



ŠTUDIJA

št. 2065

***Zagotavljanje zanesljivosti
sektorja proizvodnje električne energije
v Sloveniji do leta 2060***

Ljubljana, marec 2018

Naslov: **Zagotavljanje zanesljivosti sektorja
proizvodnje električne energije v Sloveniji
do leta 2060**

Vrsta dokumentacije: **Študija**

Naročnik: **GEN energija d.o.o.**
Vrbina 17
8270 Krško

Predstavnik naročnika:
(tehnične zadeve) **Samo Fürst**

Namestnik: **Tomaž Ploj**

Predstavnik naročnika:
(ekonomske zadeve) **Primož Stropnik**

Izvajalec: **ELEK d.o.o.**
Koprska ulica 88
1000 Ljubljana

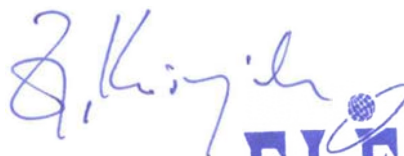
Odgovorni vodja projekta: **dr. Miro Bugeza**
dr. Damijan Kopše

Soizvajalec: **EIPF, Ekonomski inštitut, d.o.o.**
Prešernova cesta 21
1000 Ljubljana

Odgovorna oseba soizvajalca: **dr. France Križanič**
dr. Jože Mencinger
mag. Vasja Kolšek

Direktor:
mag. Zvone Košnjek

Podpis:



Datum: 9. 3. 2018



**ODGOVORNOST IZVAJALCEV PRI IZDELAVI POSAMEZNIH POGLAVIJ
ŠTUDIJE „Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne
energije v Sloveniji do leta 2060“**

Poglavje študije	Avtorji
1. Energetska strategija vidnih članic EU s poudarkom proizvodnje električne energije iz jedrskih elektrarn	ELEK
2. Vizija – varnost in zanesljivost, učinkovitost (konkurenčnost) in trajnostni način zagotavljanja električne energije	ELEK/EIPF
3. Vloga je pri zagotavljanju cenovno sprejemljive in stabilne ponudbe električne energije v daljšem obdobju	ELEK/EIPF
4. Analiza tveganj	ELEK/EIPF
5. Razdelava ukrepov za odpravo ali zmanjšanje tveganj v primeru ne-odločitve oziroma odločitve o izgradnji novega bloka jedrske elektrarne v Krškem	ELEK/EIPF
6. Vidik javnih naročil in recipročnost dobave	EIPF
7. Varnost oskrbe iz jedrskih elektrarn - vidik stabilnega, neprekinjenega delovanja	EIPF
8. Potencialni delež slovenskega gospodarstva pri investiciji v JEK 2	EIPF
9. Pričakovani donos investicije v JEK 2	EIPF
10. Vpliv JEK 2 na gospodarsko stabilnost Slovenije	ELEK/EIPF

KAZALO VSEBINE

KAZALO SLIK	V
KAZALO TABEL	VII
SEZNAM UPORABLJENIH KRATIC	XI
POGLAVITNE UGOTOVITVE IN POVZETEK	XIII
UVOD	XXVII
1 ENERGETSKA STRATEGIJA VIDNIH ČLANIC EU S Poudarkom PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN	1
1.1 FINSKA	1
1.2 ČEŠKA	3
1.3 MADŽARSKA	4
1.4 FRANCIJA	5
1.5 ZDRUŽENO KRALJESTVO VELIKE BRITANIJE IN SEVERNE IRSKE	7
1.6 ŠVEDSKA	8
1.7 ŠVICA	9
1.8 VPLIV DELEŽA OVE NA EES	10
1.9 VIRI	13
2 VIZIJA – VARNOST IN ZANESLJIVOST, UČINKOVITOST (KONKURENČNOST) IN TRAJNOSTNI NAČIN ZAGOTAVLJANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE	17
2.1 IZRAČUN STROŠKOV IZPADA V ELEKTROENERGETSKEM SISTEMU	17
2.1.1 Pomen elektroenergetskega sistema za sodobno družbo	17
2.1.2 Scenariji izpadov v elektroenergetskem sistemu	17
2.1.3 Alternativna pristopa oceni stroškov izpada električne energije	19
2.1.4 Ocena izpada dobave električne energije ob motnjah delovanja elektroenergetskega sistema	20
2.1.5 Ocena stroškov izpada dobave električne energije zaradi povečanja njenih cen	23
2.1.6 Metodologija	26
2.2 IZRAČUN STROŠKOV ALTERNATIVNIH OBLIK ZAGOTAVLJANJA ENERGETSKE VARNOSTI	27
2.2.1 Scenarija razvoja EES z novimi velikimi proizvodnimi enotami	27
2.2.2 Metoda izračuna poenotenega stroška	28
2.2.3 Cena električne energije v Sloveniji glede na alternativne scenarije njene proizvodnje	32
2.3 SIMULACIJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE	34
2.3.1 Cene proizvodnje električne energije v EU in Sloveniji v letu 2015	34
2.3.2 Determinante razlik med cenami članic EU	37
2.3.3 Scenariji gibanja cen in njihovih determinant po projekcijah Evropske komisije	42
2.4 VIRI	45
3 VLOGA JE PRI ZAGOTAVLJANJU CENOVNO SPREJEMLJIVE IN STABILNE PONUDBE ELEKTRIČNE ENERGIJE V DALJŠEM OBDOBJU	49
3.1 OPREDELITEV DVEH SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA	49
3.2 RAZLIKA V CENOVNI UČINKOVITOSTI OBEH SCENARIJEV	51

