



Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije

Oktober 2025

Izvedbo projekta je omogočil SBC – Klub slovenskih podjetnikov v okviru programa Uspešna Slovenija. Projekt sta podprli Gospodarska zbornica Slovenije in Obrtno–podjetniška zbornica Slovenije.

Projekt:	Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije
-----------------	--

Avtorji:	prof. dr. Jože P. Damijan, vodja strokovne skupine prof. dr. Boštjan Blažič, izr. prof. dr. Andrej Senegačnik, prof. dr. Sebastijan Seme, prof. dr. Tamara Lah Turnšek, dr. Nataša Mori, prof. dr. Ferdinand Gubina, mag. Drago Babič, prof. dr. Iztok Tiselj, mag. Vekoslav Korošec, Martin Novšak, Stane Rožman, Boštjan Pišotek, Matej Drobnič (koordinator)
-----------------	--

Predgovor

Pričujoča študija »Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije« je rezultat poglobljenega strokovnega dela, večmesečnega sodelovanja in predanosti članov strokovne skupine, ki so s svojim znanjem, izkušnjami in kritičnim razmislekom prispevali k oblikovanju enega najcelovitejših pogledov na prihodnost slovenskega elektroenergetskega sistema.

Iskrena zahvala gre vsem sodelavcem, vrhunskim strokovnjakom na tem področju, ki so sodelovali pri pripravi tega dokumenta. Njihova strokovnost in občutek za širšo družbeno odgovornost so omogočili, da smo lahko na podlagi celovitih analiz primerjali različne možne scenarije prenove elektroenergetskega sistema ter oblikovali strokovno utemeljen predlog optimalne poti za prihodnost Slovenije.

Rezultati naše analize jasno kažejo, da je za dolgoročno stabilnost, zanesljivost in trajnost oskrbe z električno energijo najprimernejši scenarij, ki združuje obnovljive vire energije in jedrsko energijo (OVE + jedrska). Tak pristop omogoča uravnotežen razvoj med nizkoogljično preobrazbo, energetske varnostjo in konkurenčnostjo gospodarstva ter cilji splošnega razvoja Slovenije, hkrati pa zagotavlja najnižje stroške za odjemalce in najmanjši okoljski odtis. S tem dokumentom želimo prispevati k boljšemu razumevanju izzivov in priložnosti, ki jih prinaša energetske prehod, ter pomagati odločevalcem pri sprejemanju premišljenih in odgovornih odločitev o prihodnosti slovenskega elektroenergetskega sistema.

Študija ne predstavlja le strokovne analize, temveč tudi skupen prispevek k cilju, da Slovenija postane energetske samozadostna, nizkoogljična in konkurenčna družba, pripravljena na izzive 21. stoletja.

Vsem sodelavcem še enkrat iskrena hvala za njihov trud, predanost in znanstveno integriteto, ki so temelj verodostojnosti in kakovosti tega dokumenta.

prof. dr. Jože P. Damijan
vodja strokovne skupine

Ljubljana, oktober 2025

Kazalo vsebine

Povzetek.....	9
1 Uvod.....	16
2 Projekcije porabe električne energije in potrebne moči elektroenergetskega sistema do 2050	18
2.1 Metodologija za oceno potrebnega obsega električne energije	18
2.2 Ocena potrebnega obsega električne energije v Sloveniji do leta 2050	20
3 Scenariji elektroenergetskega sistema do 2050.....	23
4 Ovrednotenje scenarijev EES po kriterijih.....	28
4.1 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju maksimiranja energetske avtonomije Slovenije pri oskrbi z električno energijo	28
4.2 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe z električno energijo	30
4.2.1 Ovrednotenje stroškov izpada oskrbe z električno energijo.....	30
4.2.2 Ovrednotenje po kriteriju stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe	31
4.3 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju minimiziranja celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo.....	34
4.3.1 Investicije v proizvodne kapacitete	35
4.3.2 Investicije v omrežje	37
4.3.3 Stroški vzdrževanja in delovanja EES	38
4.3.4 Stroški nadomestne proizvodnje in uvoza električne energije	39
4.3.5 Celotni družbeni stroški oskrbe z električno energijo	41
4.3.6 Primerjava z ugotovitvami za druge države	44
4.4 Ovrednotenje po kriteriju minimiziranja stroškovne in maloprodajne cene EE.....	45
4.4.1 Problematika LCOE metodologije in sistemskih stroškov OVE	45
4.4.2 Metodologija za izračun stroškovne cene električne energije	48
4.4.3 Primerjava stroškovnih cen električne energije alternativnih elektroenergetskih konceptov.....	49
4.4.4 Primerjava maloprodajnih cen električne energije alternativnih elektroenergetskih scenarijev.....	53

4.5	Ovrednotenje po kriteriju minimiziranja negativnih učinkov na okolje.....	56
4.5.1	Ovrednotenje po kriteriju emisij CO ₂	57
4.5.1.1	<i>Problem izpustov CO₂ v elektroenergetskih sistemih, ki temeljijo na OVE.....</i>	57
4.5.1.2	<i>Metodologija izračuna CO₂ izpustov.....</i>	60
4.5.1.3	<i>Primerjava CO₂ izpustov alternativnih elektroenergetskih konceptov</i>	60
4.5.2	Ovrednotenje po kriteriju ostalih učinkov na okolje	62
4.5.3	Pomen gradnje novih hidroelektrarn za EES	64
4.5.4	Priporočila za podrobnejše analize okoljskih vidikov EES.....	66
5	Razvrstitev scenarijev po kriterijih in predlog optimalnega koncepta elektroenergetskega sistema	69
6	Literatura in viri.....	70
7	Priloga A:	73

Kazalo tabel

Tabela 1: Ocena porabe električne energije do leta 2050 (TWh).....	21
Tabela 2: Instalirane kapacitete za proizvodnjo in hrambo leta 2044 (v MW).....	25
Tabela 3: Povprečna pričakovanost izgube napajanja – LOLE po scenarijih	33
Tabela 4: Nove proizvodne kapacitete za proizvodnjo in hranjenje električne energije do leta 2050 (MW).....	35
Tabela 5: Predpostavke izračunov	36
Tabela 6: Vrednost investicij v kapacitete za proizvodnjo in hranjenje EE, 80 let (mio EUR)	37
Tabela 7: Vrednost investicij v omrežje (mio EUR)	38
Tabela 8: Vrednost stroškov vzdrževanja in delovanja EES, 80 let (mio EUR)	39
Tabela 9: Vrednost uvoza plina in nadomestne električne energije, 80 let (milijarde EUR)	40
Tabela 10: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo, 80 let (2024–2104) (milijarde EUR).....	42
Tabela 11: Stroškovne cene posameznih proizvodnih virov (EUR/MWh).....	49
Tabela 12: Struktura maloprodajne cene v 2024 in 2050 po scenarijih (EUR/MWh)	54
Tabela 13: CO ₂ izpusti posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije v državah EU (gCO ₂ ekvivalent/kWh)	60
Tabela 14: Sprememba letnih CO ₂ izpustov v alternativnih scenarijih v obdobju 2024–2050 (%).....	62
Tabela 15: Izpusti različnih plinov in trdih delcev posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije (g/kWh) in učinki na biodiverziteto v državah EU	62
Tabela 16: Sprememba letnih izpustov specifičnih plinov/trdih delcev in drugih okoljskih vplivov v primerjanih scenarijih v obdobju 2024–2050 (%).....	63
Tabela 17: Rangi sprememb okoljskih vplivov v obdobju 2024–2050 po primerjanih scenarijih	64
Tabela 18: Razvrstitev alternativnih elektroenergetskih konceptov glede na njihovo učinkovitost po petih kriterijih (rangi)	69
Tabela 19: Cene jedrskih elektrarn, ki so bile nedavno izgrajene, so v gradnji ali načrtovane	73

Kazalo slik

Slika 1: Poraba primarne energije v svetu (TWh)	18
Slika 2: Kuznetsova krivulja: Nelinearna povezava med razvitostjo in porabo energije.....	19
Slika 3: Projekcije skupne bruto porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev energetskega prehoda (TWh)	22
Slika 4: Diagram moči v letu (8760 ur)	23
Slika 5: Instalirane kapacitete za proizvodnjo električne energije glede na tehnologijo (leta 2044), v MW	26
Slika 6: Bilanca proizvodnje in porabe električne energije po scenarijih, 2025–2050, v GWh.....	28
Slika 7: Delež uvoza v skupni porabi električne energije po scenarijih, 2025–2050, v % ..	29
Slika 8: Analiza občutljivosti: Vrednost uvoza plina in nadomestne električne energije, 80 let ob spremenjenih predpostavkah (milijarde EUR)	41
Slika 9: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo (80 let) brez uvoza plina in električne energije, milijarde EUR	43
Slika 10: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo (80 let) z uvozom plina in električne energije, milijarde EUR	43
Slika 11: Občutljivost celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo (80 let) na nihanje cen električne energije, milijarde EUR.....	44
Slika 12: Sistemski LCOE energije iz vetra za naraščajoče deleže spremenljivih virov (EUR/MWh)	47
Slika 13: Stroškovna cena električne energije do leta 2050 po scenarijih (EUR/MWh)	50
Slika 14: Analiza občutljivosti: Vpliv vrednosti investicije v JEK2 na stroškovno ceno električne energije v scenariju JE+OVE (EUR/MWh).....	51
Slika 15: Analiza občutljivosti: Vpliv uvoznih veleprodajnih cen na stroškovno ceno električne energije po scenarijih JE+OVE in OVE+plin (EUR/MWh)	52
Slika 16: Analiza občutljivosti: Vpliv podražitve gradnje JEK2 in nizkih uvoznih veleprodajnih cen na stroškovno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh)	52
Slika 17: Maloprodajna cena električne energije do leta 2050 po scenarijih (EUR/MWh).....	55
Slika 18: Analiza občutljivosti: Vpliv visokih uvoznih veleprodajnih cen na maloprodajno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh)	55

Slika 19: Analiza občutljivosti: Vpliv podražitve gradnje JE2 in nizkih uvoznih veleprodajnih cen na maloprodajno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh).....	56
Slika 20: Planetarne meje	57
Slika 21: Elektroenergetski miks in izpusti CO ₂ na enoto električne energije v Nemčiji in Švedski, 2017–2023.....	58
Slika 22: Primerjava izpustov CO ₂ na enoto električne energije v Nemčiji in Franciji, 2011–2023	59
Slika 23: Proizvodnja električne energije v Irski po virih energije, 2015–2019	59
Slika 24: Letni izpusti CO ₂ v alternativnih scenarijih v obdobju 2025–2050 (mio ton).....	61

Povzetek

Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije

Namen analize možnih scenarijev je oblikovati strokovno utemeljen predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema Slovenije (EES). Izhodišče analize je, da morajo vsi alternativni koncepti EES zagotoviti zadosten obseg električne energije tako za razvojno konvergenco Slovenije kot za energetske prehod na nizkoogljične vire energije.

V analizi so štiri glavne smeri oz. možni scenariji primerjani glede na pet kriterijev. Kot optimalna smer se izkaže scenarij OVE + jedrska.

01 Opredelitev možnih scenarijev

Izbor scenarijev za analizo izhaja iz dosedanjih dokumentov in študij konceptov bodočega EES, ki so nastajali od leta 2022 dalje. Na podlagi teh dokumentov identificiramo štiri glavne smeri oz. možne scenarije razvoja slovenskega EES, ki so podrobneje analizirani v dokumentu: (1) Status quo, (2) OVE + plin, (3) 100 % OVE ter (4) OVE + jedrska, ki ima dodan podscenarij 4a, v katerem je poleg kriterija izpustov toplogrednih plinov upoštevan tudi kriterij vpliva na biodiverziteto.

Scenarij 1: Status quo

V tem scenariju Slovenija ne bi izvedla novih večjih naložb v proizvodne vire. To pomeni, da bi Termoelektrarna Šoštanj prenehala delovati do leta 2033, jedrska elektrarna Krško pa do leta 2043. Po tem letu bi večino električne energije morali uvažati. Tak pristop je sicer stroškovno na kratki rok manj zahteven, dolgoročno pa prinaša visoko uvozno odvisnost, nestabilnost in izjemno tveganje za oskrbo.

Scenarij 2: OVE + plin

Ta scenarij temelji na povečanju kapacitet sončnih in vetrnih elektrarn ob sočasni uporabi plinskih elektrarn za zagotavljanje stabilnosti sistema. Gre za pristop, ki ga predvideva tudi posodobljeni Nacionalni energetsko podnebni načrt (NEPN). Čeprav omogoča večjo vlogo obnovljivih virov, pa Slovenijo pušča precej odvisno od uvoza plina in elektrike, hkrati pa povečuje emisije CO₂.

Scenarij 3: 100 % OVE

Gre za najbolj ambiciozen, a tudi najbolj problematičen scenarij, ki predvideva popolno zaprtje vseh jedrskih in fosilnih virov ter popolno naslonitev na obnovljive vire. To bi zahtevalo enormno povečanje sončnih in vetrnih kapacitet ter zelo velike sisteme za shranjevanje energije. Čeprav je teoretično možen, je tak pristop zaradi nestanovitnosti proizvodnje, visokih stroškov in potrebe po uvozu elektrike v času brez sonca in vetra ocenjen kot tehnično in ekonomsko težko izvedljiv oziroma neustrezen.

Scenarij 4: OVE + jedrska

Ta scenarij predstavlja uravnoteženo kombinacijo. Predvideva podaljšanje življenjske dobe NEK do leta 2063, gradnjo nove jedrske elektrarne JEK2, hkrati pa zmerno rast sončnih in vetrnih kapacitet ter razvoj hidroelektrarn. Tako bi Slovenija dolgoročno ohranila stabilnost oskrbe, zmanjšala uvozno odvisnost in dosegla najnižje stroške v primerjavi z drugimi možnostmi.

Scenarij 4a: OVE + jedrska, brez novih hidroelektrarn

V analizi je poleg kriterija izpustov CO₂, upoštevan tudi kriterij vplivov na biodiverziteto. Gre za različico osnovnega

jedrsko-obnovljivega scenarija, ki ne predvideva izgradnje novih hidroelektrarn na srednji Savi. Zaradi tega bi bila potrebna večja uporaba baterij in drugih hranilnikov, kar nekoliko poveča stroške, a osnovna logika ostaja enaka – jedrska energija kot temelj, obnovljivi viri kot dopolnitev.

Tabela 2: Instalirane kapacitete za proizvodnjo in hrambo električne energije leta 2044 (v MW)

	Scenarij 1 Status quo (1)	Scenarij 2 OVE + plin (2)	Scenarij 3 100 % OVE (3)	Scenarij 4 OVE + jedrska (4)	Scenarij 4a OVE + jedrska brez HE (4a)
Hidroelektrarne	1.156	1.316	1.316	1.316	1.156
JEK2	0	0	0	1,100	1,100
Nuklearna elektrarna Krško	0	0	0	348	348
Mali modularni reaktorji	0	0	0	300	300
Sončne elektrarne	1.404	8.595	20.400	3.250	3.250
Vetrne elektrarne	6	521	521	300	300
Soproizvod. topl. in elektrike	207	356	207	356	356
Plinske elektrarne v TEB	400	400	0	400	400
Plinske elektrarne	142	600	0	400	400
Ostali OVE	1	42	42	42	42
Baterije	71	5,806	10,906	1,300	2,100
Črpalne hidroelektrarne	185	585	585	785	585
SKUPAJ*	3.316	11.830	22.486	7.812	7.652
Delež občasnih virov (%)	42,5	77,1	93,0	45,4	46,4
Delež stanovitnih virov (%)	57,5	22,9	7,0	54,6	53,6

Opombe: * Vsota brez kapacitet hranilnikov.

Scenarij 1 je identičen strukturi virov v 2024, vendar brez premogovnih termoelektrarn; scenarija 2 in 3 sta identična scenarijem v Mervar (2024); scenarij 4 je nekoliko dopolnjen scenarij v Mervar (2024); scenarij 4a se od scenarija 4 razlikuje le glede gradnje novih hidroelektrarn.

Vir: SAZU (2022), Mervar (2024), lastne ocene.

02 Projekcije prihodnje porabe električne energije

Razvoj slovenskega gospodarstva in hkratni zeleni prehod bosta v naslednjih desetletjih močno povečala povpraševanje po električni energiji. Analiza kaže, da se bo do leta 2050 poraba skoraj podvojila, glavnina rasti

pa bo posledica opuščanja fosilnih goriv v prometu, ogrevanju in industriji.

Osnovni izračuni temeljijo na projekcijah rasti BDP. Uporabljeni so makroekonomski modeli, ki povezujejo porabo električne energije s številom prebivalcev, BDP na prebivalca, deležem industrije v BDP in deležem starejšega prebivalstva. Model temelji na mednarodnih raziskavah (npr. Kuznetsova krivulja), ki kažejo, da poraba energije narašča do določene stopnje razvitosti, nato pa se rast umiri.

Če bo Slovenija sledila srednjemu scenariju razvoja, naj bi se BDP na prebivalca do leta 2050 povečal za približno 93 %. S tem bi osnovna poraba električne energije pri končnih odjemalcih zrasla z 11,4 TWh leta 2024 na okoli 15 TWh leta 2050 – povečanje za tretjino. Vendar pa to zajema le potrebe gospodarskega razvoja, ne pa tudi energetskega prehoda.

Največje spremembe prihajajo prav s prehodom iz fosilnih goriv na elektriko. Po ocenah naj bi se raba električne energije v prometu povečala z manj kot 0,3 TWh na več kot 6 TWh. Industrija bo do leta 2050 zaradi energetskega prehoda in digitalizacije potrebovala tri četrtine več električne energije kot danes, medtem ko naj bi bila poraba gospodinjstev ter storitvenega sektorja in kmetijstva približno enaka. Skupaj bi se končna raba električne energije v Sloveniji povečala z današnjih 12,7 TWh na 21,7 TWh.

Če pa prištejemo še dodatne potrebe po shranjevanju in pretvorbi presežkov energije, ki jih zahtevajo nestanovitni obnovljivi viri, se skupna bruto poraba močno razlikuje glede na izbrani scenarij. V kombinaciji jedrske in obnovljivih virov (scenarij OVE + jedrska) bi Slovenija do leta 2050 porabila približno 26,5 TWh električne energije. V scenariju OVE + plin bi se poraba dvignila na 29,9 TWh, v scenariju 100 % OVE pa celo na 31,9 TWh – predvsem zaradi višjih potreb po baterijah in proizvodnji vodika.

Ključna ugotovitev analize je, da tri četrtine rasti porabe električne energije do leta 2050 izhajajo iz energetskega prehoda, le četrtina pa iz gospodarske rasti. To pomeni, da bo prihodnja slovenska energetska politika morala zagotoviti predvsem dovolj čiste in zanesljive električne energije za nadomestitev fosilnih goriv, saj brez tega ne bo mogoče doseči podnebnih ciljev ter ciljev razvoja Slovenije in blaginje njenih prebivalcev.

03 Kriteriji za ovrednotenje scenarijev

Analiza projekcije razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema do leta 2050 je scenarije ocenjevala po petih ključnih kriterijih: (1) energetska avtonomija, (2) stabilnost in zanesljivost sistema, (3) celotni družbeni stroški, (4) stroškovna in maloprodajna cena električne energije za odjemalce ter (5) okoljski vplivi. Kot končna kriterija za primerjavo pa sta uporabljena dva kriterija: strošek električne energije na MWh za slovenske odjemalce, ki vključuje vse stroške in dajatve vezane na maloprodajno ceno, ter globalni okoljski učinek zaradi električne energije, porabljene v Sloveniji.

Energetska avtonomija

Rezultati kažejo, da se bo slovenska energetska bilanca v prihodnjih letih neizogibno poslabšala – predvsem zaradi zaprtja TEŠ6 in kasneje NEK ter hkratnega naraščanja porabe, povezane z energetskega prehodom. V scenariju Status quo bi to do leta 2040 pomenilo več kot 65-odstotno uvozno odvisnost, kar bi Slovenijo izpostavilo velikim tveganjem glede zanesljivosti in cenovne volatilitnosti. Scenarij 100 % OVE bi zaradi nestanovitne proizvodnje in tehničnih omejitev baterijskih ter vodikovih hranilnikov prav tako prinesel visoko uvozno odvisnost in sistemsko nestabilnost. Tudi kombinacija obnovljivih virov in plina bi po letu 2043 vodila v naraščajočo odvisnost od uvoza. Edini scenarij, ki dolgoročno zagotavlja popolno samozadostnost, je kombinacija jedrske in obnovljivih virov z izgradnjo JEK2 ter podaljšanjem delovanja obstoječe jedrske elektrarne v Krškem.

Stabilnost in zanesljivost sistema

Stabilnost in zanesljivost sistema, merjena z metodologijo LOLE (pričakovana izguba napajanja), je najboljša v scenarijih z jedrsko energijo, kjer vrednosti ostajajo pod eno uro letno – primerljivo ali celo boljše kot danes.

Za zagotovitev stabilnosti so potrebni sinhronski viri z inercijo (kot so jedrske, hidro ter plinske elektrarne) ali visoki stroški naložb v asinhronske vire. Visoki deleži nestanovitnih OVE povečajo volatilitnost in stroške izravnave; baterije in črpalne hidroelektrarne namreč pokrijejo dnevne, ne pa sezonskih vrzeli. Scenariji, ki temeljijo na velikem deležu sončnih in vetrnih elektrarn brez stabilnih virov v pasu, so tehnično težko izvedljivi, saj bi zahtevali ogromne dodatne kapacitete rezervnih klasičnih elektrarn ali uvoza, predvsem v jesensko-zimski polovici leta.

Družbeni stroški

Če upoštevamo celotne družbene stroške v obdobju naslednjih 80 let (2024–2104), se pokažejo izrazite razlike. Scenariji z jedrsko energijo so najcenejši (53 – 66 milijard evrov), medtem ko bi Slovenijo vztrajanje pri Statusu quo stalo okoli 188 milijard evrov, scenarij OVE + plin 156 milijard, popolnoma obnovljiv koncept pa kar 222 milijard evrov.

Tabela 10: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo, 80 let (2024–2104) (milijarde EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska – brez HE (4a)	OVE + jedrska – nižja cena JEK2 (4b)
Investicijska vrednost (kapacitete + omrežje)	1.0	55.4	115.4	28.0	31.4	24.5
Stroški delovanja in vzdrževanja	2.1	18.8	33.4	25.8	26.2	25.8
Stroški uvoza EE in plina	185.7	82.1	73.2	2.6	8.2	2.6
Skupaj	188.9	156.3	221.9	56.4	65.9	52.9

Vir: Tabele 6, 7, 8 in 9 v tem dokumentu (Analiza scenarijev in predlog optimalnega koncepta prenove EES Slovenije).

Okolje

Z vidika okolja je prav tako najustreznejši jedrsko-obnovljiv scenarij, saj omogoča do 70-odstotno zmanjšanje emisij CO₂ do leta 2050 ter najmanjše obremenitve z drugimi plini in rabo prostora. V scenarijih brez jedrske energije se izpusti CO₂ celo povečajo – v primeru OVE + plin za več kot 150 %, v primeru 100 % OVE pa za več kot 50 %, predvsem zaradi potrebe po uvozu elektrike iz fosilnih virov v obdobjih brez sonca in vetra. Najslabše se izkaže scenarij Status quo, ki bi zaradi velike uvozne odvisnosti povzročil kar štirikratni porast globalnih emisij CO₂.

V analizi je poleg kriterija izpustov CO₂, upoštevan tudi kriterij vplivov na biodiverzitetu. Zato je strokovna skupina v analizo vključila tudi različico osnovnega jedrsko-obnovljivega scenarija (4a), ki ne predvideva izgradnje novih hidroelektrarn na srednji Savi. Zaradi tega bi bila potrebna večja uporaba baterij in drugih hranilnikov, kar nekoliko poveča stroške, a osnovna logika ostaja enaka – jedrska energija kot temelj, obnovljivi viri kot dopolnitev.

04 Cena: koliko nas bo stala elektrika prihodnosti?

Razprave o prihodnosti slovenskega elektroenergetskega sistema se pogosto vrtijo okoli investicij in virov energije, a za ljudi in gospodarstvo je ključno vprašanje eno – koliko bo stala elektrika. Analiza pokaže, da so razlike med scenariji velike.

Najbolj ugodno se izkaže kombinacija jedrske energije in obnovljivih virov (scenarij OVE + jedrska). Po letu 2043, ko bi v omrežje vstopil JEK2, bi stroškovna cena elektrike znašala okoli 76 €/MWh, kar je za tretjino manj kot v scenariju OVE + plin (114 EUR/MWh) ter za skoraj 40 % manj kot v scenariju 100 % OVE (121 EUR/MWh).

Maloprodajna cena za odjemalce bi do leta 2050 ostala skoraj nespremenjena – iz današnjih 212 €/MWh bi se dvignila na približno 230 €/MWh. Če bi bila gradnja JEK2 cenejša (4b), pa bi se cena električne energije za odjemalce spremenila minimalno (218,4 EUR/MWh).

Povsem drugačna slika se kaže v scenarijih brez jedrske energije. V primeru kombinacije obnovljivih virov in plina bi se stroškovna cena po letu 2043 povzpela nad 114 €/MWh, maloprodajna pa bi do 2050 narasla na 287 EUR/MWh. Še slabše je pri scenariju 100 % OVE – stroškovna cena bi presegla 120 €/MWh, maloprodajna pa bi se zvišala kar za tri četrtine, na 372 €/MWh, kar je primerljivo s sedanjimi rekordnimi cenami v Nemčiji. Scenarij Status quo, torej brez novih naložb, pa se sicer na prvi pogled zdi cenovno ugoden, a temelji na uvozu več kot dveh tretjin potrebne elektrike. Takšna odvisnost od zunanjih trgov pa prinaša nesprejemljivo tveganje volatilnosti cen in nezanesljive oskrbe.

Tabela 12: Struktura maloprodajne cene v 2024 in 2050 po scenarijih (EUR/MWh)

	2050						
	2024	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska brez HE (4a)	OVE + jedrska – nižja cena JEK2 (4b)
Stroškovna cena	82.2	103.4	114.1	121.0	76.4	79.2	67.7
Dobiček	8.2	10.3	11.4	12.1	7.6	7.9	6.8
Omrežnina 2024	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5
Dodatna omrežnina	0	10.6	26.6	88.8	21.1	21.2	21,0
Prispevek za delo. oper. trga	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Prispevek za en. učinkovitost	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Prispevek SPTE+OVE	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Trošarina	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pavšalni stroški poslovanja	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
DDV	38.3	45.8	51.8	67.2	41.5	42.2	39.4
Maloprodajna cena	212.3	253.7	287.5	372.7	230.2	234.1	218,4

Opombe: Stroškovna cena JEK2: 72.5 EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena EE: 120 EUR/MWh. Poraba 1.000 kWh in priključna moč 10 kW. Upoštevane stalne cene iz 2024. Vir: Lastni izračuni.

05 Omrežnina: skriti strošek energetskega prehoda

Ko govorimo o prihodnosti električne energije, največ pozornosti običajno namenimo proizvodnim virom – jedrski, sončni, vetrni in hidroelektrarnam. A pomemben del končne cene predstavlja tudi omrežnina, torej strošek uporabe prenosnega in distribucijskega omrežja. Brez ustreznih naložb v omrežje prehod na nizkoogljične vire sploh ne bo mogoč.

Analiza pokaže, da se razlike med scenariji jasno kažejo tudi pri tem strošku. Najnižja vrednost potrebnih naložb

v omrežje je v scenariju OVE + jedrska – okoli 2,5 milijarde EUR. V tem primeru je obseg novih razpršenih virov energije zmeren, omrežje pa je manj obremenjeno.

Če bi Slovenija šla po poti večjega deleža sončnih in vetrnih elektrarn, bi se potrebne naložbe hitro povečale. V scenariju OVE + plin znašajo stroški omrežnine že 3,3 milijarde EUR, v scenariju 100 % OVE pa kar 8,3 milijarde EUR – torej več kot trikrat več kot pri jedrsko-obnovljivem konceptu. Razlog je jasen: občasni viri zahtevajo zmogljivejše distribucijsko omrežje za prevzem presežkov elektrike ob sončnih in vetrovnih dneh ter za uravnavanje obremenitev v času, ko proizvodnje ni.

Zanimivo je, da tudi v scenariju Status quo, torej brez novih proizvodnih zmogljivosti, omrežnine ne moremo povsem izločiti. Tudi v tem primeru so nujne naložbe v modernizacijo, ocenjene na približno 40 % potrebnih investicij v scenariju OVE + jedrska.

Tabela 7: Vrednost investicij v omrežje (mio EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska – brez HE (4a)	OVE + jedrska nižja cena JE (4b)
Omrežje	979	3.337	8.345	2.448	2.448	2.448

Vir: Mervar (2024, Tabela 8.3). Upoštevane stalne cene iz 2024.

Za končnega odjemalca to pomeni, da se omrežnina – ki je sestavni del položnice – lahko občutno poveča, če se Slovenija odloči za poti z visokim deležem nestanovitnih obnovljivih virov. Z vidika stroškovne učinkovitosti se zato kot najbolj vzdržna rešitev, kjer je potrebna nadgradnja omrežja bistveno manjša in cenejša, izkažejo scenariji, ki vključujejo tudi klasične vire električne energije.

06 Uvozna odvisnost

Slovenija je že danes neto uvoznica električne energije, v prihodnjih desetletjih pa se bo to vprašanje še zaostriло. V študiji so avtorji izračunali, kako bi se uvozna odvisnost razvijala v različnih scenarijih in kakšne stroške bi to prineslo. Rezultati so presenetljivi – razlike med scenariji segajo v več deset milijard evrov.

Kako hitro raste uvozna odvisnost?

Do leta 2033 se bo zaradi zaprtja Termoelektrarne Šoštanj 6 povečal primanjkljaj za približno 2,6 TWh, do leta 2040 pa vsaj za 5 TWh. V scenariju status quo bi po zaprtju NEK leta 2043 to pomenilo skoraj 65-odstotno uvozno odvisnost, kar bi Slovenijo postavilo med najbolj ranljive države EU.

Scenarij 100 % OVE bi zaradi nestanovitnosti proizvodnje iz sonca in vetra prav tako zahteval visok uvoz elektrike v obdobjih nizke proizvodnje. V primeru scenarija OVE + plin pa bi bil uvoz nekoliko nižji, a še vedno nad 30 % do leta 2050. Edini scenarij, ki po letu 2040 prinaša popolno samozadostnost, je OVE + jedrska, saj kombinacija nove jedrske elektrarne in obnovljivih virov zadostuje vsem potrebam domače porabe.

Strošek uvoza

V 80-letnem obdobju (2024–2104) je ocena stroška uvoza po scenarijih naslednja:

- **scenarij (1) Status quo:** 186 milijard EUR za uvoz plina in električne energije,
- **scenarij (2) OVE + plin:** 82 milijard EUR,
- **scenarij (3) 100 % OVE:** 73 milijard EUR,
- **scenarij (4) OVE + jedrska:** 3–8 milijard evrov.

Uvozna odvisnost ni le vprašanje energetske varnosti in suverenosti, temveč tudi vprašanje stroškov, ki jih bodo dolgoročno plačevali gospodinjstva in podjetja. Če Slovenija ne bo investirala v lastne stabilne vire, bo za uvoz električne energije in plina v prihodnjih desetletjih porabila ogromno sredstev, kar pod resen vprašaj postavlja ekonomsko suverenost države.

07 Ključne ugotovitve

Analiza jasno pokaže, da je **scenarij 4 (OVE + jedrska)** najbolj vzdržen, saj združuje nizke stroške, visoko stopnjo energetske avtonomije, stabilnost sistema in najnižji okoljski odtis. Na nasprotnem polu sta scenarija Status quo in 100 % OVE, ki predstavljata bodisi veliko uvozno odvisnost bodisi prevelika tehnična in finančna tveganja.

