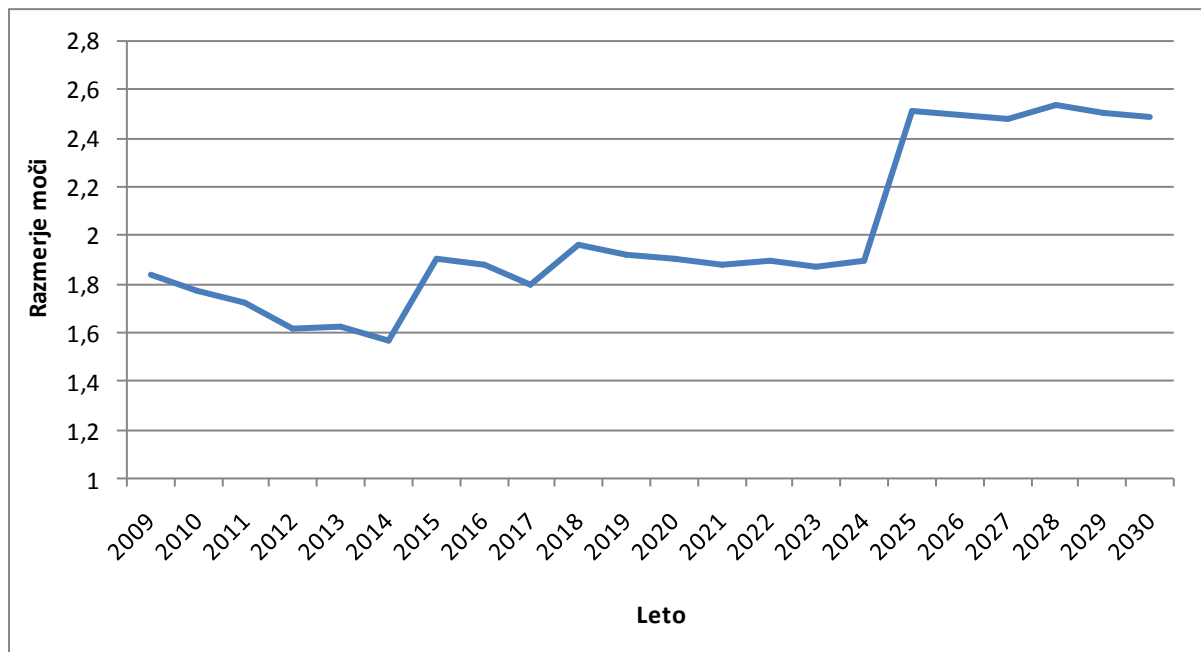
8.2.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 8.16 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 8.16: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 8.17 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj ter 2025 ob vklopu nove enote JEK 2. Ostale enote posamično bistveno ne vplivajo na bilanco moči oz. razmerje moči.



Sl. 8.17: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.

Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 8.10. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti leta 2030 okoli 5.000 MW, ter preostalih zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 2.100 do 2.600 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

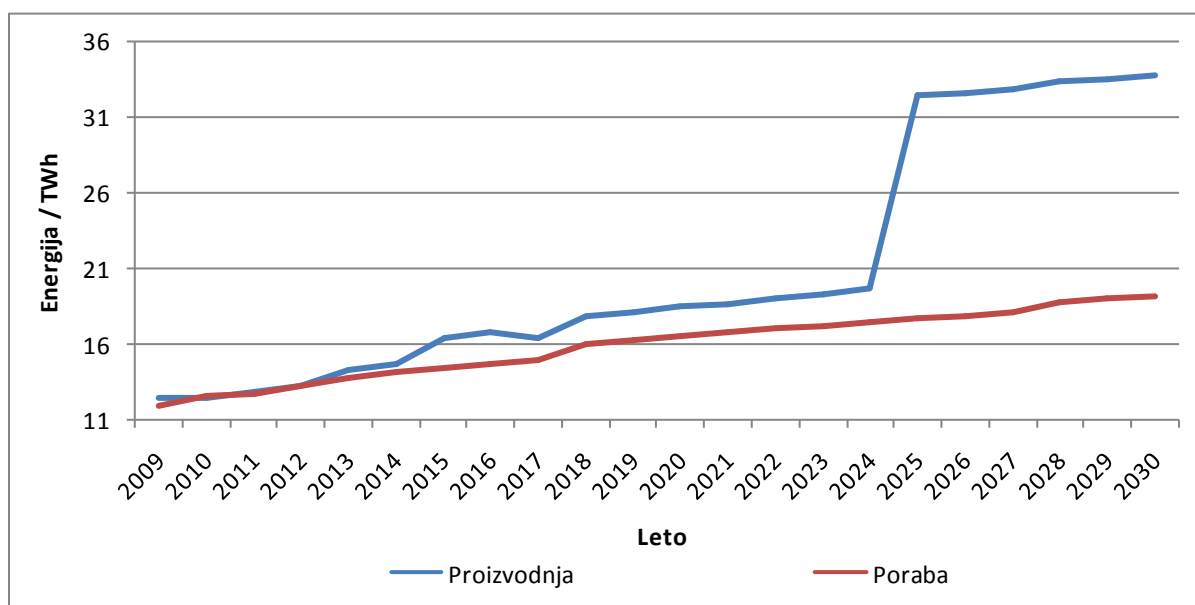


Tab. 8.10: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	7,29	7,29	7,29	7,83	7,83	7,83
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	2,76	2,78	2,38	2,96	2,99	2,53
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,54	4,52	4,91	4,87	4,84	5,30
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,20	2,08	2,91	1,47	1,32	1,69	2,08	1,92	2,35	2,24	2,06	2,57
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,36	0,36	0,36	0,39	0,39	0,39
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,61	0,56	0,56	0,64	0,59	0,59
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

8.2.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.555 MW JEK 2. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.18.



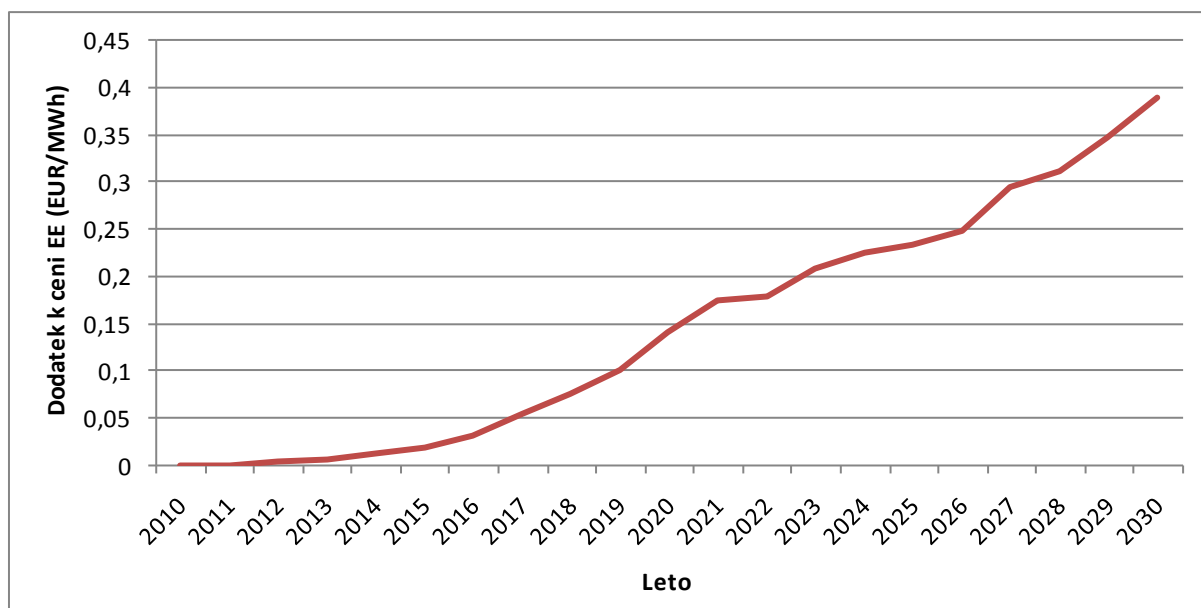
Sl. 8.18: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 15 TWh letno.

8.2.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

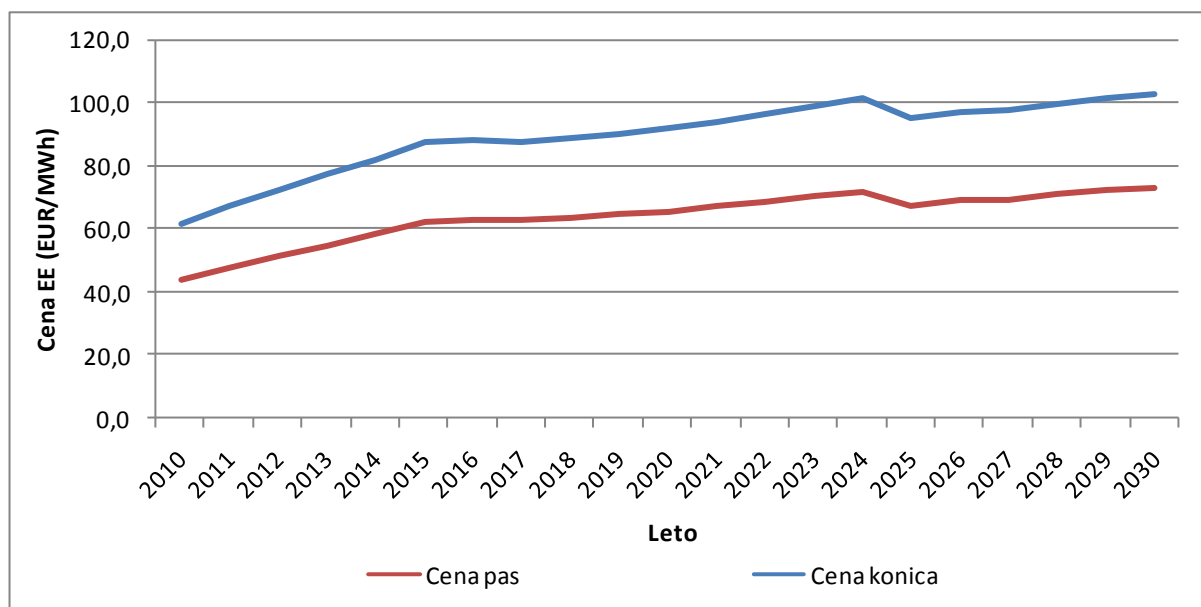
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.19.



Sl. 8.19: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

8.2.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 8.20.



Sl. 8.20: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

8.2.7. Ekonomika obratovanja

8.2.7.1. Ekonomika RVE

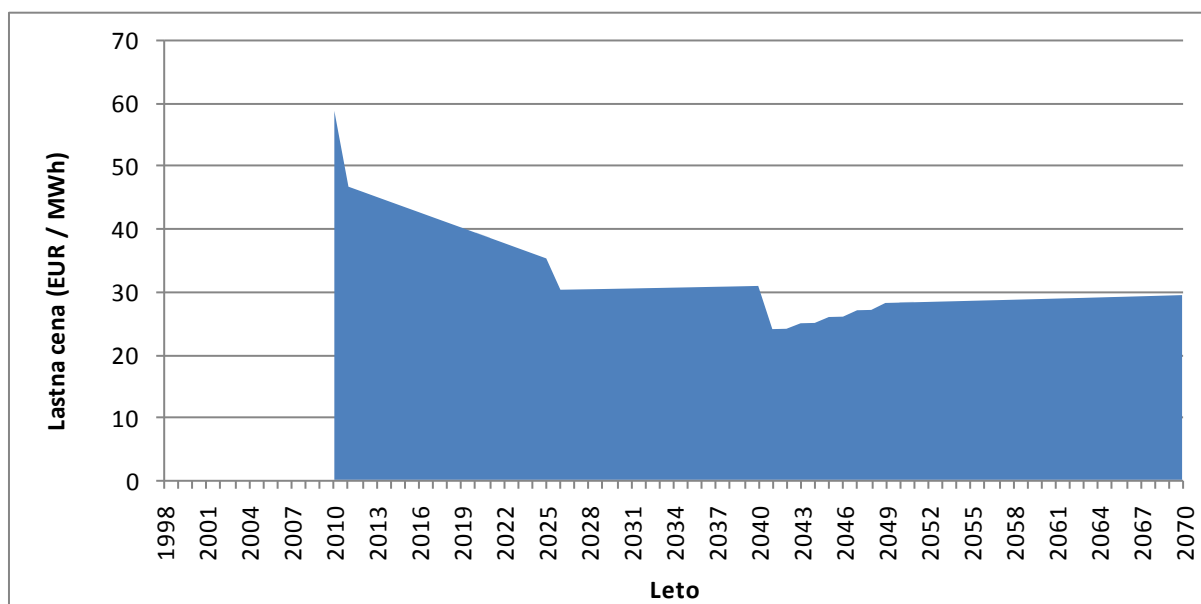
Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

8.2.7.2. Ekonomika JEK 2

V sklopu primerjalne analize ekonomskih kazalcev RVE in JEK je bila narejena ekonomska evalvacija investicije v JEK 2 v enako izhodiščno leto kot pri investicijah v RVE tj. leto 2010. V kolikor bi za ekonomsko primerjavo različnih investicij privzeli različna leta začetka obratovanja bi nastala težava, ker se vmes investicije, dohodki in stroški spreminjajo v skladu z eskalacijo cen ter inflacijskimi pritiski. Zaradi tega razloga je za ekonomsko primerjavo različnih investicij potrebno vse investicije dati na skup imenovalec.

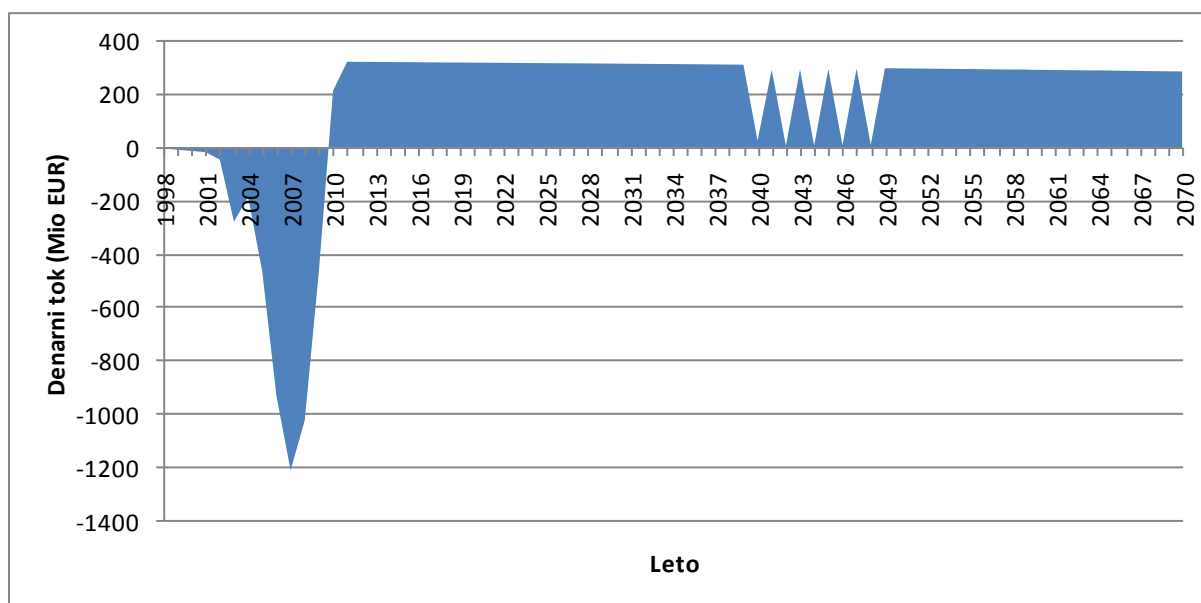
Po drugi strani pa določeni ekonomski kazalci ne dajejo prave slike pri primerjanju različnih tehnologij. Tako na primer kazalca IRR in MIRR pokažeta čisto drugačne vrednosti v kolikor je življenjska doba investicije občutno večja.

Za primerjavo različnih tehnologij smo tako privzeli kazalce lastnih cen ob različnih vrednosti donosa. Lastna cena se dejansko spreminja skozi čas, saj se stroški, ki definirajo lastno ceno spreminjajo. Slika Sl. 8.21 prikazuje lastno ceno za investicijo v JEK ob predpostavki, da upoštevamo isto leto obratovanj kot pri investicijah v RVE.



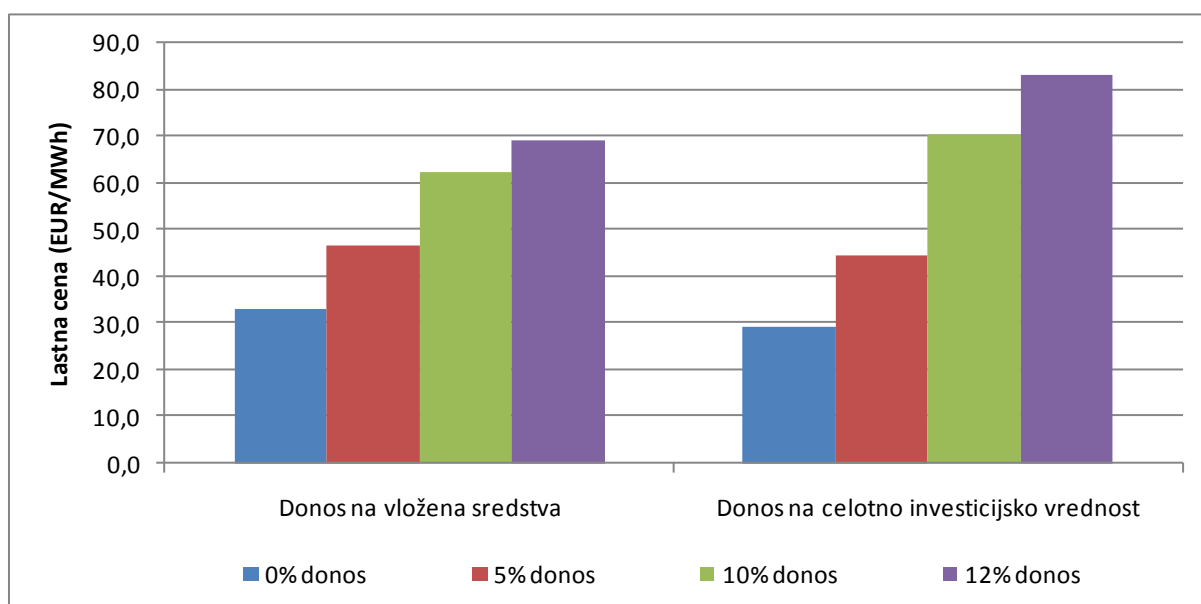
Sl. 8.21: Letna vrednost lastne cene JEK 2 ob ničnem donosu investicije pri obratovanju od leta 2010 naprej.

Za oceno denarnega toka smo upoštevali prodajno ceno električne energije pri vrednosti 50 €/MWh. Slika Sl. 8.22 prikazuje denarni tok ob omenjeni predpostavki.



Sl. 8.22: Denarni tok investicije v JEK pri obratovanju od leta 2010 naprej.

Izračunali smo tudi lastne cene električne energije ob predpostavljani donosnosti. Pri donosnosti je potrebno definirati, katera donosnost je merodajna, in sicer donosnost na investicijo, kot v primeru ocene donosnosti pri RVE, ali donosnost na lastna sredstva. Obe analizi sta prikazani na sliki Sl. 8.23.



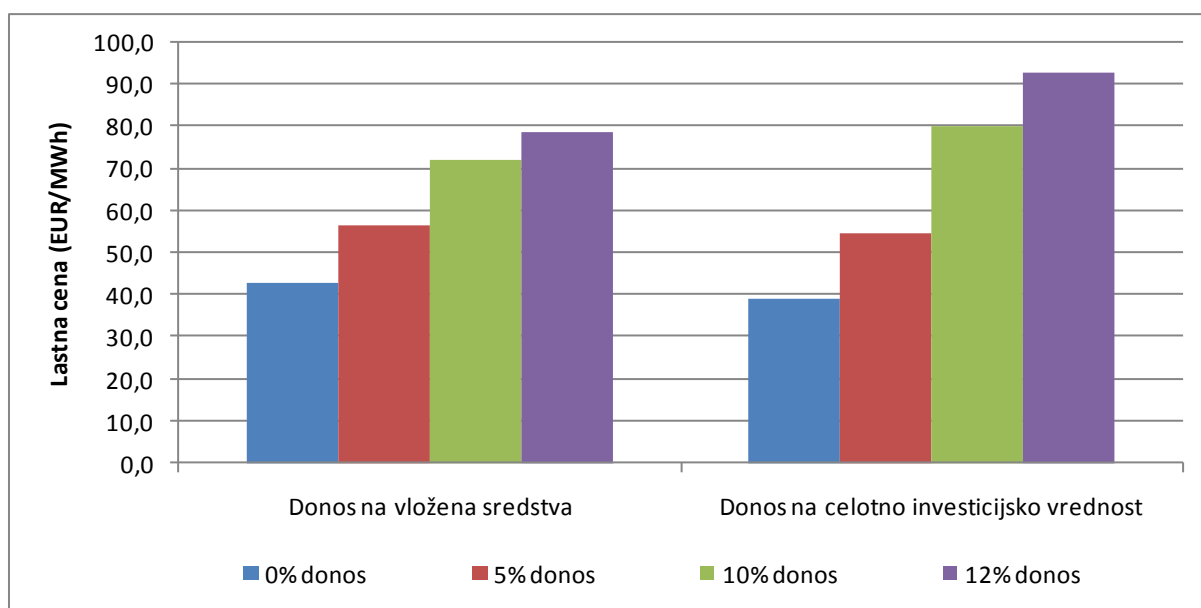
Sl. 8.23: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala.

Tab. 8.11: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala v €/MWh.

	0 % donos	5 % donos	10 % donos	12 % donos
Donos na vložena sredstva	33,0	46,7	62,3	69,0
Donos na celotno investicijsko vrednost	29,2	44,6	70,4	83,1

Pri oceni donosnosti na investicijo smo privzeli, da je 100 % lastnega kapitala, medtem ko pri oceni donosnosti na lastna sredstva smo privzeli, da je lastnih sredstev 20 %, medtem ko je dolžniški kapital v 80 %. Ta predstavlja tudi strošek pri vračanju obresti in iz tega naslova je lastna cena ob 0 % donosnosti različna za oba primera.

V sklopu analize lastnih cen električne energije ob različnih donosov investicije ali lastnih sredstev smo analizirali tudi le-te ob dodatnem upoštevanju stroška za zagotavljanje terciarne rezerve moči za regulacijo frekvence, ko je bil definiran pri analizi zagotavljanja terciarne rezerve moči. Slika Sl. 8.24 in tabela Tab. 8.12 prikazujeta, da se lastne cene v omenjenem primeru povečajo za okoli 10 €/MWh proizvedene energije. Približno toliko tudi znaša strošek postavitve nove plinske elektrarne z življenjsko dobo 30 let in enake nazivne moči, kot je nazivna moč JEK 2.