3.3	VPLIV OBEH ALTERNATIVNIH MOŽNOSTI RAZVOJA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA NA SLOVENSKO GOSPODARSTVO	52
3.4	VIRI.....	54
4	ANALIZA TVEGANJ	55
4.1	BREZ ODLOČITVE ZA IZGRADNJO NOVE JE – TVEGANJA ZA DRŽAVO	55
4.1.1	<i>Tržna tveganja</i>	<i>55</i>
4.1.1.1	Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije.....	55
4.1.1.2	Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev	57
4.1.1.2.1	Zmanjšanje porabe energije	58
4.1.1.2.2	Ciljna poraba energije.....	59
4.1.1.2.3	Povečanje deleža obnovljive energije.....	60
4.1.1.2.4	Emisije toplogrednih plinov.....	60
4.1.1.2.5	Verjetnost plačila globe zaradi neizpolnitve okoljskih ciljev	61
4.1.1.3	Prodaja in nakup električne energije	63
4.1.2	<i>Netržna tveganja</i>	<i>64</i>
4.1.2.1	Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet (umeščanje v prostor, sprejemljivost projektov,...).....	64
4.1.2.2	Zadostnost energije in moči	65
4.1.2.3	Prenos energije	66
4.1.3	<i>Varnostna tveganja.....</i>	<i>66</i>
4.1.3.1	EES kot kritična infrastruktura	66
4.1.3.2	Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)	67
4.2	Z IZGRADNJO NOVEGA BLOKA JE – TVEGANJA ZA INVESTITORJA	67
4.2.1	<i>Tržna tveganja</i>	<i>67</i>
4.2.1.1	Obvladovanje stroškov	67
4.2.1.2	Finančna, kreditna in valutna tveganja	68
4.2.1.2.1	Uvod	68
4.2.1.2.2	Tečaj in donosi standardnih desetletnih obveznic Republike Slovenije	69
4.2.1.2.3	Nestabilnost	73
4.2.1.2.3.1	Nestabilnost tečaja US\$/EUR	74
4.2.1.2.3.2	Nestabilnost donosov na slovenske 10 letne obveznice	74
4.2.1.2.4	Povezanost med donosi in tečajem dolarja	75
4.2.1.3	Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije	76
4.2.1.4	Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah	78
4.2.2	<i>Netržna tveganja</i>	<i>79</i>
4.2.2.1	Politična	79
4.2.2.2	Regulatorna	79
4.2.2.3	Vodenje projekta	80
4.2.2.4	Pravno/pogodbena.....	80
4.2.2.5	Strateška.....	81
4.2.3	<i>Varnostna tveganja.....</i>	<i>81</i>
4.3	TABELA TVEGANJ	82
4.4	VIRI.....	84
5	RAZDELAVA UKREPOV ZA ODPRAVO ALI ZMANJŠANJE TVEGANJ V PRIMERU NE-ODLOČITVE OZIROMA ODLOČITVE O IZGRADNJI NOVEGA BLOKA JEDRSKE ELEKTRARNE V KRŠKEM.....	85
5.1	BREZ ODLOČITVE ZA IZGRADNJO NOVE JE – TVEGANJA ZA DRŽAVO	85
5.1.1	<i>Tržna tveganja</i>	<i>85</i>
5.1.1.1	Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije.....	85
5.1.1.2	Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev	85
5.1.1.3	Prodaja in nakup električne energije	85
5.1.2	<i>Netržna tveganja</i>	<i>86</i>
5.1.2.1	Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet (umeščanje v prostor, sprejemljivost projektov,...).....	86
5.1.2.2	Zadostnost energije in moči	87
5.1.2.3	Prenos energije	87
5.1.3	<i>Varnostna tveganja.....</i>	<i>88</i>