Odločitev o prihodnjem elektroenergetskem sistemu tako ni zgolj tehnično vprašanje, temveč strateška izbira, ki bo določala slovensko gospodarsko, okoljsko in energetsko prihodnost vse do sredine stoletja

Končna razvrstitev po vseh petih kriterijih zelo izrazito kaže, da je najbolj primeren scenarij 4 (OVE + jedrska), Odločilni argumenti za scenarij OVE + jedrska so: (1) najvišja avtonomija po 2040, (2) stabilnost EES in nizka LOLE v praksi, (3) najnižji celotni družbeni stroški v 80-letnem horizontu delovanja, (4) najnižja in najmanj volatilna stroškovna/maloprodajna cena po 2040, ter (5) najboljši okoljski profil, pri čemer je scenarij z novimi hidroelektrarnami bolj primeren iz vidika izpustov toplogrednih plinov, medtem ko je podscenarij 4a, ki ne vključuje gradnje novih hidroelektrarn, bolj primeren iz vidika rabe prostora, vpliva na biodiverziteto in tveganja deforestacije.

Scenarija OVE + plin in 100 % OVE sta bistveno dražja zaradi visokih sistemskih stroškov in visoke uvozne odvisnosti. Scenarij Status quo pa sicer prihrani izdatke za investicije, vendar na dolgi rok povzroči najvišje stroške uvoza in tveganja glede zanesljivosti.

Ključni sklep analize je jasen: če želi Slovenija dolgoročno ohraniti stabilne in dostopne cene električne energije, je nujna izgradnja novih jedrskih zmogljivosti v kombinaciji z obnovljivimi viri. To je edini scenarij, ki hkrati zagotavlja nizke stroške, zanesljivo oskrbo in nizke emisije CO₂.

1 Uvod

Ključni dejavnik, ob človeškem in fizičnem kapitalu, za doseganje rasti blaginje je zagotovitev potrebnega obsega energije. Glede tega se Slovenija podobno kot druge države sooča s tremi izzivi. Prvi izziv je, kako zagotoviti potreben obseg energije, ki bo potreben za prehod na raven visoke razvitosti in za zagotovitev ustrezno visoke ravni blaginje prebivalstva. Drugi izziv je, kako ta obseg potrebne energije zagotoviti v času zaostrenih podnebnih sprememb in kako zagotoviti dodaten obseg električne energije, ki bo potreben za energetski prehod od uporabe fosilnih goriv, tako pri ogrevanju in transportu kot v industriji, na nizkoogljične vire energije. Tretji izziv pa je, kako zagotoviti strateško energetsko avtonomijo v primeru izrednih dogodkov, kot so epidemije, vojne, razpad omrežij v Evropi itd., torej dogodkov, ko ni mogoče več računati na normalno delovanje trga z električno energijo in ko mora vsaka država sama zagotoviti potreben obseg proizvodnje električne energije.

Namen analize je oblikovati strokovno utemeljen predlog optimalnega koncepta prenove elektroenergetskega sistema (v nadaljevanju: EES) Slovenije, ki odgovarja na vse tri izzive. Izhodišče analize je, da morajo vsi alternativni koncepti EES zagotoviti zadosten obseg električne energije tako za razvojno konvergenco Slovenije kot za energetski prehod na nizkoogljične vire energije in hkrati zagotoviti ustrezno raven strateške avtonomije na področju električne energije.

Izbor alternativnih EES za našo analizo izhaja iz nabora konceptov, analiziranih v spodnjih javno dostopnih analizah konceptov bodočega EES Slovenije:

- Nacionalni energetsko podnebni načrt, verzija v5 (NEPN, 2025)
- Mervar, A. (2024). Analiza 100% OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo za leto 2044. ELES, 2024.
- Resolucija o Dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta 2050 (ReDPS50, 2021).
- SAZU (2022). Strategija razvoja elektroenergetskega sistema Slovenije do leta 2050. Svet za razvoj pri SAZU, Ljubljana.
- Damijan, J. & D. Babič (2024a). Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja. *Teorija in praksa*. 61 (4), 807–846.
- Damijan, J. & D. Babič (2024b). Ocena ekonomskih in podnebnih učinkov NEPN. LIFE Institut, 2024.

Na podlagi teh analiz identificiramo štiri glavne scenarije in en podscenarij razvoja slovenskega EES, ki jih podrobneje analiziramo v tej analizi:

- **Scenarij 1: Status quo** (obstoječa struktura EES: TEŠ6 do 2033, NEK do 2043, brez JEK2, brez novih naložb v proizvodne vire),
- **Scenarij 2: OVE + plin** (NEPN OVE scenarij: NEK do 2043, brez JEK2, nove naložbe samo v OVE¹),
- **Scenarij 3: 100 % OVE** (zaprtje NEK, zgolj naložbe v OVE),
- **Scenarij 4: OVE + jedrska** (NEK do 2063, JEK2, zmerne naložbe v nestanovitne OVE, naložbe v nove hidroelektrarne),
- **Scenarij 4a: OVE + jedrska** (NEK do 2063, JEK2, zmerne naložbe v nestanovitne OVE, brez naložb v nove hidroelektrarne).

Pri oblikovanju predloga optimalnega koncepta prenove EES te scenarije (ob zagotovitvi potrebnega obsega električne energije) ovrednotimo na osnovi naslednjih petih ključnih kriterijev:

¹ Obnovljivi viri energije (OVE) so opredeljeni kot proizvodni viri, ki izkoriščajo energijo, sonca, vetra, biomase in hidro energijo. Kot nestanovitna oziroma občasna (angl.intermittent) OVE vira so opredeljene sončne in vetrne elektrarne.

- 01 — kriterij **maksimiranja energetske avtonomije** Slovenije pri oskrbi z električno energijo,
- 02 — kriterij **stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe** z električno energijo,
- 03 — kriterij **minimiziranja potrebnih družbenih investicij** v EES,
- 04 — kriterij **minimiziranja stroškovne cene in maloprodajne cene električne energije** za slovenske odjemalce, in
- 05 — kriterij **minimiziranja negativnih globalnih učinkov na okolje** zaradi proizvodnje električne energije za potrebe slovenskih odjemalcev.

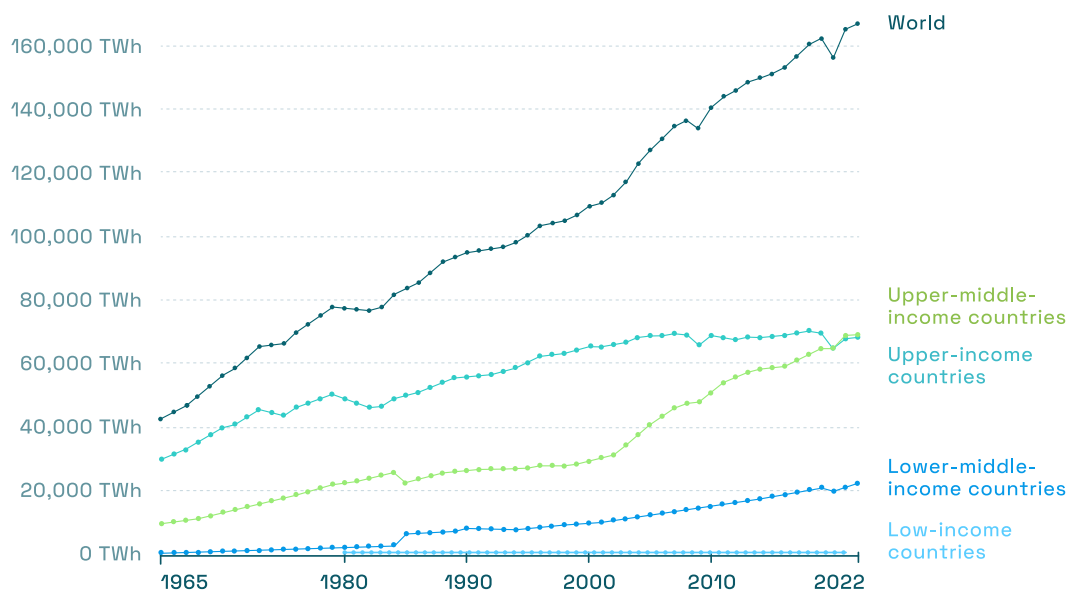
Po zagotovitvi potrebnega obsega električne energije, energetske avtonomije Slovenije pri oskrbi z električno energijo ter stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe z električno energijo sta v analizi kot končna kriterija za primerjavo alternativnih konceptov uporabljena dva kriterija:

- 01 — **Strošek električne energije na MWh** za slovenske odjemalce, ki vključuje:
 - polno lastno ceno električne energije slovenskega EES,
 - ceno uvožene električne energije,
 - vse dajatve, vezane na maloprodajno ceno električne energije (omrežnina, prispevki, trošarine, pavšalni stroški poslovanja).
- 02 — **Globalni okoljski učinki** (na kWh) zaradi v Sloveniji porabljene električne energije (kriterij 5).

Na osnovi teh kvantitativnih ocen analiza podaja predlog optimalnega koncepta prenove EES Slovenije.

2 Projekcije porabe električne energije in potrebne moči elektroenergetskega sistema do 2050

Gospodarska rast je navkljub vsem pomanjkljivostim in negativnim eksternalijam najboljši način za zagotavljanje blaginje prebivalstva. Kot kaže indeks človeškega razvoja (Human Development Index, HDI), ki ga pripravlja UNDP, so najpomembnejši indikatorji blaginje in kvalitete življenja, kot so umrljivost ob rojstvu, pričakovana življenjska doba, raven dosežene izobrazbe itd., močno korelirani z razvitostjo države, merjene z BDP na prebivalca.² Gospodarska rast omogoča doseganje visoke ravni človekovega razvoja, kar pomeni, da je za zagotavljanje gospodarske rasti potrebno zagotoviti tudi ključne inpute, in med njimi energijo (Lomborg, 2020).



Slika 1: Poraba primarne energije v svetu (TWh)

Opomba: Podatki vključujejo le komercialna goriva (premog, nafta, plin), jedrsko energijo in sodobne obnovljive vire energije. Ne vključujejo porabe tradicionalne biomase..

Vir: Our World in Data/Energy

Podatki v sliki 1 kažejo, da svetovna poraba primarne energije po drugi svetovni vojni do danes monotonno narašča. Precejšnje razlike pa se kažejo v porabi energije med različno razvitimi državami. Poraba energije močno narašča predvsem v skupini držav z visokim srednjim dohodkom (predvsem azijske hitro rastoče države, kot so Kitajska, Indija in Indonezija, sem pa spada tudi Slovenija), nekoliko manj v državah z nizkim srednjim dohodkom, medtem ko stagnira v državah z nizkim dohodkom in državah z visokim dohodkom. Podatki kažejo, da je v državah z visokim dohodkom po letu 2008 poraba primarne energije dosegla plafon in da se utegne v prihodnjih desetletjih zaradi manjše energetske intenzivnosti gospodarjenja znižati.

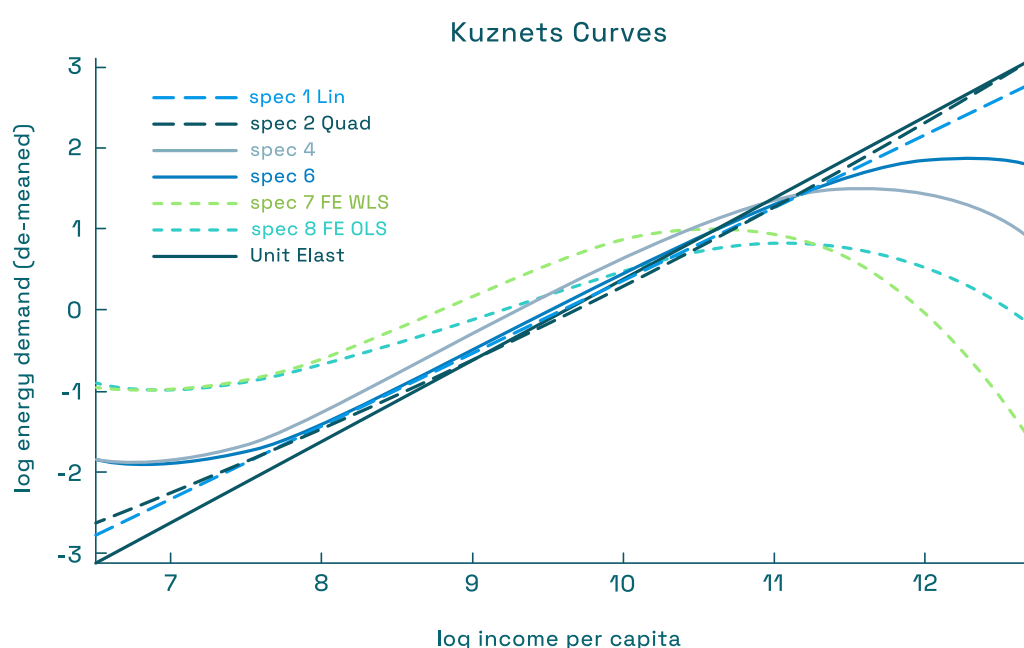
2.1 Metodologija za oceno potrebnega obsega električne energije

To povezavo med razvitostjo in porabo energije so preučevali v številnih empiričnih študijah (glej denimo Medlock & Soligo (2001), van Benthem & Romani (2009), ki so analizirali nelinearno povezavo med razvitostjo in porabo energije). V empirični analizi ekonomistov Mednarodnega denarnega sklada (Bogmans et al, 2020) so ugotavljali ali obstaja povezava med razvitostjo in porabo energije v obliki t.i. Kuznetsove krivulje (v obliki narobe obrnjene črke U).

² Korelacijski koeficienti ranga med BDP na prebivalca in HDI za države z visokim, srednjim in nizkim človekovim razvojem znašajo 0,797, 0,801 oziroma 0,628 (Islam, 1995).

Torej ali na ravneh dovolj visoke stopnje razvitosti pride do saturacije porabe energije ter njenega postopnega upadanja z gospodarskim razvojem.

Na vzorcu 127 držav za obdobje 1850–2017 so kot najboljšo aproksimacijo povezave med razvitostjo in porabo energije ugotovili kubično povezavo med obema (polinom 3. stopnje za BDP na prebivalca). Kot prikazuje slika 2, je mogoče z različnimi specifikacijami ekonometričnega modela oceniti stopnjo preobrata porabe energije v odvisnosti od stopnje razvitosti in drugih ključnih spremenljivk, kot so obseg prebivalstva, delež industrije v BDP in delež starejšega prebivalstva. Avtorji ugotavljajo, da na srednji ravni razvitosti poraba energije raste linearno glede na rast prebivalstva in BDP na prebivalca, na visoki ravni razvitosti pa poraba energije raste linearno glede na rast prebivalstva in nelinearno upada z rastjo BDP na prebivalca (polinom 3. stopnje). Specifično, ugotovili so, da prelomna točka v razmerju energija–dohodek (t.j. največja dohodkovna elastičnost) nastopi pri približno 10.000 USD (po stalnih cenah iz 2011), kar je pod svetovnim dohodkom na prebivalca v letu 2015 v višini 15.000 USD. Pri tej ravni dohodka je dohodkovna elastičnost energije približno 1. Vrh Kuznetsove krivulje (t.j. raven dohodka, ki statično določa nasičenost z energijo) pa je zelo visok, nad 107.000 USD.



Slika 2: Kuznetsova krivulja: Nelinearna povezava med razvitostjo in porabo energije

Vir: Bogmans et al (2020)

Za Slovenijo, ki se trenutno nahaja v skupini držav z visokim srednjim dohodkom in stremi k stopnji razvitosti držav z visokim dohodkom, je zanimiv ta energetske prehod od višje k nižji energetski intenzivnosti, do katerega pride s preходом na visoko stopnjo razvitosti. Pomembno je ugotoviti, kakšen obseg energije mora zagotoviti, da bo lahko zagotovila prehod med razvite države in stopnjo blaginje na tej ravni razvitosti. Brez zagotovitve zadovoljivih količin energije ni mogoče doseči želenih ciljev glede zagotavljanja blaginje in človeškega razvoja. Nasprotno, pomanjkanje energije vodi v energetske revščino in suboptimalne ravni BDP na prebivalca, ki ne omogočajo zagotavljanja potrebnih ravni ključnih javnih storitev za razvoj in blaginjo prebivalstva, kot so zdravstvo, šolstvo, varnost in javne administrativne storitve. Brez zagotovitve zadovoljivih količin energije tudi ni mogoče zagotoviti zelenega prehoda v smeri zmanjševanja porabe fosilnih goriv. Zato je namesto postavljanja arbitrarnih političnih ciljev, koliko naj bi znašala poraba energije v prihodnosti, kar je denimo pristop v Nacionalnem energetskem podnebnem načrtu (NEPN), bolj smiselno bodočo porabo energije oceniti glede na potrebe po energiji, ki izhajajo iz predvidene bodoče dinamike gospodarske rasti za prehod med razvite države in drugih ključnih strukturnih dejavnikov.

Pred nami sta dva izziva – zagotovitev prehoda na raven visoke razvitosti (in blaginje) ter zagotovitev energetskega

prehoda. Prvi izziv je zato oceniti potreben obseg energije, ki bo potreben za prehod na raven visoke razvitosti, drugi pa oceniti potreben obseg električne energije, ki bo potreben za energetske prehod, torej za prehod iz uporabe fosilnih goriv tako pri ogrevanju in transportu kot v industriji.

V ta namen smo v delovni skupini Sveta za razvoj pri SAZU leta 2022 bodoče potrebe po energiji skupaj in posebej po električni energiji v Sloveniji ocenili s podobnim modelom kot v Bogmans et al (2020). In sicer smo v prvem koraku z makroekonomskim modelom ocenili povezavo med porabo električne energije in številom prebivalcev, BDP na prebivalca, deležem industrije v BDP in deležem starejšega prebivalstva. Model je bil ocenjen na podatkih za 195 držav za obdobje 1975–2020.³

2.2 Ocena potrebnega obsega električne energije v Sloveniji do leta 2050

Na podlagi ocen parametrov tega modela je bila v drugem koraku ocenjena bodoča poraba električne energije v Sloveniji do leta 2050. Glede na to, da Slovenija razvojno (glede na BDP na prebivalca) za razvitimi evropskimi državami zaostaja za okrog 20 let, je ocenjena pretekla poraba energije v razvitih državah lahko dober napovednik za bodočo porabo energije v Sloveniji. Seveda ob upoštevanju specifičnih lastnosti Slovenije, kot so pričakovana rast prebivalstva in BDP na prebivalca, delež industrije v BDP ter delež starejšega prebivalstva.

Ključni podatek glede bodoče porabe (električne) energije so projekcije rasti BDP na prebivalca do leta 2050. Za Slovenijo so bile uporabljene lastne projekcije, pri čemer je bil upoštevan dejavnik konvergence – upočasnjevanje stopnje rasti BDP z dohitevanjem Slovenije razvitim državam EU. Narejene so bile tri simulacije, in sicer v skladu z optimističnim, srednjim in pesimističnim scenarijem rasti BDP na prebivalca. Optimistični scenarij predvideva, da se bo slovenski BDP na prebivalca v obdobju 2020–2050 povečal za 122 %, pesimistični scenarij predvideva povečanje za 65 %, medtem ko srednji scenarij predvideva povečanje za 93 %. Kot izhodišče za simuliranje slovenske porabe električne energije do leta 2050 je bil uporabljen srednji scenarij dinamike BDP. Ta srednji scenarij predvideva nekoliko višjo rast BDP na prebivalca, kot je predviden v posodobljenem NEPN (2024) (razlika v letu 2050 je nekaj več od 8 %), medtem ko je osnovna verzija NEPN iz leta 2020 predvidevala izjemno nizko rast slovenskega BDP (povečanje do leta 2050 zgolj za 50 % glede na leto 2020).

Predstavljena projekcija rasti BDP na prebivalca (srednji scenarij) je uporabljena kot izhodišče za simuliranje izhodiščne (osnovne) porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev energetskih potreb za doseganje predvidenih stopenj razvitosti. Tabela 1 kaže, da naj bi se osnovna poraba električne energije iz 11.4 TWh v letu 2024 do leta 2050 povečala za dobrih 30 % (na 15.0 TWh). Zaradi manjše energetske intenzivnosti proizvodnje ob povečevanju razvitosti je predvideno povečanje osnovne porabe električne energije bistveno manjše od predvidenega povečanja BDP po srednjem scenariju (za 93 % v obdobju med letoma 2020 in 2050).

To osnovno porabo električne energije (brez upoštevanja neposrednega odjema in izgub na omrežju) je potrebno prilagoditi potrebam po električni energiji zaradi energetskega prehoda. Bodoče potrebe po porabi električne energije za energetske prihode so odvisne na eni strani od projekcij bodoče intenzivnosti zamenjave fosilnih goriv v ogrevanju, v mobilnosti in industrijski rabi z elektriko oziroma vodikom in na drugi strani od koncepta EES oziroma od strukture energetskih virov. Obnovljivi viri energije zaradi svoje občasne in nestanovitne narave zahtevajo večjo porabo električne energije zaradi povečanih potreb po hrambi energije za čas, ko se proizvodnja iz nestanovitnih obnovljivih virov zaradi dnevne (in delno sezone) cikličnosti in vremenskih vplivov zmanjša oziroma prekine.

Izračune porabe električne energije za potrebe energetskega prehoda v tabeli 1 so narejene na osnovi podatkov NEPN in Mervar (2024) ter specifične scenarija 4 tega poročila. V scenariju 4 razvoja EES je predvidena zmerna izgradnja kapacitet sončnih in vetrnih elektrarn, iz česar sledijo tudi nižje potrebne kapacitete baterij in manjši viški električne energije za proizvodnjo vodika. S tem pa se zmanjša tudi ocenjena bodoča poraba električne energije glede na scenarije z večjim deležem nestanovitnih OVE.

³ Za podrobnosti glede metodologije in ekonometričnih ocen glej Damijan & Babič (2024).

Tabela 1: Ocena porabe električne energije do leta 2050 (TWh)

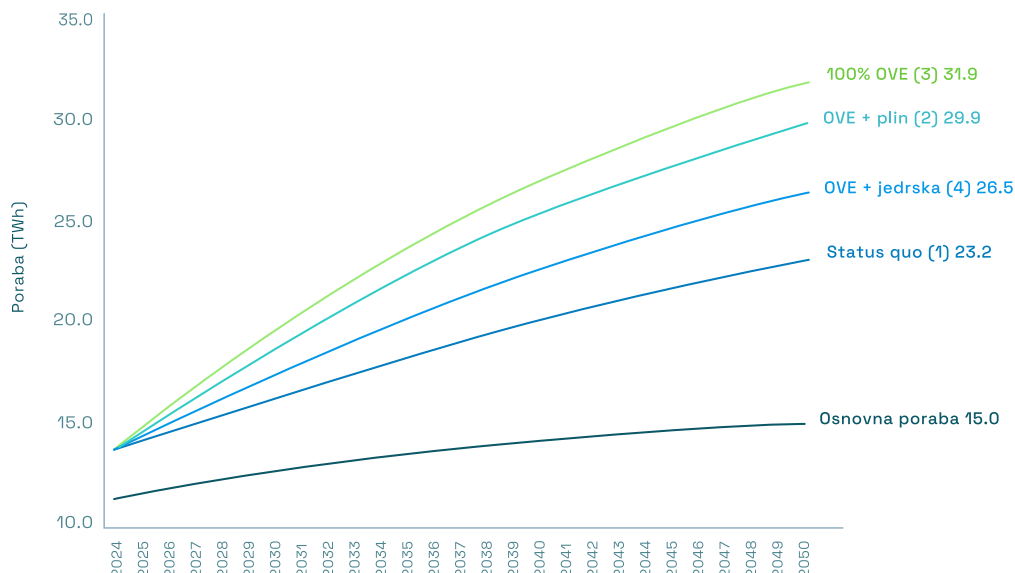
Po podatkih NEPN 2024		Scenarij 1 Status quo (1)	Scenarij 2 OVE + plin (2)	Scenarij 3 100 % OVE (3)	Scenarij 4 OVE + jedrska (4)	Scenarij 4a OVE + jedrska brez HE (4a)
Poraba industrija	4.70	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18
Poraba promet (e-mob.)	0.28	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12
Poraba gospodinjstva	4.08	4.05	4.05	4.05	4.05	4.08
Poraba ostalo – storitve s kmetijstvom	3.31	3.39	3.39	3.39	3.39	3.31
Končna osnovna raba skupaj	12.37	21.74	21.74	21.74	21.74	21.74
Poraba hranilnik ČHE	0.30	0.30	1.30	1.30	1.71	1.30
Poraba baterije	0.08	0.08	5.42	7.32	1.78	2.22
Poraba izgube omrežja	1.00	1.11	1.42	1.52	1.26	1.26
Skupna bruto poraba sistema	13.75	23.24	29.88	31.88	26.49	26.51

Opombe: Ocene na podlagi srednjega scenarija rasti BDP in kapacitet sončnih in vetrnih elektrarn ter baterij v skladu s scenarijem 4 tega poročila. Poraba toplotnih črpalk je zajeta v porabi gospodinjstev, ostalo in industrije.

Vir: Lastne ocene na podlagi SAZU (2022), Mervar (2024) in scenarija 4 tega poročila.

Na osnovi NEPN (2024) so za vse scenarije v tabeli privzete enake predpostavke glede porabe električne energije v gospodinjstvih, industriji, prometu, kmetijstvu in storitvah. Poraba električne energije v industriji naj bi se med letoma 2024 in 2050 povečala za tri četrtine (iz 4.7 na 8.2 TWh). Največje povečanje je predvideno v prometu – iz manj kot 0.3 TWh na 6.1 TWh. To povečanje zajema prehod iz fosilnih goriv na elektriko, vodik in sintetična goriva. Poraba električne energije v gospodinjstvih ter kmetijstvu in storitvah pa naj bi ostala na enaki ravni. Slednje predpostavke se zdijo zelo konservativne, saj ne zajemajo v zadovoljivi meri zamenjave fosilnih goriv v ogrevanju s toplotnimi črpalkami in tudi ne upoštevajo v zadovoljivi meri razvoja novih storitev, ki temeljijo na storitvah v oblaku in umetni inteligenci, ki so vse zelo intenzivne z vidika porabe električne energije. Kljub tem omejitvam naj bi se skupna končna osnovna raba električne energije med letoma 2024 in 2050 povečala za tri četrtine (iz 12.4 TWh na 21.7 TWh).

Razlike med scenariji nastopijo zaradi njihovih tehnoloških specifičnosti. Glede na različne scenarije zagotavljanja potrebnih količin električne energije, ki se razlikujejo po sestavi proizvodnje, smo predvideli različne količine hranjenja energije, kot jih zahtevajo različne tehnologije proizvodnje in sama dinamika porabe. Največ je razlik pri uporabi baterij. Medtem ko so v obeh scenarijih, ki temeljita na zmernem deležu nestanovitnih OVE ter pretežno na hidroenergiji in energiji iz JEK2 (scenarija 4 in 4a), potrebe po hranilnikih zmerne (kapaciteta blizu 2 TWh), pa so potrebe po kapacitetah baterij v scenarijih OVE + plin in 100 % OVE za 3– do 4–krat višje. V tabeli je navedena le skupna poraba električne energije za hranjenje v baterijah, nismo pa posebej specificirali, koliko se pri tem uporabljajo samostojne baterije in koliko se koristijo avtomobilске baterije (VtoG tehnologija). Pri uporabi baterij je največ razlik v primerjavi z Mervarjevimi scenariji, saj on predvideva v vseh scenarijih poleg običajnih baterij tudi uporabo VtoG tehnologije s skupno letno kapaciteto okoli 3 TWh.



Slika 3: Projekcije skupne bruto porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 za zagotovitev energetskega prehoda (TWh)

Opombe: Ocene na podlagi srednjega scenarija rasti BDP in kapacitet sončnih in vetrnih elektrarn ter baterij v skladu s posameznimi scenariji tega poročila.

Vir: Lastne ocene na podlagi SAZU (2022), Mervar (2024).

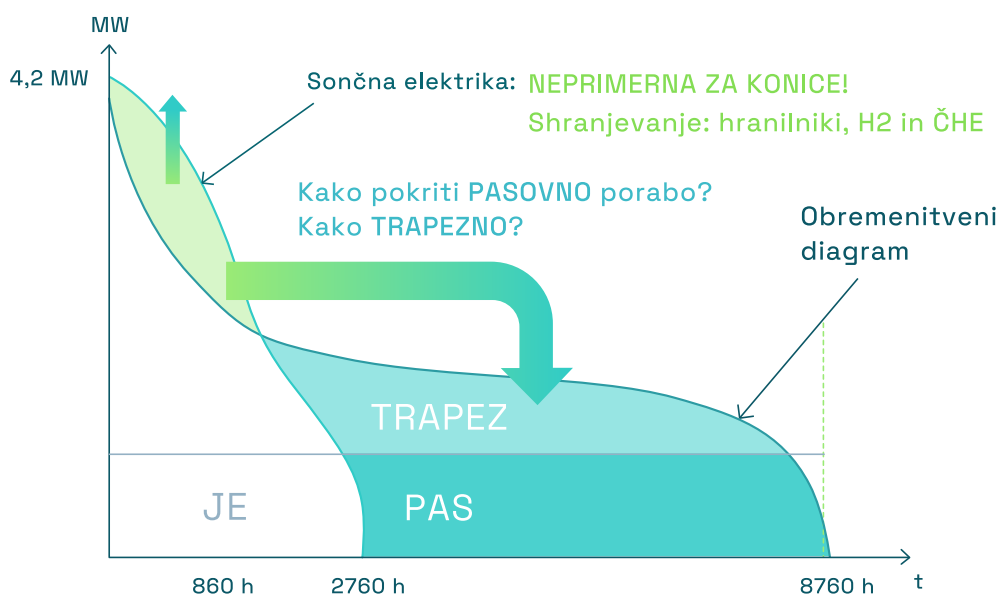
Iz izračunov izhaja, da naj bi se v skladu s scenarijem 4 od skupne bruto porabe električne energije v letu 2024 v obsegu 13.7 TWh do leta 2050 skupna poraba električne energije zaradi zagotavljanja ustrezne ravni razvitosti in zaradi energetskega prehoda povečala na 26.5 TWh. Torej bi se v 25 letih poraba električne energije zaradi obeh razlogov skoraj podvojila. Kot rečeno, se 3.6 TWh dodatne porabe električne energije do leta 2050 nanaša na potrebe gospodarskega razvoja, da bi dosegli povprečno razvitost držav EU. Preostalih 10.6 TWh dodatne porabe električne pa se nanaša na potrebe po električni energiji zaradi energetskega prehoda. To pomeni, da se četrtnina dodatne porabe električne energije do leta 2050 nanaša na potrebe gospodarskega razvoja, tri četrtine pa na potrebe zaradi energetskega prehoda.

Pri scenarijih OVE + plin in 100 % OVE je predvidena poraba električne energije skozi celotno obdobje do leta 2050 višja kot v opisanem scenariju OVE + jedrska zaradi večjih potreb po pretvorbi presežkov električne energije iz sončnih elektrarn v vodik. Po scenariju OVE + plin naj bi se skupna letna poraba električne energije do leta 2050 povečala na 29.9 TWh (za 13 % več kot v scenariju OVE + jedrska), po scenariju 100 % OVE pa na 31.9 TWh (za 20,3 % več kot v scenariju OVE + jedrska).

Vse te napovedi so podvržene veliki negotovosti zaradi potencialne deindustrializacije in zaradi negotovosti glede uspešnosti realizacije različnih politik glede prestrukturiranja proizvodnje električne energije (k OVE), glede prehoda iz fosilnih virov na elektriko v ogrevanju in transportu ter glede uporabe vodika kot hranilca energije in energenta, ki bi nadomestil zemeljski plin v industriji. V primeru nadaljevanja trenda deindustrializacije in počasnejše dinamike zelenega prehoda, bodo ravni prihodnje porabe električne energije lahko bistveno nižje od teh ocen.