Sl. 8.24: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala ter dodatnega stroška za zagotavljanje terciarne rezerve moči.

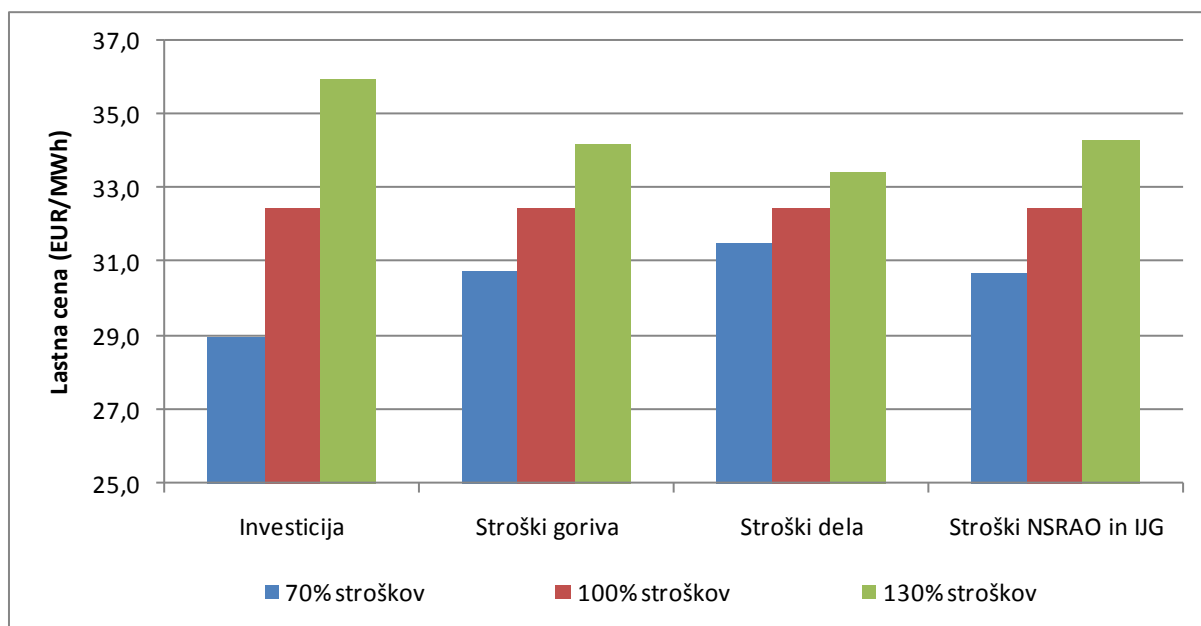
Tab. 8.12: Lastna cena električne energije ob upoštevanju donosnosti investicije in donosnosti lastnega kapitala v €/MWh.

	0 % donos	5 % donos	10 % donos	12 % donos
Donos na vložena sredstva	42,9	56,6	72,3	78,9

Donos na celotno investicijsko vrednost	39,2	54,6	80,3	93,0
---	------	------	------	------

8.2.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Analizirali smo tudi kako spreminjanje investicijski cen ter stroškov vpliva na lastno ceno električne energije za JEK 2. Preverjali smo lastne cene pri donosu na lastna sredstva, in sicer 0 % donosu in 12 % donosu. Občutljivostno analizo smo opravili za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke. Rezultate analize predstavljata slika Sl. 8.25 in tabela Tab. 8.13.



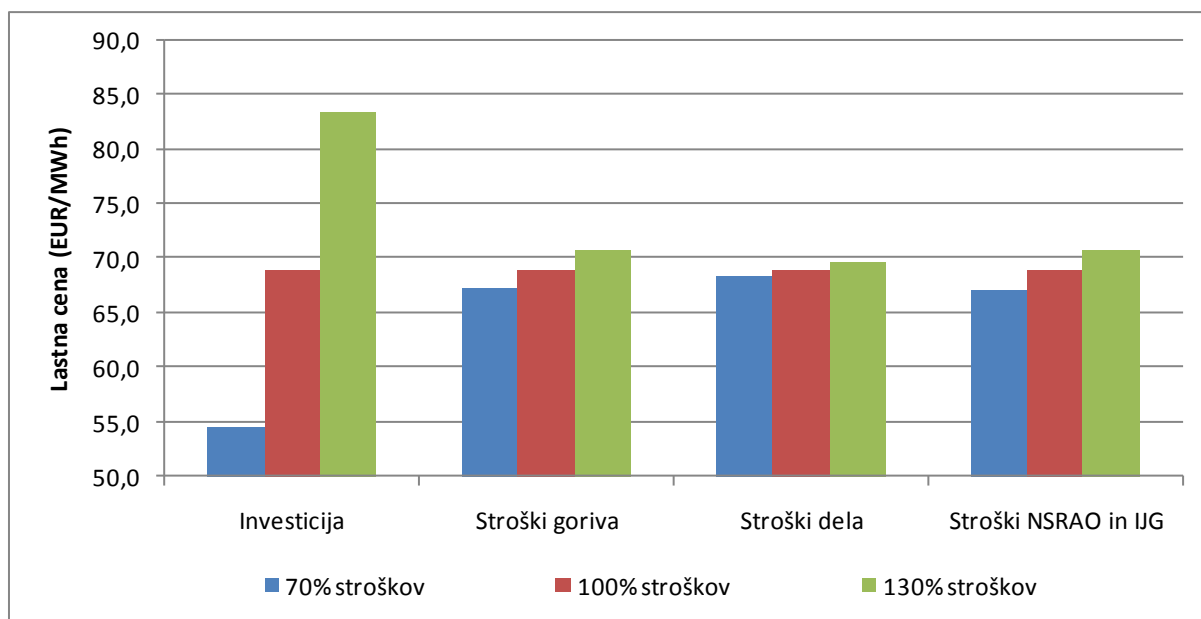
Sl. 8.25: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 0 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke.

Tab. 8.13: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 0 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke v €/MWh.

	Investicija	Stroški goriva	Stroški dela	Stroški NSRAO in IJG
70 % stroškov	29,0	30,8	31,5	30,7
100 % stroškov	32,5	32,5	32,5	32,5
130 % stroškov	36,0	34,2	33,4	34,3

Iz rezultatov ugotavljamo, da ima daleč največji vpliv sprememba investicijske vrednosti JEK 2, sledita pa stroški goriva in stroški razgradnje in odlaganja IJG ter NSRAO.

Občutljivostno analizo smo opravili tudi za 12 % donos na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke. Rezultate analize predstavljata slika Sl. 8.26 in tabela Tab. 8.14.



Sl. 8.26: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 12 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke.

Tab. 8.14: Lastna cena električne energije za JEK 2 ob 12 % donosu na lastna sredstva za ± 30 % spremembe vrednosti analizirane stroškovne postavke v €/MWh.

	Investicija	Stroški goriva	Stroški dela	Stroški NSRAO in IJG
70 % stroškov	54,6	67,2	68,4	67,2
100 % stroškov	69,0	69,0	69,0	69,0
130 % stroškov	83,4	70,7	69,6	70,8

Rezultati kažejo, da pri višjih zahtevanih donosnostih vpliv na lastne cene zaradi spremembe investicijske vrednosti veliko večje kot pri nizkih zahtevanih donosnostih, medtem, ko spremembe ostalih stroškovnih postavk relativno malo vplivajo na spremembe lastnih cen.

8.2.7.4. **Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE**

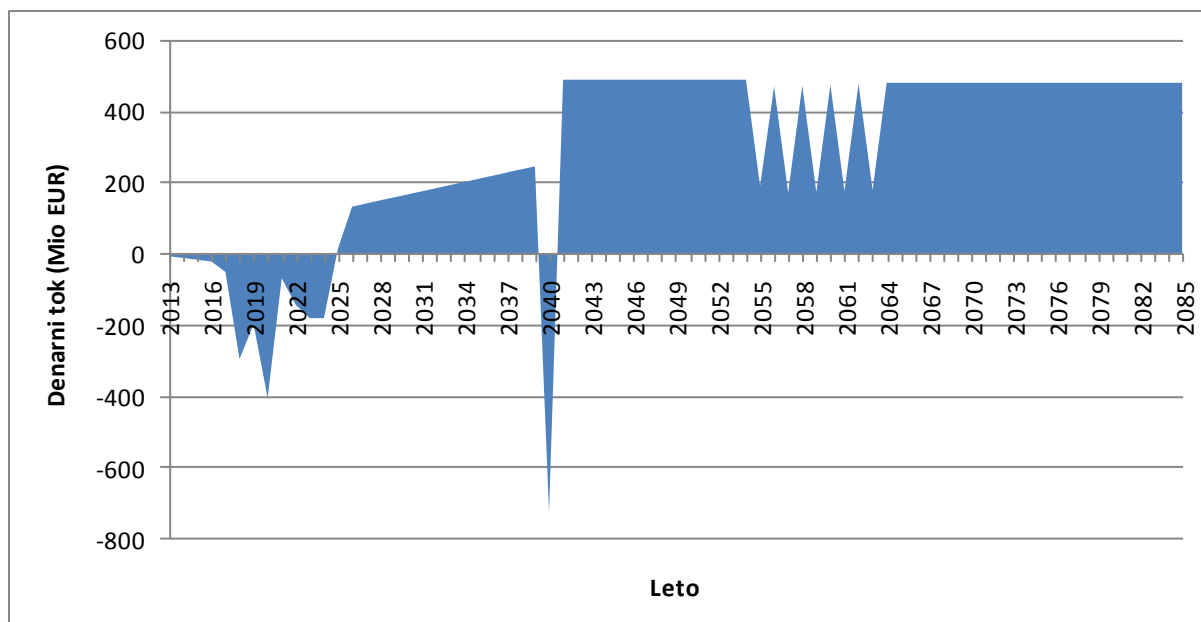
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 8.15.

Tab. 8.15: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.793 Mio €
IRR	7,9 %

Slika Sl. 8.27 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 8.27: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

8.2.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_VP_ZRVE.

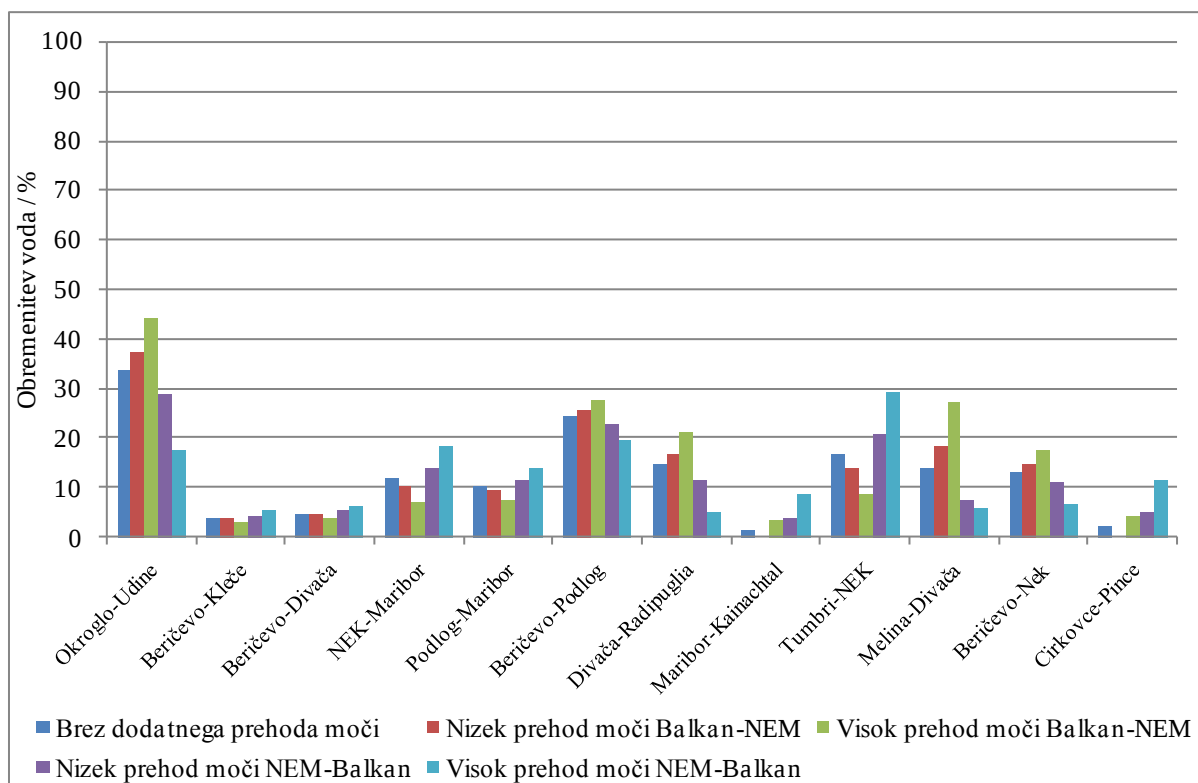
8.3. SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_VP_IRVE

Scenarij JEK1555_VP_IRVE upošteva:

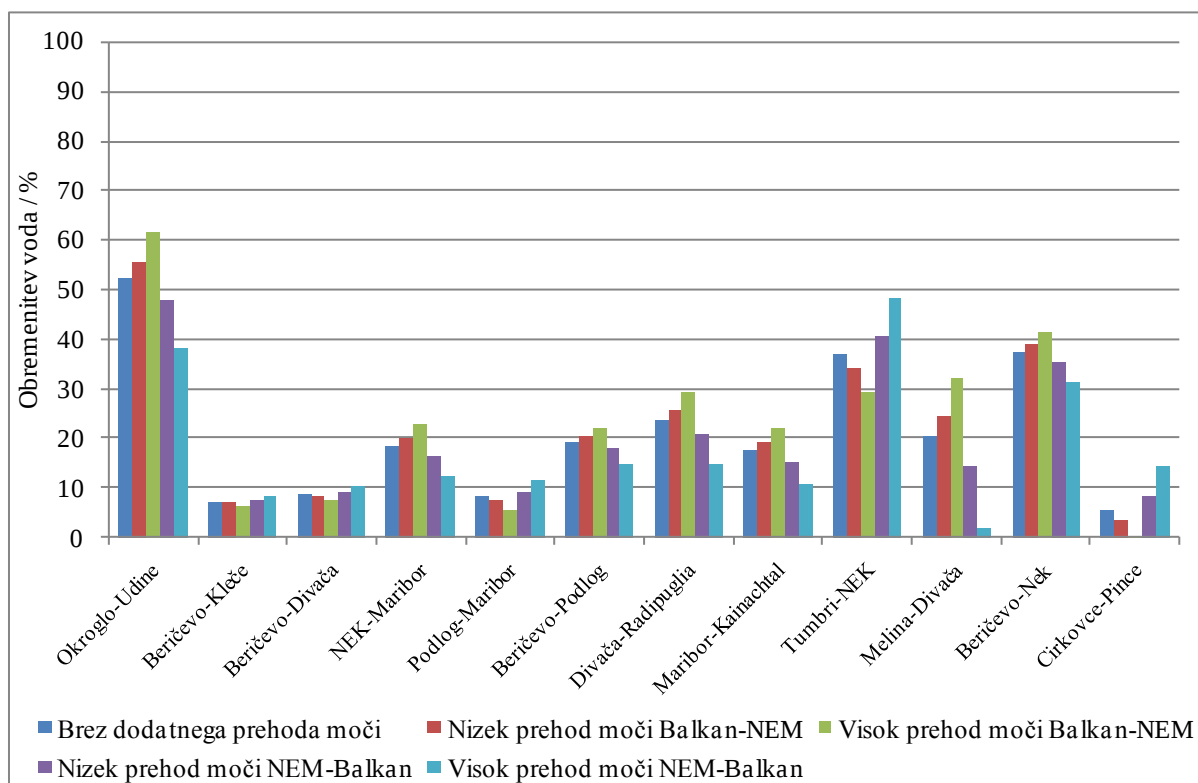
- **napoved porabe FE** (visoka rast napovedi porabe električne energije),
- **intenzivna rast vključevanja RVE in SPTE**,
- **predvideva investicijo v 1.555 MW JEK 2.**

8.3.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

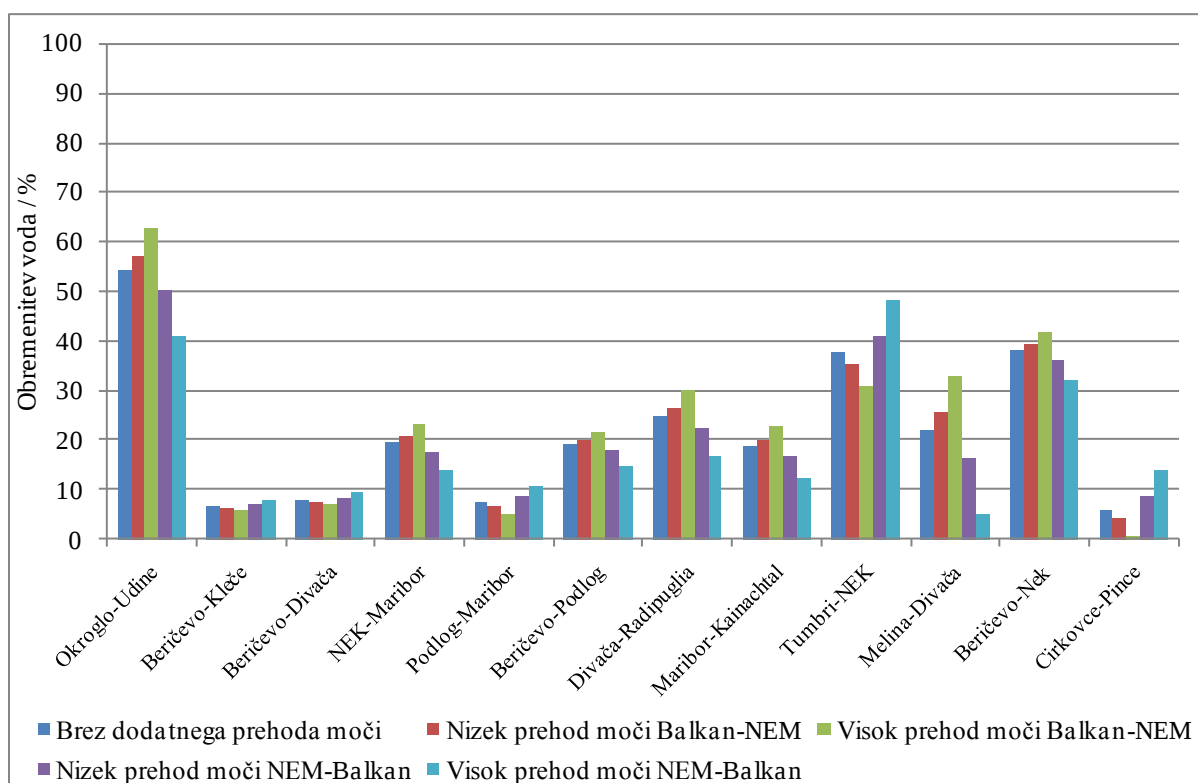
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 8.28 - Sl. 8.30.



Sl. 8.28: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 8.29: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 8.30: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti nad 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijska voda 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

Poleg omenjenih vodov pa zaznavamo povečana obremenitev vodov 400 kV DV Divača – Radipuglia(IT) ter vodov 400 kV DV Melina(HR) – Divača. Omenjena voda povezujeta Italijo s Slovenijo oz. Hrvaško.

8.3.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 8.16 in Tab. 8.17.