5.1.3.1	EES kot kritična infrastruktura	88
5.1.3.2	Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)	88
5.2	Z IZGRADNJO NOVEGA BLOKA JE – TVEGANJA ZA INVESTITORJA	89
5.2.1	Tržna tveganja	89
5.2.1.1	Obvladovanje stroškov	89
5.2.1.2	Finančna, kreditna in valutna tveganja	89
5.2.1.3	Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije	90
5.2.1.4	Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah	92
5.2.2	Netržna tveganja	92
5.2.2.1	Politična	92
5.2.2.2	Regulatorna	93
5.2.2.3	Vodenje projekta	93
5.2.2.4	Pravno/pogodbena	93
5.2.2.5	Strateška	94
5.2.3	Varnostna tveganja	94
5.3	TABELA TVEGANJ Z UKREPI	95
6	VIDIK JAVNIH NAROČIL IN RECIPROČNOST DOBAVE	101
6.1	PRAVILA	101
6.1.1	<i>Ekonomsko teoretična podlaga urejanja javnih naročil</i>	<i>101</i>
6.1.2	<i>Osnovna pravila in postopki v zvezi z javnimi naročili</i>	<i>103</i>
6.1.3	<i>Vrste postopkov javnega naročanja</i>	<i>104</i>
6.2	STVARNOST	104
6.3	UPORABNOST JAVNIH NAROČIL ZA JEK	112
6.4	PRIMER PAKS2	113
6.4.1	<i>Stanje in razlogi za gradnjo PAKS 2</i>	<i>113</i>
6.4.2	<i>Potek relevantnih dogajanj</i>	<i>113</i>
6.4.3	<i>Okoljska dogajanja</i>	<i>114</i>
6.4.4	<i>Državna pomoč</i>	<i>114</i>
6.5	VIRI	115
7	VARNOST OSKRBE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN - VIDIK STABILNEGA, NEPREKINJENEGA DELOVANJA	117
7.1	VIDIK DOBAVE REZERVNIH DELOV	117
7.2	VIDIK DOBAVE GORIVA	120
7.3	VIDIK DOBAVE GORIVA IN REZERVNIH DELOV GLEDE NA POTENCIALNE SPREMEMBE CEN IN DEVIZNIH TEČAJEV	123
7.4	VIRI	124
8	POTENCIALNI DELEŽ SLOVENSKEGA GOSPODARSTVA PRI INVESTICIJI V JEK 2	127
8.1	O INVESTICIJSKEM POVPRŠEVANJU	127
8.2	IZHODIŠČA ZA SIMULACIJO	128
8.3	MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI PRIPRAVLJALNIH DEL	131
8.4	MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI GRADBENIH DEL	134
8.5	MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI DOBAVE IN NAMESTITVE OPREME TER INŽENIRINGA ..	140
8.6	MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI FINANCIRANJA INVESTICIJE	147
8.7	SKUPNI POTENCIALNI MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI POSTAVITVE JEK 2	153
8.8	VIRI	160
9	PRIČAKOVANI DONOS INVESTICIJE V JEK 2	161
10	VPLIV JEK 2 NA GOSPODARSKO STABILNOST SLOVENIJE	175

10.1 VPLIV MOTENJ V DOBAVI ALI STABILNOSTI CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA IZVOZNO ORIENTACIJO SLOVENSKEGA GOSPODARSTVA – VIDIK KONKURENČNOST	175
10.1.1 Vzroki za motnje dobave električne energije	175
10.1.2 Vidik konkurenčnosti glede na stabilno dobavo električne energije	176
10.2 VPLIV MOŽNEGA VELIKEGA NIHANJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA SLOVENSKO INFLACIJO IN ŽIVLJENJSKI STANDARD PREBIVALSTVA	182
10.2.1 Tehnični aspekti za nihanje cen električne energije	182
10.2.2 Ocena vpliva dražje električne energije na slovensko inflacijo in življenjski standard	183
10.3 VPLIV MOŽNEGA VELIKEGA NIHANJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA KREDITNI TRG IN NA NEPOSREDNE TUJE INVESTICIJE	185
10.4 VIRI	187

KAZALO SLIK

Slika 1: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Finskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030	2
Slika 2: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Češkem leta 2015 in predvideni delež leta 2030	4
Slika 3: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Madžarskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030	5
Slika 4: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Franciji leta 2015 in predvideni delež po letu 2035.....	7
Slika 5: Delež proizvodnje električne energije iz JE v UK leta 2015 in predvideni delež leta 2030	8
Slika 6: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Švedskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030	9
Slika 7: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Švici leta 2015 in predvideni delež leta 2030	10
Slika 8: Diagram scenarijev razvoja z novimi velikimi proizvodnimi enotami	28
Slika 9: PSEE za posamezne tehnologije proizvodnje elektrike (Vir: tabela 5, Eurostat)	31
Slika 10: Cene proizvodnje elektrike (gre za prodajne cene z vidika proizvajalcev električne energije in ne za celotne nabavne cene z vidika končnega uporabnika; v tem primeru jim je treba dodati še cene omrežja in davščine) v letu 2015 (Vir: tabela 7, lastni izračuni)	36
Slika 11: Porazdelitev članic po cenah elektrike v 2012 in 2015 (Vir: Eurostat)	37
Slika 12: Porazdelitev članic EU po determinantah cen	39
Slika 13: Prognoze BDP, porabe elektrike in učinkovitosti porabe (Vir: podatki Eurostata in REF2016)	42
Slika 14: Struktura proizvodnje elektrike v EU do leta 2050 (Vir: REF2016)	43
Slika 15: Cene CO2 in emisije (Vir: REF2016)	44
Slika 16: Dinamika in struktura cen do 2050 (Vir: REF2016)	44
Slika 17: »Benchmarking« Slovenije v porabi energije, 2015 [Vir podatkov: Eurostat : vir C]	58
Slika 18: Relativno prehitevanje in zaostajanje članic EU za ciljem v letu 2020, leto 2015 [Vir podatkov: Eurostat]	59
Slika 19: »Benchmarking« Slovenije pri doseganju cilja porabe energije v letu 2020 [Vir podatkov: Eurostat]	59
Slika 20: »Benchmarking« Slovenije pri izpolnitvi cilja o deležu obnovljive energije v letu 2020, glede na stanje v 2015 [Vir podatkov: Eurostat]	60
Slika 21: Toplogredni plini v članicah EU v 2014 [Vir podatkov: Eurostat, lastni izračuni]	61
Slika 22: Gibanje povprečnega mesečnega tečaja USD/EUR 2004-2017 (Vir podatkov: Eurostat)	71
Slika 23: Porazdelitev vrednosti tečaja US\$/EUR (Vir podatkov: Eurostat, lastni izračuni)	71