3 Scenariji elektroenergetskega sistema do 2050

Vsak uporabnik v EES odjema iz omrežja določeno moč, poraba energije pa je enaka produktu te moči in časa. Ključno vlogo pri načrtovanju EES igrata inštalirana moč objektov za proizvodnjo električne energije in zadostnost proizvodnje električne energije, torej zmožnost proizvodnih virov, da v vsakem trenutku zagotavljajo pokrivanje odjema. Velikost potrebne moči v EES se ocenjuje na podlagi priključnih moči odjemalcev v industriji, gospodinjstvih, prometu, itd. in sočasnosti njihovega odjema. Oblika diagrama potrebne moči EES, kot izhaja iz meritev, je prikazana v spodnji sliki. Iz diagrama sledi, da je za velik del porabe električne energije potrebna stalna moč, kar lahko zagotavljajo viri s konstantno proizvodnjo električne energije, ki jo proizvajajo v pasu, kar na primer omogočajo jedrske ali termo elektrarne. Drugi del potrebne moči sistema je v obliki trapeza, kar lahko pokrivajo fleksibilni proizvodni viri, kot so predvsem termoelektrarne (na plin, premog ali kurilno olje) in hidroelektrarne (v odvisnosti od velikosti akumulacije) ter deloma vetrne elektrarne in sončne elektrarne. Tretji del moči EES se nanaša na potrebno konično moč, torej na visoko moč odjema električne energije, ki traja relativno malo časa. Konično moč zagotavljajo viri z visoko fleksibilnostjo, kot so na primer hidroelektrarne, črpalne hidroelektrarne in baterijski hranilniki. Ker mora biti v EES proizvodnja električne energije vedno enaka porabi, lahko iz diagrama sklepamo, da so za stabilno delovanje EES potrebni tako konstantni viri za proizvodnjo električne energije v pasu (jedske in termo elektrarne) ter komplementarni fleksibilni viri, ki omogočajo prilagajanje proizvodnje potrebam odjema v trapeznem in koničnem delu diagrama (hidroelektrarne in črpalne hidroelektrarne (ČHE), plinske elektrarne, sončne elektrarne s hranilniki ter vetrne elektrarne.



Slika 4: Diagram moči v letu (8760 ur)

Vir: Gubina (2024).

Ključni parameter pri zagotavljanju oskrbe z električno energijo je zadostnost EES, torej zmožnost sistema, da zagotavlja električno energijo vsem odjemalcem takrat, ko jo potrebujejo. Problem vključevanja spremenljivih virov za proizvodnjo električne energije, kamor spadajo predvsem sončne in vetrne elektrarne, je v njihovi tako dnevni kot sezonski variabilnosti, ki je odvisna predvsem od zunanjih dejavnikov (vreme). Zaradi tega lahko ti variabilni viri električne energije primarno služijo le kot komplementarni viri, predvsem za pokrivanje trapezne porabe in niso primerni za pokrivanje pasovnega in koničnega odjema. Dnevno izravnavo med proizvodnjo in porabo omogočajo na primer baterijski hranilniki in črpalne hidroelektrarne, problema sezonskih izravnav pri velikem deležu spremenljivih virov električne energije pa ni mogoče rešiti z baterijami ali z investiranjem v kapacitete za proizvodnjo vodika, ki bi služil kot hranilnik energije. Ključni problem pri uporabi vodika kot hranilnika energije (če

zanemarimo njegove problematične tehnične lastnosti) je energetski izkoristek v procesu proizvodnje vodika z elektrolizo in uporabo vodika kot goriva za proizvodnjo električne energije, saj je energetski izkoristek nizek (okrog 30 %), hkrati pa je faktor izkoriščenosti elektrolizerjev v proizvodnji vodika iz viškov električne energije iz sončnih elektrarn prav tako ekstremno nizek (okrog 12 %). Proizvodnja vodika z namenom hrambe energije za potrebe sezonskih izravnjav med proizvodnjo in porabo električne energije je tako tehnološko kot iz vidika ekonomike (tako po preteklih, sedanjih kot tudi dolgoročno pričakovanih cenah tehnologije) absolutno nerealistična opcija (glej Vodikova strategija RS (2023) in Mervar (2024)). Glede na stohastično proizvodnjo sončnih in vetrnih elektrarn, njihovo povečano vključevanje v EES s seboj prinaša izzive v zvezi z vzdrževanjem ravnovesja med proizvodnjo in porabo električne energije (frekvenca v sistemu) in s tem povezane stroške sistema. V sistemih z velikim deležem sončnih elektrarn je potrebno zagotoviti ustrezen obseg sistemskih storitev za vzdrževanje omrežne frekvence, oz. potrebne so investicije v hranilnike, kot so črpalne hidroelektrarne in baterije..

Iz navedenega sledi, da je za optimalni EES z vidika zadostnosti in stabilnosti sistema potrebno izbrati vire, ki imajo nizko spremenljivost proizvodnje električne energije in so pri obratovanju razpoložljive z določeno verjetnostjo. Ustreznost izbire in zadostnost oskrbe lahko določamo s faktorjem LOLE (Loss Of Load Expectation, pričakovana izguba napajanja)⁴, ki podaja število ur v letu, ko statistično ne moremo pričakovati pokrivanja porabe s proizvodnjo.

V nadaljevanju so predstavljeni štirje glavni scenariji razvoja slovenskega EES do leta 2050. Zaradi jasnosti konceptov smo pri tem izhajali iz najbolj tipičnih oziroma benchmark sistemov, znotraj katerih so seveda možne številne variante in podvariate. Scenariji temeljijo na identificiranih scenarijih v SAZU (2022), Mervar (2024) in NEPN (2024). Kot izhodišče za dolgoročno strukturo EES je bilo vzeto leto 2044, ker naj bi se leta 2040 v omrežje predvidoma vključil JEK2 in ker naj bi se leta 2043 iztekla podaljšana življenjska doba NEK in bo potrebna politična odločitev ali se obdobje obratovanja NEK podaljša še za 20 let. Tako odločitev za JEK2 kot glede podaljšanja dobe obratovanja NEK ključno determinira bodočo proizvodno strukturo slovenskega EES.

Štirje glavni scenariji razvoja slovenskega EES, ki jih obravnavamo, so:

- Scenarij 1: **Status quo** (obstoječa struktura EES: TEŠ 6 do 2033, NEK do 2043, brez JEK2, brez novih naložb v OVE),
- Scenarij 2: **OVE + plin** (NEPN OVE scenarij: NEK do 2043, brez JEK2, nove naložbe samo v OVE),
- Scenarij 3: **100 % OVE** (zaprtje NEK, zgolj naložbe v OVE),
- Scenarij 4: **OVE + jedrska** (NEK do 2063, JEK2, zmerne naložbe v nestanovitne OVE, naložbe v nove hidroelektrarne),
- Scenarij 4a: **OVE + jedrska** (NEK do 2063, JEK2, zmerne naložbe v OVE, brez naložb v nove hidroelektrarne).

V prvem scenariju predpostavljamo, da v Sloveniji ohranimo obstoječo strukturo EES (iz leta 2024), kar pomeni zaprtje TEŠ 6 leta 2033 in NEK leta 2043 in da ne pride do novih naložb v fosilne ali OVE kapacitete. Drugi scenarij predvideva koncept EES, ki ga zasleduje NEPN kot OVE scenarij. Ta predvideva zaprtje TEŠ 6 leta 2033 in NEK leta 2043 in povečane naložbe v nestanovitne OVE sonca in vetra (scenarij je prevzet iz Mervar (2024)). Tretji scenarij predvideva EES, ki temelji 100 % na OVE virih (scenarij je prevzet iz Mervar (2024)) in predvideva zaprtje vseh proizvodnih enot na fosilna goriva (razen biomase) in namesto gradnje JEK2 predvideva postavitev za 20,4 GW kapacitet sončnih elektrarn. Scenarij 4 je nekoliko optimizirana verzija scenarija z JEK2 in NEK do 2063 iz Mervar (2024). Razlike so minimalne, naš scenarij predvideva nekoliko nižje kapacitete sončnih elektrarn in baterij. Scenarij 4a se od scenarija 4 razlikuje le glede tega, da ne predvideva gradnje novih hidroelektrarn. Struktura EES po štirih scenarijih, predstavljena v spodnji tabeli in sliki, kaže na izrazita nesorazmerja med instaliranimi kapacitetami po štirih scenarijih. Scenarij 1 (Status quo) je seveda absolutno podhranjen glede kapacitet za proizvodnjo električne energije in ne more služiti kot realistični scenarij bodočega EES Slovenije. Scenarij je

⁴ V naslednjem poglavju je pri diskusiji scenarijev razvoja slovenskega EES temu namenjeno posebno podpoglavje.

vključen izključno z namenom ilustrirati skrajno opcijo, če v Sloveniji ne bi investirali v dodatne kapacitete za proizvodnjo električne energije.

Tabela 2: Instalirane kapacitete za proizvodnjo in hrambo leta 2044 (v MW)

	Scenarij 1 Status quo (1)	Scenarij 2 OVE + plin (2)	Scenarij 3 100 % OVE (3)	Scenarij 4 OVE + jedrska (4)	Scenarij 4a OVE + jedrska brez HE (4a)
Hidroelektrarne	1.156	1.316	1.316	1.316	1.156
JEK2	0	0	0	1,100	1,100
Nuklearna elektrarna Krško	0	0	0	348	348
Mali modularni reaktorji	0	0	0	300	300
Sončne elektrarne	1.404	8.595	20.400	3.250	3.250
Vetrne elektrarne	6	521	521	300	300
Soproizvod. topl. in elektrike	207	356	207	356	356
Plinske elektrarne v TEB	400	400	0	400	400
Plinske elektrarne	142	600	0	400	400
Ostali OVE	1	42	42	42	42
Baterije	71	5,806	10,906	1,300	2,100
Črpalne hidroelektrarne	185	585	585	785	585
SKUPAJ*	3.316	11.830	22.486	7.812	7.652
Delež občasnih virov (%)	42,5	77,1	93,0	45,4	46,4
Delež stanovitnih virov (%)	57,5	22,9	7,0	54,6	53,6

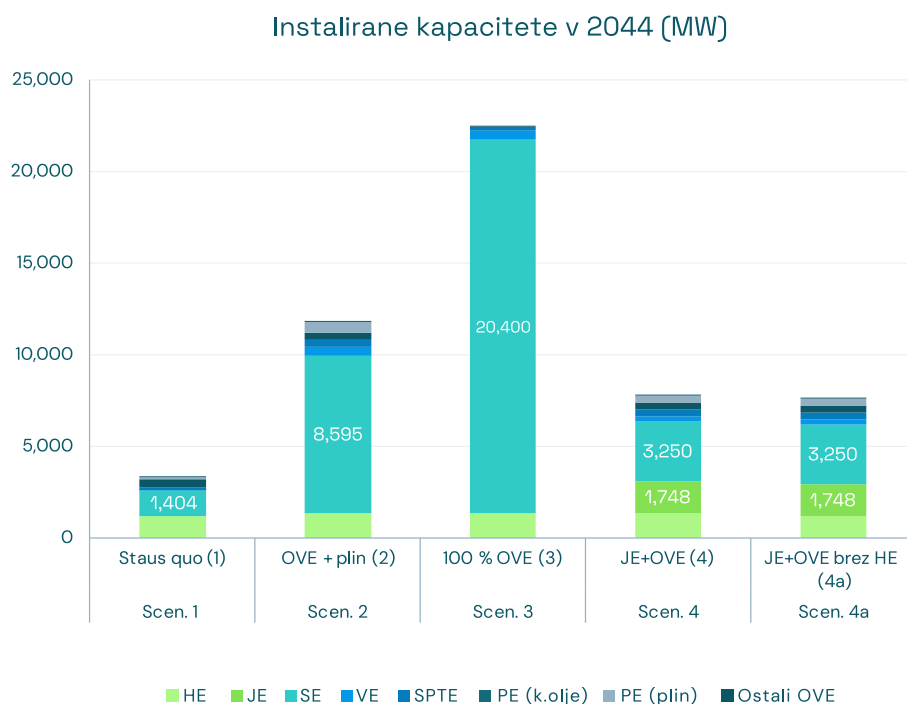
*Opombe: * Vsota brez kapacitet hranilnikov. Scenarij 1 je identičen strukturi virov v 2024, vendar brez premogovnih termoelektrarn; scenarija 2 in 3 sta identična scenarijem v Mervar (2024); scenarij 4 je nekoliko dopolnjen scenarij v Mervar (2024); scenarij 4a se od scenarija 4 razlikuje glede gradnje novih hidroelektrarn in kapacitet hranilnikov (baterije, črpalne hidroelektrarne).*

Vir: SAZU (2022), Mervar (2024), lastne ocene.

Scenarija 2 in 3 ne vključujeta jedrske energije in ekstremno asimetrično temeljita na kapacitetah sončnih elektrarn. Scenarij 2 predvideva za 8,6 GW kapacitet sončnih elektrarn, kar predstavlja 6-kratnik kapacitet iz leta 2024. Delež kapacitet občasnih virov znaša kar 77 % vseh instaliranih kapacitet. Scenarij 3 (100 % OVE) je še bolj ekstremen, saj predvideva kar za 20,4 GW kapacitet sončnih elektrarn (14,5-kratnik kapacitet iz leta 2024), delež kapacitet občasnih virov pa znaša kar 93 % vseh instaliranih kapacitet. Pri teh primerjavah pa je treba biti zelo pazljiv, saj instalirane kapacitete različnih tehnologij niso enakovredne med seboj zaradi njihovih različnih

faktorjev zmogljivosti oziroma izkoriščenosti (capacity factor). 1 MW instalirane moči v sončni elektrarni ni enakovreden 1 MW instalirane moči v jedrski elektrarni, saj je energija iz sončnih elektrarn v slovenskih geografskih in vremenskih pogojih v povprečju na voljo le 12 % ur v letu, energija iz jedrske elektrarne pa v povprečju več kot 90 % ur v letu. Drug problem pa je, da tudi energija iz različnih tehnologij ni enakovredna med seboj. 1 MWh energije iz sončne elektrarne ni enakovredna 1 MWh energije iz jedrske ali plinske elektrarne. Ob poletnih viških sredi dneva je cena električne energije iz sončnih elektrarn zelo nizka, pogosto celo negativna, medtem ko je cena električne energije iz jedrskih elektrarn dokaj konstantna, cena električne energije iz plinskih elektrarn pa je običajno zelo visoka, saj se po njej močneje povprašuje v času konic v porabi, ponoči, ob slabem vremenu in pozimi, ko energija iz spremenljivih OVE virov ni na voljo.

Oba scenarija predvidevata investicije v velike kapacitete baterij, s katerimi bi bilo mogoče shraniti viške električne energije iz sončnih elektrarn za dnevne izravnave med proizvodnjo in porabo. Vendar to ne rešuje problema sezonskih izravnav, saj znaša faktor izkoriščenosti sončnih elektrarn v slovenskih geografskih in vremenskih pogojih v povprečju manj kot 12 %. Za primerjavo, faktor izkoriščenosti jedrskih elektrarn presega 90 % (med 92 in 94 %). Zaradi te svoje specifične asimetrične strukture zato scenarija 2 in 3 vnašata veliko volatilitnost in nepredvidljivost v EES, hkrati pa velike dodatne stroške za izravnave in regulacijo. Teh težav ni mogoče zadovoljivo in ekonomsko učinkovito rešiti s hranilniki energije (črpalne hidroelektrarne, baterije, vodik), pač pa zgolj s fleksibilnimi viri, kot so plinske elektrarne (ki pa so ogljično intenzivni) in uvozom električne energije (ki pa v času nesorazmerij med proizvodnjo in porabo (ponoči, v slabem vremenu, v času kurilne sezone) prav tako večinoma prihaja iz ogljično intenzivnih virov).



Slika 5: Instalirane kapacitete za proizvodnjo električne energije glede na tehnologijo (leta 2044), v MW

Vir: Tabela 2

Te težave rešuje scenarij 4, katerega struktura proizvodnih virov temelji na stanovitnih virih, ki proizvajajo električno energijo v pasu (jedske elektrarne) in ki potrebe po trapezni in konični porabi električne energije rešujejo s kombinacijo hidroelektrarn ter delno sončnih in vetrnih elektrarn. Scenarij sloni na podaljšanju dobe obratovanja NEK do leta 2063, izgradnji JEK2 in vključitvi v omrežje leta 2040, izgradnji SMR (majhni modularni reaktorji) kapacitete 300 MW, izgradnji novih hidroelektrarn na Srednji Savi in izgradnji novih kapacitet plinskih elektrarn za zagotavljanje učinkovite regulacije EES. Delež kapacitet spremenljivih virov električne energije znaša le 45 % vseh instaliranih kapacitet, preostalih 55 % kapacitet pa temelji na stanovitnih virih. Instalirane kapacitete

sončnih elektrarn znašajo 3,25 GW, kar pomeni približno podvojitev sedanjih kapacitet sončnih elektrarn. Slaba ekonomika sončnih elektrarn brez subvencij in prostorske omejitve v Sloveniji sta glavna dejavnika, ki napeljujeta na relevantnost konservativne ocene glede možnosti nadaljnje rasti kapacitet sončnih elektrarn v Sloveniji. Instalirane kapacitete vetrnih elektrarn po oceni znašajo 300 MW.

Scenarij 4a se od scenarija 4 razlikuje le po tem, da ne vključuje izgradnje novih hidroelektrarn na Srednji Savi.

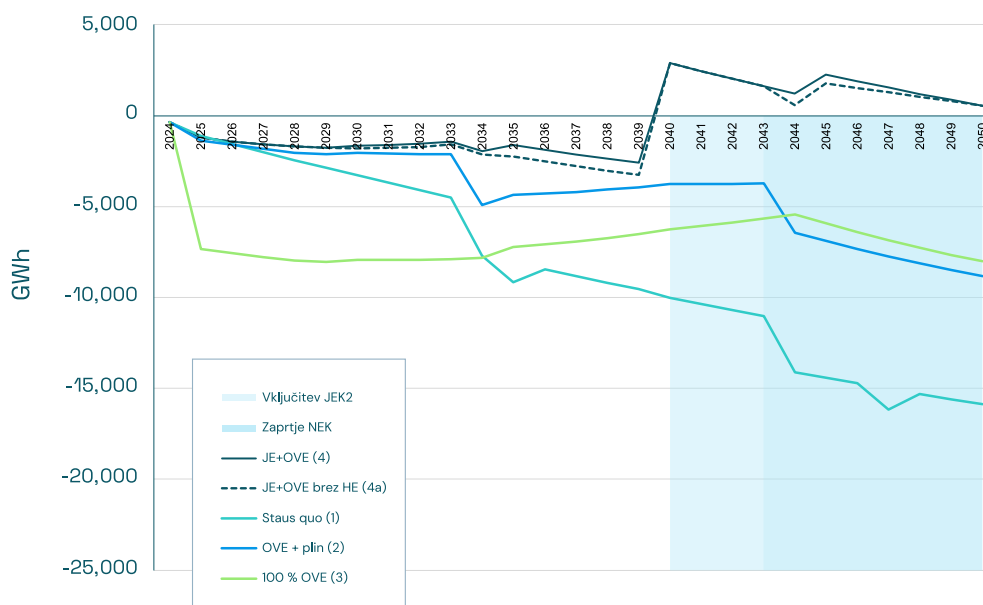
4 Ovrednotenje scenarijev EES po kriterijih

Pri oblikovanju predloga optimalnega koncepta prenove EES smo te scenarije (ob zagotovitvi potrebnega obsega električne energije) ovrednotili na osnovi naslednjih petih ključnih kriterijev:

- 01 — kriterij **maksimiranja energetske avtonomije** Slovenije pri oskrbi z električno energijo,
- 02 — kriterij **stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe** z električno energijo,
- 03 — kriterij **minimiziranja celotnih družbenih stroškov oskrbe** z električno energijo,
- 04 — kriterij **minimiziranja stroškovne in maloprodajne cene električne energije** za slovenske odjemalce, in
- 05 — kriterij **minimiziranja negativnih globalnih učinkov na okolje** zaradi proizvodnje električne energije za potrebe slovenskih odjemalcev.

4.1 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju maksimiranja energetske avtonomije Slovenije pri oskrbi z električno energijo

Slovenska bilanca proizvodnje in porabe električne energije se bo v naslednjih 15 letih močno poslabšala ne glede na scenarij razvoja EES. Glavni razlog je načrtovano zaprtje TEŠ 6, zaradi česar bo prišlo do izpada domače proizvodnje električne energije v obsegu okrog 2.6 TWh na letni ravni. Drugi razlog je povečanje porabe električne energije, predvsem zaradi energetskega prehoda, saj naj bi se poraba med letoma 2024 in 2040 skorajda podvojila (povečanje porabe: scenarija (1) Status quo in (2) OVE + plin za 90 %, scenarij (3) 100 % OVE za 101 % in scenarij (4) OVE + jedrska za 85 %). Zaradi tega naj bi po vseh scenarijih že do leta 2033 (zaprtje TEŠ 6) primanjkljaj znašal v najbolj ugodnem primeru 3 TWh letno in se do leta 2040 povečal na najmanj 5 TWh.



Slika 6: Bilanca proizvodnje in porabe električne energije po scenarijih, 2025–2050, v GWh

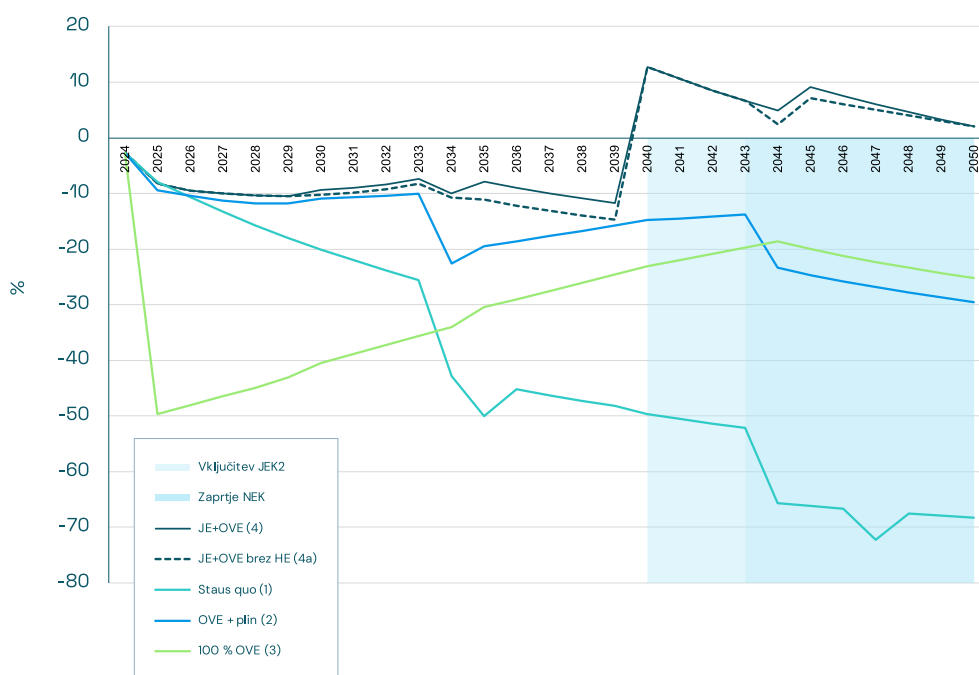
Vir: Lastni preračuni

Po scenariju Status quo, ki ne predvideva nobenih novih naložb v proizvodne kapacitete, bi bila situacija glede oskrbe z električno energijo najbolj drastična, saj bi se do leta 2033 uvozna odvisnost (uvoz glede na porabo) povečala skoraj na polovico, do leta 2040 pa na 65 % celotnih potreb po električni energiji. Podobno drastična

je situacija v scenariju 100 % OVE, ki bi brez ogljičnih elektrarn in brez NEK povzročil 40– do 50–odstotno uvozno odvisnost. Oba scenarija sta seveda nerealistična in zgolj hipotetična, saj vodita v mnogo prevelika tveganja glede zanesljivosti oskrbe z električno energijo.

V ostalih scenarijih (OVE + plin in OVE + jedrska) naj bi uvozna odvisnost v obdobju do leta 2040 znašala okrog 20 %.

Situacija se bistveno spremeni po letu 2040. V scenarijih z velikim deležem OVE zaradi realiziranih naložb v močno povečane kapacitete OVE, v scenarijih z jedrsko energijo pa zaradi podaljšanja obratovanja NEK in izgradnje dodatnih jedrskih kapacitet (JEK2 in SMR – mali modularni reaktorji).



Slika 7: Delež uvoza v skupni porabi električne energije po scenarijih, 2025–2050, v %

Vir: Lastni preračuni

Situacija v obeh scenarijih, ki bodoče naložbe v energetske kapacitete temeljita izključno na naložbah v OVE, od tega predvsem v nestanovitne OVE, se med seboj precej razlikuje glede energetske avtonomije in zanesljivosti oskrbe. V scenariju 100 % OVE bi se ob enormnem povečanju kapacitet sončnih elektrarn uvozna odvisnost do leta 2045 sicer teoretično lahko postopno zmanjšala iz 60 % na 10 %. Pri tem je že upoštevano, da se ob velikem povečanju proizvodnih kapacitet pojavijo velik presežki proizvedene električne energije v dnevnem času v obdobju med aprilom in septembrom, ki jih ni mogoče sezonsko shraniti v baterije oziroma učinkovito izkoristiti za hranjenje v obliki vodika. Po Mervarjevi oceni (Mervar, 2024) se ta presežek električne energije v scenariju 100 % OVE do leta 2044 poveča na skoraj 43 %. Ta ocena je uporabljena tudi v naših izračunih in količine »efektivno uporabne električne energije« iz sončnih elektrarn so ustrezno prilagojene navzdol glede na teoretično možno proizvodnjo. Ob tem pa je treba tudi upoštevati, da je glede na spremenjene državne spodbude za sončne elektrarne verjetnost povečanja kapacitet OVE iz sedanjih 1.4 GW (v 2024) na predvidenih 20.4 GW do leta 2044 zelo majhna. Scenarij 100 % OVE zato služi zgolj kot hipotetični in ne kot realistični scenarij.

Tudi po scenariju OVE + plin se zaradi izgradnje velikih kapacitet sončnih elektrarn (8.6 GW v 2044) in ob upoštevanju presežkov proizvedene električne energije iz sončnih elektrarn, ki jih ni mogoče učinkovito shraniti, se po letu 2040 energetska avtonomija začasno izboljša. Uvozna odvisnost se začasno zmanjša iz 20 % na 15 %, vendar se nato po letu 2043 zaradi zaprtja NEK ponovno poslabša in se do leta 2050 (zaradi naraščanja porabe) poveča na več kot 30 %. Tudi v tem scenariju je glede na spremenjene državne spodbude za sončne elektrarne

verjetnost povečanja kapacitet iz sedanjih 1.4 GW na predvidenih 8.6 GW do leta 2044 zelo majhna, zaradi česar bi bila dejanska energetska avtonomija zelo verjetno še slabša.

Glede energetske avtonomije je daleč najbolj ugoden scenarij OVE + jedrska (v obeh variantah 4 in 4a). Po tem scenariju naj bi se leta 2040 v omrežje vključil JEK2, kar bi – ob podaljšanju obratovanja NEK in izgradnji enega SMR – povsem zadostilo potrebam po oskrbi z električno energijo tako za razvojne namene kot za energetski prehod tudi po letu 2050. Z JEK2, NEK in SMR bi bila Slovenija glede električne energije po letu 2040 povsem samozadostna, zaradi česar je ta scenarij iz vidika energetske avtonomije optimalen za Slovenijo.

4.2 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe z električno energijo

4.2.1 Ovrednotenje stroškov izpada oskrbe z električno energijo

Za nemoteno delovanje EES in za nemoteno in kakovostno oskrbo porabnikov je ključno usklajeno delovanje proizvodnih enot ter prenosnega in distribucijskega sistema. Pomemben dejavnik stabilnosti EES in zanesljivosti potrebnega obsega proizvodnje električne energije je obstoj proizvodnih enot, ki bodisi stabilno proizvajajo električno energijo bodisi lahko služijo kot dovolj velike rezervne enote v primeru motenj v proizvodnji in oskrbi. Pri načrtovanju zmogljivosti za proizvodnjo mora zato vsaka država veliko pozornost posvetiti tudi ustreznemu deležu proizvodnje s stabilnimi in predvidljivimi viri. Jedrska energija služi kot pomemben dejavnik stabilnosti celotnega EES, saj stabilno in predvidljivo proizvaja električno energijo in lahko nadomesti izpade proizvodnje iz spremenljivih virov ali druge motnje pri oskrbi, vključno z dvigom cen na trgu električne energije.

Pomen obstoja proizvodnih enot s stabilnim in predvidljivim režimom proizvodnje lahko ponazorimo z oceno negativnih posledic za gospodarstvo in gospodinjstva v primeru motenj pri oskrbi z električno energijo ali v primeru električnih mrkov. Za ponazoritev negativnih posledic izpadov v elektroenergetskem sistemu izhajamo iz dveh študij (ELEK, 2018; Mihalič et al, 2020).

Za izračun povprečne ekonomske škode na izgubljeno kilovatno uro elektrike se običajno uporablja kazalnik Value of Lost Load (VoLL). Mednarodno primerljiva ocena VoLL za razvite države naj bi se gibala v razponu med 4,5 in 22,6 EUR/kWh (Van der Welle in Van der Zwaan, 2007). Za Slovenijo so v študiji Košnjek et. al. (2011) stroški VoLL ocenjeni na 6,72 EUR/kWh. Ta učinek zajema zgolj neposredno in posredno škodo zaradi zaustavitve gospodarstva. Ob izpadu dobave električne energije in posledičnem pomanjkanju električne energije bi lahko prišlo tudi do dviga cen. V študiji ELEK (2018) so ocenili, da če bi se ravnovesne cene iz kratkoročnega trga prenesle na celotno trgovanje in na vse cene, bi se maloprodajna cena za gospodinjstva lahko začasno podražila za 22%, v negospodinskem odjemu pa za skoraj 51%. Preračunano na letno raven bi to pomenilo 2% podražitev električne energije za gospodinjstva ter za dobre 4% višje cene za negospodinjstva.

V študiji ELEK (2018) so z input-output modelom ocenili oba negativna učinka 24-urnega izpada oskrbe z električno energijo na slovensko gospodarstvo v višini 188 milijonov EUR izgube bruto proizvodnje (0.26 % na letni ravni) in v višini 82 milijonov EUR izgube dodane vrednosti (0.24 % na letni ravni). Torej kratkoročni šok v obliki 24-urnega izpada dela celotne proizvodnje električne energije in posledičnih učinkov na kratkoročno povečanje cen električne energije bi lahko povzročil zmanjšanje letne bruto proizvodnje in dodane vrednosti v višini ene četrte odstotka.

V študiji Mihalič et al (2020) so prišli do podobnih ocen. S pomočjo modela Blackout Simulator 2.0 so za Slovenijo učinke 24-urnega izpada EES za delovni dan ocenili na okrog 160 milijonov EUR, ob vikendu pa na 130 do 140 milijonov EUR.

Iz tega sledi, da je za državo zelo pomembno izgraditi strukturo proizvodnje električne energije, ki bo sicer v največji vzdržni meri temeljila na obnovljivih in brezogljernih virih energije, ki pa bo hkrati zagotavljala stabilno in zanesljivo dobavo električne energije oziroma bo odporna na morebitne motnje v primeru izpada dela proizvodnje.

4.2.2 Ovrednotenje po kriteriju stabilnosti EES in zanesljivosti oskrbe

Ob zagotavljanju energetske avtonomije je eden izmed ključnih kriterijev glede izbire optimalnega EES zagotavljanje stabilnega EES in zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Kot kaže primer popolnega električnega mrka iz aprila 2025 na Iberskem polotoku, so EES, ki temeljijo na pretežnem deležu nestanovitnih OVE, podvrženi velikim nevarnostim nihanja napetosti in frekvence sistema. Za zagotavljanje stabilnosti EES mora biti v omrežje vključen določen delež konvencionalnih energetskih virov (sinhronski generatorji), ki z rotirajočo inercijo velikih mas generatorjev povečujejo stabilnost sistema.