Tab. 8.16: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
------	--	-----------------------------

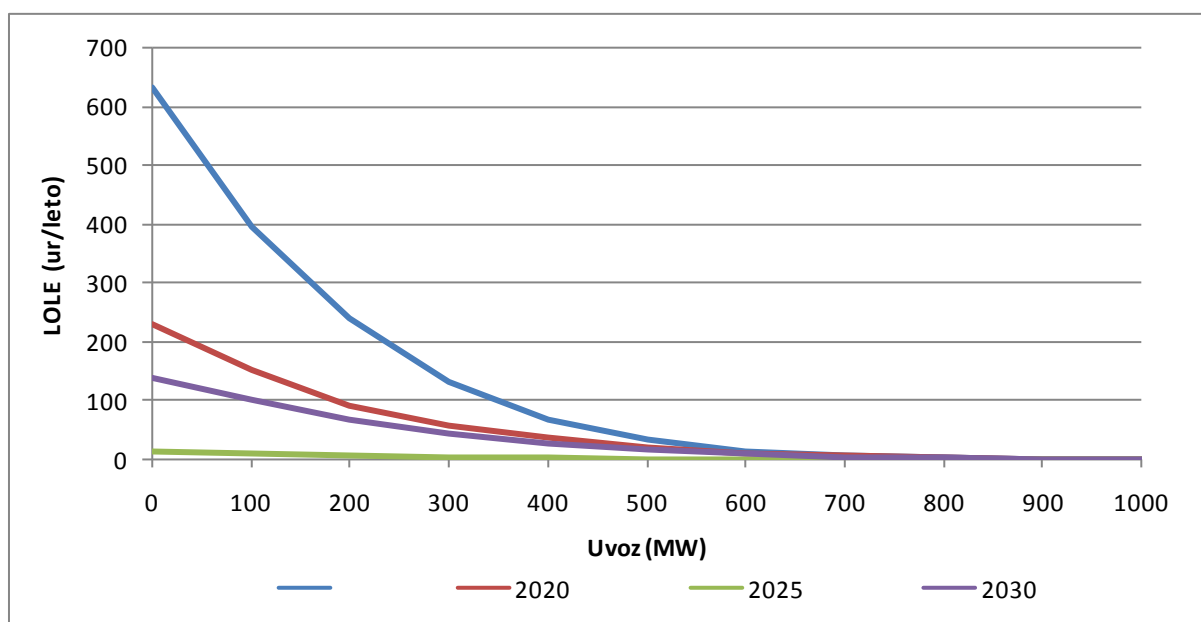
Tab. 8.17: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

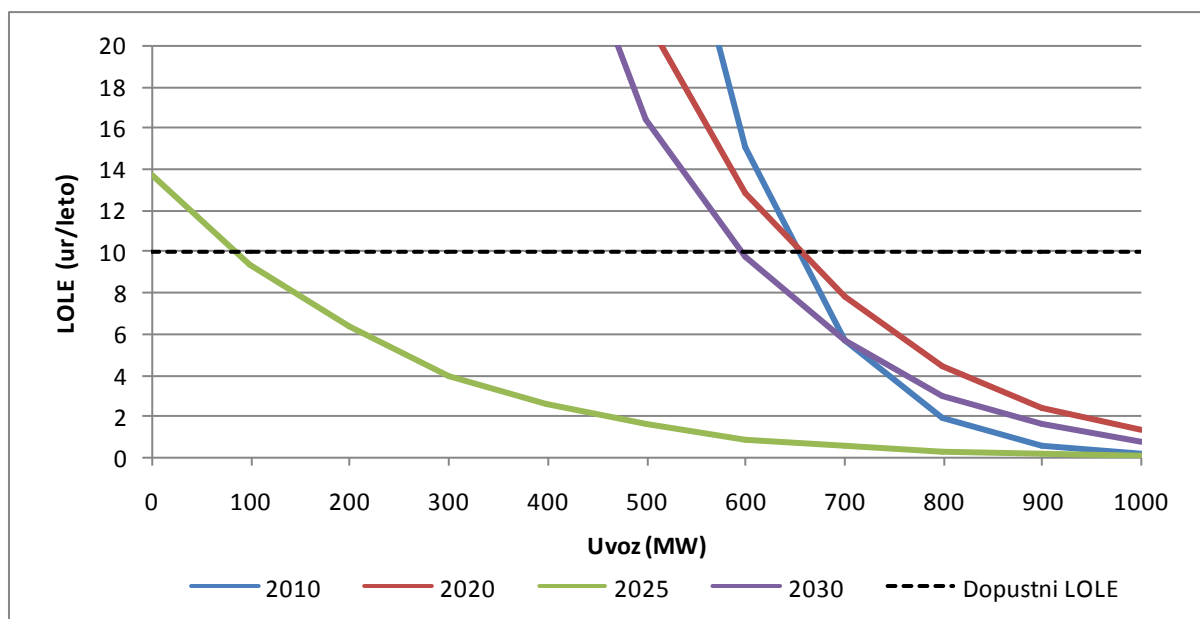
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetska samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 8.31 in Sl. 8.32 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 8.31: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 8.32: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 600 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

8.3.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 8.18) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.900 in 5.600 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 2.100 in 2.900 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

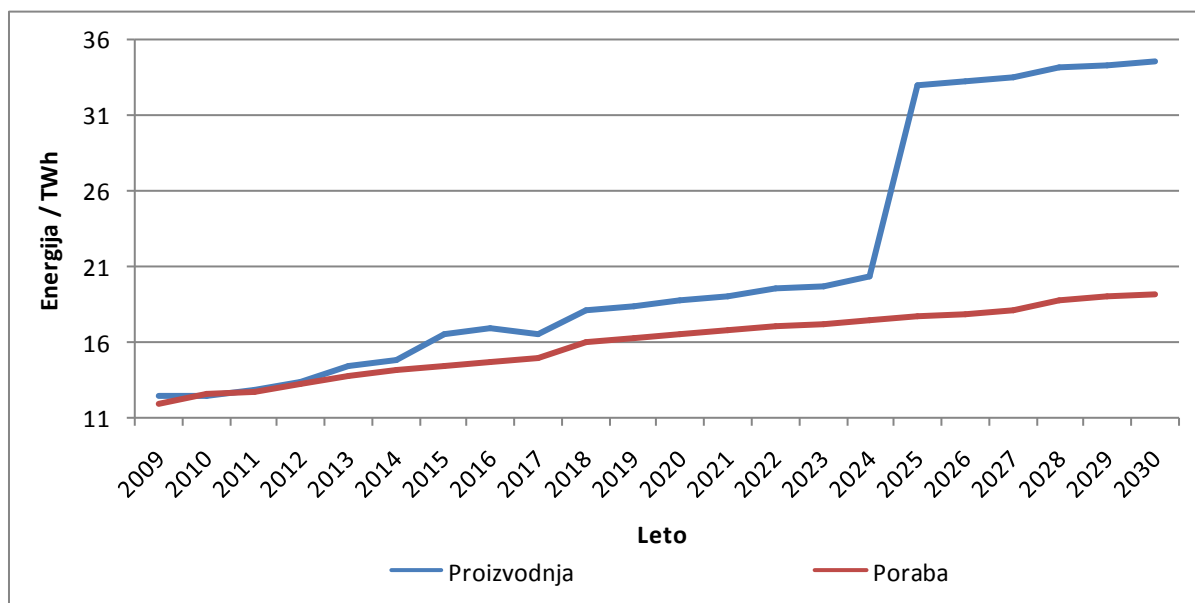


Tab. 8.18: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	7,70	7,70	7,70	8,36	8,36	8,36
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	3,06	3,14	2,54	3,39	3,49	2,76
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,64	4,56	5,16	4,97	4,87	5,61
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,07	2,19	2,16	2,30	2,44	2,39	2,46	2,60	2,56	2,63	2,78	2,73
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,23	2,10	2,97	1,54	1,35	1,84	2,18	1,96	2,60	2,34	2,09	2,88
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,39	0,39	0,39	0,42	0,42	0,42
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,64	0,59	0,59	0,67	0,62	0,62
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

8.3.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.555 MW JEK 2 in intenzivno vključevanje RVE. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.33.



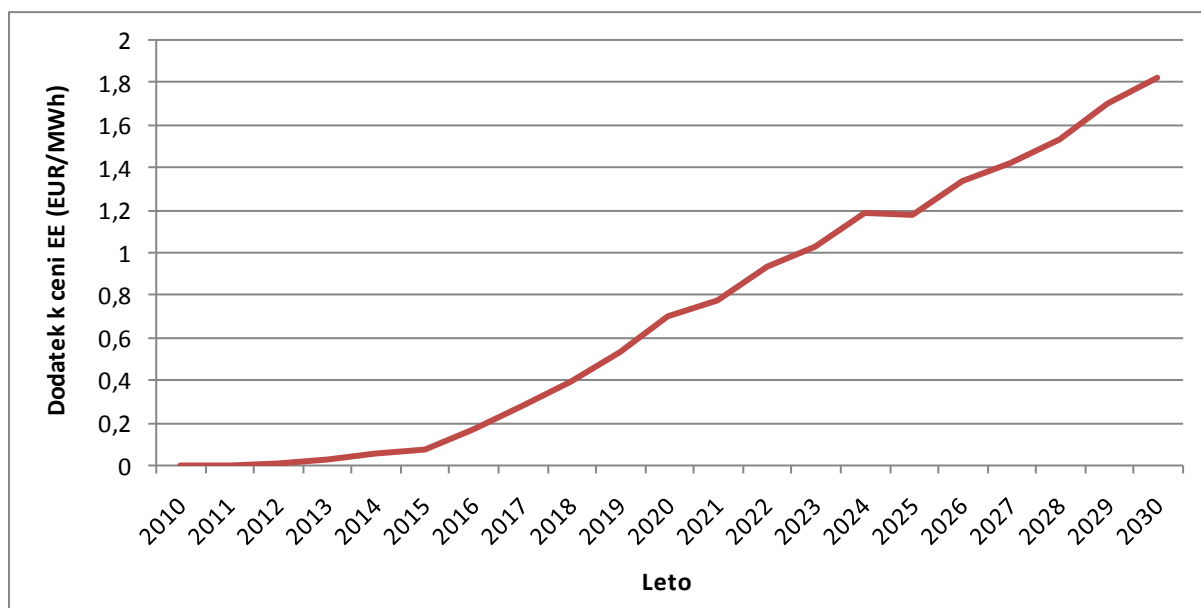
Sl. 8.33: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 16 TWh letno.

8.3.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

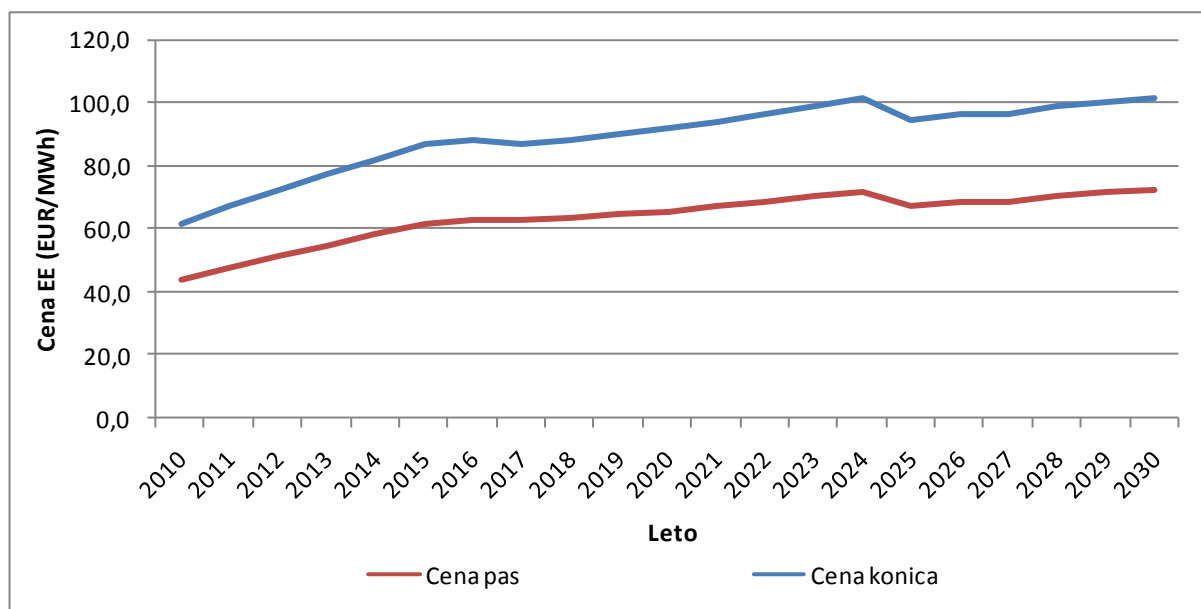
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.34.



Sl. 8.34: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

8.3.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 8.35.



Sl. 8.35: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

8.3.7. Ekonomika obratovanja

8.3.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

8.3.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.3.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.3.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

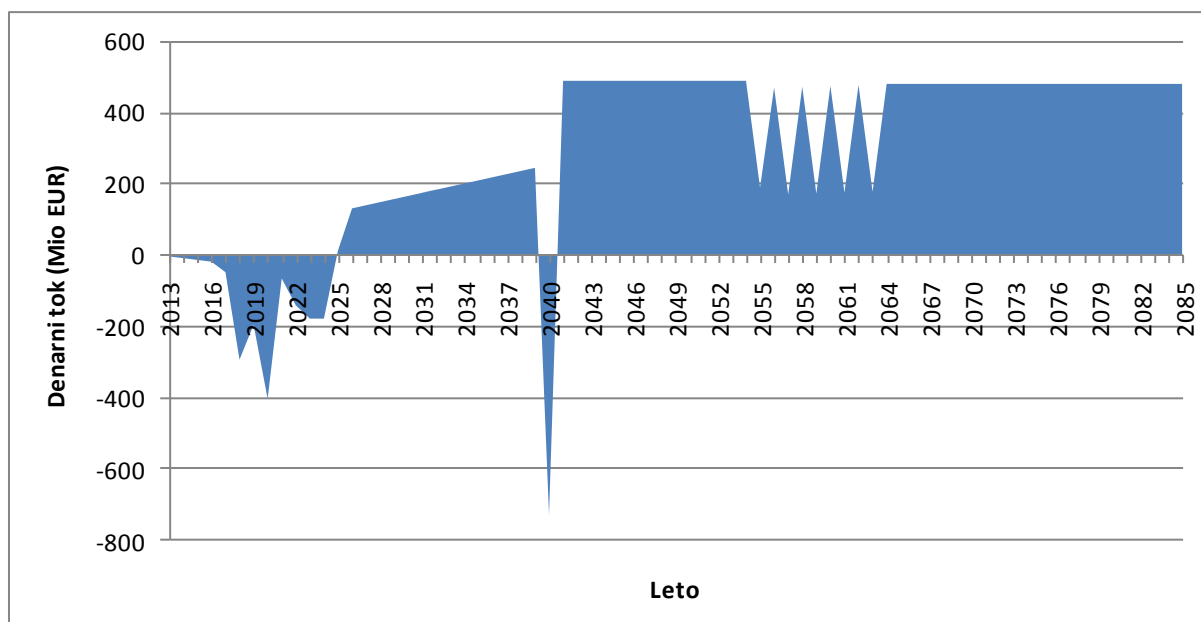
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 8.19.

Tab. 8.19: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.742 Mio €
IRR	7,8 %

Slika Sl. 8.36 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 8.36: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

8.3.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_VP_IRVE.

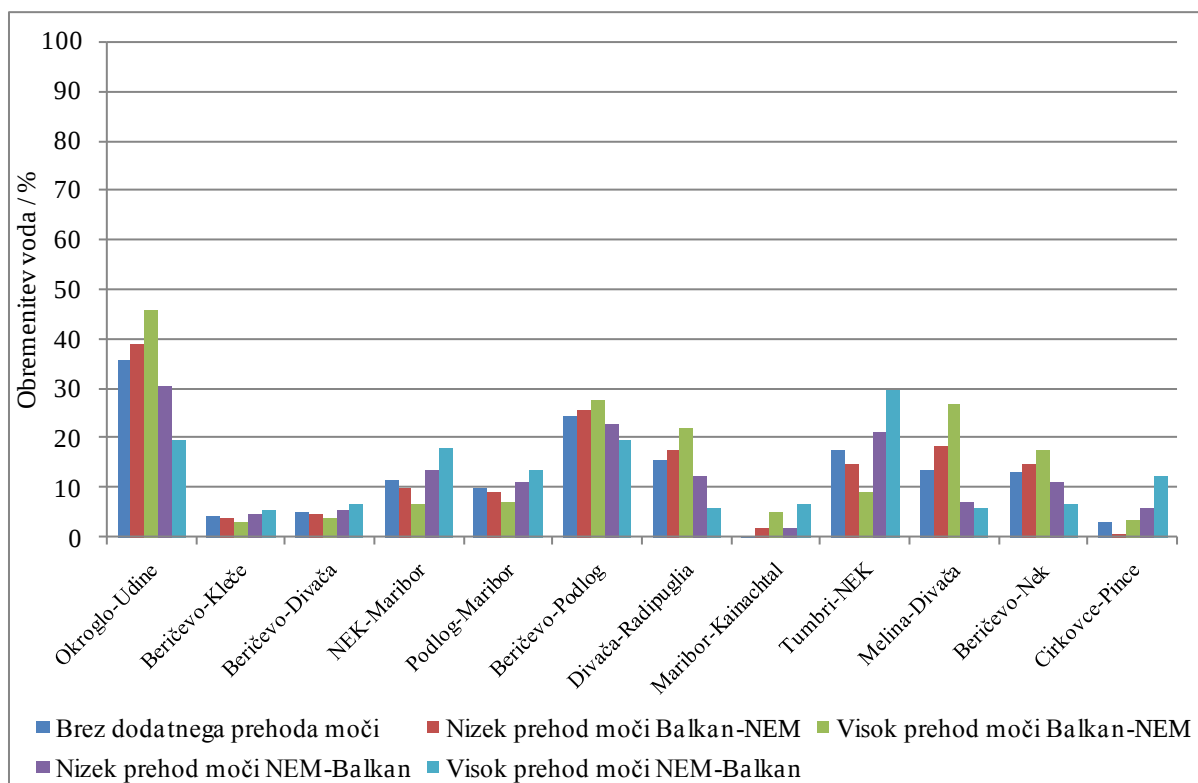
8.4. SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_NP_ZRVE

Scenarij JEK1555_NP_ZRVE upošteva:

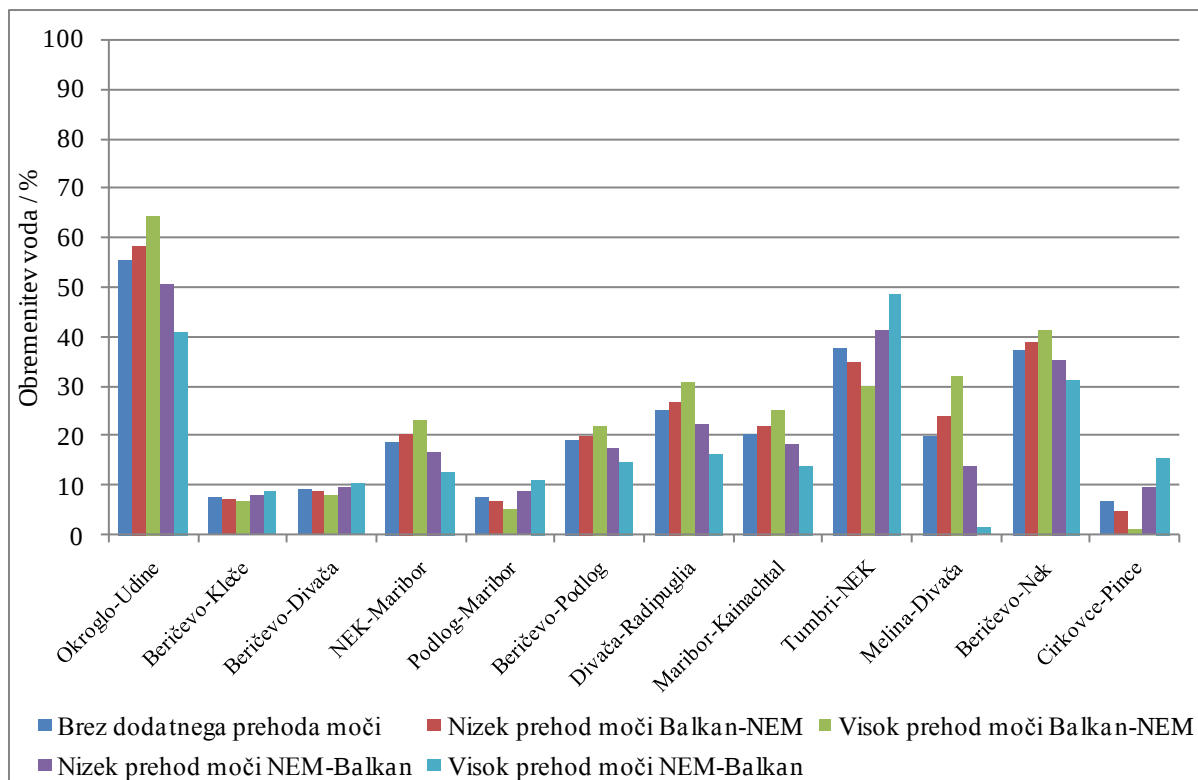
- **napoved porabe IJS** (nizka rast napovedi porabe električne energije),
- **zmerna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.555 MW JEK 2.**

8.4.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

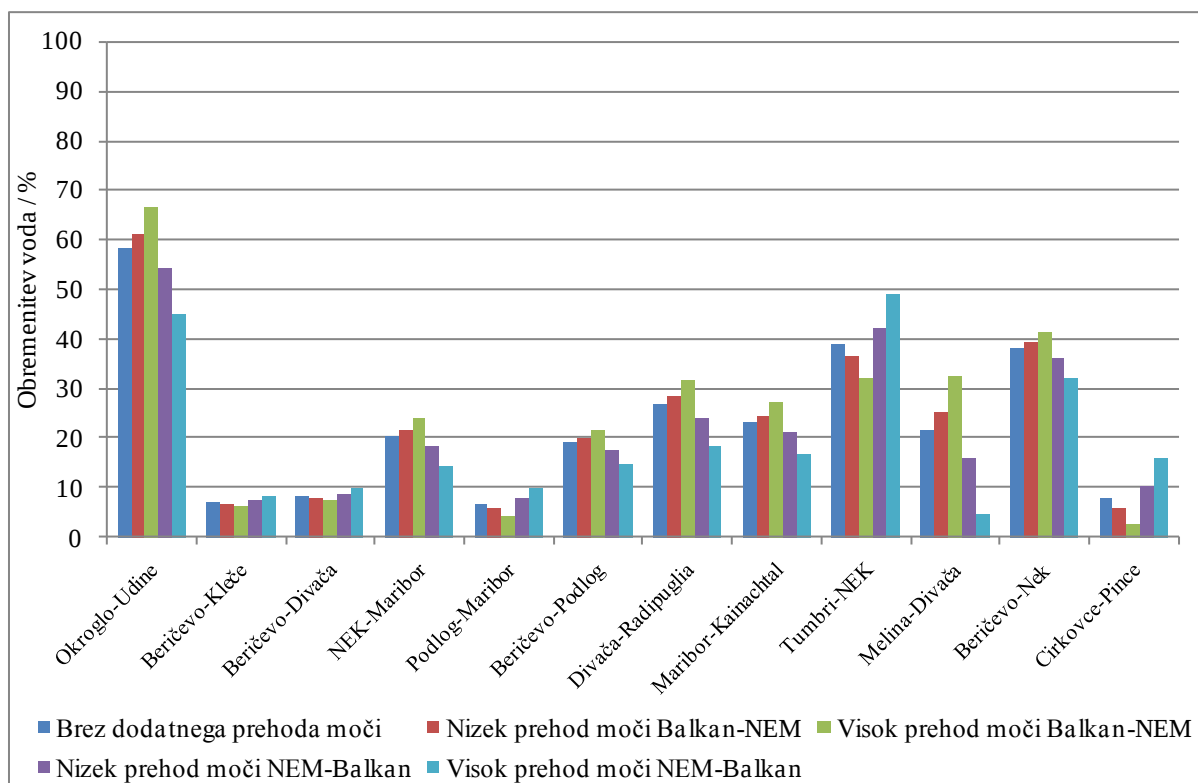
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 8.37 - Sl. 8.39.



Sl. 8.37: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 8.38: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 8.39: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti nad 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijska voda 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

Poleg omenjenih vodov pa zaznavamo povečana obremenitev vodov 400 kV DV Divača – Radipuglia(IT) ter vodov 400 kV DV Melina(HR) – Divača. Omenjena voda povezujeta Italijo s Slovenijo oz. Hrvaško.

8.4.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 8.20Tab. 8.21.