Slika 24: Donosi na slovenske desetletne državne obveznice (Vir podatkov: Eurostat)	72
Slika 25: Porazdelitev donosov na desetletne državne obveznice v Sloveniji in v evro območju	73
Slika 26: Povezanost med tečajem in donosom na desetletne slovenske obveznice	76
Slika 27: »Benchmarking Slovenije v javnih naročilih in njihovih objavah v TED (vir: tabela 26)	109
Slika 28: Objave javnih naročil v TED (vir: tabela 29)	111

KAZALO TABEL

Tabela 1: Direktni strošek izpada dobave električne energije po treh predvidenih scenarijih (VoLL je 6.72 EUR/kWh)	21
Tabela 2: Multiplikativni učinek izpada dobave električne energije po treh predvidenih scenarijih (VoLL je 6,72 EUR/kWh)	22
Tabela 3: Stagflacijski pritisk začasne podražitve električne energije v enem mesecu (gospodinjstva 22%, negospodinjstva 51%)	25
Tabela 4: Predvidene zaustavitve obstoječih proizvodnih objektov z označenimi močmi na pragu elektrarne	28
Tabela 5: Elementi izračuna PSEE [23]	30
Tabela 6: Stroški alternativnih oblik zagotavljanja energetske varnosti	32
Tabela 7: Cene in determinante cene proizvedene elektrike brez cene prenosa in davkov v letu 2015 (Vir: Eurostat, lastni izračuni)	35
Tabela 8: Proizvodne cene elektrike v EU 2007, 2013, 2015	37
Tabela 9: Statistične značilnosti determinant cen (Vir: tabela 7)	38
Tabela 10: Korelacijska matrika	40
Tabela 11: Ocenjene parcialne cenovne elastičnosti	41
Tabela 12: Osnovni scenarij - intenzivna izgradnja OVE in izgradnja novega jedrskega bloka (TWh)	50
Tabela 13: Alternativni scenarij - intenzivna izgradnja OVE in uvoz električne energije (TWh)	50
Tabela 14: Izračun razlike v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem	51
Tabela 15: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem ob najugodnejših razmerah za proizvodnjo elektrike	53
Tabela 16: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem ob najbolj neugodnih razmerah za proizvodnjo elektrike	53
Tabela 17: Okoljski in energetski cilji Strategije Evropa 2020	57
Tabela 18: Statistične značilnosti tečaja, donosov in obresti na denarnem trgu (Vir podatkov: Eurostat)	70
Tabela 19: Povezanost med gibanji tečaja, donosi na desetletne obveznice in obrestmi na denarnem trgu (Vir podatkov: Eurostat)	76
Tabela 20: Tveganja v primeru brez odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za državo	82
Tabela 21: Tveganja v primeru odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za investitorja	83
Tabela 22: Tveganja in ukrepi v primeru brez odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za državo	95
Tabela 23: Tveganja in ukrepi v primeru odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za investitorja	96
Tabela 24: Spodnje meje naročil v Uradnem listu EU	103

Tabela 25: Ocena javnih odhodkov za gradnje in nakupe blaga in storitev v nejavnem sektorju v milijardah EUR [5]	105
Tabela 26: Deleži odhodkov države za gradnje, blago in storitve v % BDP	106
Tabela 27: Ocenjene vrednosti objav javnih naročil v Uradnem listu EU v milijardah EUR [5]	106
Tabela 28: Objave javnih naročil v Uradnem listu EU, v odstotkih BDP [5]	107
Tabela 29: Stopnja objave javnih naročil - objave naročil /javna naročila v % (vir: [5], lastni izračuni)	110
Tabela 30: Tip in neto moč delujočih jedrskih reaktorjev po svetu (31.12.2016) [6] ...	117
Tabela 31: Tip in neto moč jedrskih reaktorjev v izgradnji po svetu (31.12.2016) [7].....	118
Tabela 32: Število jedrskih reaktorjev Westinghouse in drugih dobaviteljev po svetu na dan 31.12.2016 [8]	118
Tabela 33: Ocena strukture investicije v JEK 2 (čez noč)	128
Tabela 34: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije čez noč [2]	128
Tabela 35: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije (čez noč) razdeljeno na potencialen uvoz in možno ponudbo domačih proizvajalcev.....	129
Tabela 36: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 z upoštevanjem stroškov financiranja	129
Tabela 37: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije prilagojeno simulacijam v input output analizi	130
Tabela 38: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije glede na pričakovan direktni uvoz	130
Tabela 39: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo pripravljalnih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti) in 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti).....	132
Tabela 40: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo pripravljalnih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti) in 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	132
Tabela 41: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo izvajanja gradbenih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)	135
Tabela 42: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo gradbenih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti).....	135
Tabela 43: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo izvajanja gradbenih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	137
Tabela 44: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo gradbenih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	138
Tabela 45: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in namestitve opreme na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)	141