Med petimi scenariji v naši analizi dva temeljita na pretežnem deležu nestanovitnih OVE: v scenariju 100 % OVE znaša delež kapacitet nestanovitnih OVE virov kar 93 %, v scenariju OVE + plin pa 77 % (glej tabelo 2 in sliko 4).

Zanesljivost sistema (v smislu njegove zadostnosti) v energetski stroki običajno ocenjujejo z metodo pričakovanosti izgube napajanja (LOLE – *Loss of Load Expectation*). Pričakovana izguba napajanja opredeljuje časovni interval, v katerem predvidena proizvodnja na verjetnostni način v določenem obdobju ne more pokriti porabe. Metoda LOLE podaja število ur v letu, ko verjetnostno ne moremo pričakovati pokrivanja porabe, torej ko lahko pride do izpada omrežja. V Evropi sicer ni enotnega kriterija glede kritične vrednosti LOLE. Nekaj časa je EES veljal za zanesljiv, če je veljalo: $LOLE < 10$ h/leto. Poenotenje kriterija pričakovanosti izgube napajanja navzdol na 0.1 dan/leto, (kar pomeni 2.4 h/leto) ni bilo uspešno. V splošnem pa so glede zanesljivosti sistema vrednosti LOLE okrog nekaj ur na leto akceptirane kot primerne.

Leta 2021 so na Fakulteti za elektrotehniko naredili analizo zanesljivosti EES Slovenije (glej Špelko et al, 2021)⁵, katere osnovni namen je bil ovrednotiti prvo verzijo NEPN (iz 2020) iz vidika zanesljivosti sistema ob vključevanju povečanega deleža nestanovitnih OVE virov v EES. Rezultate analize lahko na kratko povzamemo v naslednjih točkah in spodnji tabeli:

- 01 — Konfiguracija slovenskega EES iz leta 2019 je z vrednostjo LOLE 1.72 zelo zanesljiva.
- 02 — Vključitev JEK2 v EES bi zanesljivost sistema močno povečala (LOLE se zmanjša iz 1.72 na 0.44).
- 03 — Zaprtje NEK bi zanesljivost slovenskega EES drastično poslabšalo (na nesprejemljivo vrednost LOLE 696 ur/leto).
- 04 — Povečan delež nestanovitnih OVE v EES bi močno poslabšal zanesljivost sistema. Ob delovanju NEK in pri 30 % deležu OVE do leta 2028 bi se LOLE vrednost poslabšala na 8.74, pri 40 % deležu OVE do leta 2030 bi se LOLE poslabšal na 127, do leta 2040 pa kar na 478 ur/leto. V sistem bi bilo potrebno (kljub NEK) dodati rezervne kapacitete plinskih elektrarn s kapaciteto najmanj 600 MW.
- 05 — Primerjava scenarijev OVE prikaže, da znatno povečanje OVE ob hkratnem izklopu velike termoelektrarne ne izboljša zanesljivosti EES niti skozi celotno leto niti v posameznih urah, ko je zaradi ugodnih vremenskih razmer moč OVE sorazmerno visoka. Tudi v teh scenarijih gre za znatno poslabšanje zanesljivosti sistema. Hkrati to pomeni znatno povečanje pričakovanosti izgube napajanja in tudi s to spremembo EES pride v popolnoma nesprejemljivo stanje, če ne bi bili uporabljeni tudi drugi ukrepi. Znatno povečanje OVE ob hkratnem izklopu velike termoelektrarne pomeni nujno potrebne dodatne investicije v naprave, ki skozi vse leto dajejo dovolj moči, ali zagotovitev ustrezne količine rezerve ali uvoza.
- 06 — Zanesljivost EES je v primeru mešanih scenarijev precej višja, ker je pričakovana izguba napajanja precej nižja kot pri scenarijih OVE. V mešanih scenarijih so namreč večinoma upoštevani dodatni OVE in JEK2, ki skupaj uspešno pokrivajo povečano porabo.
- 07 — Pričakovana izguba napajanja ima v scenariju z jedrsko elektrarno v primerjavi s scenarijem s plinsko elektrarno nižje vrednosti, kar pomeni večjo zanesljivost EES. Razlika v korist boljše zanesljivosti EES

⁵ Špelko et al, 2021, Analiza zanesljivosti elektroenergetskega sistema Slovenije, Fakulteta za elektrotehniko UL. <https://jek2.si/wp-content/uploads/2024/08/CC-2024-32-projekt-gen-zanesljivost-koncnaFebruar11.pdf.pdf>

za scenarije z JEK2 je za faktor 5 boljša kot v scenariju s plinsko elektrarno.

08 — Rezultati kažejo, da se zanesljivost EES ne more ohranjati samo z dodanimi razpršenimi obnovljivimi viri, ampak je potrebno zgraditi tudi druge elektrarne z visoko razpoložljivostjo in generatorjem z veliko rotirajočo maso, npr. jedrsko elektrarno, ki znatno izboljša zanesljivost EES.

09 — Rezultati izračunanih LOLE kažejo, da je vključitev nove jedrske elektrarne najbolj primeren način za zagotavljanje zanesljivega delovanja EES brez izpustov ogljikovega dioksida. Investicije v manjšo količino spremenljivih OVE, kjer OVE le dodajamo v EES poleg obstoječih elektrarn, sicer v manjši meri celo pomagajo k izboljšanju zanesljivosti EES. Tako stanje imamo trenutno pri nas. Če pa na račun dodatnih spremenljivih OVE zapremo klasične elektrarne, se zanesljivost EES drastično poslabša. To vodi v izjemno velike dodatne stroške zaradi zagotavljanja nadomestne moči in energije bodisi preko novih elektrarn ali uvoza in aktivnosti sistemskih operaterjev glede zagotavljanja sistemskih storitev.

10 — Teoretično naj bi bilo možno doseči zanesljivost EES do 75 % deleža OVE, vendar bi to zahtevalo zelo velike investicije v nadomestne in rezervne kapacitete oziroma v zakup uvoza in ostale regulacijske mehanizme, kar je povezano z visokimi stroški.

11 — Vrednosti investicij za zagotavljanje zanesljivosti EES brez NEK so visoke, ker je zanesljivost EES brez NEK nesprejemljivo nizka. Potrebno je zagotoviti vsaj od 600 MW do 800 MW nadomestne moči, ki mora biti na razpolago večino časa. Investicijski stroški za omenjene nadomestne plinske turbine znašajo okoli 300 do 400 milijonov EUR. Potrebno pa je vedeti, da so investicijski stroški elektrarn le del vseh potrebnih stroškov. Investicijski stroški ne upoštevajo obratovalnih stroškov, ki v primeru plinskih elektrarn predstavljajo glavni strošek obratovanja. Investicijski stroški v primeru plinske elektrarne pomenijo približno petino do šestino vseh stroškov na enoto energije, izraženo v EUR/MWh.

12 — Velik delež uvoza je v nasprotju s smernicami v Sloveniji, ker pomeni bistveno povečanje uvozne odvisnosti. Stroške uvoza v primeru izpadov sistema je težje napovedati, ker so stroški električne energije na trgu z električno energijo nepredvidljivi in v obdobjih pomanjkanja energije lahko presežejo večkratnik povprečne vrednosti. Problematična je tudi dostopnost do uvožene električne energije, ki se lahko v obdobjih pomanjkanja energije močno zmanjša.

13 — Delež OVE s spremenljivo in težko napovedljivo proizvodnjo v Sloveniji lahko znaša do okoli 30 % brez bistvenih sprememb sistema.

14 — Ocenjena škoda zaradi nezanesljivosti za scenarij OVE 40 % (2030) NEPN lahko znaša med 300 in 400 milijonov EUR na leto. Ocenjena škoda zaradi nezanesljivosti za scenarij izključitve NEK pa lahko znaša med 450 in 550 milijonov EUR na leto. Škoda zaradi nezanesljivosti v primeru scenarijev z novo jedrsko elektrarno je lahko zanemarljiva, saj je LOLE bistveno manjši kot za leto 2019.

Tabela 3: Povprečna pričakovanost izgube napajanja – LOLE po scenarijih

	SCENARIJ	POVPREČNA PRIČAKOVALNOST IZGUBE NAPAJANJA – LOLE [h/leto]
Obstoječe stanje	Konfiguracija v letu 2018	2,11
	Konfiguracija v letu 2019	1,72
	Konfiguracija v letu 2020	0,44
NEK + JEK2	Vključitev JEK2	0,15
Samo OVE sonce + veter + hidro	Zaustavitev NEK	696
OVE + NEK	OVE 30% (2028) ELES	8,74
	OVE 40% (2030) AN OVE	110
	OVE 40% (2030) NEPN	127
	OVE 40% (2040) NEPN	478
OVE + JEK2	OVE 30% + JEK2 (2028) ELES	0,01
	OVE 30% + JEK2 (2030) AN OVE	0,30
	OVE 30% + JEK2 (2030) NEPN	0,46
	OVE 40% + JEK2 (2040) NEPN	0,18
OVE + plin	OVE + plin (2040) NEPN	0,92

Tabela: Letna vrednost pričakovanosti izgube napajanja EESS za vse scenarije

Vir: Gen Energija (2024).

Na podlagi te analize je mogoče ovrednotiti naše scenarije. Scenarij Status quo je trenutno vzdržen iz vidika stabilnosti in je potencialno vzdržen tudi ob predvidenem drastičnem povečanju uvozne odvisnosti nad 65 % leta 2040. Vendar pa je podvržen velikim tveganjem glede razpoložljivosti električne energije in tveganjem glede nihanja cen, zaradi česar strateško ni sprejemljiv za Slovenijo.

Scenarij 100 % OVE je iz vidika stabilnosti EES tehnično praktično neizvedljiv. Kot kaže primer španskega električnega mrka, tak sistem tehnično ni vzdržen niti v času ugodnih vremenskih razmer, saj zahteva, da so v EES tudi ob hipotetično možni 100–odstotni proizvodnji iz nestanovitnih OVE v sistem vključene klasične elektrarne z rotirajočimi masami za zagotavljanje dinamične regulacije. Baterijski sistemi in hranilniki v obliki črpalnih hidroelektrarn so primerni za kratkoročno uravnavanje, zaradi prenizke kapacitete pa niso sposobni zagotoviti daljših neravnovesij med proizvodnjo in porabo ali zagona EES v primeru kolapsa sistema. Sistemi, ki nazivno temeljijo na 100 % OVE virih vetra in sonca, potrebujejo ob mehanizmih za regulacijo in zakupih električne energije iz uvoza ustrezno velike nadomestne in rezervne kapacitete v obliki klasičnih elektrarn, kar pa je povezano z visokimi stroški in eksponentno padajočim izkoristkom OVE.

Glede zagotavljanja stabilnosti je scenarij OVE + plin (s 77 % kapacitet v obliki nestanovitnih OVE) nekoliko ugodnejši od scenarija 100 % OVE, saj plinske elektrarne, vključene v omrežje, omogočajo dinamično regulacijo sistema. Vendar pa je tak EES podvržen velikim stabilnostnim tveganjem. Kot kaže zgornja analiza, naj bi bilo teoretično sicer možno doseči zanesljivost EES do 75 % deleža OVE, vendar bi to zahtevalo zelo velike investicije

v nadomestne in rezervne kapacitete oziroma v zakup uvoza in ostale regulacijske mehanizme, kar je povezano z visokimi stroški.

Oba scenarija OVE + jedrska sta po teh kriterijih vzdržna glede stabilnosti EES, saj temeljita primarno na hidro in jedrskih proizvodnih enotah ter dveh enotah systemske rezerve na plin in kurilno olje (skupaj 800 MW), ki skupaj tvorijo okrog 55 % vseh proizvodnih enot. Ta scenarij predvideva letno proizvodnjo 3.4 TWh iz sončnih elektrarn in 0.6 TWh iz vetrnih elektrarn, za kar bi po izračunih zadostovalo za 800 MW termoelektrarn v rezervi, kar bo zagotovljeno iz obstoječih termoelektrarn na plin/kurilno olje v Brestanici (400 MW) in z izgradnjo novih plinskih elektrarn z močjo 400 MW. Ob navezavi na evropsko prenosno omrežje in zakupu rezervnih kapacitet to zagotavlja polno stabilnost slovenskega EES. Glede plina velja dodati razmislek glede njegove cene in dostopnosti. V primeru presežnega povpraševanja po električni energiji, se bo to odrazilo tudi v višjih cenah plina. Hkrati je treba zagotoviti ustrezne kapacitete za hranjenje plina v Sloveniji, saj smo sedaj odvisni od zakupljenih skladišč v Avstriji, kar potencialno pomeni povečanje ranljivosti oziroma podvrženost slovenskega EES tveganjem v mednarodnem okolju.

4.3 Ovrednotenje scenarijev po kriteriju minimiziranja celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo

Glavni problem večine analiz o stroških energetske transformacije od fosilnih k nizkoogljičnim virom je v parcialnosti njihovega analitičnega pristopa. Večina analiz zajema zgolj stroške investicij v kapacitete za proizvodnjo in hrambo električne energije (in še to zgolj za prvo investicijo pri nestanovitnih OVE virih), zanemara pa stroške vzdrževanja in delovanja EES in druge stroške oskrbe, ki vključujejo tudi nabavo plina in nadomestne električne energije za pokrivanje celoletne razlike med proizvodnjo in porabo.

Zaradi različne energetske gostote posameznih virov in zaradi različnih tehničnih značilnosti posameznih energetskih postrojenj (predvsem profila proizvodnje) se različno koncipirani EES med seboj razlikujejo glede potrebnih investicij v osnovne proizvodne kapacitete, nadomestne proizvodne kapacitete in kapacitete za shranjevanje energije ter v distribucijsko in prenosno omrežje in glede drugih stroškov, povezanih z vzdrževanjem in delovanjem EES ter z zagotavljanjem nadomestne električne energije. Denimo EES, ki temeljijo na razpršenih proizvodnih virih (predvsem sončne elektrarne), zahtevajo velike investicije v nadgradnjo distribucijskega omrežja, da to lahko odjema viške električne energije v konicah proizvodnje. Izgradnja novih kapacitet vetrne energije zahteva dodatne investicije v prenosno omrežje. Zaradi krajše življenjske dobe obratov za proizvodnjo električne energije iz sonca in vetra ter kapacitet za shranjevanje presežkov električne energije ti viri zahtevajo pogostejše investicije za njihovo zamenjavo. EES, ki temelji na centraliziranih proizvodnih virih (hidro, termo in jedrske elektrarne) tovrstnih dodatnih investicij v distribucijsko omrežje ne zahtevajo oziroma v bistveno manjši meri pri prenosnem omrežju. Centralizirani stanovitni proizvodni viri prav tako ne zahtevajo bistvenih dodatnih investicij v kapacitete za shranjevanje energije in manj investicij v nadomestne kapacitete (zgolj v rezervne kapacitete). Zaradi daljše življenjske dobe je pogostnost nadomestnih investicij manjša.

Razlike med različnimi tehnologijami za proizvodnjo električne energije se izražajo tudi v različnih stroških vzdrževanja in delovanja (od stroškov goriva, stroškov regulacije sistema, izgub pri hranjenju energije do izgub zaradi različnega profila proizvodnje) in v stroških zagotavljanja nadomestne električne energije (prek stroškov uvoza plina ali uvoza električne energije).

V tej analizi uporabljamo celovit pristop k analizi različnih alternativnih scenarijev EES – tako, da upoštevamo celotne družbene stroške oskrbe z električno energijo v življenjski dobi predvidene nove kapacitete z najdaljšo življenjsko dobo. V analizo celotnih družbenih stroškov oskrbe smo zajeli štiri vrste stroškov, vezanih na investicije, stroške vzdrževanja in delovanja EES ter druge stroške oskrbe z električno energijo v obdobju 80 let (2024–2104):

- Investicije v proizvodne kapacitete
- Investicije v omrežje

- Stroški vzdrževanja in delovanja EES
- Stroški nadomestne proizvodnje / uvoza električne energije

V skladu s standardnim inženirskim proistopom so vse cene opredeljene kot stalne cene v izhodiščnem letu (2024).

4.3.1 Investicije v proizvodne kapacitete

Investicije v proizvodne kapacitete so ocenjene na podlagi predvidenih novih in nadomestnih investicij do leta 2050. Pri tem je upoštevano podaljšanje obratovanja NEK do leta 2063 in večkratne nadomestne investicije v sončne in vetrne elektrarne, baterije in elektrolizerje na podlagi njihove predvidene življenjske dobe. Cene novih in nadomestnih investicij na enoto (MW) so vzete iz Mervar (2024). Obseg novih naložb po vrstah kapacitet in scenarijih in predpostavke izračunov je zajet v spodnjih dveh tabelah.

Tabela 4: Nove proizvodne kapacitete za proizvodnjo in hranjenje električne energije do leta 2050 (MW)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska - brez HE (4a)	OVE + jedrska - nižja cena JE (4b)
Hidroelektrarne	0	160	160	160	0	160
JEK2	0	0	0	1.100	1.100	1.100
Nuklearna elektrarna Krško	0	0	0	696	696	696
Mali modularni reaktorji	0	0	0	300	300	300
Sončne elektrarne	0	7.191	18.996	1.846	1.846	1.846
Vetrne elektrarne	0	515	515	294	294	294
Soproizvod. topl. in elektrike	0	149	0	149	149	149
Plinske elektrarne	0	600	0	400	400	400
Ostali OVE	0	41	41	41	41	41
Baterije	0	5.735	10.835	1.229	2.029	1.229
Črpalne hidroelektrarne	0	400	400	600	400	600
Elektrolizerji	0	0	0	0	0	0
Skupaj	0	14.791	30.947	6.815	7.255	6.815

Vir: Tabela 2.

Tabela 5: Predpostavke izračunov

	Cene tehn. (mio EUR/MW)	Slovenski delež	Faktor zamenjave (2024–2104)	Življenska doba
Hidroelektrarne	3.75	100%	1.0	
JEK2	9.30	75%	1.0	
Nuklearna elektrarna Krško	2.33	50%	1.0	
Mali modularni reaktorji	9.30	100%	1.0	
Sončne elektrarne	0.80	100%	3.0	30
Vetrne elektrarne	1.52	100%	3.0	30
Soproizvod. topl. in elektrike	1.42	100%	1.0	
Plinske elektrarne	0.65	100%	1.0	
Ostali OVE	0.80	100%	1.0	
Baterije	0.67	100%	8.0	10
Črpalne hidroelektrarne	1.42	100%	1.0	
Elektrolizerji	1.20	100%	4.0	20
JEK2*	5.00	75%	1.0	

Opombe: Stalne cene iz leta 2024.

* Glede cene JEK2 je v osnovni varianti A upoštevana uradna ocena Gen Energije (9.3 mio EUR/MW), v alternativni varianti B pa je upoštevana cena, po kateri so bile izgrajene ali so v gradnji jedrske elektrarne korejskih, kitajskih in ruskih ponudnikov tehnologije (povprečje 4.5 mio EUR/MW).

Vir: Mervar (2024, Tabela 8.1), lastne ocene.

Izračuni potrebnih naložb so narejeni za obdobje 80 let (2024–2104) z namenom upoštevanja najmanj 60-letne življenjske dobe JEK2. Pri teh izračunih je treba upoštevati, da imajo kapacitete hidro in jedrskih elektrarn dolgo življenjsko dobo, medtem ko je zaradi krajše življenjske dobe potrebno po prvotni namestitvi kapacitete sončnih in vetrnih elektrarn do leta 2104 nadomestiti še 2-krat, kapacitete elektrolizerjev 3-krat in kapacitete baterij 7-krat.

Izračuni v tabeli 6 kažejo, da so (če zanemarimo nerealistični Status quo scenarij) sistemi, ki temeljijo primarno na naložbah v jedrske kapacitete (v scenarijih 4, 4a in 4b) absolutno najbolj ugodni iz vidika celotnih družbenih stroškov naložb v kapacitete za proizvodnjo in hranjenje električne energije do leta 2104. Skupni znesek vseh potrebnih naložb v osnovnem OVE + jedrska scenariju bi znašal 25.5 milijard EUR. V primeru nižje cene tehnologije JEK2 (scenarij 4b) bi skupni znesek vseh potrebnih naložb v EES v naslednjih 80 letih znašal 22 milijard evrov oziroma 3.5 milijard evrov manj kot v osnovnem OVE + jedrska scenariju. Skupni znesek potrebnih naložb v scenariju 4a, ki ne upošteva gradnje novih hidroelektrarn, bi znašal 29 milijard EUR oziroma za 3.5 milijarde evrov več kot v osnovnem OVE + jedrska scenariju. Do te razlike pride zaradi potrebnih dodatnih naložb v baterije, če ne izgradimo dodatnih kapacitet hidroelektrarn. Treba je omeniti, da so v te investicijske zneske za vse tri scenarije OVE + jedrska všteti stroški naložbe v podaljšanje obratovanja NEK (50 % delež Slovenije) in stroški naložbe v JEK2 (75 % delež Slovenije).

Tabela 6: Vrednost investicij v kapacitete za proizvodnjo in hranjenje EE, 80 let (mio EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska - brez HE (4a)	OVE + jedrska - nižja cena JE (4b)
Hidroelektrarne	0	600	600	600	0	600
JEK2	0	0	0	7.673	7.673	4.125
Nuklearna elektrarna Krško	0	0	0	809	809	809
Mali modularni reaktorji	0	0	0	2.790	2.790	2.790
Sončne elektrarne	0	17.256	45.558	4.428	4.428	4.428
Vetrne elektrarne	0	2.354	2.354	1.344	1.344	1.344
Soproizvod. topl. in elektrike	0	212	0	212	212	212
Plinske elektrarne	0	390	0	260	260	260
Ostali OVE	0	33	33	33	33	33
Baterije	0	30.644	57.895	6.567	10.842	6.567
Črpalne hidroelektrarne	0	568	568	852	568	852
Elektrolizerji	0	0	0	0	0	0
Skupaj	0	52.057	107.038	25.567	28.958	22.019

Opombe: Izračuni na podlagi podatkov v tabelah 4 in 5. Vrednost investicije = kapaciteta x cena x slovenski delež x faktor zamenjave. V scenariju 4b je upoštevana nižja investicijska cena JEK2 (glej Tabelo 5). Upoštevane stalne cene iz 2024.

Ostali scenariji, ki temeljijo na spremenljivih OVE virih so ob upoštevanju 80-letnega obdobja bistveno dražji. EES po scenariju OVE + plin bi zahteval za 52 milijard EUR investicij, kar je več kot enkrat (106 %) višje investicije oz. za dobrih 27 milijard EUR višje kot v scenariju OVE + jedrska. Ta znesek ne vsebuje stroškov podaljšanja obratovanja NEK. EES po scenariju 100 % OVE pa bi zahteval kar za 3-krat (za 325 %) večje investicije do leta 2104, in sicer skupaj 110 milijard EUR (kar je za 84 milijard evrov več od scenarija OVE + jedrska). Scenarija brez jedrske energije sta torej glede potrebnih naložb najmanj za 1-krat do 3-krat dražja od scenarijev z jedrsko.

4.3.2 Investicije v omrežje

Podatki o investicijah v omrežje so vzeti iz ocen Mervarja (2024), ki so najbolj verodostojni zaradi najboljšega poznavanja delovanja in sistemskih potreb distribucijskega in prenosnega omrežja.

Tabela 7: Vrednost investicij v omrežje (mio EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska – brez HE (4a)	OVE + jedrska nižja cena JE (4b)
Omrežje	979	3.337	8.345	2.448	2.448	2.448

Vir: Mervar (2024, Tabela 8.3). Upoštevane stalne cene iz 2024.

Najnižji potrebni izdatki za naložbe v (prenosno in distribucijsko) omrežje so v scenariju OVE + jedrska – za slabih 2.5 milijard EUR. V scenariju OVE + plin so potrebne naložbe višje za 36 % (3.3 milijarde EUR), v scenariju 100 % OVE pa so višje kar za 240 % (8.3 milijarde EUR). Upoštevana je tudi potrebna modernizacija omrežja v scenariju Status quo, in sicer v vrednosti 40 % potrebnih naložb kot v scenariju OVE + jedrska.

4.3.3 Stroški vzdrževanja in delovanja EES

Ob stroških naložb v kapacitete za proizvodnjo in hranjenje električne energije in stroških naložb v omrežje je treba upoštevati tudi stroške vzdrževanja in delovanja EES (V&D) za obdobje 80 let (2024–2104). Mednje spadajo stroški vzdrževanja in delovanja JEK2 (60 let), NEK (20 let), sončnih in vetrnih elektrarn (80 let), biomasa + bioplin + dodatne hidroelektrarne (80 let), baterije (80 let), izgube ciklov hranjenja pri baterijah (70 EUR/MWh), izgube pri uporabi sistema vehicle-to-greedy – V2G (70 EUR/MWh) in oportunitetna izguba zaradi slabšega profila prodajnih cen električne energije iz sončnih elektrarn. Ti stroški so po scenarijih povzeti po Mervarju (2024) in predstavljeni v spodnji tabeli. Podobno kot pri Mervarju so stroški vzdrževanja in delovanja pri sončnih in vetrnih elektrarnah ter baterijah opredeljeni v višini 1 % letno od začetne investicijske vrednosti (za obdobje 80 let).

Kot je razvidno iz tabele 8, so najnižji stroški V&D v scenariju Status quo (2.1 milijarde EUR), sledi scenarij OVE + plin (18.8 milijard EUR). Stroški V&D v scenarijih OVE + jedrska (okrog 26 milijard EUR) so relativno visoki, ker zajemajo predvsem stroške goriva, vzdrževanja in nadgradenj jedrske elektrarne. Najvišji stroški V&D so v scenariju 100 % OVE (33.4 milijarde EUR), kar je posledica zelo velikih kapacitet sončnih elektrarn.

Tabela 8: Vrednost stroškov vzdrževanja in delovanja EES, 80 let (mio EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska – brez HE (4a)	OVE + jedrska – nižja cena JE (4b)
JEK2 60 let D&V	0	0	0	16.239	16.239	16.239
NEK 20 let D&V	0	0	0	853	853	853
SE+VE 60 let D&V	855	5.229	12.785	1.539	1.539	1.539
biomasa+bioplin+dodatno HE 60 let D&V	0	0	0	0	0	0
baterije 80 let D&V	37	3.064	5.790	657	1.084	657
izgube ciklov hranjenja (70 EUR/MWh)	420	2.571	4.486	1.799	1.799	1.799
izgube V2G (70 EUR/MWh)	0	2.916	2.916	2.916	2.916	2.916
oportunitetna izguba zaradi slabšega profila prodajnih cen EE iz SE	818	5.004	7.414	1.803	1.803	1.803
Skupaj	2.130	18.784	33.389	25.805	26.233	25.805

Vir: Mervar (2024, Dodatek, Tabela 4). Upoštevane stalne cene iz 2024.

4.3.4 Stroški nadomestne proizvodnje in uvoza električne energije

Scenariji z večjim deležem nestanovitnih OVE virov so podvrženi velikim nihanjem v obsegu proizvodnje, ki jih je ob uporabi sistemskih hranilnikov potrebno gladiti bodisi z uvozom nadomestne električne energije bodisi z uvozom plina za proizvodnjo manjkajočega obsega električne energije. Medtem ko je urna in dnevna nihanja v času pomladno–poletne sezone mogoče večinsko uravnavati s primerno dimenzioniranimi kapacitetami hranilnikov (vendar ne povsem in, kot kaže primer električnega mrka na Iberskem polotoku, morajo kljub hipotetično možni 100–odstotni zadostitvi potreb po električni energiji iz nestanovitnih 100 % OVE, zaradi zagotavljanja stabilnosti EES biti v omrežje vključeni tudi stabilni klasični in fleksibilni viri), pa sezonskih diskrepanc med proizvodnjo in porabo ni mogoče pokriti zgolj iz nestanovitnih 100 % OVE virov in hranilnikov. Odločitev za bodisi jedrski, 100 % OVE ali kombinacijo obeh tako ne determinira samo potrebnih vlaganj v kapacitete za proizvodnjo in hrambo elektrike ter v omrežje, pač pa tudi, koliko bo potrebnega uvoza nadomestne električne energije in plina v posameznih scenarijih. Na osnovi projekcij proizvodnje in porabe smo za posamezne scenarije ovrednotili tudi vrednost nabave plina in uvoza nadomestne električne energije za obdobje 80 let (2024–2104). Za električno energijo smo v osnovni varianti predpostavili dolgoročno ceno na ravni 120 EUR/MWh, za uvoz plina pa ceno 40 EUR/MWh.

Tabela 9: Vrednost uvoza plina in nadomestne električne energije, 80 let (milijarde EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska – brez HE (4a)	OVE + jedrska – nižja cena JEK2 (4b)
2025–2043						
Uvoz elektrike	14.5	7.0	16.4	2.1	2.6	2.1
Uvoz plina	0.9	2.3	0.0	4.3	4.6	4.3
Skupaj	15.4	9.3	16.4	6.4	7.2	6.4
2044–2104						
Uvoz elektrike	167.6	62.6	56.8	–4.6	–4.3	–4.6
Uvoz plina	2.3	10.2	0.0	0.8	0.3	0.8
Skupaj	170.4	72.8	56.8	–3.0	–1.0	–3.0
2025–2104						
Uvoz elektrike	182.0	69.6	73.2	–2.5	–1.7	–2.5
Uvoz plina	3.7	12.5	0.0	5.1	9.9	5.1
Skupaj	185.7	82.1	73.2	2.6	8.2	2.6

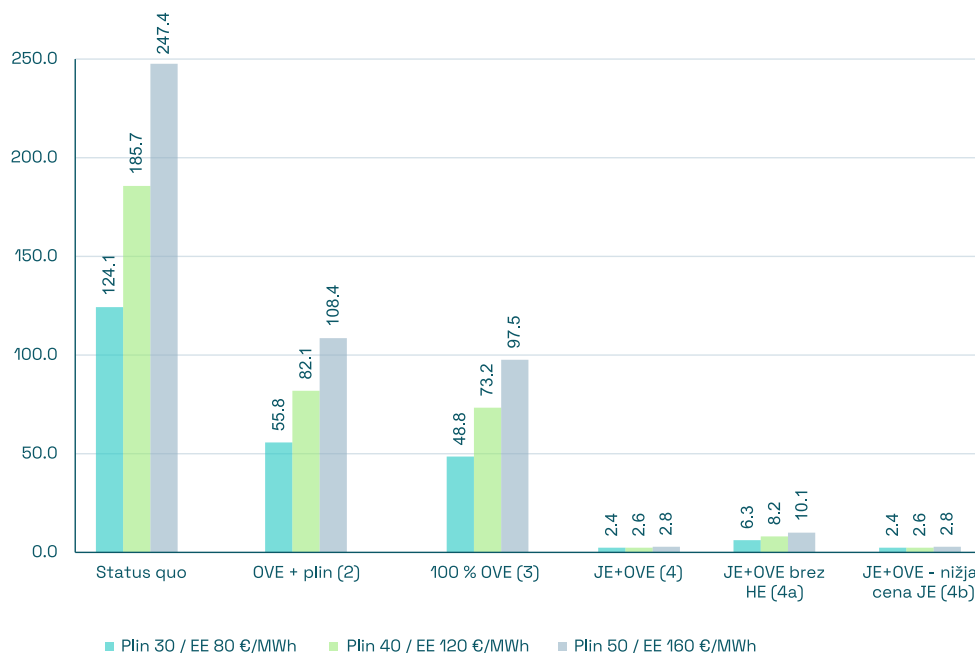
Opomba: Predpostavljena cena električne energije: 120 EUR/MWh, cena plina: 40 EUR/MWh. Predpostavljene cene iz 2024 za celotno obdobje 80 let.