Tab. 8.20: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
------	--	-----------------------------

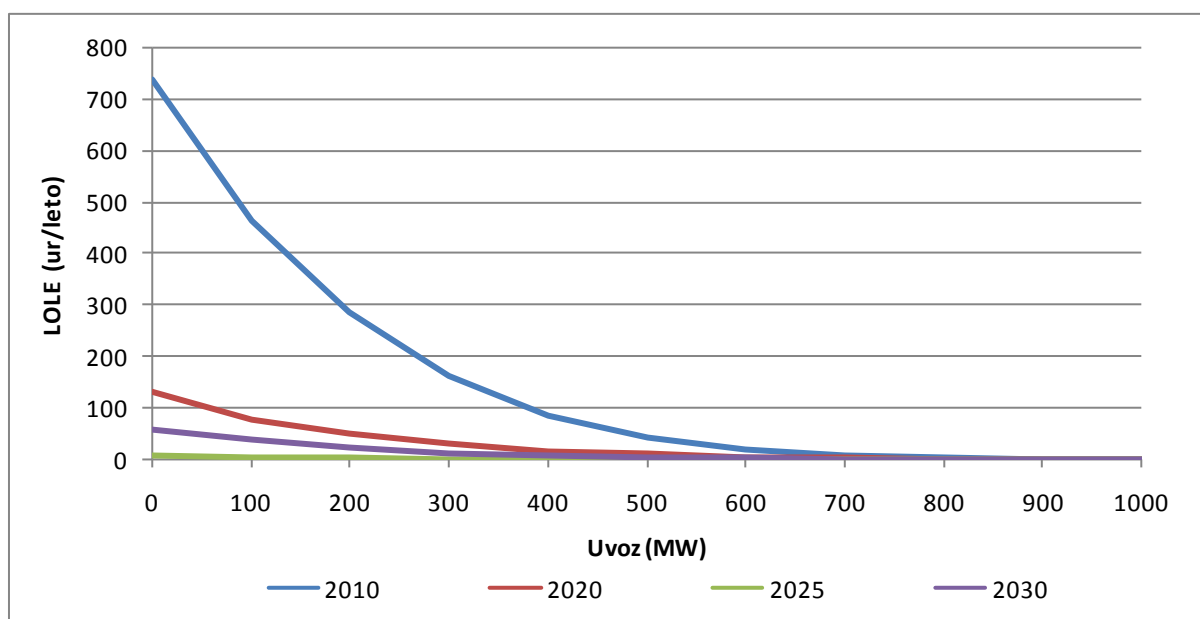
Tab. 8.21: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

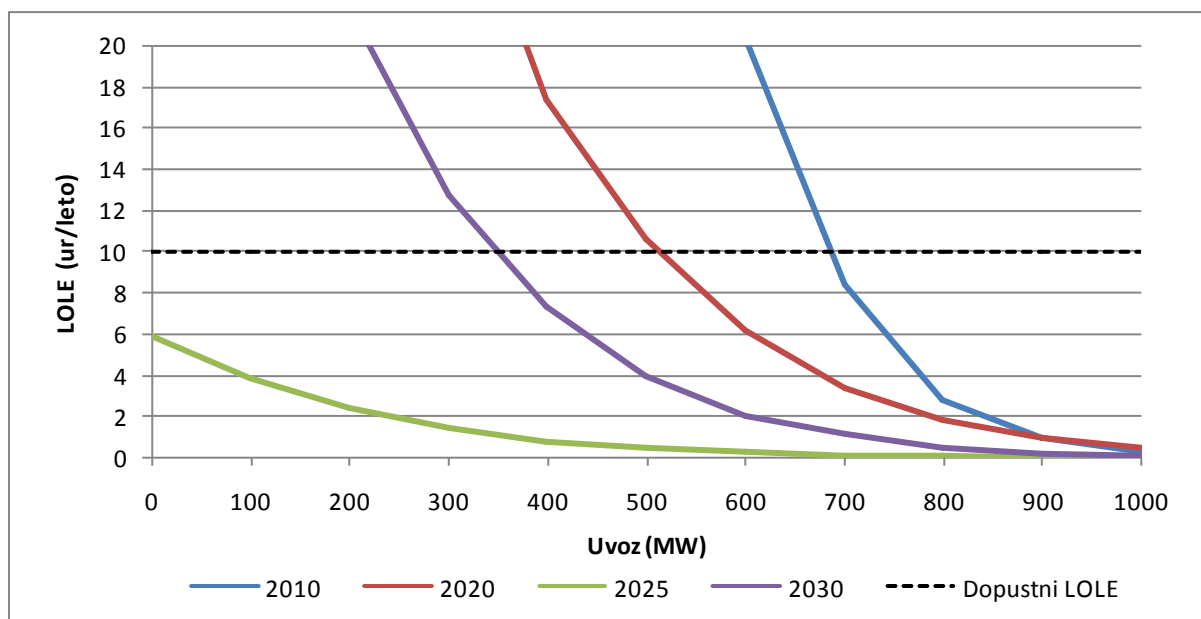
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetska samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 8.40 in Sl. 8.41 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 8.40: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.

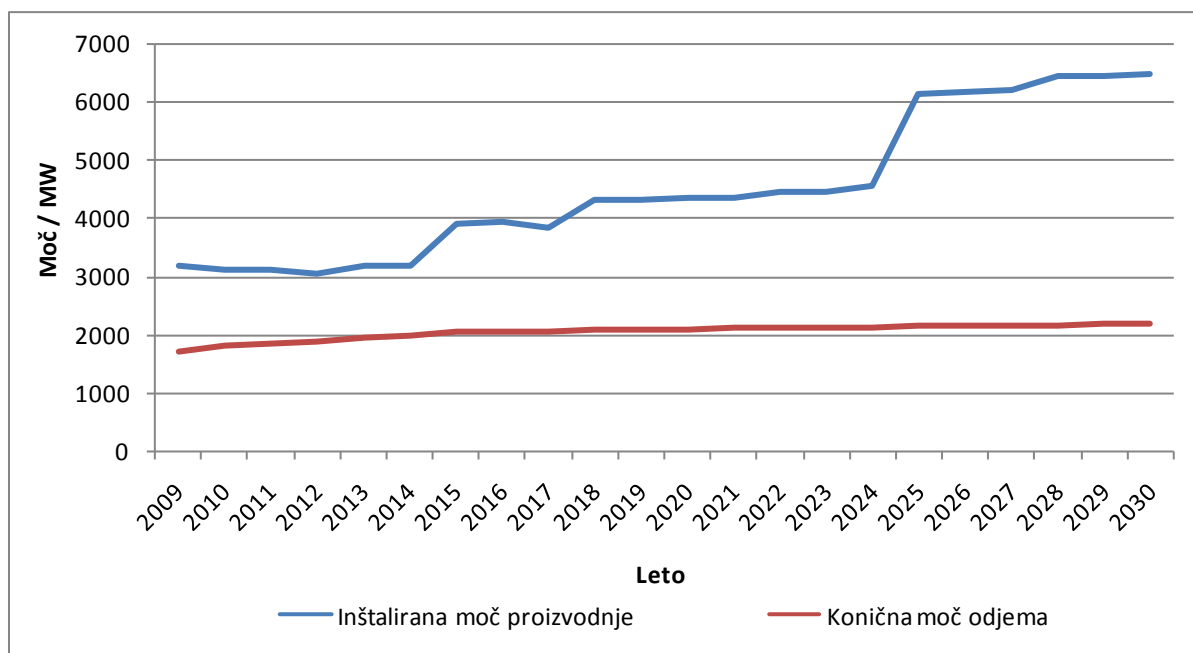


Sl. 8.41: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 350 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

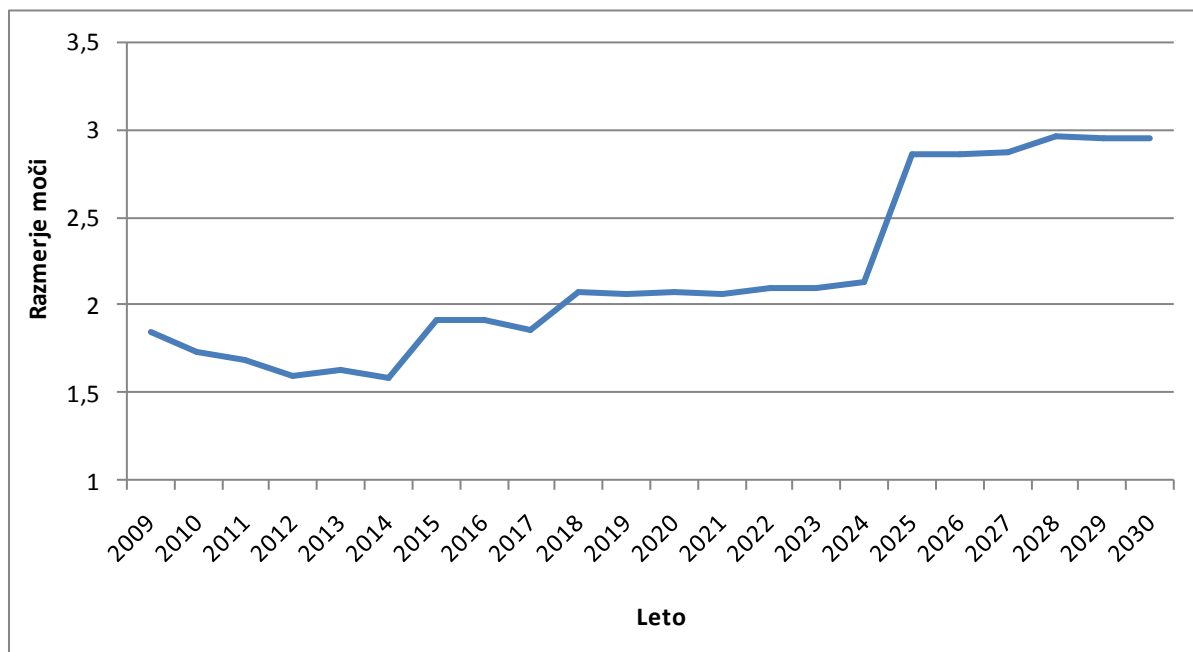
8.4.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Slika Sl. 8.42 prikazuje rasti inštalirane moči proizvodnih enot ter konične moči odjema v Sloveniji do leta 2030, po obravnavanem scenariju.



Sl. 8.42: Rasti inštalirane moči proizvodnje in konične moči odjema v RS do leta 2030.

S poznavanjem inštalirane moči proizvodnje ter moči konice odjema lahko določimo tudi razmere med njima. Slika Sl. 8.43 prikazuje omenjeno razmerje. Največja relativna rezerva moči, glede na konično moč odjema nastopi v času vklopa 6. bloka TE Šoštanj ter 2025 ob vklopu nove enote JEK 2. Ostale enote posamično bistveno ne vplivajo na bilanco moči oz. razmerje moči.



Sl. 8.43: Razmerje moči med inštalirano močjo proizvodnje ter močjo konice odjema do leta 2030.



Izračunana je bila tudi bilanca moči po metodologiji UCTE, kar prikazuje tabela Tab. 8.22. Ugotavljamo, da je zanesljivih proizvodnih zmogljivosti leta 2030 okoli 5.000 MW, ter preostalih zmogljivosti po odšteti porabi električne energije še vedno od 2.500 do 3.000 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je količina proizvodnih zmogljivosti zadostna.

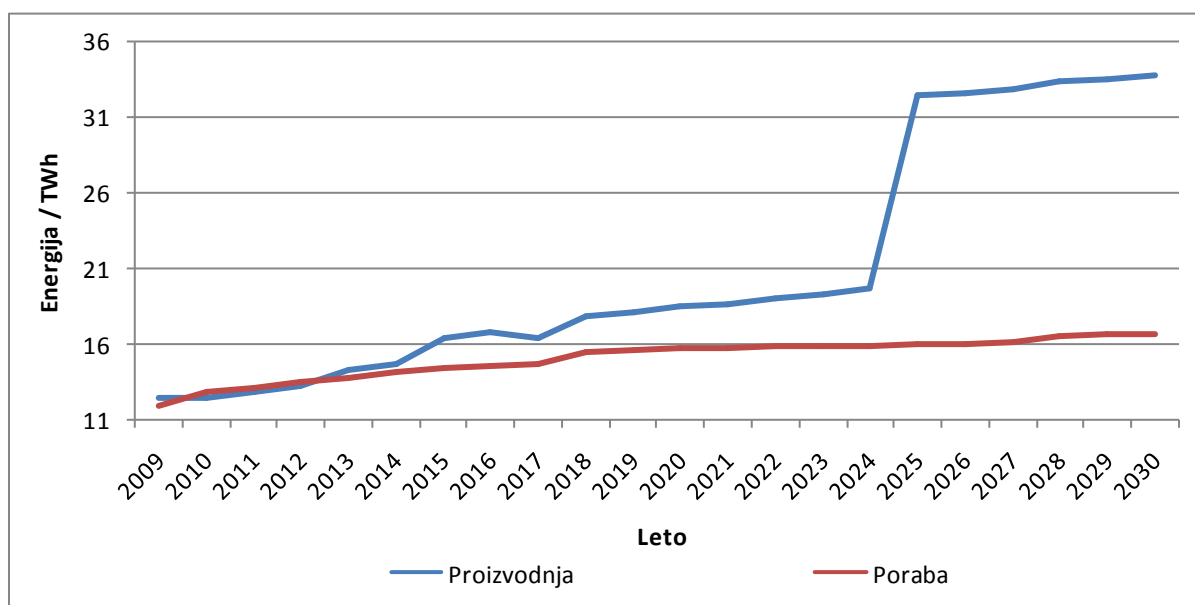


Tab. 8.22: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,20	0,20	0,20	0,36	0,36	0,36	0,48	0,48	0,48	0,64	0,64	0,64
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,14	0,14	0,14	0,20	0,20	0,20
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,17	0,17	0,17	0,22	0,22	0,22
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,00	3,00	3,00	1,93	1,93	1,93	2,17	2,17	2,17	2,51	2,51	2,51
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,33	5,33	6,14	5,29	5,29	5,29	7,29	7,29	7,29	7,83	7,83	7,83
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,76	0,76	0,53	0,97	0,99	0,67	1,20	1,22	0,83	1,41	1,44	0,98
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,06	1,06	1,07	1,51	1,53	1,21	2,76	2,78	2,38	2,96	2,99	2,53
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,27	4,27	5,07	3,77	3,76	4,08	4,54	4,52	4,91	4,87	4,84	5,30
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,22	2,09	2,93	1,65	1,52	1,87	2,39	2,25	2,59	2,66	2,50	3,00
16	Varnostna zmogljivost (npr.. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,26	0,26	0,26	0,36	0,36	0,36	0,39	0,39	0,39
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,51	0,46	0,46	0,61	0,56	0,56	0,64	0,59	0,59
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

8.4.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.555 MW JEK 2 ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.44.



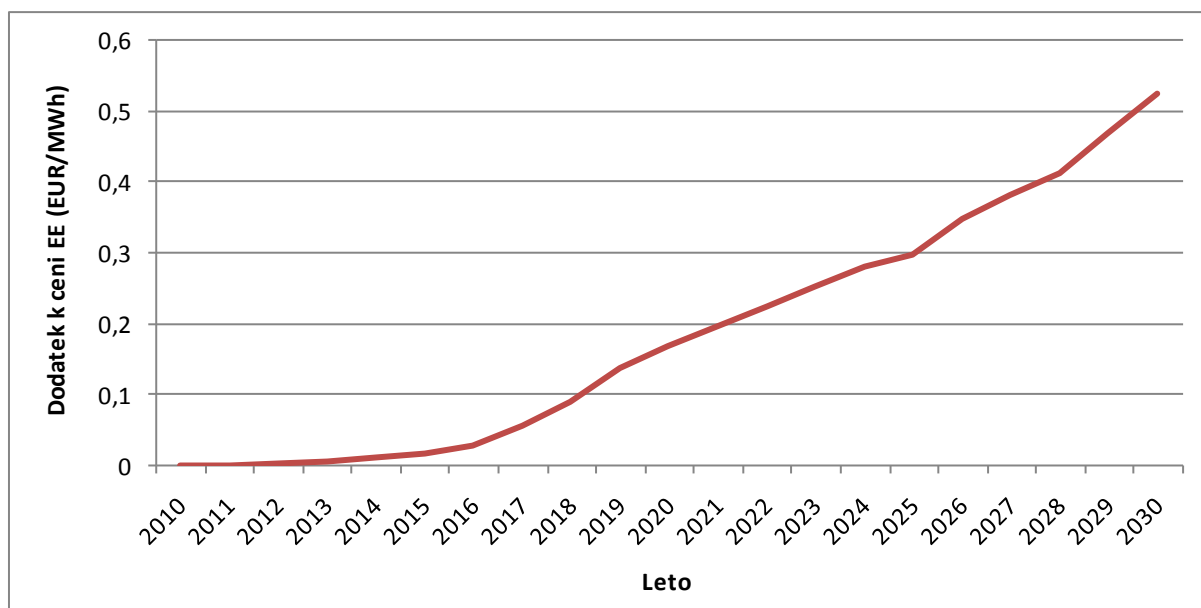
Sl. 8.44: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 17 TWh letno.

8.4.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

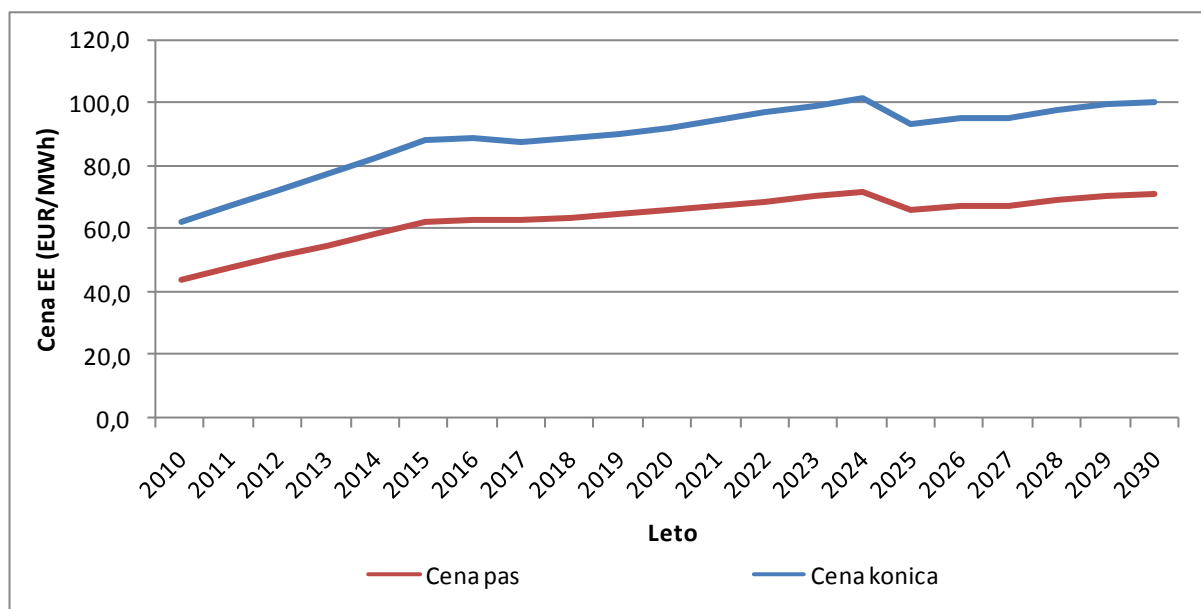
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.45.



Sl. 8.45: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

8.4.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 8.46.



Sl. 8.46: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

8.4.7. Ekonomika obratovanja

8.4.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

8.4.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.4.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.4.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

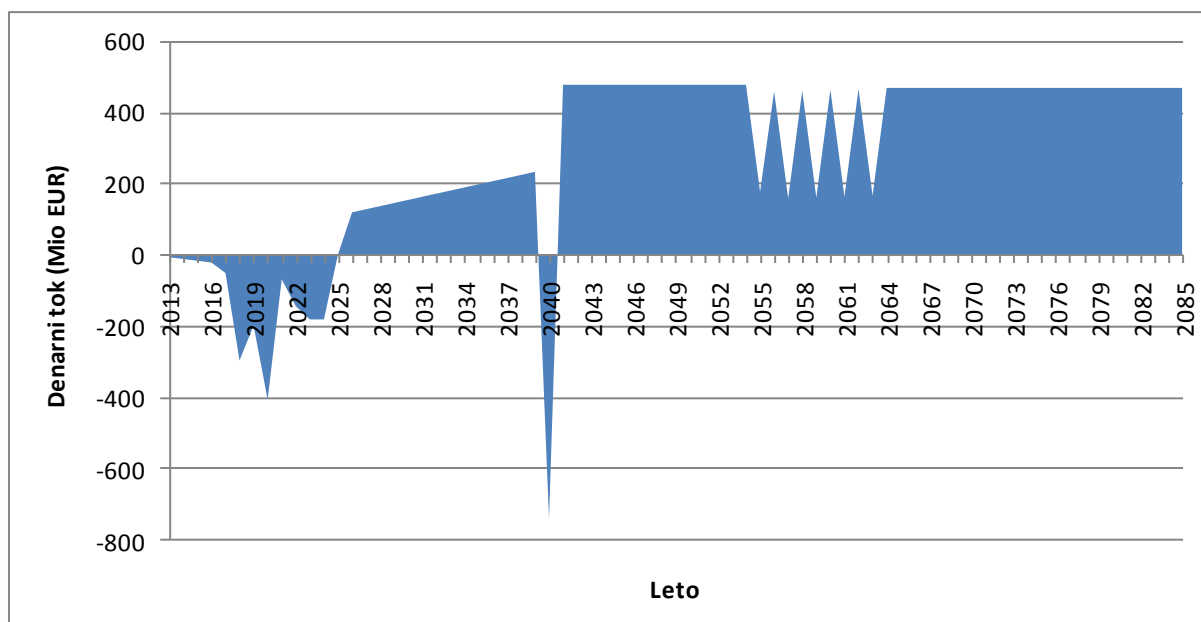
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 8.23.

Tab. 8.23: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.647 Mio €
IRR	7,7 %

Slika Sl. 8.47 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 8.47: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

8.4.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_NP_ZRVE.