Tabela 46: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in namestitve opreme na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)	142
Tabela 47: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in postavitve opreme na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	144
Tabela 48: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in postavitve opreme na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	145
Tabela 49: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)	148
Tabela 50: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)	148
Tabela 51: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	150
Tabela 52: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)	151
Tabela 53: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo – varianta z minimalnimi stroški (3,7 milijarde evrov) in večjo uvozno odvisnostjo	153
Tabela 54: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovenske gospodarske panoge – varianta z minimalnimi stroški (3,7 milijarde evrov) in večjo uvozno odvisnostjo	154
Tabela 55: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo – varianta s stroški običajnimi v EU (zgornja meja vrednosti 5,9 milijarde evrov) ter večjim pomenom domače ponudbe	156
Tabela 56: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovenske gospodarske panoge – varianta s stroški običajnimi v EU (zgornja meja vrednosti 5,9 milijarde evrov) ter večjim pomenom domače ponudbe	158
Tabela 57: Ocenjeni vrednosti investicije v JEK 2	162
Tabela 58: Dinamika investicijskih vlaganj v primeru spodnje vrednosti investicije v JEK 2 (v mio EUR)	162
Tabela 59: Dinamika investicijskih vlaganj v primeru zgornje vrednosti investicije v JEK 2 (v mio EUR)	162
Tabela 60: Izračunani letni prihodki JEK 2 (v mio EUR)	163
Tabela 61: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru spodnje ocenjene vrednosti investicije	164
Tabela 62: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru zgornje ocenjene vrednosti investicije	166
Tabela 63: Kazalniki uspešnosti v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2	168
Tabela 64: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru spodnje ocenjene vrednosti investicije	168

Tabela 65: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru zgornje ocenjene vrednosti investicije	170
Tabela 66: Kazalniki uspešnosti v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2	172
Tabela 67: Izračun razlike v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem pri 7,5 TWh letne proizvodnje električne energije	178
Tabela 68: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem	179
Tabela 69: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem po gospodarskih panogah*	179
Tabela 70: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem po slovenskih statističnih regijah	181
Tabela 71: Učinek poslabšanja konkurenčnosti ob višji ceni električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem.....	182
Tabela 72: Pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem na slovensko inflacijo	185
Tabela 73: Vpliv BDP na neposredne tuje investicije (akcelerator)	186
Tabela 74: Pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med alternativnim in jedrskim scenarijem na upad neposrednih tujih investicij v Slovenijo.....	187

SEZNAM UPORABLJENIH KRATIC

BDP	bruto družbeni produkt
BWR	vrelni reaktor (ang. Boiling Water Reactor)
CCS	zajem in shranjevanje ogljika (ang. Carbon Capture and Storage)
CH	Švica
CZ	Češka
ČHE	črpalna hidroelektrarna
ECB	Evropska centralna banka
EES	Elektroenergetski sistem
ESPD	elektronska samo-prijava ponudnikov
EU	Evropska unija
FI	Finska
FR	Francija
HE	hidroelektrarna
HU	Madžarska
IAEA	Mednarodna agencija za jedrsko energijo (ang. International Atomic Energy Agency)
IEA	Mednarodna agencija za energijo (ang. International Energy Agency)
IRR	interna stopnja donosa (ang. Internal Rate of Return)
JE	jedrska elektrarna
JEK	Jedrska elektrarna Krško
LCOE	stroški proizvodnje električne energije (ang. Levelised Cost of Electricity)
MSP	mala in srednje velika podjetja
NEK	Nuklearna elektrarna Krško
NPV	neto sedanja vrednost (ang. Net Present Value)
OECD	Organizacija za gospodarsko sodelovanje in razvoj (ang. Organisation for Economic Co-operation and Development)
OVE	obnovljivi viri energije
PAKS	Madžarska jedrska elektrarna Paks
PDEU	pogodba o delovanju Evropske unije
PPE	plinsko parnima elektrarna
PSEE	poenoteni strošek električne energije
PWR	tlačnovodni reaktor (ang. Pressurized Water Reactor)
R&D	raziskave in razvoj (ang. Research and Development)
REF2016	Referenčni scenarij za EU po: <i>Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050</i>
RTP	Razdelilna transformatorska postaja
SE	Švedska

TED	uradni listu EU – objave javnih razpisov (ang.: Tenders Electronic Daily)
TEŠ	Termoelektrarna Šoštanj
TE-TOL	Termoelektrarna-toplarna Ljubljana
TGGPPE	javnofinančna naroča za gradnje, blago in storitve
TGP	toplogredni plini
UK	Združeno kraljestvo Velike Britanije in Severne Irske
URE	učinkovita raba energije
VoLL	vrednosti izgubljene porabe (ang. Volume of Lost Load)
VRE	Variabilni obnovljivi viro (ang. Variable Renewable Energy)
WTP	pripravljenost za plačilo (ang. Willingness to Pay)
ZDA	Združene države Amerike
ZJN	zakon o javnem naročanju
ZJNVETPS	zakon o javnem naročanju na vodnem, energetske, transportnem področju in področju poštnih storitev