Vir: Lastni izračuni.

V skladu s strukturo proizvodnih kapacitet je skupna vrednost potrebnega uvoza plina in električne energije (za obdobje 80 let) najnižja v obeh scenarijih OVE + jedrska, in sicer na ravni okrog 3 milijarde EUR (scenarij 4 z novimi hidroelektrarnami) in 8 milijard evrov (scenarij 4a brez novih hidroelektrarn in posledično več uvoza električne energije). V scenariju 100 % OVE so vrednosti uvoza plina in električne energije neprimerljivo višje – znašajo kar 73 milijard EUR v 80 letih, v scenariju OVE + plin pa 82 milijard EUR. Do teh razlik prihaja zaradi dejstva, da scenarij OVE + jedrska z JEK2 po letu 2040 ustvarja izvozne presežke, do primanjkljaja pa prihaja le v obdobju do vključitve JEK2 v omrežje.

Še bolj močno izstopa scenarij Status quo, ki je brez vlaganj v nove kapacitete in zaradi nizkih vlaganj v omrežje na prvi pogled ugoden scenarij. Vendar pa je večino potreb po električni energiji potrebno pokriti delno s proizvodnjo električne energije iz plina in večinoma z uvozom. Vrednost obojega za obdobje 80 let znaša 186 milijard evrov, kar za nekajkrat presega vrednosti naložb v kapacitete in omrežje ter stroške vzdrževanja in delovanja v ostalih scenarijih.

Slika 8 prikazuje analizo občutljivosti na cene plina in električne energije, in sicer če bi cena električne energije nihala v razponu med 80 in 160 EUR/MWh, cena plina pa v razponu med 30 in 50 EUR/MWh. Kot je razvidno, so scenariji z JEK2 povsem neobčutljivi na nihanje cen plina in električne energije na trgu (razen delno podscenarija 4a brez novih hidroelektrarn). Nasprotno pa vrednosti uvoza plina in električne energije v obdobju 80 let v scenarijih OVE + plin in 100 % OVE nihajo v razponu okrog +/- 25 milijard EUR.



Slika 8: Analiza občutljivosti: Vrednost uvoza plina in nadomestne električne energije, 80 let ob spremenjenih predpostavkah (milijarde EUR)

Opomba: Predpostavljena cena električne energije: 80, 120, 160 EUR/MWh, cena plina: 30, 40, 50 EUR/MWh. Predpostavljene cene iz 2024 za celotno obdobje 80 let.

Vir: Lastni izračuni.

Odločitev o konceptu EES (o tehnološki strukturi proizvodnih kapacitet) torej odločilno vpliva tudi na bodoče stroške v zvezi z zagotavljanjem potrebnega obsega električne energije za domačo porabo. Koncepti z velikim deležem spremenljivih OVE virov, ki se na prvi pogled zdijo stroškovno ugodna varianta (ker upoštevajo samo strošek prve investicije za kratko življenjsko dobo kapacitet), pa na dolgi rok vodijo v ekstremno povečane stroške zaradi potrebnih dodatnih naložb v hranilnike in nadomestne kapacitete ter zaradi uvoza nadomestne električne energije oziroma plina za proizvodnjo nadomestne električne energije.

4.3.5 Celotni družbeni stroški oskrbe z električno energijo

Celotni družbeni stroški oskrbe z električno energijo v skladu s predstavljeno metodologijo obsegajo:

- Investicije v proizvodne kapacitete in omrežje
- Stroški vzdrževanja in delovanja EES
- Stroški nadomestne proizvodnje / uvoza električne energije⁶

Spodnja tabela prikazuje, da so celotni družbeni stroški oskrbe z električno energijo v obdobju naslednjih 80 let najnižji v scenarijih OVE + jedrska, in sicer med 53 in 66 milijard EUR. Pri tem sta finančno najbolj ugodna podscenarija, ki vključujeta nove hidroelektrarne (56 milijard EUR), pri čemer je najbolj ugoden podscenarij, ki upošteva potencialno nižjo ceno JEK2 (le 53 milijard EUR). V scenariju OVE + plin so skupni družbeni stroški višji za skoraj 180 % (156 milijard EUR), v scenariju 100 % OVE pa skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo znašajo kar 222 milijard evrov in so za 290 % višji kot v osnovnem scenariju OVE + jedrska.

Ekstremno visoki družbeni stroški oskrbe z električno energijo pa bi bili tudi, če v Sloveniji ne bi naredili nič glede nadgradnje in preoblikovanja EES – v tem primeru bi skupni družbeni stroški znašali kar 189 milijard evrov oziroma 3.4-krat več kot v primeru najbolj ugodnega scenarija OVE + jedrska.

⁶ V analizo niso zajeti stroški subvencioniranja posameznih energetskega virov, ki so lahko zelo visoki. Do lani so denimo stroški subvencij za OVE vire v Sloveniji presegli že 1.8 milijard evrov. Z večanjem deleža nestanovitnih OVE virov in subvencioniranja prigradnje hranilnikov bodo ti stroški še dodatno močno porasli.

Tabela 10: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo, 80 let (2024-2104) (miljarde EUR)

	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska - brez HE (4a)	OVE + jedrska - nižja cena JEK2 (4b)
Investicijska vrednost (kapacitete + omrežje)	1.0	55.4	115.4	28.0	31.4	24.5
Stroški delovanja in vzdrževanja	2.1	18.8	33.4	25.8	26.2	25.8
Stroški uvoza EE in plina	185.7	82.1	73.2	2.6	8.2	2.6
Skupaj	188.9	156.3	221.9	56.4	65.9	52.9

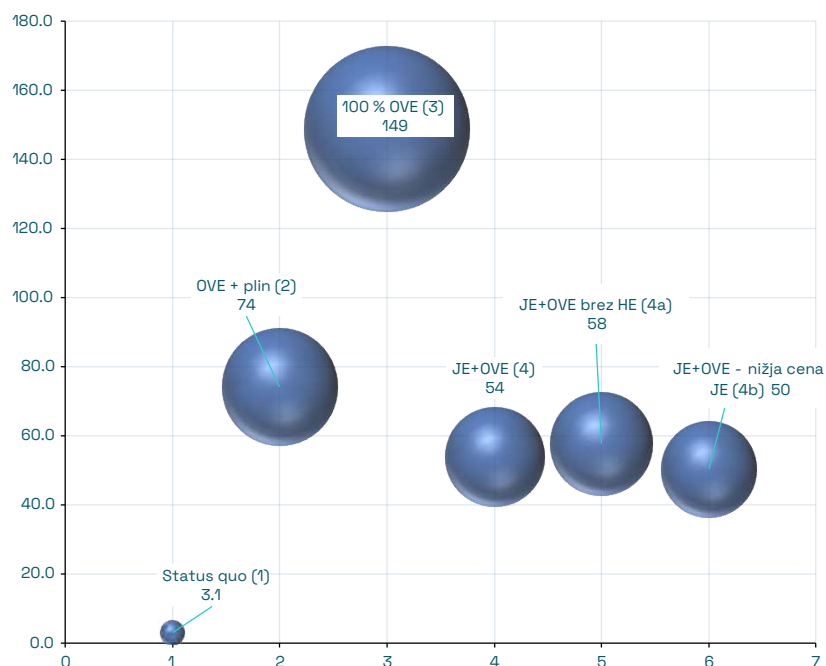
Vir: Tabele 6, 7, 8 in 9.

Ključna pomanjkljivost praktično vseh načrtov energetskega prehoda v Sloveniji je, da prikazujejo zgolj parcialne ocene stroškov posameznega koncepta EES. Praktično vsi načrti energetskega prehoda se fokusirajo na relativno kratki časovni horizont – največ do leta 2040 (NEPN), nekateri tudi do leta 2050 (SAZU). To seveda pomeni, da ne upoštevajo različnih dolžin življenjske dobe posameznih energetskih postrojenj in zaradi tega vključujejo zgolj del dolgoročnih investicijskih in drugih stroškov. Analiza Mervar (2024) je bila edina, ki je upoštevala razlike v dolžini življenjskih dob posameznih postrojenj in ocenila skupne stroške za delovanje postrojenj v obdobju 60 let, kar upošteva potrebne nadomestne naložbe itd.

Druga prednost Mervarjeve analize je, da je upoštevala tudi stroške vzdrževanja in delovanja EES v obdobju 60 let, kar vključuje tudi stroške goriva itd. Pomanjkljivost Mervarjeve analize pa je, da ni zajela posledic dolgoročnega neravnovesja med proizvodnjo in porabo električne energije v posameznih konceptih – torej posledic strukturne uvozne odvisnosti, kar rezultira v trajni potrebi po proizvodnji nadomestne električne energije v plinskih elektrarnah in/ali uvozu manjkajoče električne energije iz tujine. Naša analiza vključuje tudi te stroške, saj predstavljajo dolgoročno posledico odločitve za posamezen koncept EES in lahko predstavljajo njegov ključni strošek na dolgi rok.

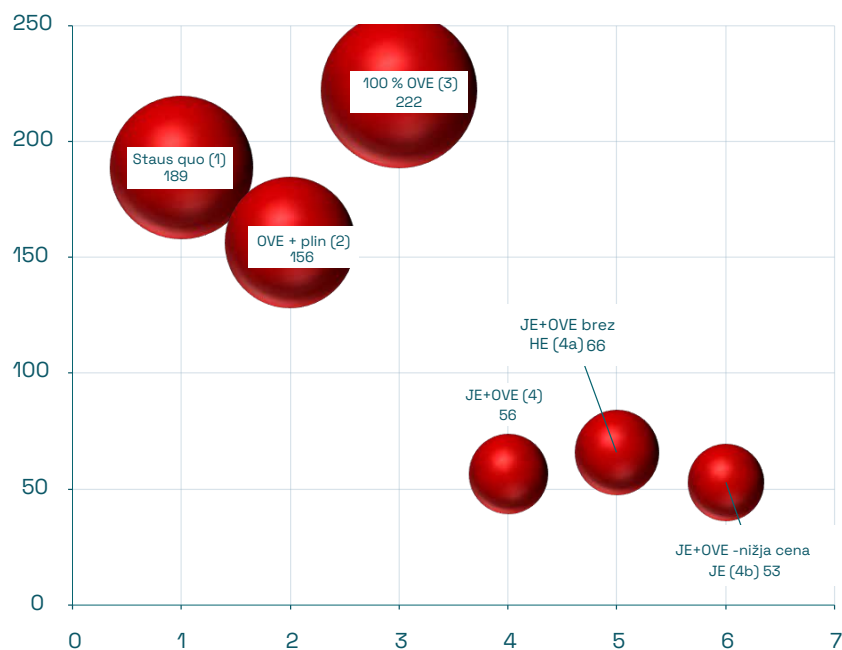
Spodnji sliko ilustrirata velike razlike v celotnih družbenih stroških oskrbe po scenarijih, če zgolj delno ali v celoti upoštevamo vse stroške domače oskrbe z električno energijo na dolgi rok. Primerjava slik 9 in 10 pokaže, kako bistveno se spremenijo stroški in razmerja med scenariji, če upoštevamo celotne družbene stroške oskrbe ali samo del teh stroškov. Brez upoštevanja celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo v času življenjske dobe ključnih kapacitet v EES lahko odločevalci naredijo napako in izberejo koncept EES, ki na kratek rok izgleda bolj ugodno, na dolgi rok pa vodi v bistveno višje skupne družbene stroške oskrbe od alternativnih konceptov.

Na prvi pogled se zdi najbolj ugodno, če v Sloveniji ne bi vlagali v posodobitev EES, toda na dolgi rok bi nas to stalo 3.5-krat več, kot če bi izgradili JEK2. Podobno, na prvi pogled se zdi za Slovenijo bolj ugodno, da se ne loti projekta finančno zahtevne izgradnje JEK2. Toda na dolgi rok sta za družbo alternativni brez JEK2 občutno dražji – koncept OVE + plin je dražji za 3-krat od koncepta OVE + jedrska (156 proti 56 milijard EUR), koncept zgolj nestanovitnih OVE virov pa je za 4-krat (222 proti 56 milijard EUR oziroma za 166 milijard EUR) dražji od osnovnega scenarija z JEK2.



Slika 9: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo (80 let) brez uvoza plina in električne energije, milijarde EUR

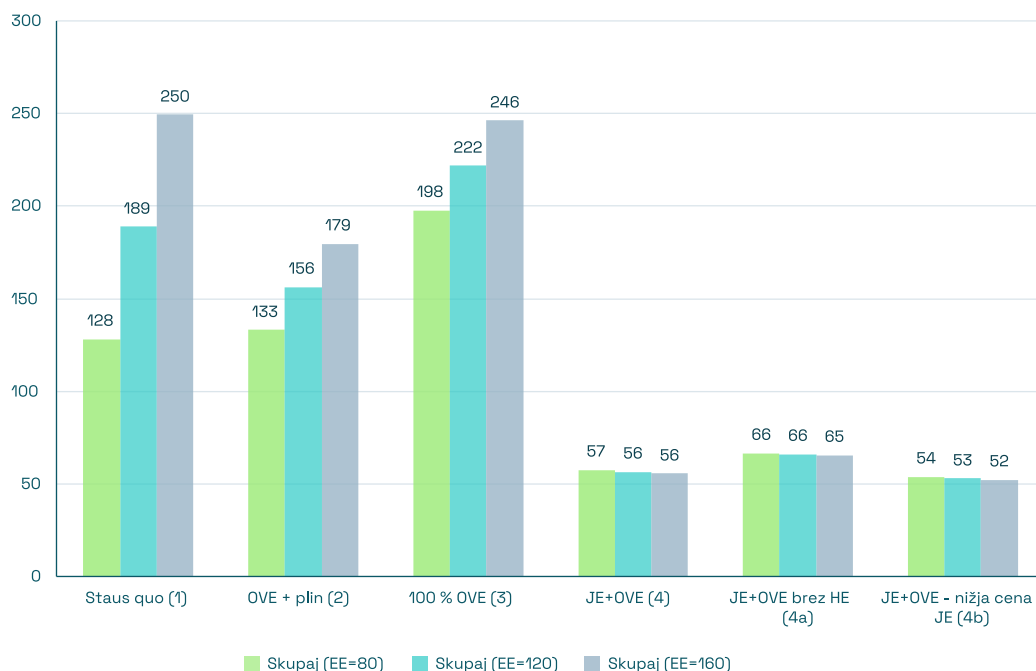
Vir: Tabela 10.



Slika 10: Skupni družbeni stroški oskrbe z električno energijo (80 let) z uvozom plina in električne energije, milijarde EUR

Vir: Tabela 10.

Slika 11 dodatno k temu prikazuje občutljivost celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo na nihanje cen. Kot je razvidno, so scenariji z JEK2 zaradi predvidenega presežka proizvodnje nad porabo praktično neobčutljivi na nihanje cen električne energije (razen do vključitve JEK2 v omrežje leta 2040), medtem ko celotni družbeni stroški v obdobju 80 let v scenarijih OVE + plin in 100 % OVE, ki so že v osnovi 3– do 4–krat dražji, še dodatno nihajo v razponu okrog +/- 25 milijard EUR.



Slika 11: Občutljivost celotnih družbenih stroškov oskrbe z električno energijo (80 let) na nihanje cen električne energije, milijarde EUR

Opomba: Vključeni so stroški uvoza električne energije in plina. Veleprodajna cena je določena v razponu 80 –160 EUR/MWh.

Vir: Tabela 10.

Podobne ugotovitve glede ekonomskih rangiranj izhajajo iz analize Mervarja (2024) s primerljivimi scenariji, ki ocenjuje, da je z vidika potrebnih investicij najbolj ugoden »jedrski« scenarij (NEK do 2063, z JEK2) zaradi najnižjih potrebnih vlaganj v omrežje in hranilnike. Sledi NEPN OVE scenarij brez podaljšanja obratovanja NEK, medtem ko bi bila vrednost investicij v 100 % OVE konceptu bistveno višja. Če k tem stroškom investicij dodamo še dodatne stroške zaradi ciklične in nestanovitne narave delovanja OVE virov (izgube ciklov hranjenja energije, oportunitetne izgube zaradi slabšega profila prodajnih cen elektrike iz sončnih elektrarn, stroške vzdrževanja baterij in proizvodnih kapacitet ter stroške uvoza nadomestne električne energije ali plina za proizvodnjo električne energije), bi bil ponovno ekonomsko najbolj ugoden »jedrski« scenarij pred NEPN OVE scenarijem in 100 % OVE scenarijem (glej Damijan, 2024).

Na koncu je treba omeniti še makroekonomski vidik, in sicer, v kolikšni meri posamezni koncepti EES prispevajo domačemu BDP in zaposlenosti itd. Glede na to, da v vseh konceptih praktično skoraj vsa tehnološka oprema prihaja iz tujine, je iz makroekonomskega vidika najbolj ugoden koncept, pri katerem je potreben obseg investicij najnižji. Na drugi strani pa koncepti, ki vodijo k velikim strukturnim neravnovesjem med proizvodnjo in porabo (scenariji Status quo, OVE + plin in 100 % OVE), vodijo k višjemu obsegu uvoza plina in nadomestne električne energije iz tujine. Prispevajo torej k rasti BDP in zaposlenosti držav, iz katerih bomo nabavljali plin in električno energijo, in ustrezno manj k domači zaposlenosti in BDP. V obdobju 80 let to seveda pomeni ogromne razlike med koncepti glede prispevka k zaposlenosti in BDP. Hkrati pa to pomeni dolgoročno odvisnost od uvoza obeh energentov in podvrženost tako tržnim kot geopolitičnim tveganjem. Pri jedrskem gorivu so ta tveganja bistveno manjša, in sicer tako zaradi daljših ciklov menjave goriva (18 mesecev), kot zaradi nizkega učinka spremembe cen urana na ceno jedrskega goriva.

4.3.6 Primerjava z ugotovitvami za druge države

Te ugotovitve so v skladu z analizo Zappa et al (2019) za evropski EES, ki ugotavlja, da bi 100-odstotno obnovljiv evropski EES morda lahko deloval z enako stopnjo sistemske ustreznosti kot danes, če bi bil skrbno optimiziran

z visokimi in ustrezno strukturiranimi naložbami v kapacitete sončnih in vetrnih elektrarn, v kapacitete za izravnavanje viškov energije (hranilniki, toplotne črpalke itd.) in kapacitete za uporabo biomase. Vendar pa bi tak EES na evropski ravni zahteval visoke investicije (okrog 530 milijard EUR na leto) in da bi bili skupni stroški 100-odstotno obnovljivega EES za približno 30 % višji kot pri EES, ki vključuje druge nizkoogljive tehnologije, kot je jedrska energija, ali zajemanje in shranjevanje ogljika.

Analiza Emblemsvåg (2024) podobno ugotavlja za Nemčijo. Analiza ugotavlja, da ima Nemčija eno najbolj ambicioznih politik energetskega prehoda, imenovano „Die Energiewende“, za zamenjavo jedrske in fosilne energije z obnovljivimi viri, kot so vetrna, sončna in bioenergija, ki pa je v 20 letih (v obdobju 2002 – 2022) zmanjšala emisije podnebnih plinov le za 25 %. Analiza na podlagi razpoložljivih informacij ugotavlja, da je nemška energetska politika Energiewende do leta 2022 zahtevala skupne nominalne izdatke v ta namen v višini 696 milijard EUR, od tega 387 milijard EUR v OVE proizvodne kapacitete in 310 milijard EUR v z njimi povezane subvencije za razpršene OVE vire. Nemčija je imela na voljo tudi alternativno možnost, in sicer da bi leta 2002 obdržala obstoječo jedrsko energijo in investirala v nove jedrske zmogljivosti. Analiza teh dveh alternativ kaže, da bi bila druga (jedrska) opcija za Nemčijo bistveno bolj ugodna, saj bi lahko dosegla svoj cilj glede emisij podnebnih plinov tako in bi še dodatno za 73 % zmanjšala emisije podnebnih plinov (glede na že doseženo v letu 2022), hkrati pa bi bil strošek te opcije (potreben obseg investicij in subvencij) za polovico manjši v primerjavi s politiko Energiewende. Tako bi morala Nemčija sprejeti energetska politiko, ki bi temeljila na ohranjanju in širitvi jedrske energije.

Poročilo ameriškega ministrstva za energijo (2024) ugotavlja, da bi bil razvoj trajnostnega elektroenergetskega sistema v ZDA s kombinacijo jedrske energije, OVE in hranilnikov za 37 % cenejši od alternative zgolj OVE in hranilnikov. Podobno ugotavlja skupno poročilo francoske RTE in Mednarodne agencije za energijo (IEA) iz oktobra 2021, da bi bila pot k brezogljivi družbi do leta 2050 za Francijo, ki že sedaj proizvaja 60 % vse elektrike iz jedrskih elektrarn, za 17 % cenejša s polovično kombinacijo investicij v jedrske in OVE kapacitete glede na varianto zgolj z OVE viri.

4.4 Ovrednotenje po kriteriju minimiziranja stroškovne in maloprodajne cene EE

V tem poglavju smo ovrednotili analizirane scenarije na podlagi cen električne energije, ki bi jih posamezni scenariji EES generirali. Scenarije smo ovrednotili po dveh kriterijih:

- po kriteriju polne lastne (stroškovne) cene električne energije,
- po kriteriju maloprodajne cene električne energije.

Namen analize po obeh kriterijih je predvsem pokazati, da stroškovne cene iz kombinacije posameznih tehnologij v okviru različnih scenarijev ne pokažejo nujno prave slike, saj se del stroškov izbranega EES prevali na odjemalce pri maloprodajni ceni prek zaračunavanja sistemskih stroškov (stroški omrežnine) ter trošarin in subvencij (za OVE in SPTE). Ključni kriterij za primerjavo je maloprodajna cena električne energije, ki jo omogočajo posamezni scenariji EES.

4.4.1 Problematika LCOE metodologije in sistemskih stroškov OVE

Ključna predpostavka za izračun stroškovnih cen električne energije so cene tehnologij za njihovo proizvodnjo oziroma kapitalske investicije v energetske kapacitete določenega tipa (t.i. CAPEX) in operativni stroški delovanja teh tehnologij v njihovi življenjski dobi (t.i. OPEX). Za preračun teh skupnih stroškov na enoto proizvedene energije se običajno uporablja metodologija Levelized Cost of Energy (LCOE) (po slovensko: »izravnani stroški energije«), ki ocenjuje stroške v življenjski dobi energetskega obrata, deljene s proizvodnjo energije in se izračuna kot sedanja vrednost skupnih stroškov izgradnje in delovanja obrata v predvideni življenjski dobi. LCOE izračunavajo

številne agencije (denimo International Energy Agency, IEA) in konzultantske hiše s področja energetike (najbolj znana je Lazard).

Strokovna literatura je sicer zelo kritična do uporabe LCOE metodologije in ji očita številne nepravilnosti oziroma resne napake (za zgodnje kritike glej Joskow (2011), Borenstein (2012) itd.). Stroka LCOE metodologiji očita, da upošteva zgolj stroške na ravni obrata (zasebne stroške), ne vključuje pa vseh stroškov posameznih proizvodnih virov (sistemskih oziroma družbenih stroškov posameznega vira). V nadaljevanju navajamo nekaj ključnih pomanjkljivosti LCOE metodologije.

Prvič, LCOE ne vključuje polnega stroška proizvodnje energije nestabilnih oziroma občasnih virov, kot sta sonce in veter. Glede fotovoltaike LCOE zajema samo strošek postavitve celotnega sistema, zanemari pa dejstvo, da je sonce zgolj občasen in nestabilen vir energije (samo med marcem in oktobrom, največ 8 ur na dan in samo ob sončnih dnevih; povprečno imamo v Sloveniji ustrezno osončenost samo okrog 1,100 ur letno oziroma 1/8 časa). Za čas, ko sonce ne sije, je bodisi treba postaviti nadomestne vire, to pa so običajno plinske elektrarne ali pa upoštevati stroške dolgoročne hrambe energije. Pri nadomestnih virih je zato treba upoštevati še stroške investicij v nadomestne vire in stroške goriva, pri shranjevanju pa seveda naložbe v kapacitete za skladiščenje.

Drugič, LCOE ne upošteva stroškov vključitve OVE virov v elektroenergetski sistem. Ne upošteva stroškov nadgradnje distribucijskega sistema in ne upošteva povečanih stroškov regulacije sistema (kar pri konzultantski hiši Lazard priznavajo že na prvi strani poročila). Sonce in veter sta nestabilna, občasna vira, odvisna od vremena in letnega časa, operater elektroenergetskega sistema pa mora ves čas vzdrževati konstantno napetost in frekvenco sistema, sicer sistem lahko kolapsira in traja lahko nekaj ur ali dni, da se spet vzpostavi. Zato morajo imeti operaterji ves čas v rezervi presežne energetske kapacitete, ki jih lahko vklopijo, »ko oblak prekrije sonce« ali kompenzirati izgube ponudnikov, ki se jih odklopi od omrežja v času viškov energije. Kar je povezano z dodatnimi stroški (omrežnina in druge dajatve kot kompenzacija za povečano vključevanje OVE), ki jih zakonodajalec prek trgovcev z električno energijo zaračunava uporabnikom. Zaradi tega je električna energija v Nemčiji, ki ima večji delež nestabilnih OVE virov, za 60 % do 70 % dražja kot v Franciji, kjer proizvodnja električne energije več kot 60-odstotno temelji na jedrskih elektrarnah. Na splošno velja, da z naraščanjem deleža OVE v porabi elektrike narašča cena električne energije (Nemčija, Danska, Švedska, Velika Britanija itd.), kar je v nasprotju s tem, kar kažejo LCOE številke. Podatki Eurostat kažejo za članice EU skoraj linearno zviševanje cene električne energije za gospodinjstva s povečevanjem deleža OVE virov, desni panel pa, da je to povečanje maloprodajne cene povezano pretežno z dvigovanjem omrežnine in drugih davščin na električno energijo.

Tretjič, LCOE povsem ignorira, ali je vir energije občasen, sezonski ali zmožen zagotoviti nazivno obremenitev. Energetski objekti, ki so stabilni, predvidljivi in jih je mogoče prilagoditi glede na povpraševanje, so za operaterje omrežij bolj dragoceni kot tisti, ki tega ne morejo, vendar tega LCOE številke ne upoštevajo.

Četrto, metrika LCOE uporablja visok diskontni faktor (v poročilu 2023 Lazard upošteva tehtani strošek kapitala (WACC) oziroma interno stopnjo donosnosti (IRR) v višini 7.7%), kar preferira vire z nizko začetno investicijo (sončni paneli) in visokim stroškom goriva (denimo plin) pred jedrsko energijo, kjer velja obratno. Če bi uporabili nižji WACC/IRR v višini 4.2%, bi LCOE cena jedrske energije upadla za četrtno.

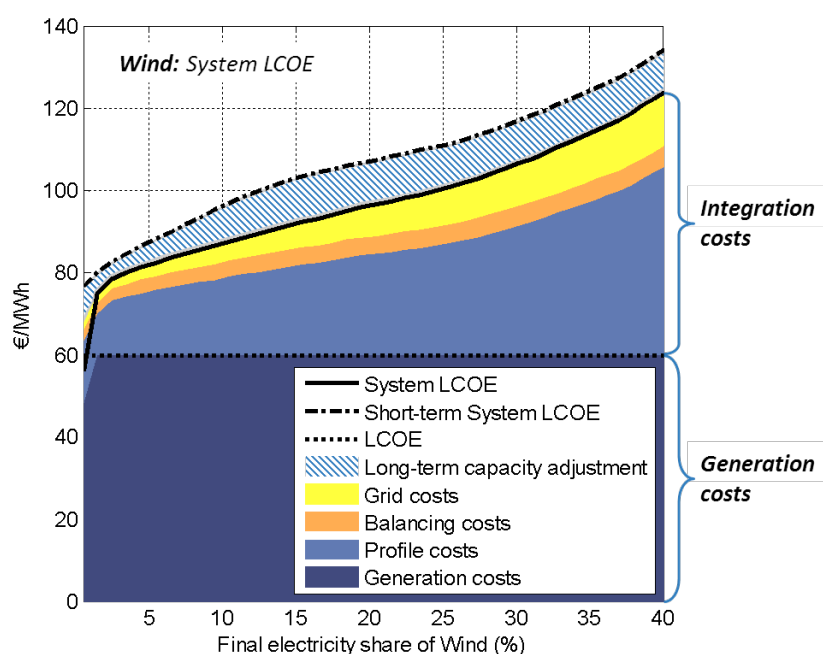
Petič, za izgradnjo polno funkcionalnega energetskega sistema je treba pri občasnih in sezonskih virih električne energije izravnanim stroškom dodati še stroške za shranjevanje. Lazard to zadnjih nekaj let upošteva z metriko »izravnanih stroškov shranjevanja« (LCOS). Zadnje poročilo iz aprila 2023 tako za kombinacijo sončne elektrarne in baterije navaja razpon cen elektrike med 110 in 131 dolarjev/MWh. Vendar Lazard upošteva velikost baterije zgolj 50 MW in samo za 4 ure shrambe energije. Torej pri fotovoltaiki vključuje zgolj strošek kratkotrajnega shranjevanja v baterije, ki pa so primerne zgolj za shranjevanje tekočih viškov energije preko noči. Povsem pa zanemari stroške dolgoročnega shranjevanja energije. Denimo strošek shranjevanja celotnih letnih viškov energije za zimske mesece. Tako velike baterije tehnično in fizično sploh ni mogoče izdelati. Možno je posredno shranjevanje prek pretvorbe v sintetični metan ali vodik. Toda strošek pretvorbe viškov sončne energije v vodik je zaradi nizke izkoriščenosti elektrolizerjev (v Evropi pod 15 %) in pri tako visokih cenah energije previsok in

elektroliza pod temi pogoji ni ekonomična, hkrati se v procesih transformacije izgubi okrog tri četrtine energije. Hkrati pa nimamo odgovora, kam shraniti te poleti ustvarjene količine sintetičnega plina in vodika in koliko bi te transformacije in shrambe energije stale.

In šestič, analiza stroškov shranjevanja energije ne vključuje številnih drugih pomembnih dejavnikov. Kot priznavajo v Lazardu (2023, str. 15), ta analiza ne vključuje stroškov nadgradnje omrežja, prenosnih zmogljivosti, prezasedenosti omrežja in stroškov povečane regulacije elektroenergetskega sistema. Ne vključuje stroškov razvoja novih tehnologij, brez katerih shranjevanje ne bo mogoče. Povsem zanemarljiva »družbene in eksterne okoljske učinke ter dolgoročne druge in družbene posledice različnih tehnologij sistemov za shranjevanje energije, ki jih je težko izmeriti (npr. pridobivanje virov, odlaganje ob koncu življenjske dobe, povezano z litijevimi ioni, varnostna tveganja itd.).«

Gre za zelo resne strokovne kritike LCOE metodologije, ki se sicer splošno uporablja za primerjavo stroškov energije iz različnih virov. LCOE metodologija ne more dati prave primerjave stroškov in vrednosti različnih virov energije, saj ponazarja zgolj mejne stroške proizvodnje električne energije na ravni obrata, brez upoštevanja celotnih stroškov električne energije iz tega vira, vključene v omrežje. Zato je LCOE metodologijo treba nadgraditi z metodologijo, ki upošteva dodatne stroške integracije povečanega deleža OVE virov v omrežje.

Ueckerdt et al. (2013) so predlagali pristop z upoštevanjem sistemskih stroškov (system LCOE) vključevanja OVE virov v omrežje. Sistemski LCOE občasnega vira je opredeljen kot vsota (mejnih) proizvodnih stroškov (LCOE) in (mejnih) integracijskih stroškov, pri čemer se integracijski stroški razdelijo na stroške izravnave, stroške omrežja in stroške vzdrževanja profila proizvodnje. Za razliko od običajnega LCOE je sistemski LCOE obnovljivih virov električne energije močno odvisen od njihovega deleža. Če se delež vetrne (oziroma sončne) proizvodnje poveča, ostanejo stroški proizvodnje (t.j. LCOE) nespremenjeni, medtem ko se stroški integracije močno povečajo.