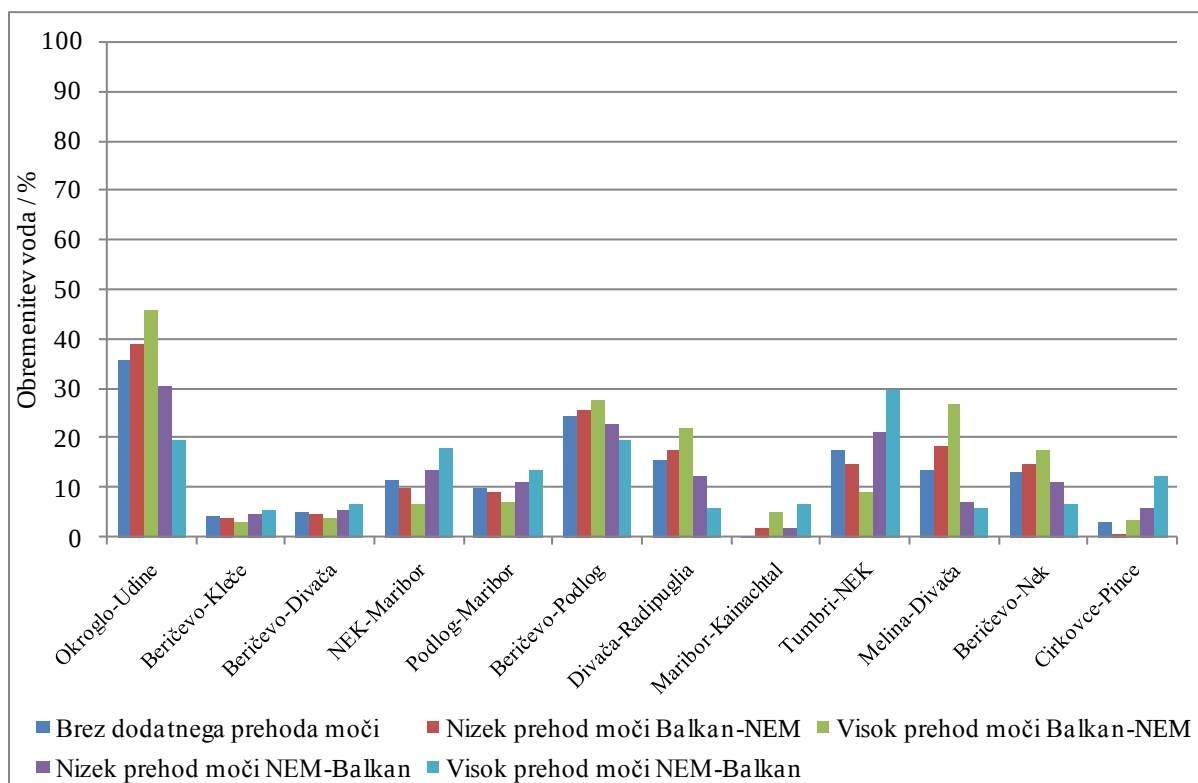
8.5. SCENARIJ RAZVOJA JEK1555_NP_IRVE

Scenarij JEK1555_NP_IRVE upošteva:

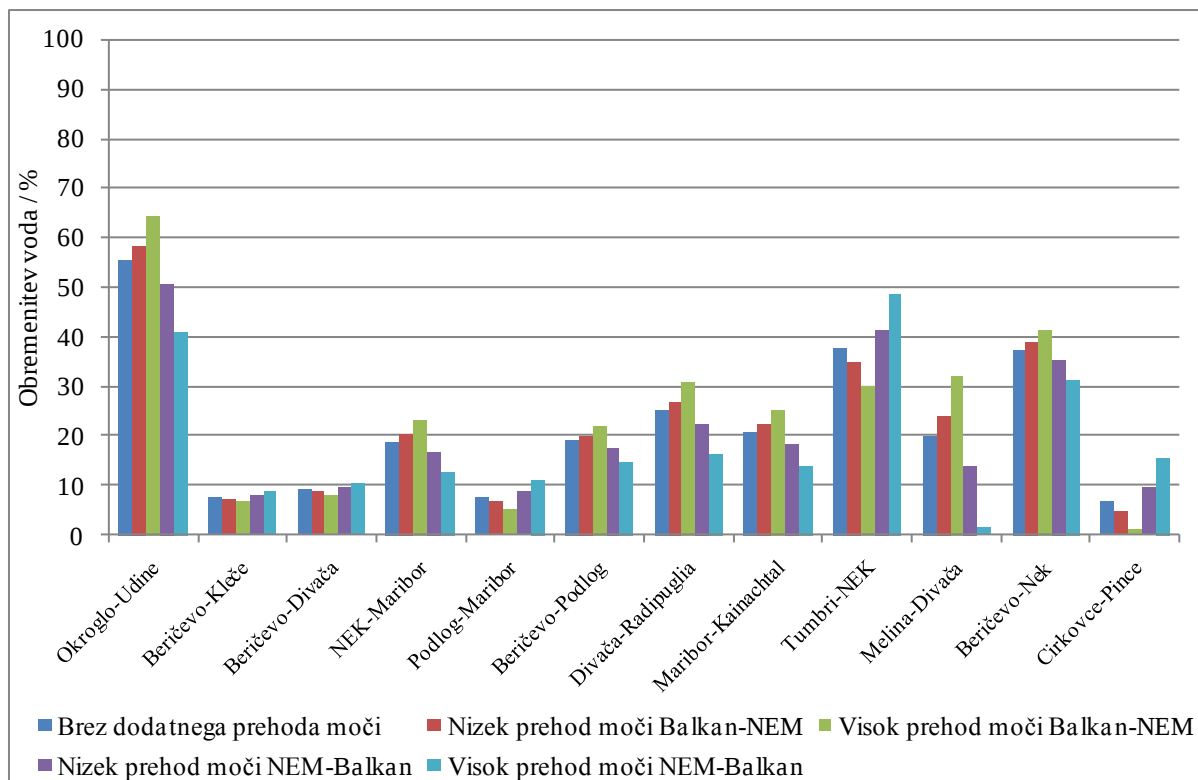
- **napoved porabe IJS** (nizka rast napovedi porabe električne energije),
- **intenzivna rast vključevanja RVE in SPTE,**
- **predvideva investicijo v 1.555 MW JEK 2.**

8.5.1. Obremenitev omrežja do leta 2030

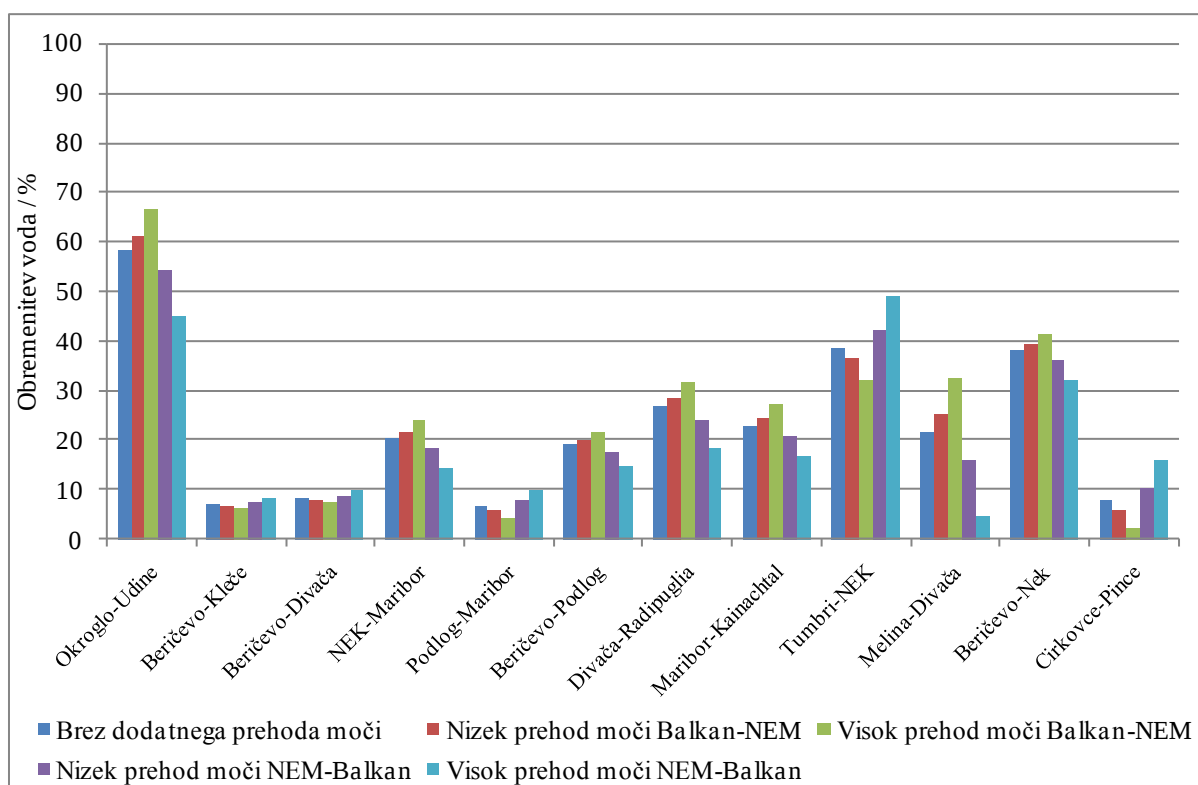
Poglavje obravnava obremenitve prenosnega omrežja Slovenije v letih 2020, 2025 in 2030. Pri obremenitvi omrežja upoštevamo še 5 dodatnih scenarijev prehoda moči preko slovenskega omrežja. Obremenitev izbranih vodov v slovenskem EES prikazujejo slike Sl. 8.48 - Sl. 8.50.



Sl. 8.48: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2020



Sl. 8.49: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2025.



Sl. 8.50: Predvidena obremenitev vodov za obravnavani scenarij pri različnih tranzitnih pretokih za leto 2030.

Iz rezultatov ugotavljamo, da so obremenitve omrežja za obravnavani scenarij višje kot v JEK0 scenarijih, pretoki pa dosegajo vrednosti nad 30% maksimalne obremenitve. Izrazito visoka je obremenitev voda 400 kV DV Okroglo – Udine, 400 kV DV Beričevo – NEK in interkonekcijska voda 400 kV DV Tumbri(HR) - NEK, pri čemer pa je predvideno, da prvi vod vključuje prečni transformator, kar posledično pomeni, da bi lahko potencialno nevarno visoke pretoke ustrezno omejili.

Poleg omenjenih vodov pa zaznavamo povečana obremenitev vodov 400 kV DV Divača – Radipuglia(IT) ter vodov 400 kV DV Melina(HR) – Divača. Omenjena voda povezujeta Italijo s Slovenijo oz. Hrvaško.

8.5.2. Zanesljivost oskrbe z električno energijo do leta 2030

V okviru N-1 sigurnostne analize smo preverili napetosti po vozliščih in obremenitve vodov in transformatorjev ob izpadu posameznega elementa EES. Povzetek rezultatov za leta 2020, 2025 in 2030 prikazujeta tabeli Tab. 8.24 in Tab. 8.25.

Tab. 8.24: Preobremenjenost elementov po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Preobremenjeni elementi
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana

2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Preobremenjenost ni zaznana
------	--	-----------------------------

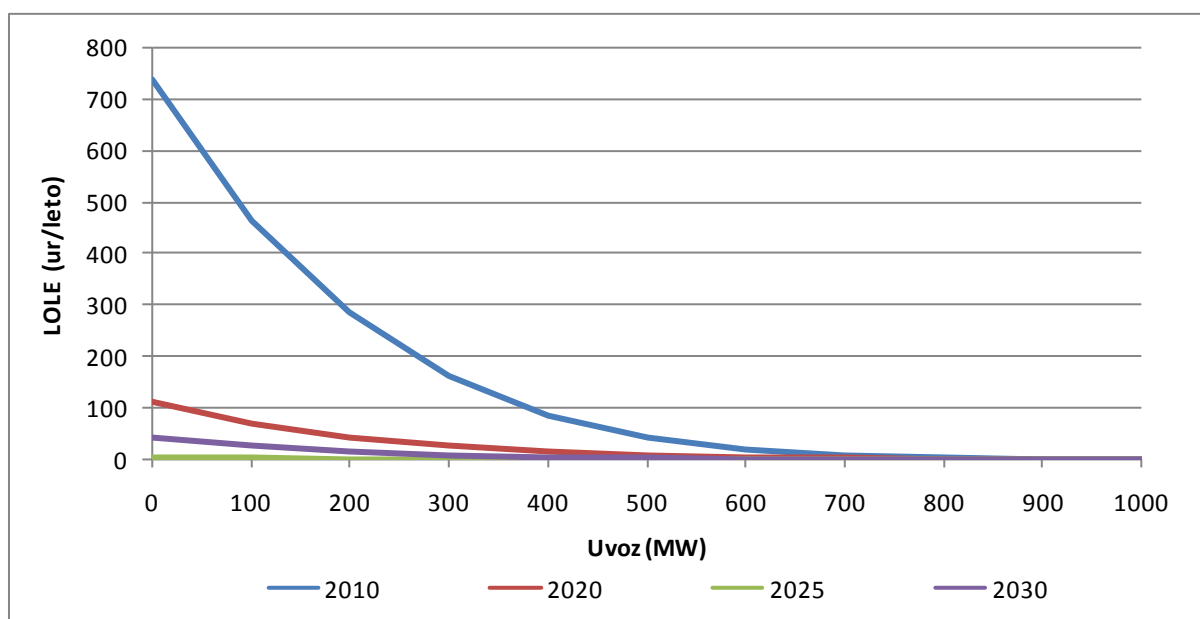
Tab. 8.25: Neustrezna napetost v vozliščih po N-1 analizi po obravnavanem scenariju.

Leto	Izpad elementa	Neustrezna napetost vozlišč
2020	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2025	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana
2030	Vsi prenosni elementi v slovenskem EEO	Neustreznost napetosti ni zaznana

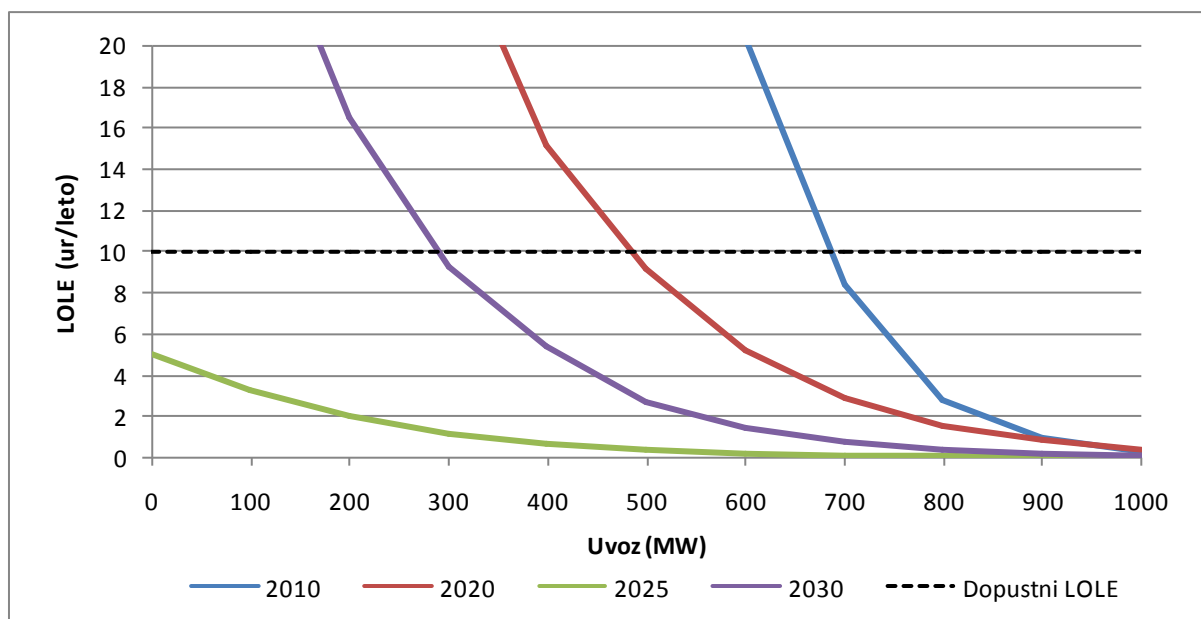
Napetosti v vseh vozliščih na prenosnem omrežju v Sloveniji so znotraj zahtevanih mej v vseh opazovanih obdobjih. Prav tako ni težav z izpadi prenosnih vodov in transformatorjev v letih 2020 in 2025.

Izračunali smo tudi kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije. S tem kazalcem prikažemo, koliko je država energetska samozadostna, ter hkrati kakšne morajo biti prenosne zmogljivosti na mejah, da zagotovimo minimalne standarde o nepokrivanju porabe električne energije z lastno proizvodnjo ter uvozom.

Sliki Sl. 8.51 in Sl. 8.52 prikazujeta kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza električne energije za različne obdobja.



Sl. 8.51: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij.



Sl. 8.52: Kazalnik LOLE za obravnavani scenarij – izsek.

Mejni kazalnik LOLE je definiran pri 10 urah letno. Glede na rezultate ugotavljamo, da je potrebno za doseganje mejne vrednosti potrebno imeti prenosne zmogljivosti na mejah s sosednjimi državami v višini 300 MW za uvoz električne energije do leta 2030. Ugotavljamo, da prenosne zmogljivosti v Sloveniji ustrezajo omenjenim zahtevam. Iz rezultatov je razvidno, da vključitev JEK2 izboljša kazalnik LOLE. Kazalnik LOLE je za leto 2030 mnogo slabši, kot za leto 2025, ker smo za leto 2030 upoštevali remonte vseh večjih blokov (NEK, JEK 2, TEŠ 6 in TET – PPE 3), medtem ko je leta 2025 od večjih enot planiran le remont NEK. Za celovito oceno spremembe kazalnika LOLE zaradi vključitve JEK 2 je potrebno primerjati rezultate podobnih scenarijev brez, z 1.085 MW in z 1.555 MW JEK 2.

8.5.3. Bilanca moči Slovenije do leta 2030

Vključevanje RVE v slovenski EES nima vpliva na bilanco moči, saj so ti viri nezanesljivi in v splošnem ne prispevajo k zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Bilanca moči ter razmerje med inštalirano močjo ter konico porabe sta torej identični kot v prejšnjem scenariju.

Nasprotno pa imajo RVE vpliv na bilanco moči po UCTE metodologiji, saj le ta upošteva dejanska obratovalna stanja na točno določen dan in uro obratovanja. V kolikor RVE na izbran trenutek ne obratujejo s polno močjo, se sorazmerno poveča zmogljivost, ki se je ne more izrabiti (angl. »Non-usable capacity«).

Iz rezultatov (tabela Tab. 8.26) lahko ugotovimo, da se je zaradi večje količine RVE v sistemu dostopna zmogljivost povečala in tako dosega leta 2030 med 4.900 in 5.600 MW zmogljivosti, preostala zmogljivost pa znaša med 2.500 in 3.300 MW. Iz omenjenega lahko sklepamo, da je proizvodnja zmogljivost več kot zadostna.

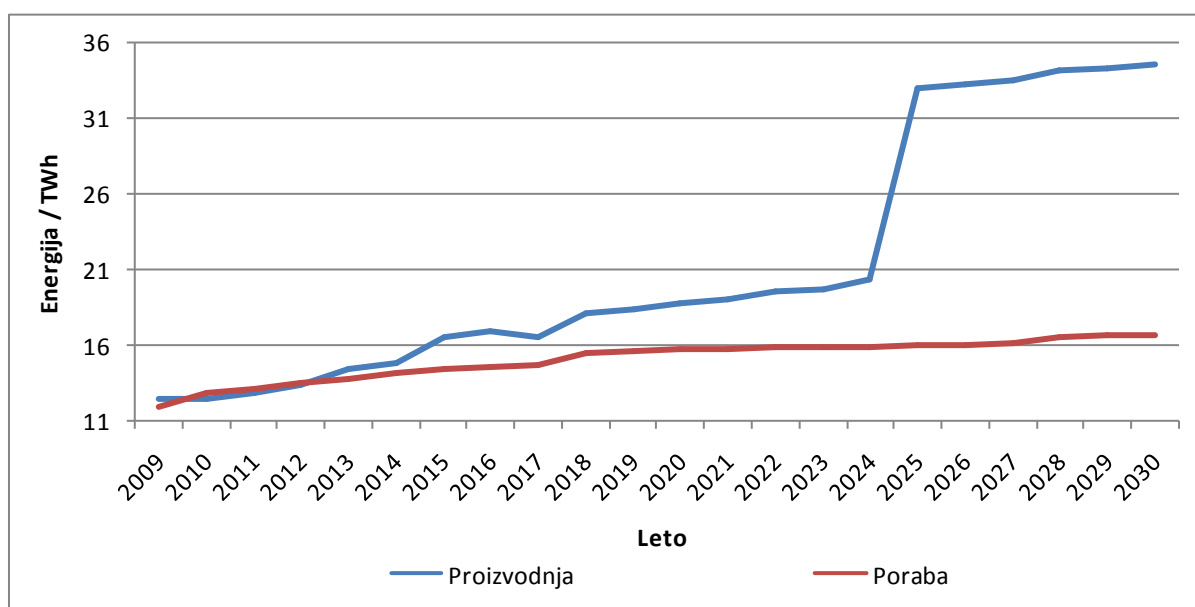


Tab. 8.26: UCTE bilanca moči do leta 2030.

Nacionalni podatki o moči (pozitivno neto vrednosti v GW)		2010			2015			2020			2025			2030		
		3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda			3. sreda		
		Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00	Januar 11:00	Januar 19:00	Julij 11:00
Neto proizvodne zmogljivosti glede na primarni vir																
1	Jedrska energija	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
2	Fosilna goriva	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	2,25	2,30	2,30	2,30	2,39	2,39	2,39	2,43	2,43	2,43
2A	Lignit	0,63	0,63	0,63	0,60	0,60	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
2B	Premog	0,22	0,22	0,22	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2C	Plin	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,94	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2D	Naftni derivati	0,06	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2E	Mešana goriva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2F	Ostala fosilna goriva	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25	0,25	0,41	0,41	0,41	0,50	0,50	0,50	0,54	0,54	0,54
3	Obnovljivi viri energije (vsi razen hidro)	0,04	0,04	0,04	0,27	0,27	0,27	0,57	0,57	0,57	0,86	0,86	0,86	1,15	1,15	1,15
3A	Veter	0,00	0,00	0,00	0,07	0,07	0,07	0,10	0,10	0,10	0,17	0,17	0,17	0,27	0,27	0,27
3B	Sonce	0,01	0,01	0,01	0,09	0,09	0,09	0,33	0,33	0,33	0,50	0,50	0,50	0,67	0,67	0,67
3C	Ostali OVE	0,03	0,03	0,03	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,19	0,19	0,19	0,21	0,21	0,21
4	Hidro energija	1,26	1,26	1,26	3,02	3,02	3,02	1,96	1,96	1,96	2,20	2,20	2,20	2,53	2,53	2,53
4A	Akumulacijske HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4B	Pretočne HE	0,95	0,95	0,95	1,05	1,05	1,05	1,20	1,20	1,20	1,43	1,43	1,43	1,58	1,58	1,58
4C	Črpalne HE	0,18	0,18	0,18	1,80	1,80	1,80	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,76	0,76	0,76
4D	Mešane črpalne HE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4E	Ostale HE	0,13	0,13	0,13	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
5	Ostali viri	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Neto proizvodne zmogljivosti (6=1+2+3+4+5)	3,28	3,28	3,28	5,42	5,42	6,23	5,53	5,53	5,53	7,70	7,70	7,70	8,36	8,36	8,36
7	Neuporabne zmogljivosti	0,59	0,59	0,40	0,82	0,83	0,56	1,15	1,20	0,75	1,51	1,59	0,99	1,83	1,94	1,20
8	Popravila in remont	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Izpadi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Sistemske rezerve	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30	0,54	0,54	0,54	0,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
11	Nerazpoložljive zmogljivosti (11=7+8+9+10)	0,88	0,88	0,68	1,12	1,13	1,10	1,69	1,74	1,29	3,06	3,14	2,54	3,39	3,49	2,76
12	Zanesljivo razpoložljive zmogljivosti (12=6-11)	2,41	2,40	2,60	4,30	4,29	5,13	3,84	3,79	4,23	4,64	4,56	5,16	4,97	4,87	5,61
13	Poraba	1,73	1,83	1,80	2,05	2,18	2,14	2,12	2,24	2,21	2,15	2,27	2,32	2,21	2,34	2,30
14	Uravnavanje porabe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Preostala zmogljivost (15=12-13+14)	0,68	0,57	0,80	2,25	2,11	2,99	1,72	1,55	2,02	2,49	2,29	2,84	2,76	2,53	3,31
16	Varnostna zmogljivost (npr. 5-10% NPZ)	0,16	0,16	0,16	0,27	0,27	0,31	0,28	0,28	0,28	0,39	0,39	0,39	0,42	0,42	0,42
17	Marža zaradi konice porabe	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
18	Zadostnosna marža (18=16+17)	0,41	0,36	0,36	0,52	0,47	0,51	0,53	0,48	0,48	0,64	0,59	0,59	0,67	0,62	0,62
Prenosne zmogljivosti na mejah																
19	Uvozne zmogljivosti	1,71	1,71	1,67	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10
20	Izvozne zmogljivosti	1,98	1,98	1,88	2,80	2,80	2,60	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10	3,30	3,30	3,10

8.5.4. Uvozna odvisnost Slovenije do leta 2030

Načrti Slovenije pri izgradnji novih proizvodnih virov temeljijo na izgradnji večjega števila manjših hidroelektrarn z močmi okoli 30MW ter izgradnji večjih plinskih ali termo elektrarn. Poleg vsega se načrtuje še vključitev črpalnih HE, ki pa so glede na energetske bilanco pravzaprav breme, saj porabijo več energije, kot jo proizvedejo. Poleg vsega pa je predvidena tudi vključitev 1.555 MW JEK 2, intenzivno vključevanje RVE ter nizka rast napovedi porabe. Dolgoročne napovedi proizvodnje in porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.53.