POGLAVITNE UGOTOVITVE IN POVZETEK

POGLAVITNE UGOTOVITVE ANALIZE

- Članice EU, ki so se odločile za nadaljnjo uporabo jedrske energije, so prepoznale njen pomen pri zniževanju izpustov toplogrednih plinov (TGP). Jedrska energija hkrati predstavlja zanesljiv vir električne energije, pomembno vlogo pa ima tudi pri zagotavljanju zanesljivosti delovanja elektroenergetskega sistema (EES) z vse večjim deležem obnovljivih virov energije z naključnim karakterjem proizvodnje.
- Pozitivne izkušnje z obstoječo jedrsko elektrarno v Sloveniji so dobro izhodišče za nadaljnji razvoj slovenskega EES z novim blokom Jedrske elektrarne Krško (JEK 2), ki bi pripomogla k zanesljivi in stabilni oskrbi z električno energijo ter omogočila znižanje izpustov TGP.
- Po svetu se že nekaj časa največ gradijo tlačnovodni tipi jedrskega reaktorja (PWR). V tej smeri je smiselno razmišljanje tudi v primeru gradnje (JEK 2).
- Jedrska elektrarna lahko odigra pomembno vlogo pri zagotavljanju stabilnosti sistema in izvajanju sistemskih storitev v EES ob kritičnih dogodkih, ki imajo lahko velike neposredne in posredne posledice na delovanje celotne družbe.
- Z odprto, argumentirano in objektivno razpravo z nasprotniki nadaljnje uporabe jedrske energije je potrebno aktivno delovati za pravočasne odločitve o nadaljnjem razvoju elektroenergetike (pravočasna odločitev o gradnji JEK 2) in s tem zmanjševati tveganja glede prepoznanih ključnih odločitev.
- V energetske bilanci države se jedrsko gorivo smatra kot domači vir energije. Pridobivanje goriva za jedrske reaktorje je utečeno in bo ostalo podobno kot do sedaj, k čemur največ prispevajo iniciative, ki zagotavljajo mednarodne rezerve obogatene goriva in zmanjšujejo morebitne motnje pri dobavi goriva (EURATOM Supply Agency, American Assured Fuel Supply, Russian »Low Enriched Uranium« Reserve in IAEA LEU Bank).
- Tveganja, ki se bodo pojavila ob izgradnji JEK 2 se kažejo lahko v neobvladovanju stroškov gradnje in nakupa opreme, v nespoštovanju zastavljenega roka postavitve JEK 2, v nihanjih na valutnih in kreditnih trgih ter pri motnjah na trgu električne energije zaradi državnih subvencij. S pravočasnimi ukrepi lahko tveganja uspešno kontroliramo in minimiziramo.
- Posebno tveganje pri postavitvi JEK 2 predstavlja režim javnih naročil, saj lahko podaljša izvedbo za več let. Investitor bo moral izbrati konkurenčni postopek s pogajanjem ter izvesti javni razpis »na ključ« s kvalitetno bančno garancijo izvajalca. Alternativa je lastniško preoblikovanje investitorja.
- Cene električne energije se na trgih EU niso še izenačile, države odvisne od uvoza električne energije pa ostajajo izpostavljene občasnemu pomanjkanju ponudbe in visoki ravni cen.

- V času izgradnje bo investicija v JEK 2 slovenskemu gospodarstvu omogočila med 0,6 milijarde in 1,9 milijarde evrov dodane vrednosti (med 2% in 6% BDP) ter med 10 tisoč in 47 tisoč angažiranih zaposlenih. Uvoz blaga in storitev bo znašal med 3,1 milijarde evrov in 4,1 milijarde evrov.
- Ob upoštevanju v tej analizi ocenjenega stroški proizvodnje električne energije (LCOE) v JEK 2 bi se glede na dobavo električne energije iz konkurenčne plinsko parne elektrarne zaradi stroškovnega pritiska slovenski bruto družbeni produkt (BDP) znižal za 1%. S poslabšanjem konkurenčnosti bi podobno upadel tudi izvoz. Začel bi se proces intenzivne deindustrializacije Slovenije. Slabe terjatve bank bi se povečale za 1,2% do 1,6% bančnih kreditov nefinančnim družbam, neposredne tuje investicije pa bi upadle za 5% do 6%.
- Investicija v JEK 2 bo glede na predpostavke zelo uspešna in to ne glede na stopnjo lastniškega financiranja.
- Z zmanjševanjem stopnje samofinanciranja se LCOE zmanjšuje in povečuje donosnost investicije v JEK 2, vendar se hkrati s povečevanjem stopnje kreditiranja povečujejo tudi tveganja.
- Preliminarna analiza občutljivosti je pokazala, da je model izračunavanja donosnosti investicije v JEK 2 zelo robusten, saj je investicija v JEK 2 donosna tudi v primeru, če se izrazito neugodno spremenijo (sicer trenutno zelo konzervativno predpostavljene) vhodne vrednosti različnih spremenljivk (npr. letna obrestna mera kredita, količina prodane električne energije, cena prodane električne energije, stroški jedrskega goriva, ...). Zgornje ugotovitve potrjujejo izbrani rezultati analize prikazani v naslednji tabeli:

Kazalnik	100-odstotno lastno financiranje		35-odstotno lastno financiranje	
	Spodnja ocena	Zgornja ocena	Spodnja ocena	Zgornja ocena
IRR (%)	9,3%	5,9%	18,0%	10,9%
Izid (mio EUR)	18.987	15.787	18.477	14.972
4% NPV (mio EUR)	3.857	1.838	4.560	2.960
LCOE (EUR/MWh)	46,26	61,33	41,00	52,95

- V primeru, da se ne bo zgradil JEK 2, bo Slovenija ob stagflacijskem pritisku višjih cen izgubila od 2.300 do 11.500 delovnih mest ter med 0,1 in 0,5 milijarde evrov dodane vrednosti letno (LCOE jedrske elektrarne glede na LCOE plinsko parne elektrarne pri zagotavljanju 7,5 TWh električne energije letno). Slovenski trg bo v tem primeru izpostavljen monopolnim pritiskom pri ponudbi električne energije in zemeljskega plina. Tveganje bo tudi v neizvrševanju zavez glede omejitve emisij toplogrednih plinov.

POVZETEK ŠTUDIJE

ENERGETSKA STRATEGIJA VIDNIH ČLANIC EU S Poudarkom PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN

Podnebne spremembe, ki smo jim priča pomembno pogojujejo tudi poglobitve dolgoročne evropske usmeritve na področju energetike. Med osnovnimi cilji je tako zmanjševanje izpustov toplogrednih plinov, kjer se države poslužujejo uporabe vseh nizkoogljičnih virov energije, med katere sodijo obnovljivi viri energije (OVE) ter jedrska energija. Pomembni so tudi ukrepi na področju učinkovite in racionalne rabe energije. Trenutno 14 članic Evropske unije uporablja jedrsko energijo za proizvodnjo elektrike. Nekaterе članice so se odločile za nadaljnjo dolgoročno uporabo jedrske energije, druge pa so gradnjo novih objektov opustile oziroma predčasno zapirajo določene obstoječe objekte.

Osnovni vidiki energetske politike v evropskih državah, ki so se odločile za nadaljnjo rabo jedrske energije, so:

- Na Finskem predstavljajo jedrske elektrarne pomemben in zanesljiv vir električne energije za nekaj naslednjih desetletij ter imajo pomembno vlogo za zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov (TGP);
- Čehi prepoznavajo jedrsko energijo kot eno od prioritet za energetske politike države (kljub zahtevnosti tovrstnih investicij ter politični izpostavljenosti);
- Madžarska predpostavlja dolgoročno ohranjanje in razvoj jedrske energije kot enega osnovnih elementov energetske politike;
- Jedrska energija bo tudi v prihodnje ostala pomemben del francoske oskrbe z energijo. Politika zniževanja deleža jedrske energije je posledica (pre)velike odvisnosti od enega vira ter želje po večji diverzifikaciji. Skladno s tem načrtujejo v Franciji ohranjanje trenutnega nivoja inštaliranih kapacitet (z upoštevanjem zapiranja starih elektrarn, podaljšanja življenjske dobe obstoječih in gradnje novih objektov). Pri tem ostaja poglobitveni cilj zniževanje izpustov toplogrednih plinov, kjer v Franciji računajo na nadaljnjo rabo jedrske energije;
- V Združenem kraljestvu Velike Britanije in Severne Irske je trenutno visoka stopnja širše politične negotovosti zaradi izstopa iz EU. Kljub tej pa se skozi predstavljene strateške vidike izkazuje podpora uporabi jedrske energije v prihodnosti;
- Švedska bo tudi v prihodnosti uporabljala jedrsko energijo z možnostjo izgradnje do deset novih reaktorjev na obstoječih lokacijah ter zamenjavo obstoječih reaktorjev po koncu njihove ekonomske življenjske dobe (jedska proizvodnja pa mora biti sposobna dosegati varnostne zahteve in standarde brez potrebe po državni podpori);
- Pomemben vidik glede nadaljnje rabe jedrske energije v Švici je postopno zmanjševanje deleža jedrske energije (prepoved izgradnje le novih elektrarn in ne takojšnja odprava rabe jedrske energije). V Švicarski energetski politika pa ostaja pragmatično stališče, ki lahko omogoči večjo uporabo jedrske energije v prihodnosti.

Trenutne odločitve glede rabe jedrske energije ne moremo smatrati kot dokončne, saj se na področju energetike in tudi na širšem družbenem področju dogajajo

velike spremembe. Te lahko vodijo k drugačnim prihodnjim odločitvam glede rabe jedrske energije. Vloga jedrske energije in ostalih konvencionalnih tehnologij pa je pomembna tudi pri vse večjem deležu obnovljivih virov energije z variabilnim karakterjem proizvodnje. Zaradi teh naraščajo potrebe po rezervi zaradi naravno pogojene nezanesljivosti proizvodnje, kar vpliva na višje posredne in neposredne sistemske stroške.