Slika 12: Sistemski LCOE energije iz vetra za naraščajoče deleže spremenljivih virov (EUR/MWh)

Vir: Ueckerdt et al. (2013).

Slika spodaj prikazuje sistemske stroške vključevanja vetrne energije v omrežje. Kot sledi iz slike, se sistemski LCOE stroški vključevanja energije iz vetrnih elektrarn v Nemčiji povečujejo z deležem energije vetra v omrežju. Pri nizkih deležih energije iz vetra (< 10 %) znašajo mejni stroški integracije energije iz vetra približno polovico proizvodnih stroškov (LCOE) vetrnih elektrarn. Pri zmernih in višjih deležih vetra (> 20 %) so mejni stroški

integracije že v istem obsegu kot stroški proizvodnje. Pri 40-odstotnem deležu vetra stroški integracije dosežejo 60 EUR/MWh, kar je enako tipičnemu trenutnemu LCOE vetrnih elektrarn v Evropi.

Na podlagi pregleda več kot 100 objavljenih študij Hirth et al (2015) povzemajo, da pri visokih stopnjah penetracije spremenljivih OVE virov, na primer pri deležu vetrne energije 30–40 %, stroški integracije v omrežje znašajo 25–35 EUR/MWh, t.j. do 50 % stroškov proizvodnje (LCOE). Podobno kažejo tudi analize Mednarodne agencije za energijo (2019, 2023).

Sistemiški učinki so običajno razdeljeni v štiri kategorije: (1) stroški profila (stroški uporabe nadomestnih kapacitet za zagotavljanje stalnega profila proizvodnje električne energije, imenovani tudi stroški rezerv), (2) stroški izravnave (stroški izravnavanja dnevnih in sezonskih ciklov v proizvodnji spremenljivih virov z rezervnimi viri), (3) stroški omrežja (stroški nadgradnje distribucijskega in prenosnega omrežja in (4) dolgoročni stroški prilagajanja kapacitet.

4.4.2 Metodologija za izračun stroškovne cene električne energije

V tej analizi pristopamo k oceni stroškovne cene alternativnih EES na naslednji način:

01 — pri cenah električne energije iz obstoječih kapacitet (energija iz jedrske, hidro in premogovnih elektrarn) upoštevamo njihove dejanske stroškovne cene,

02 — pri cenah električne energije iz novih kapacitet spremenljivih OVE virov upoštevamo LCOE cene za mejne proizvodne stroške energije (pri tem upoštevamo trend padanja bodočih cen tehnologij do leta 2050),

03 — pri vključevanju nestanovitnih OVE (sončne in vetrne elektrarne) upoštevamo njihove sistemske stroške po vključitvi v omrežje (stroške integracije)⁷ na naslednji način:

→ za stroške vzdrževanja profila smo v EES vključili ustrezne rezervne kapacitete fleksibilnih virov (predvsem plinske elektrarne), pri čemer v izračunih stroškovne cene upoštevamo cene energije iz teh virov v predvidenih potrebnih količinah,

→ za stroške izravnave smo v EES vključili ustrezne kapacitete hranilnikov (ČHE, baterije, elektrolizerji) in fleksibilnih virov (predvsem plinske elektrarne), pri čemer v izračunih stroškovne cene upoštevamo cene energije iz teh virov za predvidene potrebne količine,

→ glede stroškov omrežja upoštevamo načrtovane naložbe v omrežje v vseh scenarijih in stroške izgub pri hranjenju in jih preračunamo na enoto vse električne energije proizvedene v obdobju analize (2025–2050); strošek za omrežje in izgube pri hranjenju pri integraciji sončnih in vetrnih elektrarn v omrežje znaša 5.4 (Status Quo), 26,14.8 (OVE + plin), 23.1 (100 % OVE) in 7.1 oz. 7.3 EUR/MWh (OVE + jedrska),⁸

04 — za obstoječo jedrsko elektrarno upoštevamo polno lastno ceno NEK; pri novih kapacitetah (JEK2) upoštevamo povprečje LCOE cen za nove kapacitete v Evropi (pri jedrski energiji so sistemski stroški enaki mejnim proizvodnim stroškom in za razliko od drugih tehnologij vključujejo tudi stroške razgradnje), približno dvakrat cenejših kitajskih reaktorjev zaradi geopolitičnih razlogov ne upoštevamo,

05 — pri manjkajočih količinah električne energije do obsega, potrebnega za zagotovitev razvojnih potreb

⁷ Študije kažejo, da so stroški integracije sončne in vetrne energije (SE in VE) v elektroenergetsko omrežje (t.j. stroški uravnoteženja proizvodnje, nadgradnje omrežja in rezervnih kapacitet, potrebnih za zanesljivo delovanje sistema) močno odvisni od deleža teh virov v omrežju. Pri nizki penetraciji, ko SE in VE predstavljata manj kot 20 % celotne proizvodnje električne energije, so stroški integracije razmeroma nizki. VE povzroča dodatne sistemske stroške v višini približno 2 do 4 evre na megavatno uro (EUR/MWh), medtem ko so pri SE ti stroški v razponu od 5 do 13 EUR/MWh. Ko pa se delež teh virov poveča na 30–40 % (visoka penetracija), se stroški integracije občutno povečajo. V tem primeru lahko dodatni stroški, povezani s prilagajanjem omrežja, uravnoteženjem oskrbe in povpraševanja ter zagotavljanjem zanesljivosti sistema, tako za SE kot VE narastejo na 25 do 35 EUR/MWh (glej IEA (2021), Zhang et al. (2020), Synapse Energy Economics (2018), Agora Energiewende (2015), Thunder Said Energy (2023)).

⁸ Stroški nadgradnje omrežja na enoto vse električne energije so po velikosti podobni tistim v pregledni študiji Hirth et al (2015), ki kaže, da stroški integracije v omrežje znašajo 25–35 EUR/MWh pri deležu vetrne energije 30–40 %.

in energetskega prehoda, upoštevamo uvozne cene v višini 120 EUR/MWh, ki so bile tipične v zadnjih letih v času povečanih uvoznih potreb (predvsem v času kurilne sezone),

06 — vključili smo tudi analizo občutljivosti za spremembo cen jedrske energije in uvoznih cen električne energije,

07 — vir za LCOE mejne cene proizvodnje električne energije za nove kapacitete različnih tehnologij je International Energy Agency (IEA, World Energy Outlook 2022), vir za stroškovne cene obstoječih proizvodnih virov v Sloveniji pa je SAZU (2022).

V spodnji tabeli so predstavljene stroškovne cene posameznih proizvodnih virov, uporabljene pri izračunu stroškovne cene posameznega elektroenergetskega koncepta.

Tabela 11: Stroškovne cene posameznih proizvodnih virov (EUR/MWh)

	SE	VE	HE	JE	TE, PE	HRAN.	UVOZ
Cene obst. kapacitet	179.0	70.0	18.3	48.0	132.6	0	120.0
LCOE nove kapacitete	0	0	73.6	72.5	153.9	64.6	120.0
2025	137.2	60.2	0	0	0	0	0
2035	82.1	55.6	0	0	0	0	0
2050	68.0	55.6	0	0	0	0	0

Opombe: Cena LCOE sončnih elektrarn je izračunana kot tehtano povprečje individualnih, komercialnih in velikih elektrarn, uteži so deleži. Strošek za omrežje in izgube pri hranjenju pri integraciji SE in VE v omrežje znaša 5.4 (Status Quo), 14.8 (OVE+plin), 23.1 (100 % OVE) in 7.1 oz. 7.3 EUR/MWh (JE+OVE). Tečaj za preračun USD v EUR: 1.08.

Vir: IEA za vse vire, razen za hranilnike (World Energy Outlook 2022) in jedrsko energijo (SAZU, 2022; Damijan & Babič, 2024); lastni preračuni.

4.4.3 Primerjava stroškovnih cen električne energije alternativnih elektroenergetskih konceptov

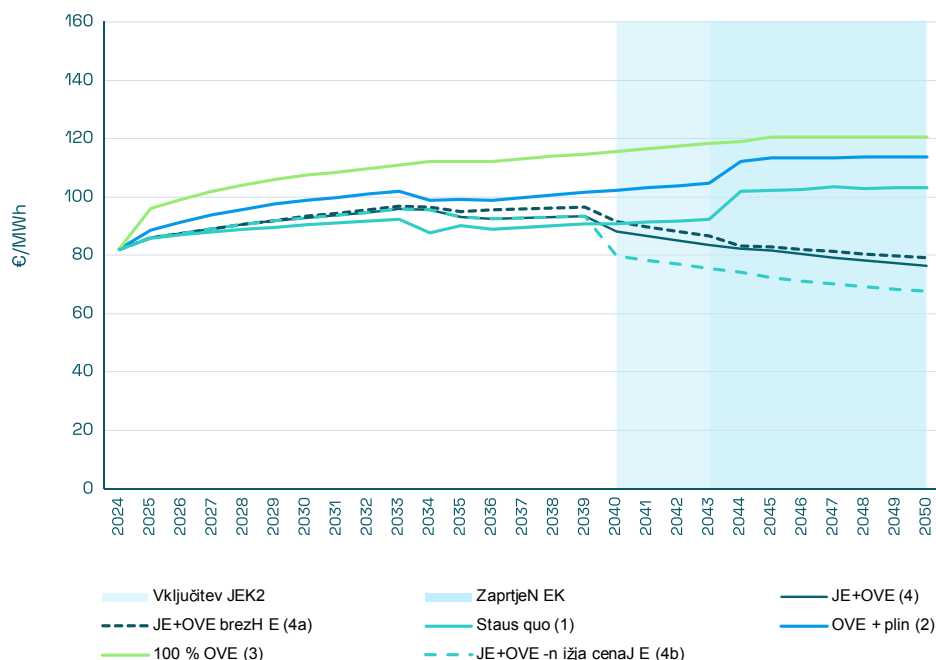
V spodnji sliki je predstavljena primerjava stroškovnih cen alternativnih elektroenergetskih konceptov. Scenarij OVE + jedrska omogoča sistematično bistveno nižje stroškovne cene električne energije od obeh konceptov, ki vsebujeta višje deleže nestanovitnih OVE. Stroškovne cene v scenariju 100 % OVE so do leta 2040 višje, za 10 do 20 EUR/MWh, v scenariju OVE + plin pa za 5 EUR/MWh. Po letu 2040 se te razlike še bolj povečajo, najprej zaradi vključitve JEK2 v omrežje (2040) in nato zaradi zaprtja NEK (2043). Po letu 2043 stroškovna cena v scenariju OVE + jedrska znaša okrog 83 EUR/MWh, v scenarijih OVE + plin in 100 % OVE pa več kot 113 oziroma 120 EUR/MWh. Po letu 2043 se torej razlika v stroškovni ceni med scenarijem OVE + jedrska in scenarijem OVE + plin poveča na okrog 30 EUR/MWh, med scenarijem OVE + jedrska in scenarijem 100 % OVE pa na okrog 40 EUR/MWh.

Drugače rečeno, po začetku obratovanja JEK2 in ob podaljšanju obratovanja NEK omogoča scenarij OVE + jedrska EES, ki ima za četrtno nižje stroškovne cene kot scenarij OVE + plin in za skoraj tretjino nižje kot 100 % OVE scenarij. Ključni učinek prihaja iz JEK2, ki ima stabilizirajoč učinek ne samo na zanesljivost oskrbe z električno energijo in stabilnost sistema, pač pa tudi na stroškovne cene električne energije. Drugi razlog za bistveno višje cene v obeh scenarijih z večjimi kapacitetami sončnih elektrarn glede na scenarij OVE + jedrska je v večjem

deležu električne energije iz sončnih elektrarn, kar zahteva večje stroške integracije v omrežje (večje investicije v distribucijsko omrežje, večje potrebne nadomestne kapacitete za vzdrževanja profila in večje stroške izravnave dnevnih in sezonskih ciklov).

Osnovni scenarij

JEK2=72,5 (51,5), Uvoz=120 €/MWh



Slika 13: Stroškovna cena električne energije do leta 2050 po scenarijih (EUR/MWh)

Opomba: Upoštevane stalne cene iz 2024.

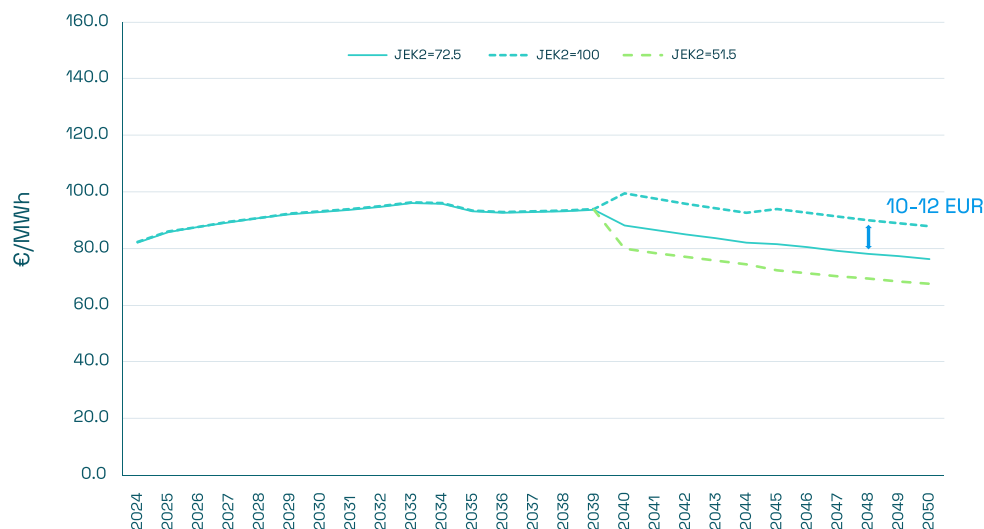
Vir: Lastni preračuni.

V spodnjih slikah je prikazana analiza občutljivosti stroškovnih cen električne energije na nekatere ključne predpostavke v modelu – na stroškovne cene energije iz JEK2 in na uvozne cene električne energije.

Prva slika prikazuje test občutljivosti scenarija OVE + jedrska na vrednost investicije v JEK2. Kot kaže slika, bi se v primeru, če bi se zaradi podražitev investicije stroškovna cena energije iz JEK2 povišala za več kot tretjino (iz 72,5 na 100 EUR/MWh), stroškovna cena celotnega EES dvignila za okrog 10 EUR/MWh na 90 do 95 EUR/MWh.

Analiza občutljivosti: Scenarij JE+OVE

JEK2=51.5 - 100, Uvoz=120 €/MWh



Slika 14: Analiza občutljivosti: Vpliv vrednosti investicije v JEK2 na stroškovno ceno električne energije v scenariju JE+OVE (EUR/MWh)

Opomba: Simulacija dviga stroškovne cene energije iz JEK2 (iz 72,5 na 100 EUR/MWh) in znižanja cene (na 51.5 EUR/MWh v primeru odločitve za ugodnejše ponudnike tehnologije) na stroškovno ceno celotnega elektroenergetskega sistema v scenariju OVE + jedrska. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Kljub morebitni podražitvi gradnje JEK2 za eno tretjino, pa bi bile stroškovne cene električne energije v scenariju OVE + jedrska še vedno nižje za 20 EUR/MWh (glede na scenarij OVE + plin) oziroma 30 EUR/MWh (glede na scenarij 100 % OVE).

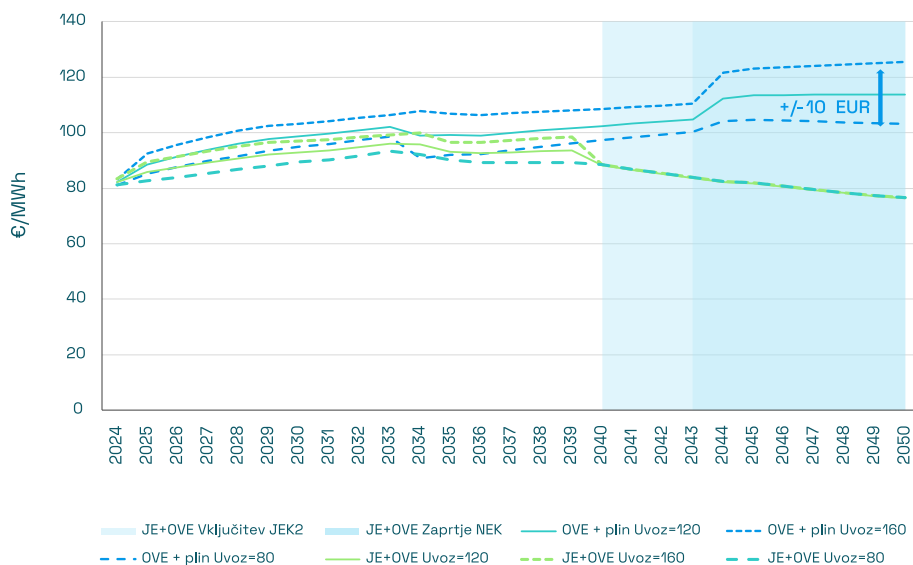
V primeru odločitve za cenejšo tehnologijo (korejski, kitajski ali ruski ponudniki), pa bi se stroškovna cena celotnega EES znižala za okrog 8 EUR/MWh in bi se gibala na ravni med 70 in 80 EUR/MWh.

Zaradi neustreznega profila proizvodnje sta oba scenarija, ki temeljita na večjih kapacitetah sončnih elektrarn, močno odvisna od uvoznih cen električne energije. Spodnja slika prikazuje občutljivost stroškovnih cen v scenarijih OVE + plin ter OVE + jedrska, če bi veleprodajna uvozna cena električne energije močno nihala, in sicer za tretjino v eno ali drugo smer glede na izhodiščno ceno 120 EUR/MWh (če bi nihala v razponu med 80 in 160 EUR/MWh). Kot kaže slika, bi se v primeru znatnega znižanja (iz 120 na 80 EUR/MWh) ali povišanja uvoznih cen električne energije (iz 120 na 160 EUR/MWh) stroškovna cena celotnega elektroenergetskega sistema v NEPN-OVE konceptu v obdobju 2025–2042 (do zaprtja NEK) znižala ali povišala za okrog 5 EUR/MWh. Zaprtje NEK pomeni izgubo stabilnega vira poceni električne energije. Po zaprtju NEK (od vključno 2043 naprej) bi se zato oscilacije v stroškovni ceni elektrike ob enakih spremembah uvoznih cen povišale na +/- 10 EUR/MWh.

Na drugi strani je scenarij OVE + jedrska občutljiv na nihanje uvoznih cen električne energije samo do vključitve JEK2 v omrežje (2040). Po vključitvi JEK2 v omrežje pa bi bile stroškovne cene električne energije povsem neodvisne od nihanja uvoznih cen.

Analiza občutljivosti

JEK2=72.5, Uvoz=80-160 €/MWh



Slika 15: Analiza občutljivosti: Vpliv uvoznih veleprodajnih cen na stroškovno ceno električne energije po scenarijih JE+OVE in OVE+plin (EUR/MWh)

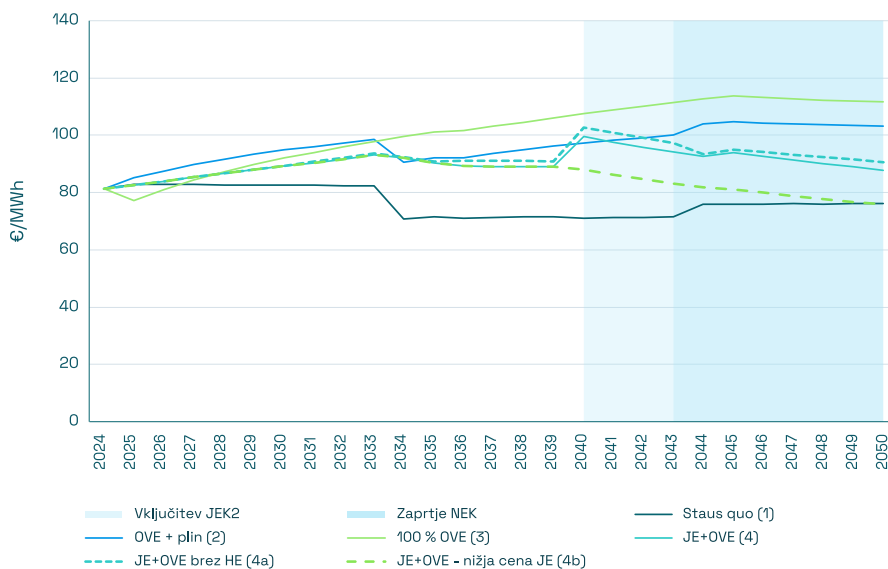
Opomba: Simulacija nihanja uvozne veleprodajne cene električne energije (med 80 in 160 EUR/MWh) na stroškovno ceno celotnega EES. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Zadnja analiza občutljivosti pa analizira »negativni« scenarij, če bi se izgradnja JEK2 močno podražila (stroškovna cena 100 EUR/MWh) ob hkrati nizkih veleprodajnih cenah električne energije na evropskem trgu (80 EUR/MWh).

Analiza občutljivosti

JEK2= 100 (71), Uvoz=80 €/MWh



Slika 16: Analiza občutljivosti: Vpliv podražitve gradnje JEK2 in nizkih uvoznih veleprodajnih cen na stroškovno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh)

Opomba: Stroškovna cena JEK2: 100 EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena električne energije: 80 EUR/MWh. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Kot kaže zgornja slika, bi bil kljub podražitvi gradnje JEK2 in kljub nizkim uvoznim veleprodajnim cenam električne energije scenarij OVE + jedrska še vedno najbolj ugoden scenarij razvoja slovenskega EES po letu 2040. Izjema je sicer scenarij Status quo, ki bi bil zaradi dvotretjinske uvozne odvisnosti na prvi pogled stroškovno najbolj ugoden, vendar pa prinaša nesprejemljiva tveganja morebitne volatilnosti cen in prevelike odvisnosti od uvoza in s tem zanesljivosti oskrbe.

4.4.4 Primerjava maloprodajnih cen električne energije alternativnih elektroenergetskih scenarijev

V nadaljevanju je prikazana simulacija maloprodajnih cen (MPC), ki temeljijo na polnih stroškovnih cenah po scenarijih EES, prikazanih v prejšnjem podpoglavju. Gre za hipotetičen izračun MPC ob predpostavki, da je nabavna cena, na podlagi katere se oblikuje MPC, enaka polni stroškovni ceni slovenskega EES. Slednja pa ob strukturi virov temelji na predpostavkah glede cen plina in veleprodajne cene električne energije na evropskem trgu.

V spodnji tabeli je prikazan izračun maloprodajne cene, ki vsebuje:

- polno stroškovno ceno po scenarijih EES,
- 10 % dobiček proizvajalcev,
- omrežnino v skladu z reformo iz 2024 in pričakovano dodatno omrežnino do 2050,
- prispevek za delo operaterja trga,
- prispevek za energetske učinkovitost, SPTE in OVE,
- trošarino in
- 22 % DDV.

Predpostavke za izračun omrežnine so poraba 1.000 kWh in priključna moč 10 kW.

Tabela 12: Struktura maloprodajne cene v 2024 in 2050 po scenarijih (EUR/MWh)

2050							
	2024	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100 % OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska brez HE (4a)	OVE + jedrska – nižja cena JEK2 (4b)
Stroškovna cena	82.2	103.4	114.1	121.0	76.4	79.2	67.7
Dobiček	8.2	10.3	11.4	12.1	7.6	7.9	6.8
Omrežnina 2024	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5
Dodatna omrežnina	0	10.6	26.6	88.8	21.1	21.2	21,0
Prispevek za delo. oper. trga	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Prispevek za en. učinkovitost	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Prispevek SPTE+OVE	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Trošarina	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pavšalni stroški poslovanja	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
DDV	38.3	45.8	51.8	67.2	41.5	42.2	39.4
Maloprodajna cena	212.3	253.7	287.5	372.7	230.2	234.1	218,4

Opombe: Stroškovna cena JEK2: 72.5 EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena električne energije: 120 EUR/MWh. Poraba 1.000 kWh in priključna moč 10 kW. Upoštevane stalne cene iz 2024.

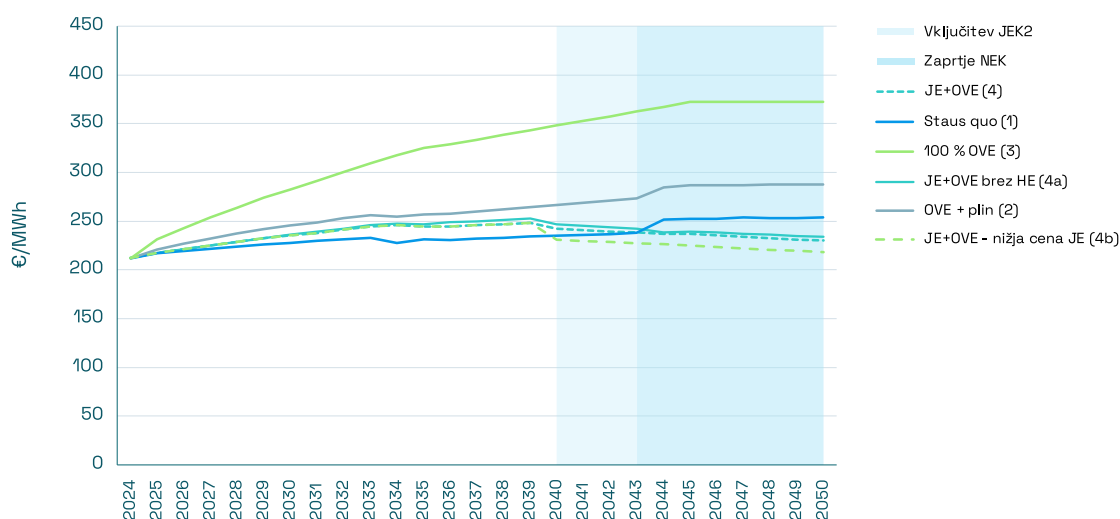
Vir: Lastni izračuni.

Kot ilustrira tabela, bi se v osnovni simulaciji (ob predpostavki stroškovne cene iz JEK2 72.5 EUR/MWh in veleprodajne uvozne cene 120 EUR/MWh) in ob enaki strukturi dodatkov in prispevkov kot danes (vendar višji omrežnini) maloprodajna cena v scenariju OVE + jedrska med letoma 2024 in 2050 povečala manj kot za desetino (8 %) – iz 212 na 230 EUR/MWh. V primeru odločitve za cenejšega ponudnika opreme za JEK2, pa bi se potencialno maloprodajna cena do leta 2050 lahko celo znižala za do 10 % glede na leto 2024 (v stalnih cenah iz 2024). Po scenariju Status quo bi se povečala za petino (20 %), po scenariju OVE + plin za tretjino (35 %) in po scenariju 100 % OVE kar za tri četrtine (74 %). V tem, popolnoma brezogljicnem scenariju (100 % OVE), bi se torej maloprodajna cena do leta 2050 povečala iz 212 na 373 EUR/MWh, kar je primerljivo sedanjim cenam za gospodinjstva v Nemčiji.

Evolucija maloprodajne cene (MPC) je podrobneje prikazana v spodnji sliki. Kot je razvidno, je ob predpostavki prenosa stroškovnih cen EES na odjemalce in ob normalnih stopnjah dobičkov za odjemalce najbolj ugoden scenarij OVE + jedrska, ki temelji na izgradnji JEK2 in enega SMR. Blagodejni učinek obeh na MPC je viden po letu 2040. V primeru izbire cenejšega dobavitelja opreme za JEK2, bi bila MPC še nižja za okrog 11 EUR/MWh. Scenarij 100 % OVE z nestanovitnimi sončnimi in vetrnimi elektrarnami in brez JE je daleč najmanj ugoden za odjemalce, saj vodi v več kot za polovico (55 %) višje MPC kot v primeru scenarija z JEK2.

MPC, Osnovni scenarij

JEK2=72.5 (51.5), Uvoz=120 €/MWh



Slika 17: Maloprodajna cena električne energije do leta 2050 po scenarijih (EUR/MWh)

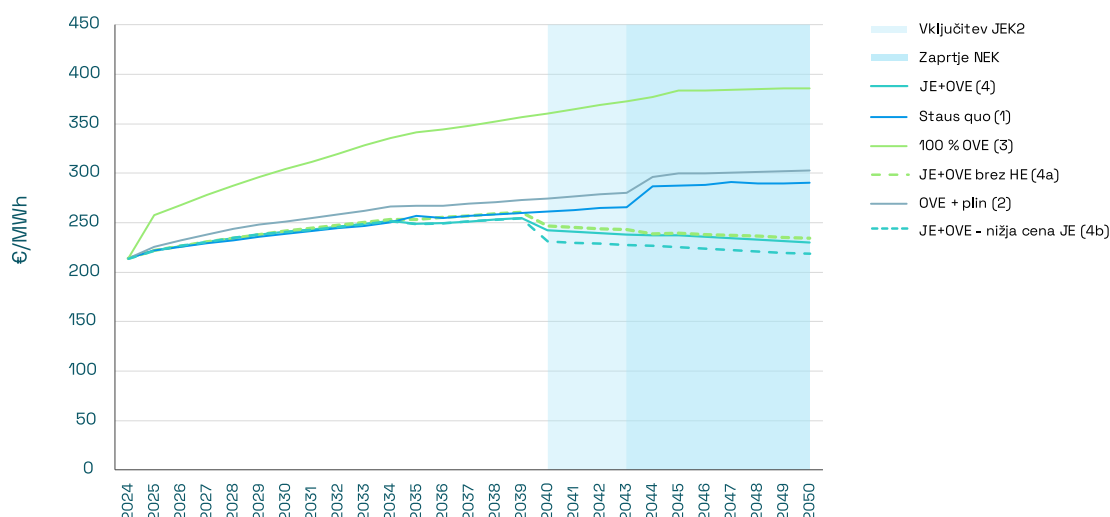
Opombe: Stroškovna cena JEK2: 72.5 (51.5) EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena: 120 EUR/MWh. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Slika 18 kaže, da se prednost scenarija OVE + jedrska glede MPC še poveča v primeru povišane veleprodajne uvozne cene (na 160 EUR/MWh), saj se MPC scenarija 100 % OVE do leta 2050 poveča na blizu 400 EUR/MWh. Scenariji z JEK2 so po letu 2040 povsem neobčutljivi na ta cenovna nihanja.