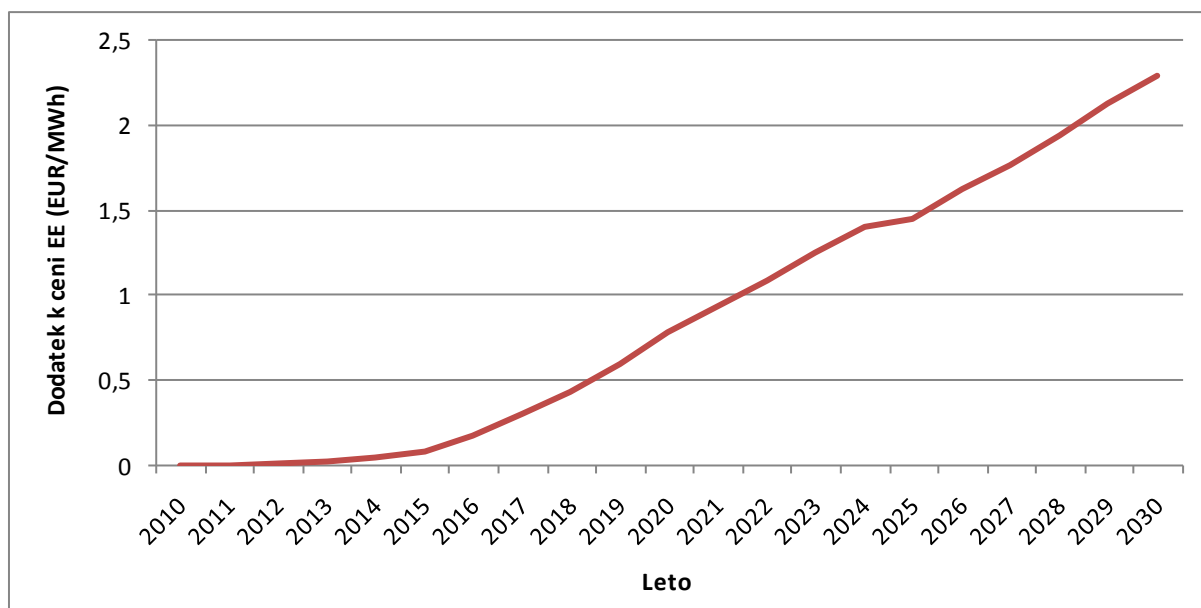
Sl. 8.53: Letna proizvodnja in poraba električne energije v Sloveniji do leta 2030 po obravnavanem scenariju.

Ugotavljamo, da je energetska bilanca razen začetnih nekaj let ves čas močno pozitivna, kar pomeni da imamo možnost izvoza električne energije do leta 2030 okoli 18 TWh letno.

8.5.5. Rezerva moči in energije v okviru povečanega deleža RVE

Rezultati analize o dodatni rezervi moči zaradi povečanega deleža RVE so identični rezultatom v scenarijih brez JEK 2, medtem ko je strošek rezerve moči drugačen, saj je cena električne energije po obravnavanem scenariju drugačna.

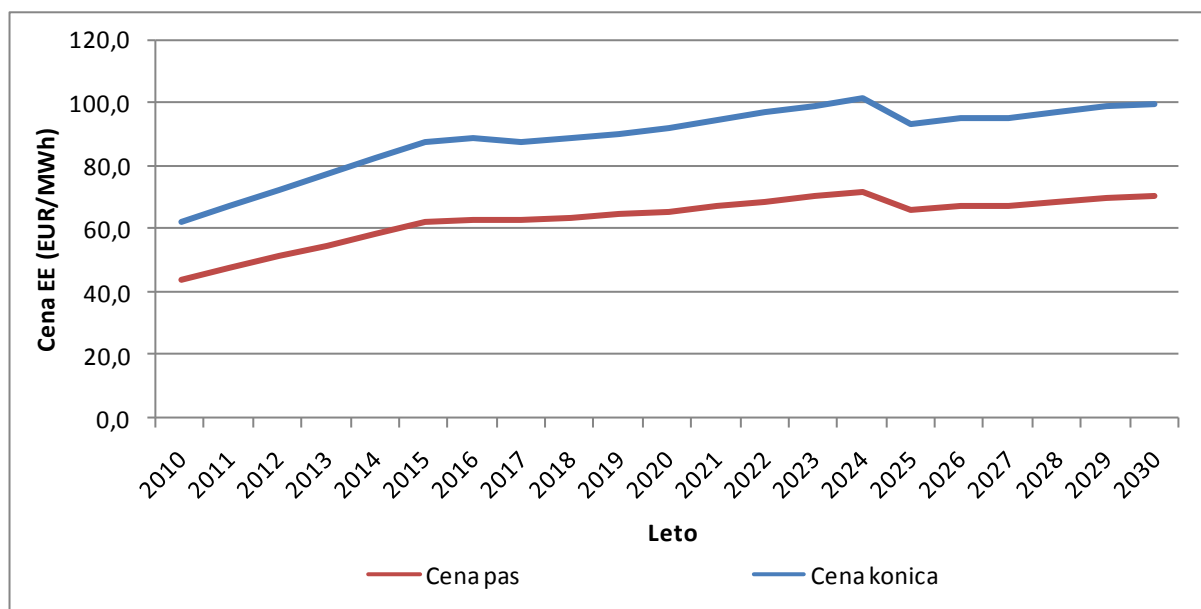
Strošek glede na enoto porabe električne energije prikazuje slika Sl. 8.54.



Sl. 8.54: Napoved dodatka k ceni električne energije oziroma omrežnini zaradi zagotavljanja rezerve moči zaradi intenzivnega vključevanja RVE v EES.

8.5.6. Cene električne energije

Glede na scenarij razvoja slovenskega EES smo s simulatorjem trga [148] izvedli dolgoročno napoved cen električne energije za produkta pas in konica, kar prikazuje slika Sl. 8.55.



Sl. 8.55: Napoved cen produktov električne energije po obravnavanem scenariju.

Cena produktov električne energije bo dolgoročno dosegala rast, tako za produkt pas, kot za produkt konica. Omenjena cena je cena električne energije na trgu z električno energijo, brez dodatkov za omrežnino in ostalih prispevkov.

8.5.7. Ekonomika obratovanja

8.5.7.1. Ekonomika RVE

Lastne cene in ekonomika RVE je enaka v vseh scenarijih razvoja, podrobno pa je opisana v scenariju JEK0_VP_ZRVE.

8.5.7.2. Ekonomika JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.5.7.3. Občutljivostna analiza JEK 2

Rezultati so enaki kot v scenariju JEK1555_VP_ZRVE.

8.5.7.4. Ekonomika JEK 2 ob upoštevanju trga z EE

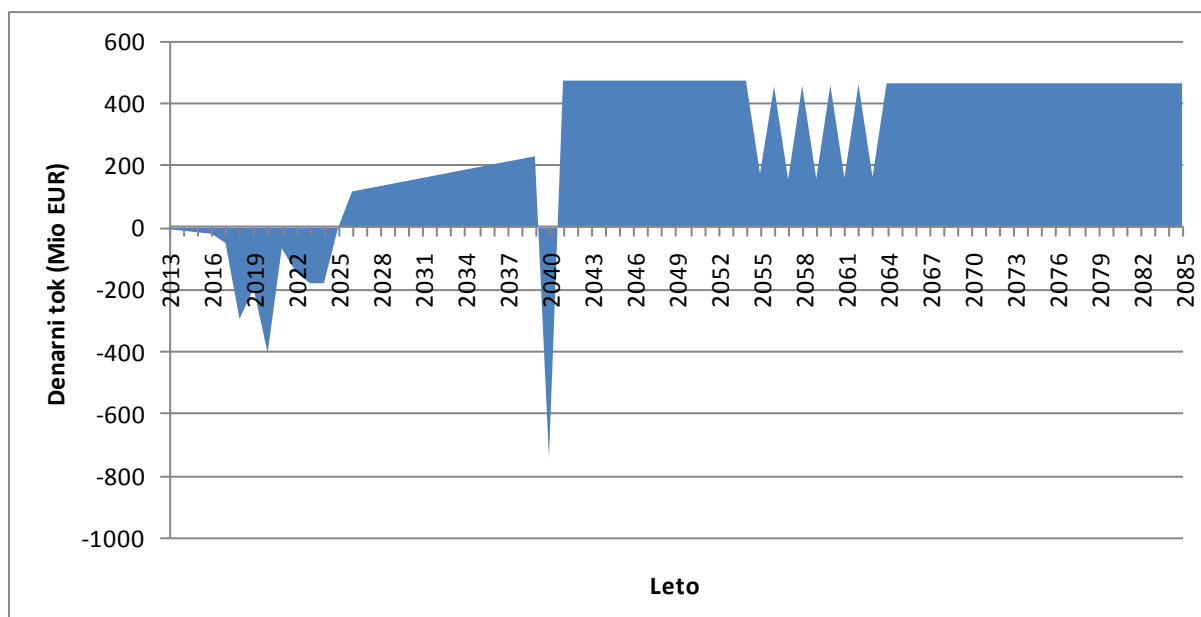
Za oceno ekonomske upravičenosti investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju smo upoštevali vse investicijske in obratovalne stroške na podlagi metode stalnih cen, pri čemer smo za investicijsko vrednost eskalirali glede na inflacijo do začetka investicijske dejavnosti, stalno ceno električne energije pa smo privzeli iz rezultatov napovedi cen električne energije, in sicer za leto 2025, ki je predviden za začetek obratovanja JEK 2.

Kazalci, ki ponazarjajo ekonomsko upravičenost investicije so IRR ter NPV ob predpostavljeni minimalni diskontni stopnji 5,16 %. Kazalnik IRR je podan za donosnost na celotno investicijsko vrednost. Omenjene vrednosti za JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES prikazuje tabela Tab. 8.27.

Tab. 8.27: Ekonomska ocena upravičenosti investicije v JEK 2.

Kazalnik	Vrednost
NPV	1.605 Mio €
IRR	7,6 %

Slika Sl. 8.56 prikazuje denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja slovenskega EES glede na napovedane cene električne energije ob 0 % donosnosti.



Sl. 8.56: Denarni tok investicije v JEK 2 po obravnavanem scenariju razvoja

8.5.8. Ocena deleža OVE

Rezultati so enaki kot pri scenariju JEK0_NP_IRVE.

9. PRIMERJAVA SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA EES

9.1. ZANESLJIVOST SLOVENSKEGA EES

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili **tranzientno stabilnost** agregata JEK 2 in ugotovili da:

- S stališča tranzientne stabilnosti JEK 2 (male ali večje enote) je obratovanje v kapacitivnem režimu dejansko najneugodnejši primer, saj je v tem režimu moč agregata najmanjša, kar pa vpliva na sposobnost agregata odvesti zadostne količine energije, ki se med napako kopiči v rotirajočih masah,
- V črpalnem režimu obratovanja ČHE Kozjak ugodno vpliva na tranzientno stabilnost agregata JEK 2 (male ali večje enote).
- V turbinskem režimu obratovanja ČHE Kozjak poslabša razmere tranzientne stabilnosti JEK 2 (male ali večje enote), vendar je vpliv relativno majhen.

Analizirana je bila tudi tranzientna stabilnost ostalih agregatov v sistemu, pri čemer ugotavljamo:

- Kritični čas odstranitve motnje NEK se precej podaljša, če obratuje JEK 2, in sicer je vpliv večje enote večji kot manjše.
- Vpliv JEK 2 je praktično zanemarljiv na kritični čas odstranitve motnje (tranzientno stabilnost) TEŠ 6.

Udarni momenti ostalih generatorjev v sistemu se v primeru vključitve JEK 2 znižajo. Podobno se zniža frekvenca lokalnih nihanj v primeru vključitve JEK 2, predvsem zaradi velikih rotirajočih mas turbine in generatorja v JEK 2, medtem ko na dušenje nihanj JEK 2 nima posebnega vpliva. Zaradi številnih neznank v vezi z morebitnim bodočim agregatom JEK 2 (predvsem njegove napetostne regulacije) ni mogoče podati natančnejših izsledkov glede vpliva JEK 2 na medsystemska nihanja.

V grobem sklepamo, da ima vključitev JEK 2 iz vidika stabilnosti obratovanja pozitiven vpliv. Večja enota JEK 2 ima praviloma najbolj pozitiven vpliv.

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili **občutljivostno analizo omrežja**. Za dan razvoj elektroenergetskega omrežja smo izračunali faktorje PTDF in LODF. Iz faktorjev PTDF lahko sklepamo, da ima sprememba moči v izbranih vozliščih praviloma največji vpliv na bližnje vode in posledično ima priključitev JEK 2 v vozlišču Krško največji vpliv na pretoke moči po vodih Beričevo-Krško, ter Maribor-Krško in Tumbri-Krško ter Maribor-Kainachtal. Podobno lahko iz faktorjev LODF sklepamo da, izpad izbranega voda najbolj

vpliva na spremembe pretokov moči po bližnjih vodih. Izpad voda Maribor-Krško bi tako najbolj vplival na vode Podlog-Maribor in Beričevo-Podlog.

Ugotavljamo, da predstavljeni različni scenariji razvoja ne vplivajo na rezultate občutljivostne analize omrežja.

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili tudi **kazalnik LOLE v odvisnosti od uvoza EE**. Za dosego zanesljivostnega kriterija 10 ur izpada porabe letno je po različnih scenarijih potrebno zagotoviti različno razpoložljivost zmogljivosti uvoza EE. Ugotavljamo, da vključitev JEK 2 občutno zniža zahteve po zmogljivosti uvoza, in sicer za okoli 600 MW v letu 2025, kar prikazuje tabela Tab. 9.1, medtem ko je razlika med JEK 2 z nizko in visoko inštalirano močjo zanemarljiva. Prav tako vključitev večje količine RVE pozitivno vpliva na kazalnik LOLE, vendar v mnogo manjšem obsegu

Tab. 9.1: Zahtevane prenosne zmogljivosti za uvoz električne energije za dosego zanesljivostnega kriterija.

Scenariji	VP_ZRVE	NP_IRVE
JEK0	860 MW	560 MW
JEK1085	150 MW	0 MW
JEK1555	128 MW	0 MW

Ugotavljamo, da vključitev JEK 2 občutno, medtem ko vključitev RVE delno izboljša zanesljivostni kazalnik obratovanja elektroenergetskega omrežja LOLE.

V sklopu analize zanesljivosti obratovanja smo preučili tudi **kazalnik N-1**. Ugotavljamo, da načrtovane posodobitve omrežja zadostujejo vsem analiziranim scenarijem razvoja.

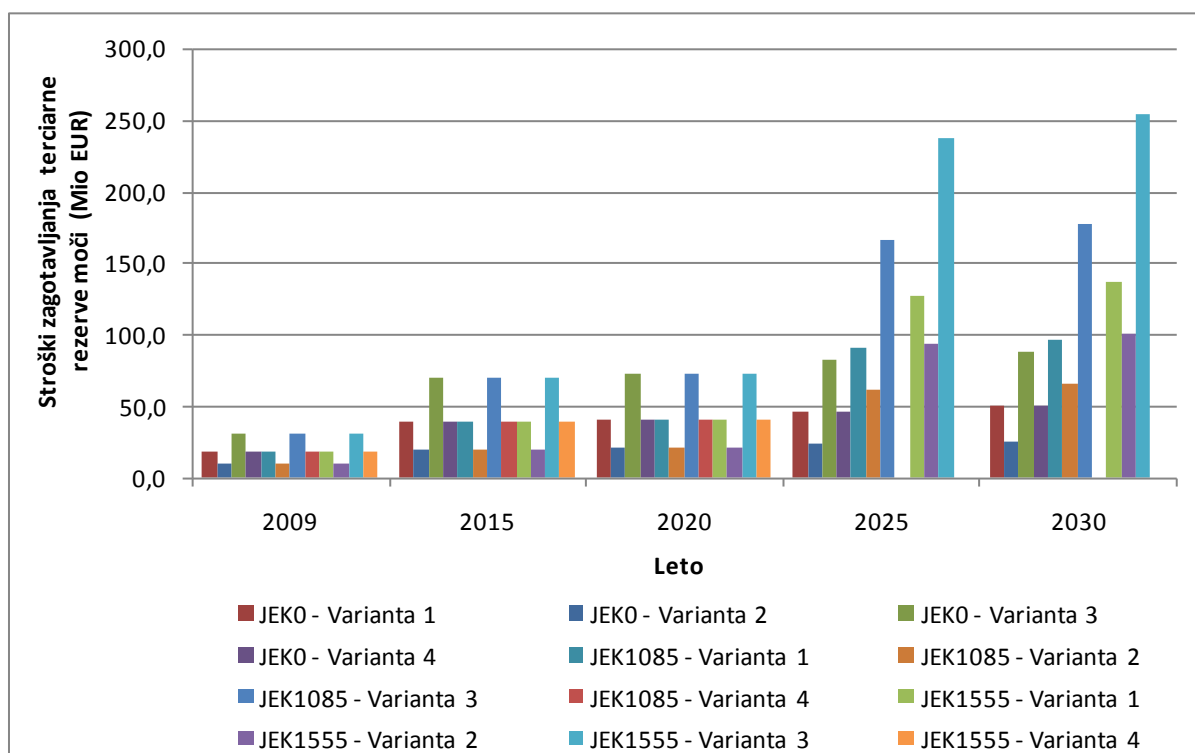
Za zanesljivo obratovanje je potrebno zagotoviti tudi **rezervo moči** za izravnavo odstopanj bilanc energije na mejah ter regulacijo frekvence. Ugotovljeno je bilo, da se bodo zahteve po primarni rezervi moči rahlo povečale, kar ne bo imelo bistvenega vpliva na obratovanje slovenskega EES. Praviloma bodo ob vključitvi večje JEK 2 največje, vendar so razlike majhne, velike le reda nekaj MW.

Zahteve po sekundarni regulaciji frekvence so odvisne od konične porabe električne energije, iz česar sledi, da bodo ob uresnitvi nizke napovedi rasti porabe rahlo višje kot leta 2010, medtem ko ob uresnitvi visoke napovedi rasti porabe do leta 2030 večje za okoli 25 % glede na leto 2010.

Posebno pozornost je potrebno nameniti tudi rezervam moči v okviru povečanega deleža RVE, posebno pri obratovanju vetrnih in sončnih elektrarn. Tako bi bilo potrebno za scenarija

zmernega vključevanja RVE zagotoviti okoli 40 MW oziroma pri intenzivnem scenariju okoli 200 MW.

Iz vidika zagotavljanja rezerve moči je najbolj obsežna terciarni regulaciji frekvence. V študiji so bili analizirani 4 scenariji zagotavljanja terciarne regulacije frekvence in ugotovitve kažejo, da bi bilo iz vidika stroškovne učinkovitosti tako države kot tudi investicije v JEK 2 najbolj smiselna povezava različnih regulacijskih območij. V scenarijih je analiziran primer povezovanja s Hrvaško. V vsakem primeru pa ugotovitve kažejo, da investicija JEK 2 negativno vpliva na zahteve po terciarni regulaciji frekvence. Večja kot je JEK 2 večje so zahteve po terciarni regulaciji frekvence. V skrajnem primeru bi potrebovali 1.555 MW rezerve moči za zagotavljanje terciarne regulacije frekvence. Slika Sl. 9.1 prikazuje oceno letnih stroškov za zagotavljanje terciarne rezerve po različnih scenarijih razvoja slovenskega EES in različnih variantah zagotavljanja terciarne rezerve.



Sl. 9.1. Letni stroški zagotavljanja terciarne rezerve moči po različnih scenarijih razvoja EES in variantah zagotavljanja moči.

Ugotavljamo, da vključitev JEK 2 neugodno vpliva na zahteve po rezervah moči, medtem ko večja vključitev RVE prav tako negativno vpliva, vendar v manjšem obsegu. Ocenili smo, da je za zanesljivo obratovanje EES, zaradi večje vključitve RVE potrebnih od 40 MW, za zmerni scenarij vključevanja RVE, oziroma do 200 MW rezerve moči, za intenzivni scenarij vključevanja RVE.

9.2. BILANACE MOČI IN ELEKTROENERGETSKE BILANCE

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analize **bilance moči**. Vsi obravnavani scenariji razvoja kažejo pozitivno bilanco moči, pri čemer ima vključitev JEK 2 pozitiven vpliv, saj dodatno prispeva 1.085 MW oziroma 1.555 MW moči. Na bilanco moči RVE ne vplivajo, saj so obravnavani kot nezanesljiv vir energije.

Izvedli smo tudi analizo **bilance moči po UCTE metodologiji**. Vsi obravnavani scenariji razvoja kažejo pozitivno bilanco moči po UCTE metodologiji, pri čemer ima vključitev JEK 2 pozitiven vpliv, saj dodatno prispeva 1.085 MW oziroma 1.555 MW moči. Na bilanco moči po UCTE metodologiji RVE le delno vplivajo, glede na predvideno trenutno obratovalno stanje v treh časovnih okvirih. Če bi želeli le z RVE izenačiti bilanco moči po UCTE metodologiji v primerjavi s scenariji razvoja z vključitvijo JEK 2, bi potrebovali nekaj-kratnik optimističnih napovedanih zmogljivosti RVE.