MPC, Analiza občutljivosti

JEK2=72.5 (51.5) Uvoz=160 €/MWh

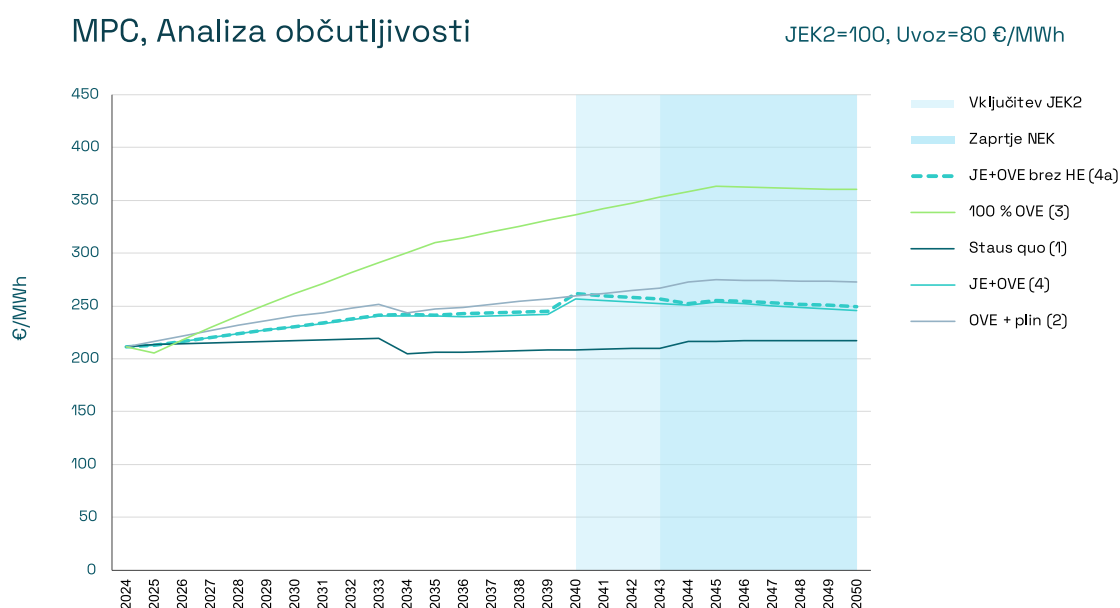


Slika 18: Analiza občutljivosti: Vpliv visokih uvoznih veleprodajnih cen na maloprodajno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh)

Opombe: Stroškovna cena JEK2: 72.5 (51.5) EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena: 160 EUR/MWh. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Kot kaže slika 19, bi tudi v primeru morebitne podražitve gradnje JEK2 za tretjino (stroškovna cena JEK2 100 EUR/MWh) in zelo nizkih veleprodajnih uvoznih cen električne energije (80 EUR/MWh) ostal scenarij OVE + jedrska z JEK2 najbolj ugodna varianta bodočega EES. Maloprodajna cena električne energije v primeru 100 % OVE scenarija bi bila do 2050 višja za 42 %, v primeru scenarija OVE + plin pa za 7 %.



Slika 19: Analiza občutljivosti: Vpliv podražitve gradnje JE2 in nizkih uvoznih veleprodajnih cen na maloprodajno ceno električne energije po scenarijih (EUR/MWh)

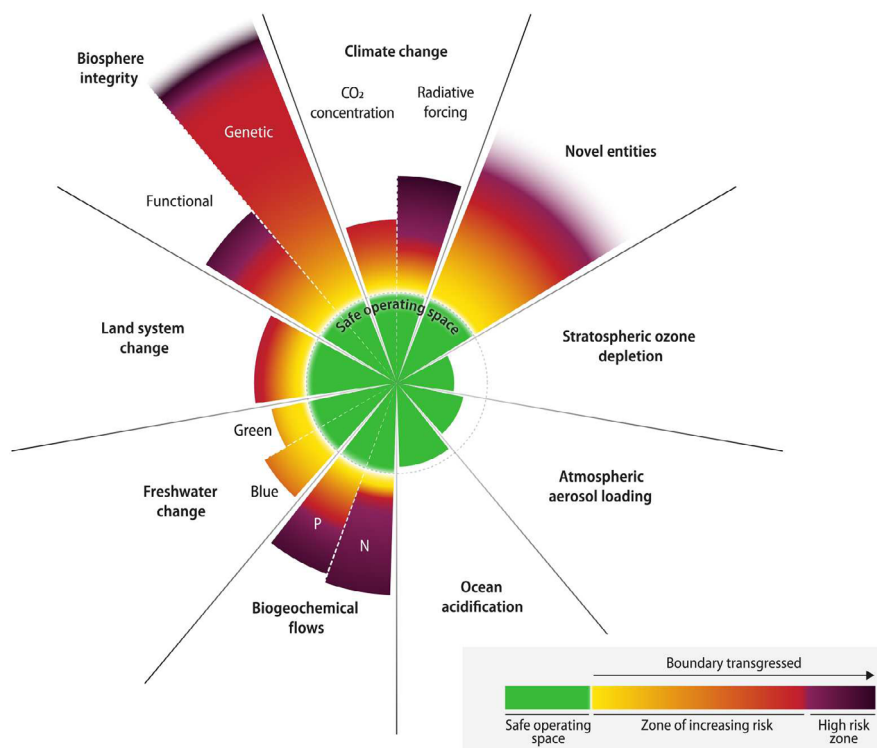
Opombe: Stroškovna cena JEK2: 100 EUR/MWh; uvozna veleprodajna cena: 80 EUR/MWh. Upoštevane stalne cene iz 2024.

Vir: Lastni preračuni.

Kot že rečeno, je izjema scenarij Status quo, ki bi bil zaradi dvotretjinske uvozne odvisnosti na prvi pogled najbolj ugoden scenarij glede maloprodajne cene električne energije, vendar pa prinaša nesprejemljiva tveganja morebitne volatilitnosti cen in prevelike odvisnosti od uvoza.

4.5 Ovrednotenje po kriteriju minimiziranja negativnih učinkov na okolje

V tem podpoglavju analiziramo scenarije razvoja EES glede na učinke na okolje. V prvem delu obravnavamo učinke glede na mednarodno izbrani kazalnik onesnaženja zraka, neto presežka emisije CO₂ ki je eden izmed neposrednih dejavnikov podnebnih sprememb planeta in obenem posredno merilo učinkovitosti energetske politik s ciljem doseči vzdržno mejo do leta 2050. V drugem delu pa učinke tudi na druge emisije plinov, trdnih delcev in industrijskih odpadkov kemikalij (nove entitete) kot kazalnike (toksičnega) onesnaženega okolja, ki se zrcalijo v kompleksnih podnebnih spremembah.



Slika 20: Planetarne meje

Vir: Richardson in sod., 2023

Slika zgoraj kaže sedanje stanje kazalnikov za vseh devet planetarnih meja. Od teh je šest že preseženih, zelena cona predstavlja varno območje, rumena do rdeča barva prikazuje območje povečanega tveganja, vijolična pa označuje območje z zelo visokim tveganjem. Vrednosti kazalnikov so preračunane tako, da izhodišče predstavlja povprečne razmere v obdobju holocena, vse meje pa so prikazane na enaki oddaljenosti od središča (črtkana črta označuje spodnji rob območja povečanega tveganja).

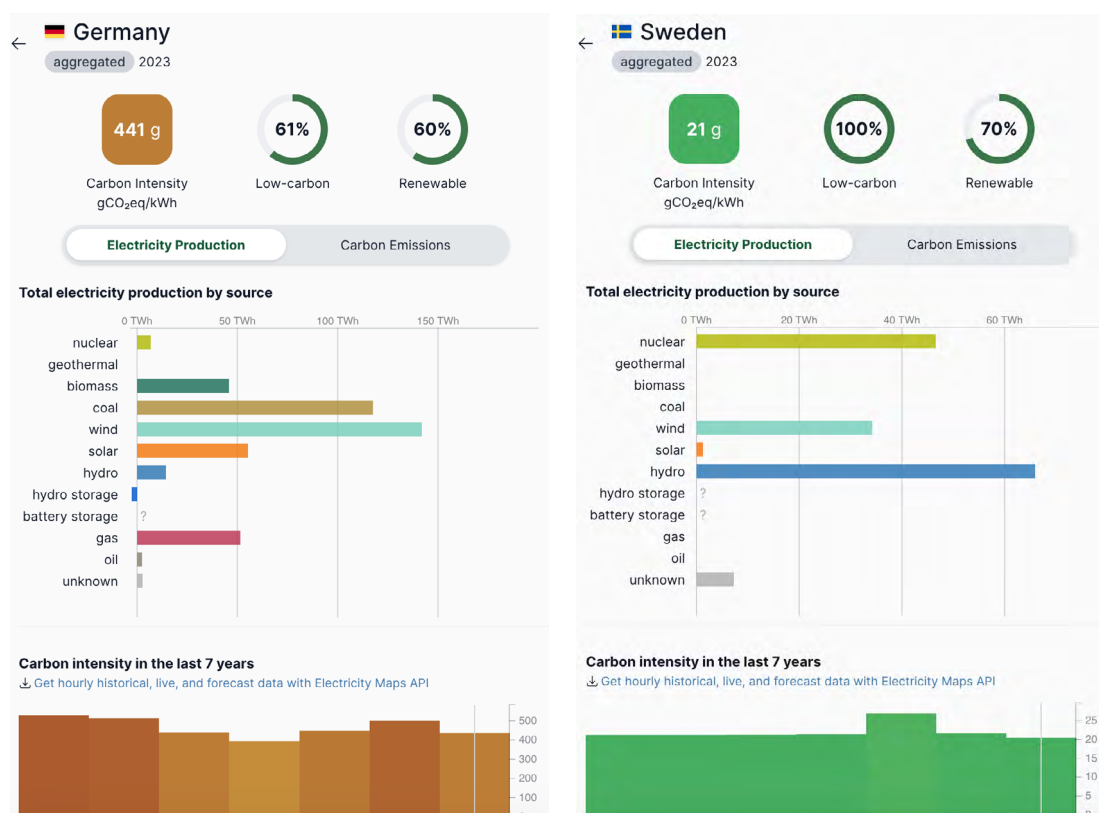
Leta 2023 je jasno, da je meja rezultat transgresije – torej stanja, ko so te entitete že presežene, saj niso bile ustrezno ocenjevalno nadzorovane. Natančna številka vrednost za status teh indikatorjev ni podana (ni konkreten prag), ampak le »preseženo / izven varnega območja«.

Tu ne merimo samo, koliko kemikalij je v okolju, vrednotimo tudi, kako te kemikalije dejansko vplivajo na naravne procese na Zemlji. Planetarna meja za tak kazalnik bi določala »varno« raven kemičnega onesnaženja. Tu se osredotočamo le na glavne vplive nekaterih kemikalij na naravo, kot so npr. sladkovodni ekosistemi, oceani, itd.

4.5.1 Ovrednotenje po kriteriju emisij CO₂

4.5.1.1 Problem izpustov CO₂ v elektroenergetskih sistemih, ki temeljijo na OVE

Evropske energetske-podnebnne politike temeljijo na premisi, da je podnebno nevtrálnost do leta 2050 potrebno doseči s prehodom na obnovljive vire energije. Vendar pa podatki kažejo, da države EU, ki so naredile največji napredek glede povečanja deleža OVE virov, niso nujno uspele tudi bistveno zmanjšati izpustov CO₂. Kot prikazuje slika 21, ni toliko pomemben delež OVE virov, pač pa primerna kombinacija nizkoogljičnih virov. Denimo Nemčiji je v zadnjih dveh desetletjih uspelo, da je do leta 2023 povečala delež proizvodnje električne energije iz OVE virov na 60 %, vendar so izpusti CO₂ na enoto energije ostali zelo visoki in se v obdobju 2017–2023 gibljejo v razponu med 440 in 500 gCO₂/kWh.



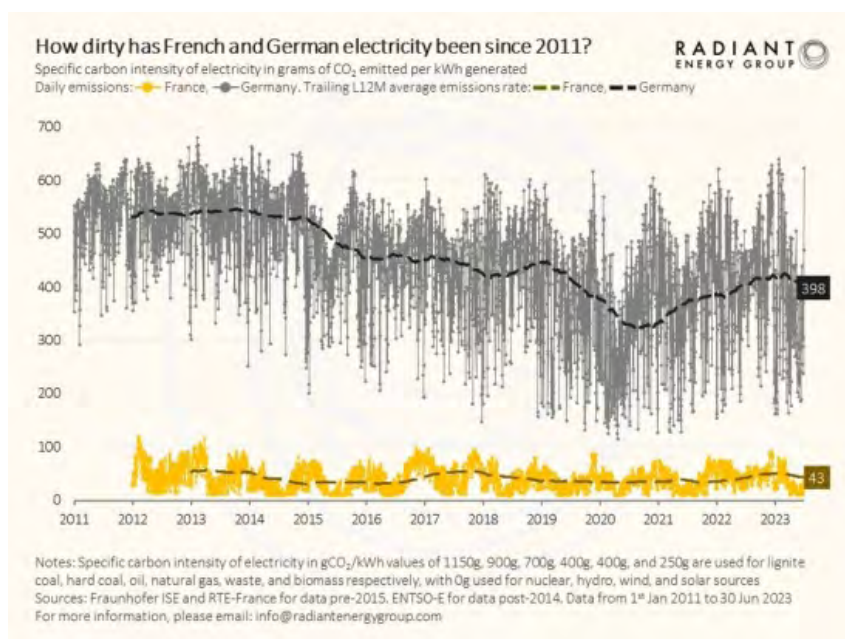
Slika 21: Elektroenergetski miksi in izpusti CO₂ na enoto električne energije v Nemčiji in Švedski, 2017–2023

Vir: Electricity map.

To je predvsem posledica neugodnega miksa OVE virov v Nemčiji, ki zajema predvsem energijo iz vetra, sonca in biomase. Prva dva vira sta (ob tem, da sta osemkrat bolj ogljično intenzivna od jedrske energije) izjemno nestanovitna in ciklične narave, zato je potrebno zagotavljati konstanten profil električne energije in izravnati ciklično dinamiko energije iz obeh virov s fleksibilnimi viri energije. To pa so elektrarne na premog in plin, ki sta ogljično najbolj intenzivna vira. Na drugi strani pa je energija iz biomase glede CO₂ izpustov le polovično manj intenzivna od plina in za skoraj 50-krat bolj intenzivna od jedrske energije. Za razliko od tega se švedski miksi OVE virov sestoji predvsem iz hidro (60 %) in vetrne energije (40%), kar pa Švedska dopolnjuje s stalno proizvodnjo energije iz jedrskih elektrarn. Tak nizkoogljični miksi energetskih virov Švedski omogoča izjemno nizke izpuste CO₂ na ravni okrog 20 gCO₂/kWh, kar je za 20-krat manj kot Nemčija. Primerjava kaže, da posledično na Švedskem delež nizkoogljičnih virov v letu 2023 znaša 100 %, v Nemčiji pa le 61 %.

Podobno ilustrativna je primerjava med Nemčijo in Francijo na sliki 22. Francoski miksi proizvodnje sestoji 60– do 70-odstotno iz jedrske energije, hidro in vetrna energija pa prispevata vsaka po okrog 10 %. Posledično znaša delež nizkoogljičnih virov 94 % v letu 2023, Francija pa v obdobju 2017–2023 dosega konstantno nizke izpuste CO₂ na ravni okrog 50 gCO₂/kWh, kar je za osemkrat manj kot Nemčija.

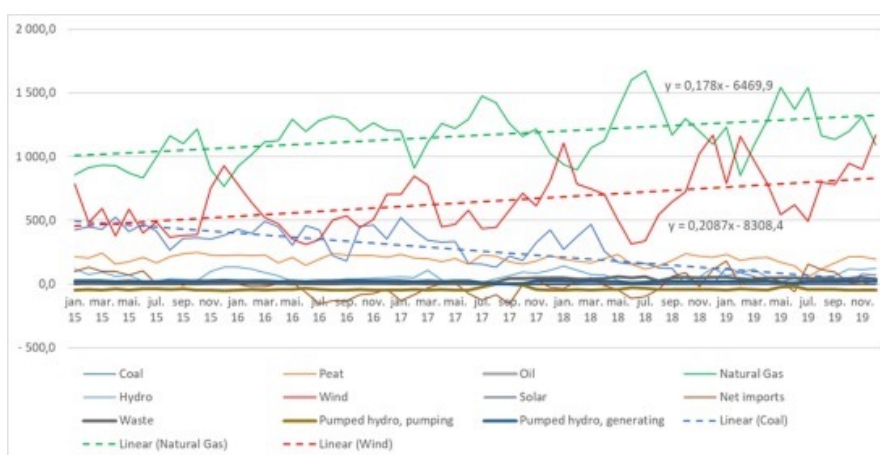
Kot že omenjeno zgoraj, so razlogi za tako slabe rezultate Nemčije glede izpustov CO₂ v zelo neugodnem miksu nestanovitnih OVE virov, ki zahtevajo stalno prisotnost stanovitnih fleksibilnih ogljičnih virov (elektrarne na plin in premog) za vzdrževanje profila in cikličnih nihanj proizvodnje električne energije iz OVE virov.



Slika 22: Primerjava izpustov CO₂ na enoto električne energije v Nemčiji in Franciji, 2011–2023

Vir: Radiant Energy Group (2023).

Slika 23 zelo dobro ilustrira primer Irske in njene stalne potrebe po fleksibilnih ogličnih virih zaradi proizvodnje električne energije iz vetrnih elektrarn, ki narašča s povečevanjem deleža vetrne energije v omrežju. Irska je svojo energetske prihodnosti naslonila na vetrno energijo, katere delež v omrežju se je povečal v povprečju na 34 %, ob vrhuncih pa dosega tudi 65 %. Vendar se je, kot kaže študija Emblemsvåg (2022), v tem času z naraščanjem deleža vetrne energije v omrežju istočasno in v enaki meri povečala tudi poraba plina, ki je potreben za ustvarjanje nadomestne energije (korelacija med vetrno energijo in porabo plina je visokih 85 %). Študija je pokazala, da so se s povečanjem deleža nestanovitne vetrne energije izpusti CO₂ zmanjšali le za 10 do 20 %, saj se Irska z naslonitvijo na energijo iz vetra, ki je sicer bolj stanovitna od sončne, ni znebila porabe zemeljskega plina pri proizvodnji električne energije.



Slika 23: Proizvodnja električne energije v Irski po virih energije, 2015–2019

Vir: Emblemsvåg (2022).

Nauk, ki sledi iz teh evropskih zgodb, je, da povečevanje deleža OVE v proizvodnji električne energije zaradi njihove usodne navezave na fleksibilne oglične vire energije ne znižuje bistveno emisij CO₂, pač pa je za zmanjšanje CO₂ izpustov pomembna prava kombinacija nizkoogljčnih virov (primarno hidro in jedrska energija ter dopolnilno

OVE viri sonca in vetra). Podobno ugotavljajo Zappa et al (2019), da tudi če bi 100-odstotno obnovljiv evropski elektroenergetski sistem morda lahko deloval z enako stopnjo sistemske ustreznosti kot danes, pa ne bi zagotovil ravni zmanjšanja emisij, ki je potrebna za doseg evropskih podnebnih ciljev do leta 2050.

4.5.1.2 Metodologija izračuna CO₂ izpustov

V nadaljevanju preverjamo, kako uspešno obravnavani alternativni elektroenergetski scenariji prispevajo k zniževanju CO₂ izpustov v Sloveniji. Izpuste CO₂ v scenarijih smo ovrednotili s CO₂ izpusti posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije, kot jih je ocenila UNECE (2022) za države EU (te ocene so zelo podobne medianskim ocenam IPCC).

Tabela 13: CO₂ izpusti posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije v državah EU (gCO₂ ekvivalent/kWh)

Tehnologija	Izpusti CO ₂
Premog	820
Plin – kombinirani cikel	490
Biomasa	230
Sončne elektrarne – velike	48
Sončne elektrarne – strešne	41
Geotermalna	38
Sončne elektrarne – polja	27
Hidroenergija	24
Veter (morje)	12
Veter (kopno)	11
Jedrska	5
Baterije	100

Opomba: Vse ocene UNECE (2022), razen medianska ocena IPCC za biomaso in Vox ocena za baterije.

Vir: UNECE (2022).

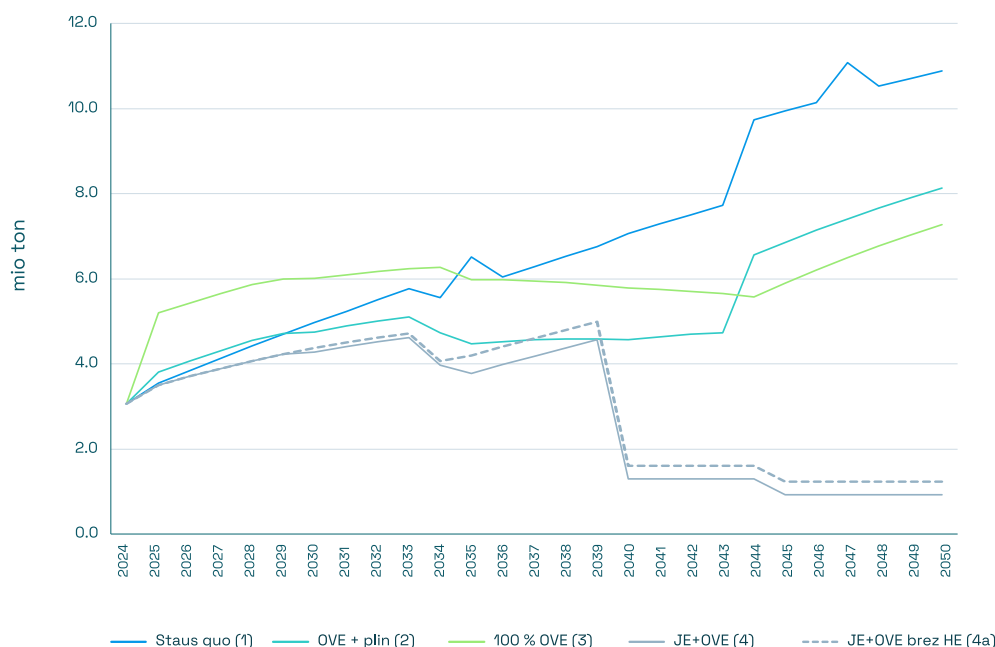
V tabeli 13 so predstavljeni CO₂ izpusti posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije v državah EU, ki jih uporabljamo v izračunih kumulativnih izpustov CO₂ alternativnih scenarijev. Te vrednosti so pomnožene s količinami električne energije posameznih virov v obdobju 2025–2050.

4.5.1.3 Primerjava CO₂ izpustov alternativnih elektroenergetskih konceptov

Izračuni kumulativnih izpustov CO₂, prikazani v sliki 24, se nanašajo na globalne CO₂ izpuste, do katerih pride zaradi proizvodnje ali porabe (uvoz) električne energije v Sloveniji, pri čemer je treba upoštevati, da se letna proizvodnja električne energije v skladu z rastjo potreb povečuje in se med letoma 2025 in 2050 podvoji.

Izračuni kažejo da so vsi trije glavni alternativni scenariji do leta 2040 dokaj podobni glede kumulativnih izpustov CO₂. Do razlike pride po letu 2040, predvsem zaradi priključitve JEK2 v omrežje, ki v osnovnem scenariju OVE

+ jedrska prinese letno znižanje izpustov CO₂ za 70 % do leta 2050 glede na izhodiščno leto 2024. V scenariju OVE + jedrska brez novih hidroelektrarn je to znižanje letnih izpustov CO₂ nekoliko nižje (le za 60 % do leta 2050). Slednje je posledica dejstva, da ta scenarij namesto novih hidroelektrarn predvideva proizvodnjo manjkajoče električne energije s plinskimi elektrarnami oziroma se ta potreba pokriva prek uvoza. Oba scenarija z JEK2 torej vodita k močnemu znižanju izpustov CO₂.



Slika 24: Letni izpusti CO₂ v alternativnih scenarijih v obdobju 2025–2050 (mio ton)

Opomba: Izračuni zajemajo globalne CO₂ izpuste, do katerih pride zaradi proizvodnje ali porabe (uvoz) električne energije v Sloveniji.

Vir: Lastni preračuni.

Nasprotno pa scenarija, ki temeljita na nestanovitnih OVE virih, v nasprotju s pričakovanji, ne prinašata znižanja CO₂ izpustov. Glede na izhodiščno leto 2024 se v scenariju OVE + plin do leta 2050 izpusti CO₂ povečajo za več kot 160 %, v scenariju 100 % OVE pa za skoraj 140 %. Oboje je posledica dejstva, da je v scenariju OVE + plin razlika med proizvodnjo in porabo na letni ravni potrebno pokrivati s kombinacijo uvoza plina in električne energije, v scenariju 100 % OVE pa z uvozom električne energije. V neugodnih vremenskih razmerah, ponoči in v času kurilne sezone ta uvožena električna energija prihaja iz fosilnih virov (elektrarne na plin in premog), zaradi česar se globalni CO₂ izpusti zaradi slovenske dodatne porabe povečajo.

V scenariju Status quo se CO₂ izpusti do leta 2050 glede na izhodiščno leto 2024, na prvi pogled paradoksalno, povečajo na letni ravni za več kot 250 %. To je posledica povečanega uvoza električne energije zaradi več kot dvotretjinske uvozne odvisnosti. V Sloveniji se zaradi manjše proizvodnje izpusti CO₂ sicer zmanjšajo, vendar se zaradi tega povečajo izpusti v državah, od koder bi v Slovenijo uvažali električno energijo. Slednja pa prihaja večinoma iz fosilnih virov.

Tabela 14 sumarno prikazuje spremembe CO₂ izpustov v alternativnih scenarijih v izbranih letih glede na izhodiščno leto 2024. Razvidno je, da so scenariji, ki temeljijo na kombinaciji jedrske in hidroenergije ter zmerne deleža nestanovitnih OVE, bistveno bolj primerni za doseganje ciljev zmanjševanja ogljičnih izpustov kot scenariji, ki temeljijo pretežno na nestanovitnih OVE.

Scenarij OVE + jedrska omogoča, da se skupni letni CO₂ izpusti zaradi proizvodnje in porabe električne energije v Sloveniji do leta 2050 zmanjšajo kar za 70 % glede na leto 2024 (v scenariju brez novih hidroelektrarn pa za 60

%), medtem ko v ostalih scenarijih pride celo do povišanja izpustov. Ta porast je posledica povečanega uvoza električne energije v prvih treh scenarijih, pri čemer pride uvožena električna energija predvsem iz fosilnih virov. V nobenem izmed scenarijev pa izpustov CO₂ ni mogoče znižati na absolutno ničlo, saj že same komponente kapacitet za proizvodnjo vsebujejo določen ogljični odtis (ki je sicer najmanjši pri jedrskih in hidroelektrarnah).

Tabela 14: Sprememba letnih CO₂ izpustov v alternativnih scenarijih v obdobju 2024-2050 (%)

Sprememba	Status quo (1)	OVE + plin (2)	100% OVE (3)	OVE + jedrska (4)	OVE + jedrska - brez HE (4a)
2024-2035	116%	49%	95%	26%	37%
2024-2040	133%	53%	89%	-57%	-47%
2024-2050	261%	172%	138%	-69%	-60%

Opomba: Zelena barva označuje bolj ugodni, rdeča pa manj ugodni izid.

Vir: Lastni preračuni.

4.5.2 Ovrednotenje po kriteriju ostalih učinkov na okolje

V spodnji tabeli 13 so predstavljeni specifični izpusti CO₂, SO₂, NO_x in trdih delcev posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije (g/kWh) v državah EU, ki jih uporabljamo v izračunih kumulativnih izpustov teh plinov oziroma delcev v primerjanih scenarijih. V tabelo so vključeni tudi izguba biotske raznovrstnosti (število vrst na kWh), raba zemljišč (m² na kWh) in tveganje krčenja gozdov (lestvica od 0 do 1).

Te vrednosti so pomnožene s količinami proizvedene oziroma uvožene električne energije posameznih virov v obdobju 2025-2050.

Tabela 15: Izpusti različnih plinov in trdih delcev posameznih tehnologij v življenjski dobi na enoto energije (g/kWh) in učinki na biodiverzitetu v državah EU

Tehnologija	SE	VE	HE	JE	SPTE	TE (premog)	PE (ZP)	Baterije + ČHE	UVOZ
CO ₂	41	11	11	5	230	820	490	100	655
SO ₂	0.110	0.040	0.060	0.020	0.750	20.000	0.300	1.000	10.150
NO _x	0.070	0.035	0.030	0.007	1.000	2.500	0.650	1.750	1.575
TD	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.500	0.450	1.250	0.975
Izguba biodiverzitete	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0001
Površina (m ² /kWh)	0.0100	0.0020	0.0500	0.0030	0.0400	0.0150	0.0050	0.0000	0.0100
Tveganje deforestacije	0.1	0.1	0.9	0.1	0.9	0.8	0.3	0.0	0.6

Opomba: Izpusti plinov in trdih delcev so v g/kWh. Ostali okoljski učinki: izguba biotske raznovrstnosti (število vrst na kWh), raba zemljišč (m² na kWh) in tveganje krčenja gozdov (lestvica od 0 do 1). Pri uvozu je uporabljena predpostavka, da polovica električne energije pride iz plinskih in polovica iz premogovnih elektrarn; temu ustrezno so preračunane vrednosti okoljskih učinkov.

Vir: UNECE (2022), Argonne National Laboratory's GREET Model (2021), Majeau-Bettez et al., Environmental

Science & Technology (2011), U.S. EPA Emissions Factors Hub (e.g., coal SO₂: 10–30 g/kWh), European Environment Agency (EEA) Air Pollutant Emissions Inventory, NREL (National Renewable Energy Laboratory) Lifecycle Analyses (e.g., solar panel production emissions), Weißbach et al., Energy (2013) for nuclear supply chain impacts, Fearnside et al., Environmental Science & Technology (2016), Cherubini et al., GCB Bioenergy (2011), Kim et al., Nature Sustainability (2021), Ellingsen et al., Journal of Industrial Ecology (2014).

Spodnja tabela kaže spremembo posameznih okoljskih vplivov med letom 2050 in izhodiščnim letom 2024.

Tabela 16: Sprememba letnih izpustov specifičnih plinov/trdih delcev in drugih okoljskih vplivov v primerjanih scenarijih v obdobju 2024-2050 (%)

Scenarij	CO ₂	SO ₂	NO _x	TD	Izguba biodiverzitete	Površina	Tveganje deforestacije
Status quo (1)	263%	167%	189%	215%	56%	24%	69%
OVE + plin (2)	160%	62%	193%	226%	39%	41%	48%
100% OVE (3)	121%	48%	193%	232%	26%	43%	37%
OVE + jedrska (4)	-76%	-93%	-32%	-25%	-15%	4%	-12%
OVE + jedrska-brez HE (4a)	-67%	-93%	-29%	-21%	-22%	-4%	-18%

Opomba: Izračuni na osnovi vrednosti indikatorjev v Tabeli 15, pomnoženih s količinami proizvedene oziroma uvožene električne energije posameznih virov v obdobju 2025–2050. Vrednosti v tabeli kažejo spremembo med letoma 2050 in 2024. Zelena barva označuje bolj ugodni, rdeča pa manj ugodni izid.

Vir: Lastni izračuni.

Za lažje razumevanje izračunov so v spodnji tabeli predstavljeni rangi glede na učinkovitost zmanjševanja posameznih negativnih okoljskih vplivov med scenariji. Vrednost 1 predstavlja najvišjo, vrednost 5 pa najnižjo učinkovitost.

Kot kažejo izračuni, je glede zmanjševanja negativnih okoljskih vplivov z naskokom najbolj učinkovit scenarij, ki temelji na jedrski energiji in zmernem deležu OVE (OVE + jedrska). Pri tem je po prvih štirih kriterijih, ki se nanašajo na izpuste toplogrednih plinov (TPG) in trdih delcev, okoljsko bolj primeren scenarij OVE + jedrska z novimi hidroelektrarnami. Pri terh kriterijih, ki se nanašajo na izgubo biodiverzitete, rabo zemljišč in tveganje deforestacije, pa je bolj primeren podscenarij 4a OVE + jedrska, ki ne predvideva gradnje dodatnih hidroelektrarn. Razlike med obema scenarijema so sicer minimalne. Oba scenarija sta primerjalno glede na ostale scenarije z naskokom najbolj okoljsko prijazna tako glede izpustov TPG in trdih delcev kot glede potrebne površine za proizvodne kapacitete, izgube biodiverzitete in tveganja deforestacije.

Tabela 17: Rangi sprememb okoljskih vplivov v obdobju 2024-2050 po primerjanih scenarijih

Scenarij	CO ₂	SO ₂	NOx	TD	Izguba biodiverzitete	Površina	Tveganje deforestacije
Status quo (1)	5	5	3	3	5	3	5
OVE + plin (2)	4	4	4	4	4	4	4
100% OVE (3)	3	3	5	5	3	5	3
OVE + jedrska (4)	1	1	1	1	2	2	2
OVE + jedrska- brez HE (4a)	2	2	2	2	1	1	1

Opomba: Rangiranje na podlagi Tabele 16. Rang 1 pomeni najbolj ugodni izid, rang 5 pa najmanj ugodni.