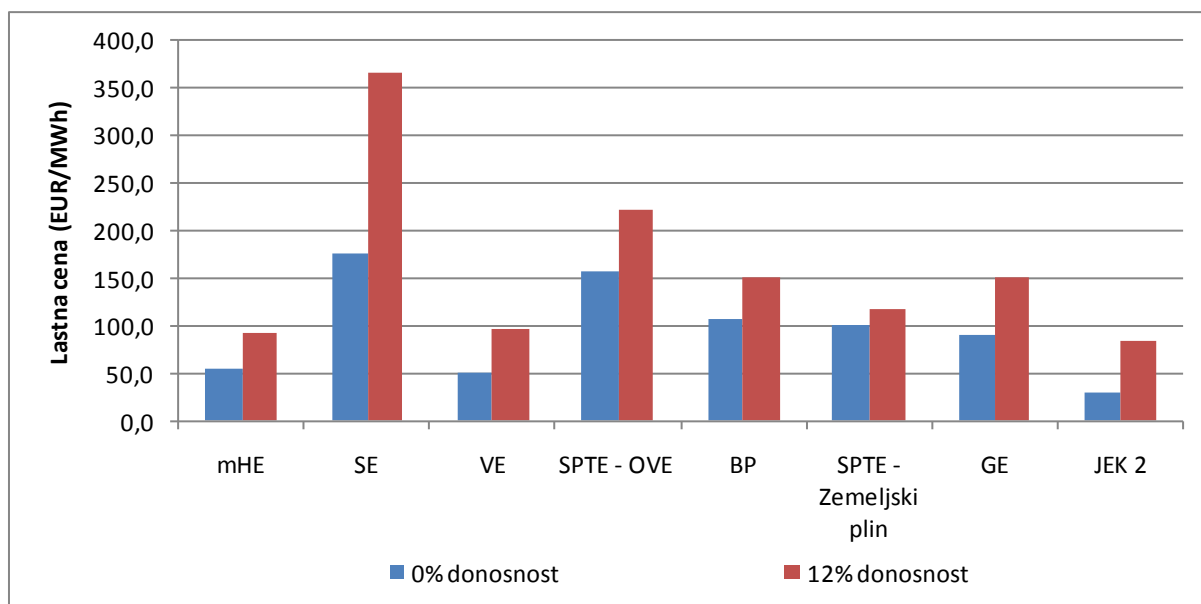
V študiji smo izvedli tudi analizo **elektroenergetske bilance**. Vsi obravnavani scenariji razvoja kažejo višek proizvedene energije v primerjavi s porabljeno energijo. Ugotavljamo, da tako vključitev JEK 2 kot tudi večje vključevanje RVE pozitivno vplivajo na elektroenergetsko bilanco, pri čemer vključitev JEK 2 dodatno poveča bilanco za 8 TWh oziroma 12 TWh, medtem ko ima vključevanje RVE manjši vpliv na elektroenergetsko bilanco, s prispevkom 1,6 TWh oziroma 2,5 TWh. Če bi želeli le z RVE izenačiti elektroenergetsko bilanco v primerjavi s scenariji razvoja z vključitvijo JEK 2, bi potrebovali nekaj-kratnik optimističnih napovedanih zmogljivosti RVE.

9.3. OBREMENITEV OMREŽJA

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analize **obremenitve omrežja**. Analize vseh obravnavanih scenarijev razvoja kažejo, da predvidena zmogljivost omrežja zadostuje potrebam razvoja slovenskega EES.

9.4. EKONOMIKA OBRATOVANJA

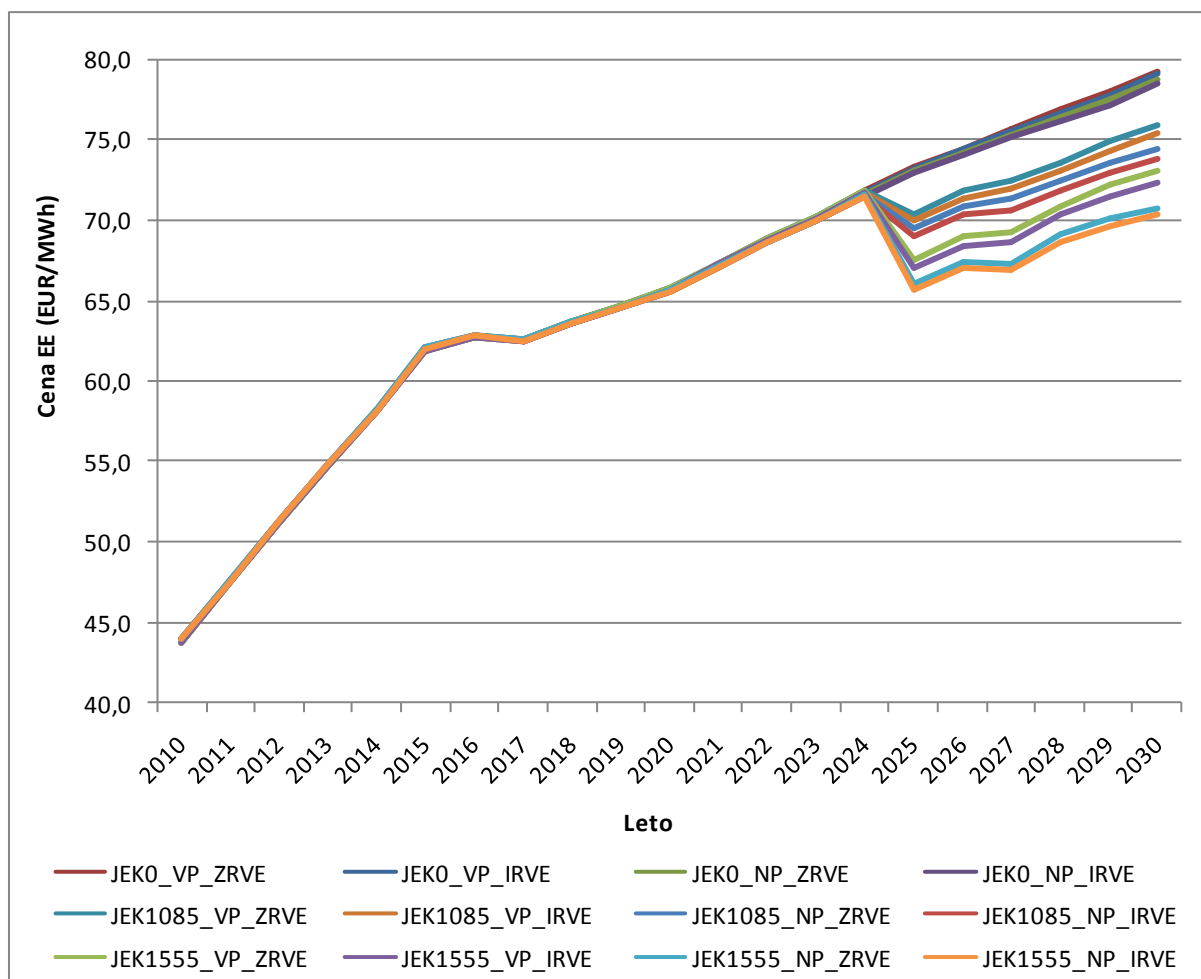
V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo **lastnih cen posameznih tehnologij RVE ter JEK 2**. Analize kažejo, da je med obravnavanimi najcenejši vir ravno JEK 2 (Sl. 9.2).



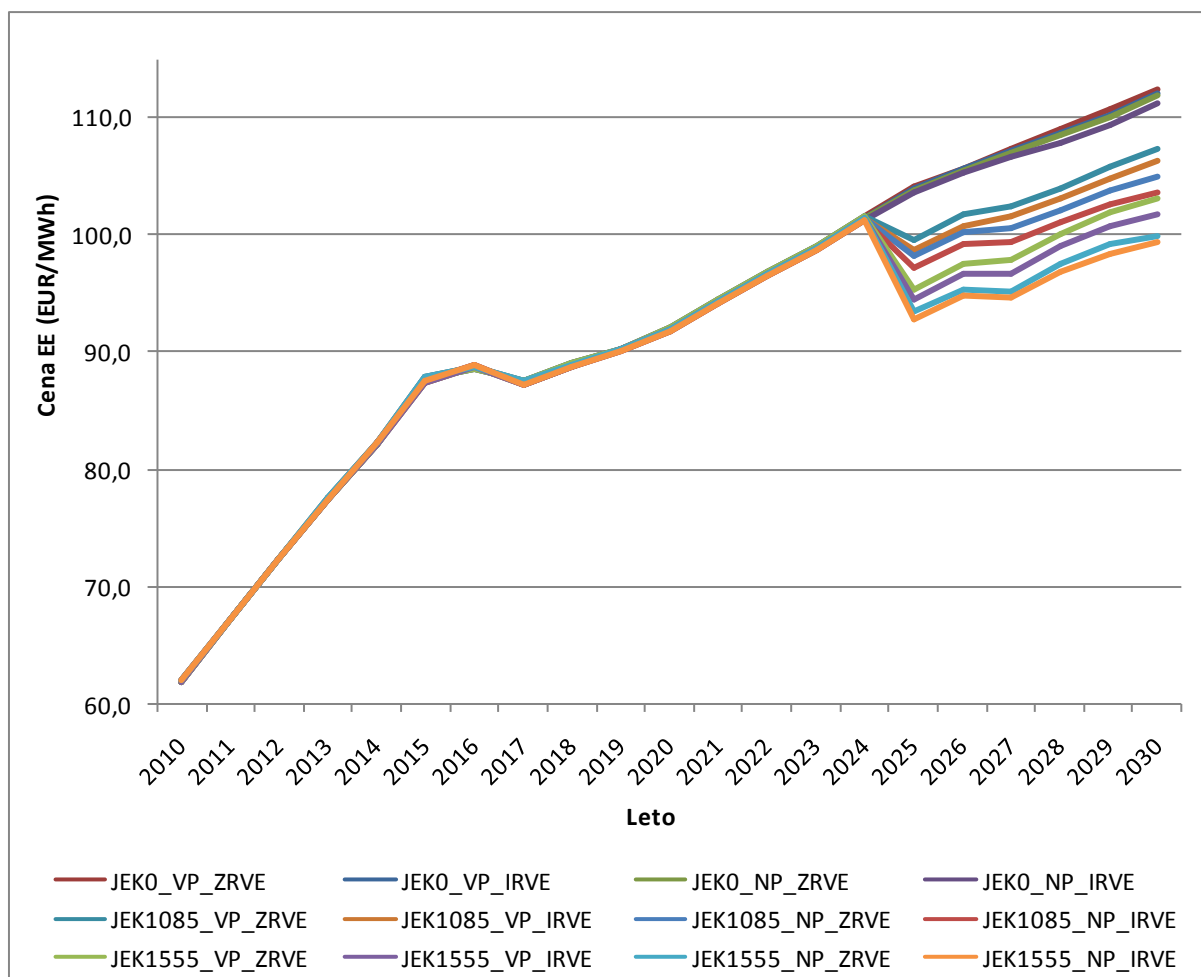
Sl. 9.2. Primerjava lastnih cen različnih tehnologij

Ugotavljamo, da je najdražji vir iz vidika lastnih cen izgradnja sončnih elektrarn, medtem ko je izgradnja JEK 2 najbolj ekonomična in posledično dobičkonosna glede na obravnavane vire.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo **cen električne energije** na trgu z električno energijo. Analize kažejo (Sliki Sl. 9.3 in Sl. 9.4), da bi bila najcenejša električna energija pri vključevanju velike enote JEK 2, medtem ko ima vključevanje RVE zanemarljiv vpliv na cene električne energije na trgu.

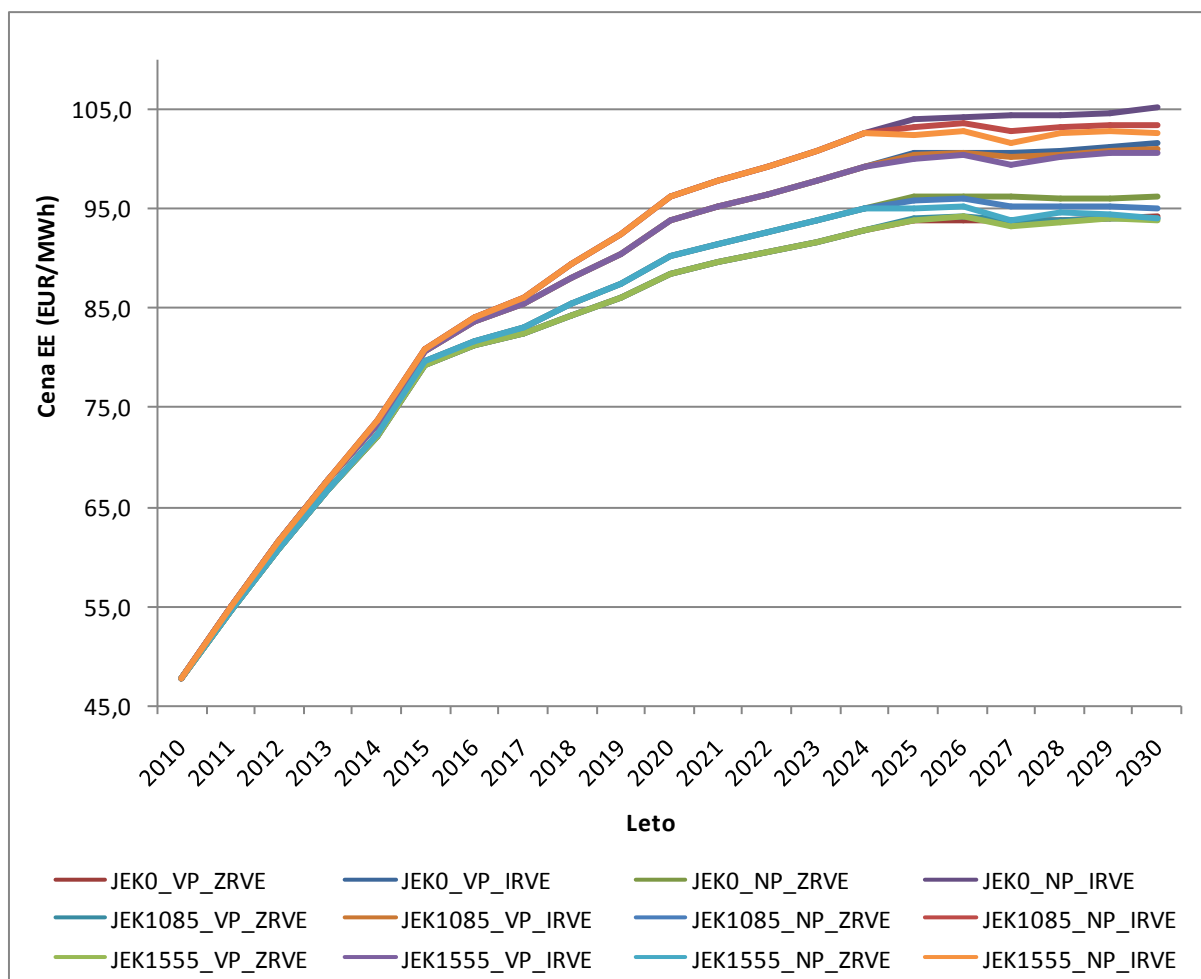


Sl. 9.3. Primerjava cen električne energije (produkt pas) na trgu električne energije za vse obravnavane scenarije razvoja.



Sl. 9.4. Primerjava cen električne energije (produkt konica) na trgu električne energije za vse obravnavane scenarije razvoja.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo **cen električne energije za porabnika** električne energije, pri čemer smo k ceni prišteli tudi dodatek zaradi terciarne rezerve moči ter dodatek zaradi subvencij v RVE. Analize kažejo (Slika Sl. 9.5), da bi bila najcenejša električna energija za porabnika pri vključevanju velike enote JEK 2, sledi mala enota JEK 2 in na koncu brez enote JEK 2, medtem ko ima vključevanje RVE negativen vpliv na cene električne energije za porabnika, predvsem zaradi visokih subvencij v RVE. Iz slike Sl. 9.5 je razvidno tudi, da bi vključitev JEK 2 toliko vplival na cene na trgu, da bi te cene iz vidika uporabnika kompenzirale dodatka pri omrežnini zaradi zakupa terciarne rezerve moči.



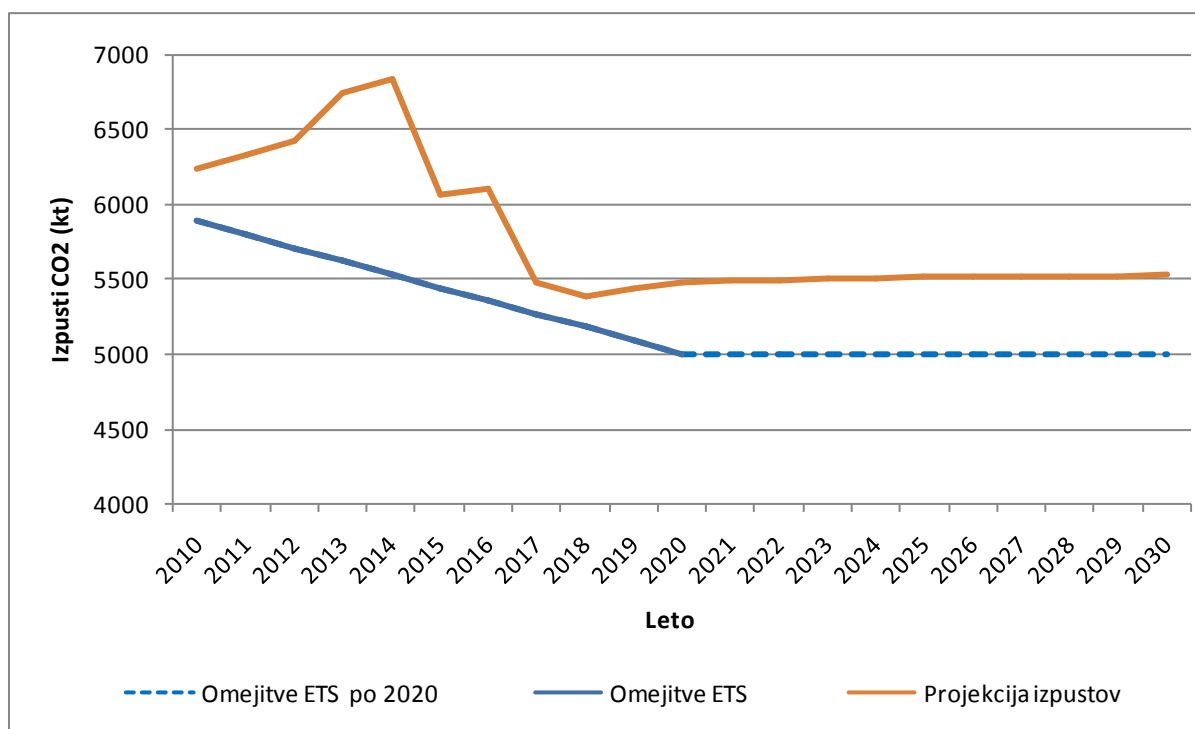
Sl. 9.5. Primerjava delnih cen električne energije za porabnika za vse obravnavane scenarije razvoja.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi primerjavo **dobičkonosnosti investicije v JEK 2**. Ugotavljamo, da je glede na cene na trgu električne energije in vpliva JEK 2 na te cene največjo donosnost predstavlja investicija v malo JEK 2, medtem ko je neto sedanja vrednost investicije ob 5,16 % zahtevani donosnosti največja pri investiciji v veliko enoto JEK 2. Neto sedanja vrednost je večja, ker je večja tudi investicijska vrednost.

9.5. DOSEGANJE OKOLJSKIH ZAVEZ

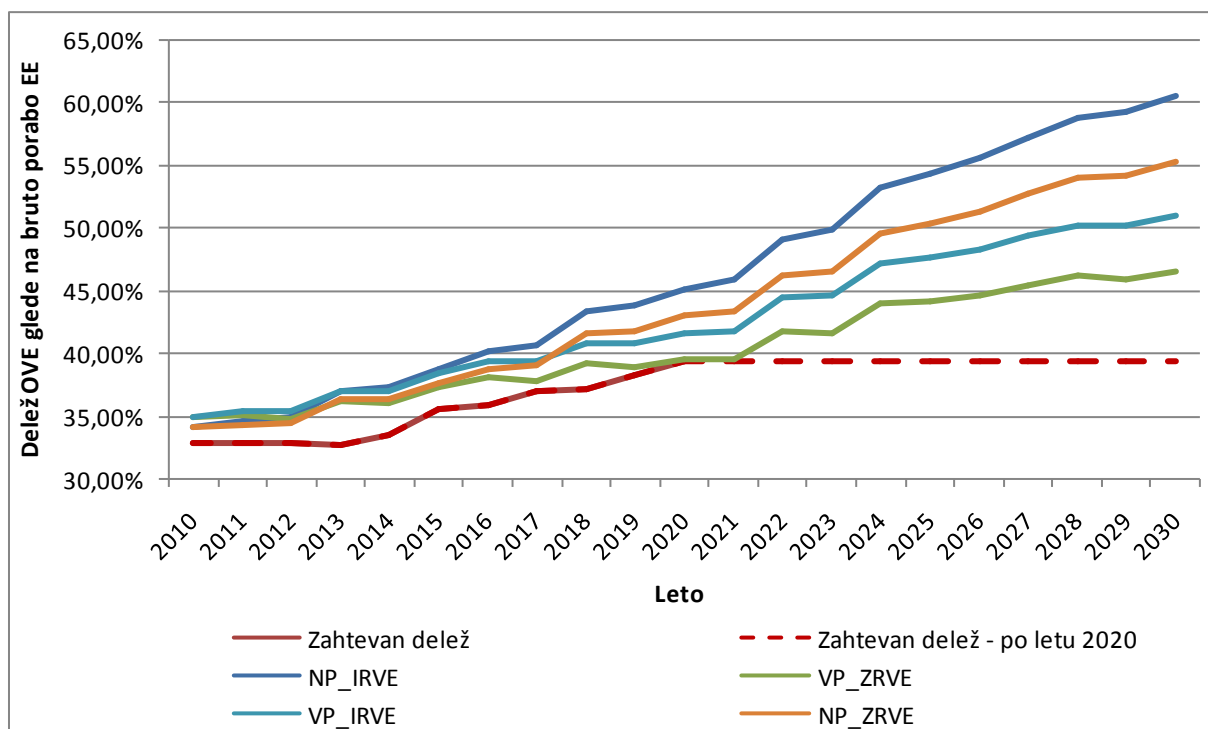
V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analizo doseganja okoljskih zavez, in sicer doseganja mejne količine **izpustov CO₂** določenih za sektor energetika. Ugotavljamo, da glede na načrtovane enote v sistemu po vseh predvidenih scenarijih razvoja predvidene meje izpustov CO₂ za energetiko ne bomo dosegli, v kolikor ne bomo radikalno posegali v dovoljenja obratovanja obstoječih in predvidenih termoelektrarn.