Vir: Lastni izračuni.

Drugi najbolj ugoden je scenarij 100 % OVE, sledi scenarij OVE + plin, okoljsko najslabši pa je scenarij Status quo. Čeprav se ta scenarij na prvi pogled zdi okoljsko najbolj ugoden, ker ne pride do gradnje novih kapacitet v Sloveniji, pa povečanje slovenskega uvoza električne energije iz fosilnih virov negativno vpliva na okolje v drugih državah.

4.5.3 Pomen gradnje novih hidroelektrarn za EES

V kontekstu prehoda v nizkoogljično družbo in zagotavljanja energetske varnosti Slovenije imajo hidroelektrarne (HE) pomembno vlogo. Njihova tehnična, sistemska in strateška vrednost presega zgolj proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov (OVE). V nadaljevanju so predstavljeni ključni razlogi, zakaj bi gradnja novih HE pozitivno prispevala k zagotavljanju energetske zanesljivosti in stabilnosti EES ter trajnostnemu razvoju in zelenemu prehodu.

1. — Zanesljivost in stabilnost elektroenergetskega sistema (EES)

Hidroelektrarne (HE) so temelj stabilnega delovanja EES. Zaradi velikih rotirajočih mas prispevajo k dinamični stabilnosti omrežja, saj omogočajo hitro odzivnost ob motnjah. Poleg tega zagotavljajo jalovo moč, ki je bistvena za regulacijo napetosti in stabilno obratovanje drugih obnovljivih virov energije (OVE), kot sta sončna in vetrna energija.

2. — Zmožnost otočnega obratovanja oz. štarta iz teme (black-start)

Hidroelektrarne (HE) so edine nizkoogljične tehnologije, ki omogočajo samostojen štart iz teme, kar pomeni, da lahko po popolnem razpadu EES zaženejo lastne agregate brez zunanjega napajanja in postopoma obnavljajo omrežje. Dodatna prednost HE je njihova razpršenost po Sloveniji, kar omogoča obnovo omrežja iz več različnih točk hkrati in s tem večjo robustnost ter hitrejšo vzpostavitev oskrbe. Druge obnovljive tehnologije tega ne omogočajo, plinske elektrarne pa so običajno centralizirane, zato je njihova uporabnost v tej vlogi omejena. Modularna obnova sistema, ki jo omogočajo HE, je ključnega pomena v kriznih razmerah ali ob večjih sistemskih izpadih. Zato hidroelektrarne niso le pomemben vir nizkoogljične električne energije, temveč tudi eden ključnih gradnikov odpornosti in varnosti slovenskega elektroenergetskega sistema.

3. — Fleksibilnost in uravnavanje nihanj

Hidroelektrarne (HE) omogočajo zelo hitro regulacijo frekvence in napetosti ter uravnavajo nihanja zaradi nekonsistentne rabe električne energije odjemalcev in nestabilne proizvodnje iz sončnih in vetrnih virov. Črpalne HE omogočajo shranjevanje velikih količin energije in njeno uporabo v času večje porabe na dnevni ravni.

4. — Preprečevanje visokih stroškov razpada EES

Simulacija, izvedena z orodjem Blackout Simulator 2.0 na Johannes Kepler Universität Linz, je pokazala, da bi razpad elektroenergetskega sistema (EES) v Sloveniji povzročil izjemno visoke stroške. Že 8-urni izpad sistema v zimskem delovnem dnevu bi državo stal več kot 85 milijonov EUR, 24-urni izpad pa skoraj 200 milijonov EUR. Ti stroški se neposredno prenesejo na odjemalce v obliki višjih cen elektrike in gospodarskih izgub, kar potrjuje, da je odločitev za razvojne smeri, ki povečujejo tveganje za razpad EES, lahko za državo izjemno tvegana in finančno obremenjujoča.

5. — Energetska varnost in samooskrba

Povečevanje deleža domače proizvodnje električne energije iz nizkoogljičnih virov postopoma zmanjšuje potrebo po uvozu in s tem tudi izpostavljenost geostrateškim tveganjem pri dobavi energentov. Hidroelektrarne predstavljajo trajnostno naložbo z življenjsko dobo več kot 80–100 let, kar zagotavlja stabilnost in predvidljivost oskrbe skozi več generacij. Država, ki ima v rokah lastne energetske vire, ne le krepí gospodarsko moč in konkurenčnost, temveč si ustvarja tudi boljše izhodišče pri oblikovanju zunanje politike in mednarodnih pogajanj. Države, kot so Avstrija, Švica in Norveška, že desetletja uspešno gradijo na hidroenergiji kot temelju energetske varnosti in konkurenčnosti. Večja stopnja samooskrbe pomeni večjo odpornost v kriznih razmerah in večjo suverenost pri strateških odločitvah.

6. — Učinkovitost in trajnost

HE imajo visok EROEI (razmerje med vloženo in pridobljeno energijo), kar jih uvršča med najbolj učinkovite nizkoogljične vire energije. Z vidika celotnega življenjskega cikla (gradnja, obratovanje, vzdrževanje, razgradnja) so energetske učinkovite, pri čemer nimajo višjih okoljskih vplivov kot druge tehnologije. Primerjalno je razpon emisij toplogrednih plinov (GHG) po posameznih tehnologijah za proizvodnjo električne energije, izraženih v gramih CO₂ ekvivalenta na kilovatno uro. Hidroenergija z vrednostjo 6,1 g CO₂/kWh in jedrska energija s 5,1 g CO₂/kWh, izstopata kot najčistejša vira. Poleg tega imajo HE izjemno dolgo življenjsko dobo – pogosto več kot 80 do 100 let – kar pomeni, da predstavljajo trajnostno naložbo z nizkimi obratovalnimi stroški in stabilno proizvodnjo skozi desetletja.

7. — Podpora zelenemu prehodu

HE omogočajo pospešeno vključevanje sončnih in vetrnih elektrarn v omrežje, saj uravnavajo nihanja in zagotavljajo sistemske storitve. Prispevajo k doseganju ciljev EU glede zmanjšanja emisij CO₂ in bistvenem povečanju deleža OVE v končni rabi energije.

8. — Vodnogospodarske koristi in ključni multiplikativni učinki izgradnje hidroelektrarn

Izgradnja HE ima več vodnogospodarskih učinkov, ki presegajo zgolj proizvodnjo električne energije. HE omogočajo celostno upravljanje voda, kar vključuje izboljšanje poplavne varnosti z ukrepi, kot so poglobitev struge, ureditev pritokov in izgradnja visokovodnih nasipov. Analize kažejo, da je ob izgradnji verige HE na spodnji Savi škoda zaradi poplav v obdobju 2013–2066 bistveno manjša kot brez teh objektov. Pri izgradnji HE se izvajajo sonaravne ureditve vodotokov, ki v najboljši možni meri omilijo njihov vpliv na biotsko pestrost in ekološko stanje površinskih voda. Pretočne akumulacije stabilizirajo nivo podzemne vode, kar je pomembno za preskrbo s pitno vodo in namakanje, zlasti v sušnih obdobjih. Analize za območje Krško in Brežice kažejo, da se z akumulacijami in možnostjo namakanja škoda zaradi suše bistveno zmanjša, prihodki iz kmetijstva pa se lahko povečajo. Gospodarski učinki izgradnje HE vključujejo visoko stopnjo vključenosti domačih podjetij (približno 90 % del in opreme), kar vpliva na zaposlenost in letni prirastek BDP. Koncesionarji plačujejo dajatve in vodna povračila, ki se stekajo v državni proračun. Projekti HE pogosto vključujejo posodobitev lokalne infrastrukture, kot so ceste, mostovi in čistilne naprave, ter vzpostavitev športno-rekreacijskih območij, kar vpliva na kakovost življenja in razvoj turizma.

9. — Samooskrba kot zaščita pred tržnimi tveganji

Samooskrba z električno energijo zmanjšuje izpostavljenost države tržnim tveganjem, ki lahko vplivajo na ceno elektrike za končne odjemalce. Odvisnost od uvoza električne energije povečuje možnost uvedbe finančnih instrumentov na ravni EU, kar bi lahko podražilo elektriko in zmanjšalo konkurenčnost gospodarstva. Slovenija je zavezana k doseganju 33 % deleža obnovljivih virov energije (OVE) v končni rabi in proizvodnji električne energije do leta 2030. EU je cilje dodatno dvignila, kar pomeni, da bo potrebna pospešena gradnja novih HE za doseganje teh ciljev. V preteklosti Slovenija ni dosegala zadanih deležev OVE, kar je povzročilo dodatne stroške za državo v obliki plačil za statistični prenos drugim državam članicam EU. Plačevanje statističnih prenosov predstavlja nepotreben strošek za državo in draži elektriko za končne odjemalce. Z zadostnim številom domačih HE bi Slovenija lahko ta strošek v celoti preprečila. Gradnja novih HE omogoča večjo vključitev drugih obnovljivih virov v omrežje in zagotavlja sistemske storitve za stabilno obratovanje teh virov.

10. — Zaključek

Gradnja novih hidroelektrarn v Sloveniji prispeva k zanesljivi, varni in cenovno dostopni oskrbi z električno energijo. HE so edini nizkoogljivi vir, ki omogoča štart iz teme in modularno obnovo omrežja, kar bistveno poveča odpornost sistema v kriznih razmerah. Poleg energetske stabilnosti prinašajo HE tudi številne vodnogospodarske, okoljske in gospodarske koristi: izboljšujejo poplavno varnost, bogatijo zaloge pitne vode, blažijo posledice suš, spodbujajo lokalni razvoj, ustvarjajo nova delovna mesta ter prispevajo k razvoju infrastrukture in turizma. Z večjo samooskrbo Slovenija zmanjšuje izpostavljenost tržnim tveganjem in stroškom statističnih prenosov, hkrati pa izpolnjuje zaveze do EU glede deleža obnovljivih virov energije. Gradnja novih HE pomembno prispeva k trajnostni, konkurenčni in varni energetske prihodnosti Slovenije.

4.5.4 Priporočila za podrobnejše analize okoljskih vidikov EES

Pri načrtovanju koncepta prenove elektroenergetskega sistema (EES) je bil pri iskanju optimalnega scenarija vključen tudi kriterij minimiziranja negativnih globalnih učinkov na okolje zaradi proizvodnje EE za potrebe slovenskih odjemalcev. To predstavlja prednost celovitega ocenjevanja trajnosti energetskih virov in vzdržnega razvoja RS ter odpornostjo na podnebne spremembe. Slednje v povratni zanki ogrožajo učinkovitost EES in njegovo ekonomsko-finančno vzdržnost. Namen tega poglavja je interpretirati izračune na podlagi kazalnikov Planetarnih meja (PM) kot so uporabljeni v tem EES poročilu ter izpostaviti dejavnike, ki bi jih bilo priporočljivo upoštevati.

1. Metodologija vrednotenja okoljskih učinkov v predlaganem EES

Izbrana metodologija izhaja iz koncepta Planetarnih meja (PM) (Rockström et al., 2009; Richardson et al., 2023), ki vsebuje nabor okoljskih kazalnikov meja, ki naj še omogočajo dolgoročno stabilnost okolja na Zemlji. V tej analizi so to »spremembe toplogrednih plinov, TPG« (zlasti CO₂), »spremembe integritete biosfere« (biodiverziteta), »spremembe rabe tal« in »tveganje deforestacije«. Vrednotenje biodiverzitetnega kazalnika je ključno, saj so s spremembami v biosferi povezane podnebne spremembe in ekosistemske storitve⁹; te pa posledično določajo učinkovitost EES in njegovo ekonomsko-finančno vzdržnost.

2. Rezultati vrednotenja okoljskih učinkov v predlaganem EES

Med izbranimi optimalnima scenarijema S4 in S4a, kjer S4 predvideva gradnjo novih HE v nasprotju z S4a, ki ne predvideva gradnje novih HE je bistvena razlika v energetske ekonomskem in okoljem vplivu. Ekonomsko vrednotenje ne pokaže večjih razlik med obema scenarijema. Pri vrednotenju emisij TPG prednjači S4 zaradi opcije predvidenega uvoza plina in njegovega učinka v določenem časovnem obdobju. Ta je začasen, saj načrtovan **JEK2**

⁹ Ekosistemske storitve (ES) so koristi, ki jih ljudje prejemajo od ekosistemov in so eno ključnih orodij za presojo trajnosti rabe naravnih virov. ES, za katere je značilna z visoka biotska raznovrstnost, imajo za družbo pomembno vrednost za širšo javnost kot so npr. vezava atmosferskega ogljika v nadzemni rastlinski biomasi in tleh, zadrževanje onesnažil in preprečevanje njihovega izpiranja v podtalno vodo, privlačen prostor za rekreacijo in turistične dejavnosti. NPO so tudi pomemben generator lokalne identitete prostora, kar ponuja možnosti za dodatne razvojne priložnosti (Šmid-Hribar et al., 2021)

dolgoročno pokrije del energetskega potreb, ki se jih pripisuje novim HE. V ostalih okoljskih kazalnikih prednjači ta scenarij.

3. Komentarji in opombe k scenariju S4 in S4a

V primeru zgornjih dveh scenarijev je posebno pozornost treba nameniti tudi obstoječi slovenski zakonodaji in sicer ciljem v okviru Zakona o ohranjanju narave (ZON), Vodne direktive, Natura 2000 omrežja (Direktiva o habitatih in Direktiva o pticah) ter drugih nacionalnih strategijah, vključno z EU Uredbo o obnovi narave. Za vrednotenje vplivov s pomočjo kazalnikov Planetarnih meja je potrebno:

- a) v kontekstu kazalnika »Raba celinskih voda« je potrebno ovrednotiti še vpliv HE na podtalnico, ki je ključno vir pitne vode v Sloveniji, reka Sava pa glavna rečna žila države pomemben vir napajanja podtalnic,
- b) v kontekstu kazalnika »Vnos novih entitet« ovrednotiti ekonomski in zdravstveni učinek gradnje novih HE zaradi vnosa in kopičenja kemijskih onesnaževalcev, predvsem betona, težkih kovin kot posledic spremenjenega ekosistema,
- c) v kontekstu kazalnika »Biogeokemijski tokovi« ovrednotiti emisije ogljikovih, dušikovih in fosforjevih spojin spremenjenega ekosistema zaradi novih pretočnih akumulacij,
- d) v kontekstu kazalnika »Spremembe integritete biosfere« postaviti natančnejšo metodologijo za bolj specifično ovrednotenje, saj gradnja novih HE (nove pregrade in pretočne akumulacije na reki Savi) pomeni dodatno fragmentacijo rečnega ekosistema in dodaten pritisk na vrste, ki so odvisne od povezljivosti rečnih habitatov. Primer indikatorske naravovarstveno pomembne vrste, je sulec, katerega najvitalnejši del populacije se zdaj nahaja na območju Srednje Save, kjer so načrtovane nove HE.

4. Podpora zelenemu prehodu

Strokovna javnost, ne samo v Sloveniji, ampak na globalnem nivoju (McEntee, 2025), že dalj časa poudarja, da kljub temu, da je hidroenergija s strani Evropske unije smatrana kot »zelena in obnovljiva energija«, je zelena le z vidika emisij toplogrednih plinov, oziroma razogljičenja.

Ovira zelenemu prehodu na lokalnem pa tudi regionalnem nivoju so HE zaradi izgube primernih habitatov za ribe in druge vodne organizme, kar lahko vodi v izginotje vrst, zmanjšano samočistilno sposobnost reke ter manjše možnosti ohranjanja poplavnih površin, hkrati pa pregrade pomenijo prekinitev rečne kontinuitete, t.j. transport sedimentov in otežijo prehajanje rib in drugih vodnih organizmov.

5. Samozaščita in odpornost

Naslednji korak bi bili izračuni narejeni na podlagi obstoječih okoljskih podatkov in podatkov o naravi (biodiverziteti) za ozemlje Slovenije, kar bi povečalo stopnjo zanesljivosti izračunov. Pretvorba teh kazalnikov v kWh in monetarne enote je zahtevna, vendar izvedljiva s pomočjo interdisciplinarnega pristopa.

Natančnejše vrednotenje je nujno zaradi povečanja odpornosti na podnebne spremembe in njihove posledice. Zadeva tudi javno zdravje (ljudi ter žive narave: mikroorganizmov, rastlin in živali) ter načrtovanje kmetijstva in prehranske varnosti.

Z napredovanjem podnebnih sprememb se povečuje nestabilnost proizvodnje HE. Realne ocene gl segrevanja za Slovenijo izpostavljajo nestanovitnost vodnega vira energije zaradi suš ter razdiralnih ujm s poplavami (ARSO; Črepinšek, 2025). Ob zadnji večji suši (2022) so obstoječe HE po razpoložljivih podatkih proizvedle 3,4 TWh, medtem ko v letih 2023 5,3 TWh in 2024 5,5 TWh elektrike.

6. Splošni zaključek

Za celovito sliko vrednotenja vseh scenarijev bi bilo potrebno izračunati vplive EES na več kazalnikov planetarnih

meja, a ker za te kazalnike še ni izdelane natančne metodologije vrednotenja glede na specifična okolja, ta analiza opozarja na potrebo sistemskega vlaganja države za njihov razvoj. S sledenjem okoljskih kazalnikov bi lahko pravočasno preprečili izgubo naravnega kapitala¹⁰ in biodiverzitete ter morebitno izgubo drugih ekosistemskih storitev. Nazadenje je priporočljivo tudi upoštevati širšo sliko scenarijev izgradnje ali neizgradnje novih HE na doseganje zastavljenih ciljev Slovenije glede zavez do EU v procesu zelenega prehoda, okoljskih in naravovarstvenih ciljev v okviru Zakona o ohranjanju narave, Vodne direktive, Nature 2000 in ciljev zastavljenih v drugih nacionalnih strateških dokumentih.

¹⁰ Naravni kapital: Naravni kapital je skladišče naravnih virov, iz katerih črpamo dobrine in iz katerih se napajajo ekosistemske storitve (Kovač in Rejec Brancelj, 2012)

5 Razvrstitev scenarijev po kriterijih in predlog optimalnega koncepta elektroenergetskega sistema

Vse scenarije razvoja EES smo rangirali glede na njihovo učinkovitost po petih kriterijih, ki smo jih analizirali v prejšnjem poglavju. Razvrstitev po vseh petih kriterijih v spodnji tabeli zelo izrazito kaže, da je najbolj primeren bodoči koncept EES scenarij 4 (OVE + jedrska). Pri čemer je scenarij z novimi hidroelektrarnami bolj primeren iz vidika izpustov TPG in trdih delcev, medtem ko je podscenarij brez novih hidroelektrarn bolj primeren iz vidika rabe prostora, vpliva na biodiverzitetu in tveganja deforestacije. Odločilni argumenti za superiornost scenarija OVE + jedrska so: (1) najvišja avtonomija po 2040, (2) stabilnost EES in nizka LOLE v praksi, (3) najnižji celotni družbeni stroški v 80-letnem horizontu delovanja, (4) najnižja in najmanj volatilna stroškovna/maloprodajna cena po 2040, ter (5) najboljši okoljski profil.

Scenarija OVE + plin in 100 % OVE sta bistveno dražja zaradi visokih sistemskih stroškov in visoke uvozne odvisnosti.

Na zadnjem mestu je scenarij Status quo, ki sicer prihrani izdatke za investicije, vendar na dolgi rok povzroči najvišje stroške uvoza in tveganja glede zanesljivosti. Slednje kaže, da bi bila opcija »narediti nič« za Slovenijo najslabša. Slovenijo bi močno izpostavila glede zanesljivosti oskrbe z električno energijo in volatilnosti cen električne energije na evropskem trgu, ne bi pa s tem pripomogli k reševanju problema globalnih ogljičnih in drugih izpustov.

Tabela 18: Razvrstitev alternativnih elektroenergetskih konceptov glede na njihovo učinkovitost po petih kriterijih (rangji)

Scenarij	Kriterij energetske avtonomije	Kriterij stabilnosti in zanesljivosti oskrbe	Kriterij celotnih družbenih stroškov oskrbe	Kriterij cene EE	Kriterij okoljskih učinkov	Skupni rang (povprečje)
Status quo (1)	5	5	5	4	5	4.8
OVE + plin (2)	4	3	3	4	4	3.6
100% OVE (3)	3	5	4	5	3	4.0
OVE + jedrska (4)	1	1	1	1	1	1.0
OVE + jedrska-brez HE (4a)	2	2	2	2	2	2.0

Vir: Lastni izračuni na podlagi analize v poglavju 4.

6 Literatura in viri

- Agora Energiewende. (2015). *The integration cost of wind and solar power*. Agora Energiewende. Ogledano 5. julija 2025, s <https://www.agora-energiewende.org/publications/the-integration-cost-of-wind-and-solar-power>
- ARSO (2020, posodobitve): *Ocena podnebnih sprememb v Sloveniji do konca 21. stoletja* — celovit pregled opaženih trendov segrevanja in projekcij do 2100
- Bogmans, C., Kiyasseh, L., Matsumoto, A., & Pescatori, A. (2020). Energy, efficiency gains and economic development: When will global energy demand saturate? IMF Working paper 2020/253, DOI: <https://doi.org/10.5089/9781513561240.001>
- Borenstein, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 67–92.
- Črepinšek et al. (2025): *Urban thermal data analysis over the period 1948–2022: Ljubljana* — dolgoročen porast poletne toplotne obremenitve in ekstremov v Ljubljani.
- Damijan J. & D. Babič (2024a). Analiza alternativnih elektroenergetskih konceptov za Slovenijo z vidika trajnostnega razvoja. *Teorija in praksa*. 61 (4), 807–846.
- Damijan, J. (2024). Koliko nas bo stal energetske prehod? Sobotna priloga Dela, 17.11.2024.
- Damijan, J. & D. Babič (2024b). Načrt za podnebno nevtralno in energetske suvereno Slovenijo. Predstavitev v Državnem svetu, 26.1.2024.
- Damijan, J. & D. Babič (2024c). Ocena ekonomskih in podnebnih učinkov NEPN. LIFE Institut, 2024.
- Electricity Map, <https://app.electricitymaps.com/>
- ELEK, 2018. Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2060. Ljubljana, marec 2018.
- Emblemsvåg, J. (2022). Wind energy is not sustainable when balanced by fossil energy. *Applied Energy*, 305, 117748, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117748>.
- Emblemsvåg, J. (2024). What if Germany had invested in nuclear power? A comparison between the German energy policy the last 20 years and an alternative policy of investing in nuclear power. *International Journal of Sustainable Energy*, 43(1), 2355642. DOI: <https://doi.org/10.1080/14786451.2024.2355642>
- Evropska habitatna direktiva (Direktiva Sveta 92/43/EGS).
- Gen Energija (2024). Analiza zanesljivosti elektroenergetskega sistema Slovenije. <https://jek2.si/analiza-zanesljivosti-elektroenergetskega-sistema-slovenije/>
- Gubina F. (2024). Kako pospešiti prehod v nizkoogljičnodružbo? Posvet SAZU o energetske prihodnosti Slovenije, 28.11.2024.
- Herath, N. (2022). System integration costs and emission savings of high penetration of intermittent renewable electricity. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53, 102504, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102504>.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. (2015). Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74, 925–939, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>.
- Idel, R. (2022). Levelized full system costs of electricity. *Energy*, 259, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>.

- International Energy Agency (2021). *Integrating Solar and Wind – Analysis*. IEA. Ogledano 5. julija 2025, s <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind>
- International Energy Agency (2022). *World Energy Outlook 2022*. Paris, France: IEA.
- IPCC (2021). IPCC Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex II Metrics and Methodology – A.II.9.3 (Lifecycle greenhouse gas emissions), pp. 1306–1308. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf#page=26
- Islam, Sadequl (1995). The human development index and per capita GDP, *Applied Economics Letters*, 2:5, 166–167, DOI: [10.1080/135048595357537](https://doi.org/10.1080/135048595357537)
- Joskow, P. L. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *American Economic Review*, 101(3), 238–241, DOI: [10.1257/aer.101.3.238](https://doi.org/10.1257/aer.101.3.238).
- Kovač, N, Rejec Brancelj, I. (2012): Skrbno upravljanje naravnega kapitala in ekosistemskih storitev vodi do večje okoljske učinkovitosti. V: Noč Razinger, M. (ur.), Panič, B. (ur.), Zobec, I. (ur.). Javni sektor med miti in resnico: zbornik povzetkov. Ljubljana: Statistični urad Republike Slovenije: Statistično društvo Slovenije, str. 110–111.
- Lomborg, B. (2020). Welfare in the 21st century: Increasing development, reducing inequality, the impact of climate change, and the cost of climate policies. *Technological Forecasting and Social Change*, 156, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2020.119981>.
- McEntee, (2025). How green is hydropower? Sustainable Europe: <https://www.sustaineurope.com/how-green-is-hydropower-20180229.html>
- Medlock III, K. B., & Soligo, R. (2001). Economic development and end-use energy demand. *The Energy Journal*, 22(2), 77–105, DOI: <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol22-No2-4>.
- Mervar, A. (2024). Analiza 100% OVE scenarija v elektroenergetskem sektorju za Slovenijo za leto 2044. ELES, 2024.
- Mihalič et al (2020). Analiza možnih alternativnih virov OVE v Sloveniji iz vidika trajnostnega razvoja in samooskrbnosti. Fakulteta za elektrotehniko UL.
- Nacionalni energetske podnebni načrt (NEPN) (2020).
- Nacionalni energetske podnebni načrt (NEPN), Posodobitev 2024.
- NEA (2019). The Cost of Decarbonisation: System Costs with High shares of Nuclear and Renewables. Paris, France: OECD. https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_15000/the-costs-of-decarbonisation-system-costs-with-high-shares-of-nuclear-and-renewables?details=true
- Resolucija o dolgoročni podnebni strategiji do leta 2050 (ReDPS50) (Uradni list RS, št. 119/21)
- Richardson et al. (2023). Earth beyond six of nine planetary boundaries. *Science Advances*, 9(37), eadh2458. DOI: 10.1126/sciadv.adh2458.
- Richardson et al. (2023). Earth beyond six of nine planetary boundaries. *Science Advances*, 9, eadh2458.
- Rockström, Johan; Steffen, Will; et al. (2009). »A safe operating space for humanity«. *Nature*. **461**: 472–475. doi:10.1038/461472a
- SAZU (2022). Strategija razvoja elektroenergetskega sistema Slovenije do leta 2050.
- Schernikau et al. (2022). Full cost of electricity 'FCOE' and energy returns 'eROI'. *Journal of Management and Sustainability* Vol. 12, No. 1, June 2022 issue at Canadian Center of Science and Education.

-
- Senegačnik, A., & Sekavčnik, M. (2024). Iluzija o zelenem prehodu do leta 2050. *Delo: Sobotna priloga*, 2.11.2024. <https://www.delo.si/sobotna-priloga/iluzija-o-zelenem-prehodu-do-leta-2050>
- Senegačnik, A., & U. Stritih (2024). Obnovljivi viri energije v Sloveniji. Posvet SAZU o energetske prihodnosti Slovenije, 28.11.2024.
- Synapse Energy Economics. (2018). Renewable Energy Integration Costs. *Synapse Energy*. Ogledano 5. julija 2025, s <https://www.synapse-energy.com/project/renewable-energy-integration-costs>
- Šmid Hribar, M., Japelj, A., Vurunič, S. (2021). Systematic Mapping of Studies on Ecosystem Services in Slovenia. *Geografski vestnik*, 93-1, 9–62. <https://ojs-gr.zrc-sazu.si/gv/article/view/8175>
- Špelko et al, 2021. Analiza zanesljivosti elektroenergetskega sistema Slovenije, Fakulteta za elektrotehniko UL. <https://jek2.si/wp-content/uploads/2024/08/CC-2024-32-projekt-gen-zanesljivost-koncnaFebruar11.pdf.pdf>
- Thunder Said Energy. (2023). Wind and solar: cost of grid interconnection? Thunder Said Energy. Ogledano 5. julija 2025, s <https://thundersaidenergy.com/downloads/wind-and-solar-costs-of-grid-inter-connection/>
- United Nations Economic Commission for Europe, UNECE (2022). *Life cycle assessment of electricity generation options*. <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>
- Zakon o vodah (ZV-1) (Uradni list RS, št. 67/02, 2/04 – ZZdl-A, 41/04 – ZVO-1, 57/08, 57/12, 100/13, 40/14, 56/15, 65/20, 35/23 – odl. US, 78/23, 52/24 – odl. US).
- Zhang, X., Li, H., & Wang, C. (2020). Economic analysis of grid integration of variable solar and wind power considering system flexibility. *Applied Energy*, 269, 115085. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115085>

7 Priloga A:

Tabela 19: Cene jedrskih elektrarn, ki so bile nedavno izgrajene, so v gradnji ali načrtovane

Elektrarna	Lokacija	Kapaciteta (MW)	Cena na enoto (EUR/kW)	Skupna cena (mio EUR)	Dobavitelj (reaktor)	Zaključek gradnje
Zahodni ponudniki (EPR, AP1000)			7,304			
Vogtle 3+4	ZDA (Georgia)	2 234	12,407	~27720	Westinghouse (AP1000)	2023
Hinkley Point C	Velika Britanija	3 260	11,574	~37730	Framatome (EPR)	2029 (predvidoma)
Flamanville 3	Francija (Normandija)	1 650	12,963	~21390	Framatome (EPR)	2024
Olkiluoto 3	Finska (Eurajoki)	1 600	6,389	~10220	Framatome (EPR)	2023
Sanmen 1+2	Kitajska (Zhejiang)	2 314	2,922	~6760	Westinghouse (AP1000)	2018
Haiyang 1+2	Kitajska (Shandong)	2 500	2,778	~6945	Westinghouse (AP1000)	2018/2019
Taishan 1+2	Kitajska (Guandong)	3 320	2,093	~6950	Framatome (EPR)	2019
Koreja (APR-1400)			3,759			
Barakah 1-4	ZAE (Abu Dhabi)	5 600	5,278	~29555	KEPCO (APR-1400)	2023
Shin Kori 5-6	Južna Koreja	2 800	3,000	~8400	KHNP (APR-1400)	2023/2024
Shin Hanul 1+2	Južna Koreja	2 800	3,000	~8400	KHNP (APR-1400)	2022/2023
Rusija (Rosatom – VVER – 1200)			4,976			
Akkuyu 1-4	Turčija (Mersin)	4 456	5,000	~22280	Rosatom (VVER-1200)	2026 (predvidoma)
Rooppur 1+2	Bangladeš (Ishwardi)	2 400	4,880	~11710	Rosatom (VVER-1200)	2025 (predvidoma)
Ostrovets 1+2	Belorusija	2 220	4,500	~9990	Rosatom (VVER-1200)	2021/2023
El-Dabaa 1-4	Egipt	4 800	5,500	~26400	Rosatom (VVER-1200)	2028–2030 (predv.)
Paks II (1–2)	Madžarska (Paks)	2 400	5,000	~12000	Rosatom (VVER-1200)	2030+ (v gradnji)
Kitajska (Hualong One, CAP1000)			2,555			

Fuqing 5+6	Kitajska (Fujian)	2 120	2,361	~5005	CNNC/CGN (Hualong One)	2021/2022
Karachi K-2+K-3	Pakistan	2 028	1,980	~4020	CNNC (Hualong One)	2022/2023
Fangchenggang 3+4	Kitajska (Guangxi)	2 160	2,500	~5400	CGN (Hualong One)	2023/2024
Chashma 5	Pakistan	1 100	3,380	~3720	CNNC (Hualong One)	Načrtovano
Dodatni kitajski projekti			2,237			
Hongyanhe 5+6	Kitajska (Liaoning)	2 122	1,710	~3630	CGN (ACPR-1000)	2021/2022
Tianwan 7+8	Kitajska (Jiangsu)	2 200	2,500	~5500	CNNC (VVER-1200)	V gradnji
Zhangzhou 1+2	Kitajska (Fujian)	2 200	2,500	~5500	CGN (Hualong One)	V gradnji