Ugotavljamo, da vključitev JEK 2 in velikega deleža RVE ob predpostavljenih pogojih ne vpliva na izpuste CO₂. To je predvsem posledica odlične električne vključenosti Slovenije v evropski prostor ter visoka cena na trgu z električno energijo.



Sl. 9.6. Napoved izpustov CO₂ ter omejitve za evropsko trgovalno shemo za sektor energetika.

V sklopu analiz v študiji smo opravili tudi analizo doseganja deleža **obnovljivih virov energije, glede na bruto porabo električne energije** določenih za sektor energetika. Ugotavljamo, da po vseh obravnavanih scenarijih zagotavljamo zadosten delež OVE za sektor energetika, slika Sl. 9.7. Večja vključenost RVE pozitivno vpliva na omenjen delež, medtem ko vključitev JEK 2 nima vpliva.



Sl. 9.7. Delež OVE glede na bruto porabo električne energije.

10. SKLEP

V sklopu študije smo naredili dolgoročno analizo o vplivih in pomenu jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri, s poudarkom na primerjavo z RVE. V dolgoročnih napovedih je venomer polno ekonomskih, demografskih, političnih itd. neznank, zato je točnost napovedi omejena. Iz tega razloga so scenarijske analize najboljša izbira, saj analizirajo vrsto različnih predpostavk v razvoju EES. V našem primeru smo v scenarijih obravnavali različne stopnje rasti porabe električne energije, različne stopnje rasti vključevanja RVE ter tri možnosti vključitve JEK 2.

Poleg omenjenih scenarijskih predpostavk smo morali upoštevati tudi vrsto vplivov, stanj in dolgoročnih načrtov v EES. Neznanke, ki se pojavijo so cena tehnologij in obratovalnih stroškov po posameznih virih energije, višina finančnih spodbud za RVE, investicije v omrežje v slovenskem EES in v okoliških državah, investicije v proizvodnje enote v Sloveniji in okoliških državah, prehodi moči preko slovenskega omrežja zaradi tržnih in netržnih razmer itd.

Kljub mnogim neznankam v EES pa vseeno lahko izluščimo najpomembnejše prednosti in slabosti JEK 2 ter RVE.

Glavne prednosti in slabosti 1.085 MW JEK 2 glede na opravljene analize so:

- prispeva k energetske neodvisnosti,
- prispeva k zanesljivosti obratovanja slovenskega EES,
- znižuje ceno električne energije na trgu na debelo,
- nima negativnega vpliva na izpuste CO₂,
- poveča zahtevano terciarno rezervo moči.

Glavne prednosti in slabosti 1.555 MW JEK 2 glede na opravljene analize so:

- prispeva k energetske neodvisnosti (še bolj kot 1.085 MW JEK 2),
- prispeva k zanesljivosti obratovanja slovenskega EES,
- znižuje ceno električne energije na trgu na debelo (še bolj kot 1.085 MW JEK 2),
- nima negativnega vpliva na izpuste CO₂,
- poveča zahtevano terciarno rezervo moči (še bolj kot 1.085 MW JEK 2).

Glavne prednosti in slabosti RVE glede na opravljene analize so:

- delno prispevajo k energetske neodvisnosti,
- pozitivno vplivajo na izpolnjevanje evropskih okoljskih zavez,
- povečujejo ceno električne energije za porabnika.

11. LITERATURA

- [1] www.neplan.ch,
- [2] Union for the co-ordination of transmission of electricity, UCTE Transmission Development Plan, Edition 200, 2008 ,
- [3] Union for the co-ordination of transmission of electricity, UCTE Transmission Development Plan, Update 2009, april 2009 ,
- [4] M. Šamperl, »Uporaba distribucijskih faktorjev prenosa moči«, diplomsko delo, Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana, Slovenija, 2005,
- [5] I. Smolnikar, »Analiza in primerjava vplivnih distribucijskih faktorjev«, diplomsko delo, Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana, Slovenija, 2005,
- [6] T. Güler, G. Gross, M. Liu, »Generalized Line Outage Distribution Factors«, IEEE Transactions on power system, Vol. 22, No. 2, May 2007,
- [7] J. Guo, Y. Fu, Z. Li, M. Shahidehpour, »Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors«, IEEE Transactions on power system,
- [8] HSE Invest, Predinvesticijska zasnova izgradnje druge enote jedrske elektrarne Krško – Krško 2, junij 2008,
- [9] Model za dolgoročno napoved porabe UL-FE,
- [10] Delovni zvezki Urada RS za makroekonomske analize in razvoj, Scenariji gospodarskega razvoja Slovenije do leta 2030, Delovni zvezek št. 8/2007, let. XVI, Ljubljana, avgust 2007,
- [11] UMAR, Pomladanska napoved gospodarskih gibanj 2009, Ljubljana, april 2009,
- [12] UMAR, Pomladanska napoved gospodarskih gibanj 2010, Ljubljana, marec 2009,
- [13] Inštitut Jožef Stefan, Ministrstvo za gospodarstvo, NEP – Nacionalni energetski program, osnutek, 2010,
- [14] Ministrstvo za gospodarstvo, Fakulteta za elektrotehniko UL, Center za razpršene vire, Priprava strokovnih podlag za določitev nacionalnih potencialov za pogajanja z evropsko komisijo o določitvi nacionalnih ciljev, Ljubljana 2007,
- [15] ETSO, Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, april 2001,
- [16] ETSO, Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM), marec 2000,
- [17] ETSO, Procedures for cross-border transmission capacity assessments, oktober 2001,
- [18] UCTE, Obratovalni priročnik UCTE, junij 2004,
- [19] UCTE System Adequacy Methodology, 2007,
- [20] Zvone Košnjek, Zvonko Bregar, Analiza nerazpoložljivosti termoagregatov slovenskega EES, ERK'94 Portorož, 1994, 358-361,

- [21] Zvonko Bregar, Zvone Košnjek, Splošni opis in ključni algoritmi v optimizacijskem elektroenergetskem modelu WASP, ERK'94 Portorož, 1994, 350-353,
- [22] H. Holttinen, Estimating the impacts of wind power on power systems—summary of IEA Wind collaboration, Environmental research letters, 2008,
- [23] E. Lorenz, J. Remund, S. C. Müller, W. Traunmüller, G. Steinmaurer, D. Pozo, J. Antonio, R. Arias, V. L. Fanego, L. Ramirez, M. G. Romeo, C. Kurz, L. M. Pomares, C. G. Guerrero, Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance, 2007,
- [24] E. Lorenz, J. Hurka, D. Heinemann, and H.G. Beyer, Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems, IEEE journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing, vol. 2, no. 1, marec 2009,
- [25] G. Giebel, P. Sorensen, H. Holttinen, Forecast error of aggregated wind power, Riso National Laboratory, april 2007,
- [26] Excitation system models for power system stability studies, IEEE Committee Report, IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2. February 1981,
- [27] J. Machovski, J.W. Bialek, J.R. Bumby: Power System Dynamics and Stability, John Wiley&Sons, New York 1997,
- [28] MIHALIČ, Rafko, PAPIČ, Igor, VERBIČ, Gregor, BLAŽIČ, Boštjan, AŽBE, Valentin. Definiranje modela za dinamične analize : končno poročilo. Sklop 1, Stabilnostne študije. Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko, 2007,
- [29] IEEE Committe report, "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies", IEEE transactions on power apparatus and systems, vol. PAS 92, Issue 6, Nov. 1973, pages: 1904 – 1915,
- [30] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies", IEEE transactions on Power System, vol. 7, no. 1, February 1992,
- [31] G. Taljan, The use of hydrogen in electric power systems, PhD thesis, Ljubljana, 2009,
- [32] IEA, Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update, 2005,
- [33] IPPC, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 1997,
- [34] IPPC, 2006 IPPC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 – Energy, 2006,
- [35] Ministrstvo za gospodarstvo, Fakulteta za elektrotehniko UL, IREET d.o.o., Ocena dolgoročne zanesljivosti oskrbe z električno energijo v RS, november 2007,
- [36] ELES, Indikativna elektroenergetska bilanca (IEEB) za leto 2008,
- [37] ELES, Indikativna elektroenergetska bilanca (IEEB) za leto 2009,

- [38] ELES, Indikativna elektroenergetska bilanca (IEEB) za leto 2010,
- [39] ELES, Elektroenergetski sistem Slovenije 2007,
- [40] ELES, Elektroenergetski sistem Slovenije 2008,
- [41] Ministstvo za okolje, prostor in energijo, Statistični letopis elektrogospodarstva Slovenije 2001, Ljubljana, 2002,
- [42] Ministstvo za okolje, prostor in energijo, Statistični letopis elektrogospodarstva Slovenije 2002, Ljubljana, 2003,
- [43] Ministstvo za okolje, prostor in energijo, Statistični letopis elektrogospodarstva Slovenije 2003, Ljubljana, 2004,
- [44] Ministstvo za okolje, prostor in energijo, Statistični letopis elektrogospodarstva Slovenije 2004, Ljubljana, 2005,
- [45] ELES, Elektroenergetski sistem Slovenije 2009,
- [46] Nuklearna elektrarna Krško, Letno poročilo za leto 2008, Krško, 2009,
- [47] Razširjeno poročilo o varstvu pred ionizirajočimi sevanji in jedrski varnosti v Republiki Sloveniji leta 2009, URSJV, 2010,
- [48] Termoelektrarna toplotna Ljubljana, www.te-tol.si
- [49] Statistični urad RS,
- [50] http://www.mladina.si/mednik/200915/sijaj__sijaj__soncece (Mladina 2009 / 15 / Energetika),
- [51] Gejzir d.o.o., Zasnova energetskega razvoja geotermalnih virov v Sloveniji za obdobje 2005 – 2015, november 2005,
- [52] ELES, Indikativne vrednosti NTC, ATCm in AAC do 31.12.2010, Ljubljana, december 2009,
- [53] ELES, Načrt razvoja prenosnega omrežja v republiki Sloveniji od leta 2009 do 2018, december 2008,
- [54] HSE Invest, PIZ: Izgradnja druge enote jedrske elektrarne Krško – Krško 2, 2008,
- [55] OECD, IEA, NEA, Projected cost of generating electricity 2010, 2010,
- [56] MIT, Update of the MIT 2003 Future of the nuclear power, 2009,
- [57] Sklad za financiranje razgradnje NEK in za odlaganje radioaktivnih odpadkov iz NEK, Poslovno poročilo sklada NEK za leto 2009, 2010,
- [58] Ministrstvo za gospodarstvo, Metodologija določanja referenčnih stroškov električne energije proizvedene iz obnovljivih virov energije, 2009,
- [59] ELES, Avkcija za sistemske storitve za leto 2010, 2009,
- [60] ELES, Rezultati avkcije za sistemske storitve za leto 2010, 2009,
- [61] ELEK,
- [62] J.Rakovec, R. Bertalanič, J. Cedilnik, G. Gregorič, G. Skok, M. Žagar, N.Žagar, Vetrovnost v Sloveniji, Ljubljana,
- [63] J. Rakovec, Damijana Kastelec, K. Zakšek, Sončna energija v Sloveniji, Ljubljana,

- [64] K.Puchas, Biogas in Austria – Development and Experiences, Mednarodnin simpozij bioplin, tehnologija in okolje, Murska Sobota, november, 2007,
- [65] Umanotera, Plan B za Slovenijo, Pobuda za trajnostni razvoj, 1.0, april 2007,
- [66] Ministrstvo za gospodarstvo, IBE d.d., Strokovne podlage za realizacijo obvez energetskega paketa za 20% delež obnovljivih virov (poudarek na elektriki), Ljubljana, avgust 2007,
- [67] UMAR, Dolgoročne napovedi BDP - Delovni zvezki, 2009,
- [68] SONPO-E,
- [69] www.iter.org,
- [70] www.efda.org,
- [71] www.sta-fuzija.si,
- [72] www.ipp.mpg.de/ippcms/eng/pr/forschung/w7x/index.html,
- [73] ŽIT-Življenje in tehnika, 2007,
- [74] Fusion Research: An Energy Option for Europe's Future, European Commision, Bruselj, 2004,
- [75] E. J. Doyle, Nucl. Fusion 47, 2175 (2007),
- [76] R. Aymar, P. Barabaschi in Y. Shimomura, Plasma Phys. Control. Fusion 44, 519, 2002,
- [77] B. Končar, P. Norajitra, K. Oblak, Effect of nozzle sizes on jet impingement heat transfer in He-cooled divertor, Applied Thermal Engineering, Volume 30, Issues 6-7, May 2010, Pages 697-705,
- [78] IAEA Safety Standards, Fundamental Safety Principles, No. SF-1, International Atomic Energy Agency Vienna, 2006,
- [79] IAEA-TECDOC-1391, Status of advanced light water reactor designs 2004, IAEA, 2004,
- [80] IAEA Safety Reports Series, No. 46, Assessment of Defense in Depth for Nuclear Power Plants, International Atomic Energy Agency Vienna, 2005,
- [81] 10 CFR 20: Standards For Protection Against Radiation, US NRC, <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part020/full-text.html>,
- [82] SECY-93-087, "Policy, Technical, and Licensing Issues Pertaining to Evolutionary and Advanced Light-Water Reactor Designs," ADAMS Accession No. ML003708021, April 2, 1993, and the related SRM, ADAMS Accession No. ML003708056, July 21, 1993,
- [83] SECY-90-016, "Evolutionary Light-Water Reactor (LWR) Certification Issues and Their Relationship to Current Regulatory Requirements," ADAMS Accession No. ML003707849, January 12, 1990, and the related staff requirements memorandum (SRM), ADAMS Accession No. ML003707885, June 26, 1990,
- [84] <http://www.westinghousenuclear.com/>,
- [85] <http://www.areva.com/>,
- [86] <http://www.mhi.co.jp/en/>,

- [87] A. Volkanovski, M. Čepin, B. Mavko, Application of the fault tree analysis for assessment of power system reliability, *Reliability Engineering & System Safety*, 2009, 94(6), Pages 1116-1127,
- [88] R. N. Allan, R. Billinton, Probabilistic methods applied to electric power systems - are they worth it?, *Power Engineering Journal*, 1992, Vol. 6 (3), pp. 121-129,
- [89] A. Volkanovski, Impact of offsite power system reliability on nuclear power plant safety, *Disertacija*, Univerza v Ljubljani, 2008,
- [90] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, *IEEE Std 1366™*, 2003,
- [91] D. Bokal, J. Hostnik, Analiza zanesljivosti delovanja DEES, *Sloko-Cigre*, 1999, pp. 31/56-73,
- [92] ASME RA-S-2002, Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, 2002,
- [93] M. Čepin, B. Mavko, A Dynamic Fault Tree, *Reliability Engineering and System Safety*, 2002, Vol. 75, pp. 83-91,
- [94] M. Čepin, B. Mavko, Optimizacija intervalov nadzornega preizkušanja v jedrski elektrarni na osnovi verjetnostih varnostnih analiz, *Elektrotehniški vestnik*, Ljubljana, 1996, Vol. 63 (3), str. 179-185,
- [95] A. Volkanovski, M. Čepin, B. Mavko, Application of the fault tree analysis for assessment of the power system reliability, *Proceedings of ESREL 2008*, Valencia, September 22-25, 2008, Vol. 3, pp. 1771-1778,
- [96] A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, The IEEE Reliability Test System - 1996, *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 14(3), pp. 1010-1020,
- [97] M. Čepin, A. Volkanovski, Nova faktorja pomembnosti v elektroenergetskih sistemih, *Elektrotehniški vestnik*, letn. 76, št. 4, pp. 177-181, 2009,
- [98] Ministrstvo za okolje in prostor, Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012, Ljubljana 2006,
- [99] Ministrstvo za okolje in prostor, Operativni program zmanjševanja emisij toplogrednih plinov do leta 2012 – OP TGP-1, Ljubljana 2009,
- [100] Vlada RS, Uredba o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost systemskega operaterja prenosnega omrežja električne energije, oktober 2004,
- [101] Državni zbor RS, Energetski zakon, marec 2007,
- [102] Ministrstvo za informacijsko družbo, Seznam standardov, katerih uporaba ustvari domnevo o skladnosti proizvoda s predpisi o elektromagnetni združljivosti, avgust 2003,
- [103] Ministrstvo za okolje in prostor RS, Pravilnik o sistemskem obratovanju distribucijskega omrežja za električno energijo, november 2003,
- [104] Vlada RS, Uredba o splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije, februar 2003,

- [105] SODO d.o.o. Vlada RS, Splošni pogoji za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije, januar 2008,
- [106] Ministrstvo za informacijsko družbo, Pravilnik o elektromagnetni združljivosti, 2002,
- [107] Distribucijska podjetja, Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MVA, maj 2007,
- [108] Vlada RS, Uredba o načinu izvajanja gospodarske javne službe dejavnost systemskega operaterja distribucijskega omrežja električne energije in gospodarske javne službe dobava električne energije tarifnim odjemalcem, oktober 2004,
- [109] Slovenski inštitut za standardizacijo, SIST EN 50160:2001 Značilnosti napetosti v javnih in razdelilnih omrežjih, 2001,
- [110] Slovenski inštitut za standardizacijo, SIST EN 61000-3-2:2002/A2:2005 – Elektromagnetna združljivost (EMC) – 3-2 del: mejne vrednosti za oddajanje harmonskih tokov (vhodni tok opreme ≤ 16 A na fazo) (IEC 61000-3-2:2000/A1:2001 + A2:2004), 2005,
- [111] Slovenski inštitut za standardizacijo, SIST EN 61000-3-3:1997/A1:2002 - Elektromagnetna združljivost (EMC) – 3 del: Omejitve – Omejitve kolebanja napetosti in flikerja v nizkonapetostnih napajalnih sistemih za opremo z naznačenim tokom ≤ 16 A - Dopolnilo 1 (IEC 61000-3-3:1994/A1:2001),
- [112] Institut »Jožef Stefan«, Vključevanje vetrnih elektrarn v slovenski elektroenergetski sistem, Ljubljana, februar 2004,
- [113] CIGRE, *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*, WG 37.32, Feb. 1999,
- [114] M. Pehnt, Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies, Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg (Ifeu), Wilckensstr. 3, D-69120 Heidelberg, Germany, ELSEVIER LTD,
- [115] Voorspools, E.A. Brouwers and W.D. D'haeseleer, Energy content and indirect greenhouse emissions in 'emission-free' power plants: results for the Low Countries, *Applied Energy* **67** (2000), pp. 307–330,
- [116] Storm van Leeuwen, J.W., Smith, P., Nuclear power — the energy balance. (The Netherlands), 2005.,
- [117] Lenzen, M., Dey, C., Hardy, C., Bilek, M., Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy in Australia. Report to the Prime Minister's uranium mining, processing and nuclear energy review (UMPNER), 2006,
- [118] Commission of the European communities, Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European economic and Social committee and the Committee of the regions - 20 20 by 2020, Europe's climate change opportunity, Brussels, 23.1.2008,
- [119] Povzetek za državljane, Sveženj ukrepov EU na področju podnebnih sprememb in energije, 2009,

- [120] Agencija RS za okolje, <http://arso.gov.si>,
- [121] http://www.siol.net/slovenija/znanost_in_okolje/2009/07/kjotski_sporazum.aspx,
- [122] Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2007 and inventory report 2009,
- [123] Weisser, 2007; A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies, EPSR,
- [124] http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/gp/gp_events/biorefinery/bs4_03_spitzer_en.pdf,
- [125] Bloomfield 2003,
- [126] MOP, Ministrstvo za okolje in prostor, <http://mop.gov.si>,
- [127] Institut »Jožef Stefan«, Center za energetska učinkovitost, Možnosti zmanjševanja emisij pri proizvodnji električne energije,
- [128] Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije (Ur.l. RS, št. 37/2009, 53/2009, 68/2009, 76/2009),
- [129] MOP, Poročilo o plačilih koncesij za proizvodnjo električne energije v malih hidroelektrarnah, 2007,
- [130] Ministrstvo za gospodarstvo, IBE d.d., Strokovne podlage za realizacijo obvez energetskega paketa za 20% delež obnovljivih virov (poudarek na elektriki), Ljubljana, avgust 2007,
- [131] Direktiva 32/06/ES,
- [132] Institut »Jožef Stefan«, Center za energetska učinkovitost, Dolgoročne energetske bilance RS za obdobje 2006 – 2026, Ljubljana, 2008,
- [133] Ministrstvo za okolje in prostor RS, Poročilo o plačilih koncesij za proizvodnjo električne energije v malih hidroelektrarnah z analizo vpliva višine plačila za koncesijo na ta sektor proizvodnje električne energije in analizo vplivov drugih razmerij razdelitve plačila koncesij med državo in občino – predlog za obravnavo, maj 2007,
- [134] IBE d.d., Kataster mHE na območju Slovenije, januar 1987,
- [135] MG OVE, PV-platforma,
- [136] Zavod za gozdove Slovenija, Poročilo Zavoda za gozdove Slovenije o gozdovih za leto 2006, Ljubljana, februar 2007,
- [137] Fakulteta za strojništvo, Lesna biomasa – neizkoriščen domači vir, Ljubljana 1998,
- [138] Gejzir d.o.o., Zasnova energetskega razvoja geotermalnih virov v Sloveniji za obdobje 2005 -2015, november 2005,
- [139] Union for the co-ordination of transmission of electricity, UCTE System Adequacy Forecast 2008 – 2020, januar 2008,
- [140] Navodilo o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja (Ur.l.RS, št. 46/2002), 2002,

- [141] Navodilo o sistemskem obratovanju distribucijskega omrežja za električno energijo (Ur.l.RS, št. 79/1999),
- [142] ReNEP, Ur.l.RS št.57/2004, Ljubljana 2004,
- [143] Zvone Košnjek, Dušan Kosec in Sašo Kreslin, Optimalna velikost zgornjega akumulacijskega bazena ČHE Kozjak, VIGRE, Velenje 2005,
- [144] IJS, Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010 – 2020, Ljubljana, 2010,
- [145] Direktiva 2009/28/ES,
- [146] Vlara RS, Resolucija o nacionalnih razvojnih projektih za obdobje 2007-2023, Ljubljana, 2006,
- [147] Borut Kozan, Iztok Zlatar, Dejan Paravan, Andrej Gubina, Vpliv ukrepov zniževanja izpustov CO₂ na dolgoročno načrtovanje proizvodnje na trgu z električno energijo, Elektrotehniški vestnik, 2009,
- [148] Golob R., Stokelj T., Paravan D., Stojkovska B., Application of simulation technique for forecasting electricity market behavior, Electrotechnical Review 68(5), Ljubljana, 2001,
- [149] Borzen, Letno poročilo za leto 2009, Ljubljana, 2010.