VIZIJA – VARNOST IN ZANESLJIVOST, UČINKOVITOST (KONKURENČNOST) IN TRAJNOSTNI NAČIN ZAGOTAVLJANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Dobro delovanje elektroenergetskega sistema (EES) je nujno za učinkovito delovanje družbe, konkurenčnost gospodarstva ter zanesljivost v kritičnih trenutkih. Delovanje sodobne družbe je v veliki meri močno odvisno od delovanja elektroenergetskega sektorja. Elektroenergetski sistem je sestavljen iz podsistemov, ki morajo usklajeno delovati, da bi zagotavljali nemoteno in kakovostno oskrbo porabnikov. Kritičnih dogodkov v elektroenergetskem sistemu z različno stopnjo verjetnosti in različnimi razsežnostmi posledic na družbo je zelo veliko, zato je potrebno vlagati dodatne napore in sredstva za njegovo delovanje.

V okviru študije so bili prikazani reprezentančni primeri kritičnih dogodkov, ki predstavljajo srednje verjetne primere izpadov proizvodnje z manjšimi posledicami ter manj verjetne izpade z velikimi posledicami za delovanje družbe:

- V kolikor bo slovenski elektroenergetski sistem razpadel na dve zanki (izpad v ključnem RTP; primanjkljaj moči v višini 625 MW za obdobje 24 ur) in se ne bi mogel oskrbovati iz uvoza, bo nastalo 100 milijonov evrov direktne škode ter blizu 160 milijonov evrov izpada prihodka na narodnogospodarski ravni. Dodana vrednost in zaposlenost bosta upadli za 0,2%;
- V kolikor bi prišlo do 72 urnega razpada elektroenergetskega sistema (pri 58% uvozni odvisnosti ga bodo glede na razpoložljive zmogljivosti in po verjetni znatni ceni vzpostavljali upravljavci elektroenergetskih sistemov sosednjih držav) pa bo v slovenskem gospodarstvu direktna izguba znašala 460 milijonov evrov z negativnim multiplikativnim učinkom na skoraj 720 milijonov evrov nižji prihodek in v tekočem letu približno 1% upad BDP ter 0,7% nižjo raven zaposlenosti.

Nestabilna ponudba električne energije povezana z visoko uvozno odvisnostjo lahko v primeru, da se Slovenija odpove gradnji drugega bloka jedrske elektrarne oziroma, da se zanj ne odloči pravi čas in zagotovi obratovanje novega bloka že z letom 2043, privede do občasnih popolnih prekinitev dobave električne energije in razpada elektroenergetskega sistema – električni mrk. Ob verjetno povečanem pomenu oskrbe z električno energijo v prihodnosti (trend preusmerjanja v večjo porabo električne energije pri ogrevanju prostorov - toplotne črpalke in pri električni mobilnosti) bodo pričakovani stroški razpadov elektroenergetskega sistema precej večji kot v sedanjih razmerah.

V zadnjih dvajsetih letih se je gospodarjenje z električno energijo preobrazilo iz infrastrukturne v tržno dejavnost, v obdobjih omejene ponudbe oziroma pomanjkanja električne energije so se pojavila precejšna povečanja njene cene.

Teoretično vzeto je možno, da se celotno pomanjkanje ponudbe električne energije razporedi po danem narodnem gospodarstvu glede na sposobnost potrošnikov (gospodarstva, gospodinjstev), da financirajo nakup električne energije po izrazito visokih cenah. Tisti, ki tega ne zmorejo, se povečanim stroškom prilagodijo z znižanjem svoje gospodarske dejavnosti ali pa življenjskega standarda. Upad realnega dohodka ima za posledico tudi zmanjšanje prihrankov ter investicijskega potenciala v danem narodnem gospodarstvu. V kolikor bi se pomanjkanje električne energije na trgu preneslo v visoke cene ter na vzpostavitev novega ravnotežja pri teh cenah, lahko govorimo o klasičnem ponudbenem šoku oziroma stagflacijskem pritisku.

Podražitev električne energije, kot ga je pri trgovanju na Borzenu povzročila suša januarja 2017 in ob predpostavki, da bi se vpliv razširil tudi na pogodbe z daljšim rokom trajanja, bi kot ponudbeni šok vplivala na upad slovenske produkcije (prihodka) za 138 milijonov evrov, dodane vrednosti za 58 milijonov evrov, javnofinančnih prihodkov pa za 21 milijonov evrov. Izvoz bi bil nižji za 54 milijonov evrov. Slovenija pa bi začasno (do prenehanja motnje) izgubila 1.191 delovnih mest. Učinek bi na narodnogospodarski ravni predstavljal blizu 0,2% dodane vrednosti in javnofinančnih prihodkov ter nekoliko nad 0,1% izvoza in zaposlenosti. Takšne učinke bi imel podoben ponudbeni šok kot januarja 2017, če bi se pomanjkanja redno pojavljala in vplivala na vključevanje faktorja tveganja v cene električne energije na terminskem trgu in v dolgoročnejših pogodbah. Dejanski učinek ponudbenega šoka januarja 2017 je bil manjši.

V obdobju 2013 do 2015 sta četrty in peti blok Termoelektrarne Šoštanj, ki bosta prenehala delovati do leta 2030, na pragu dobavila povprečno 4,5 TWh električne energije. Deloma je to ponudbo nadomestil šesti blok Termoelektrarne Šoštanj, celotno povečanje porabe povezano z gospodarsko rastjo in del doseganje ponudbe četrtega in petega bloka Termoelektrarne Šoštanj pa bo lahko nadomestila proizvodnja električne energije iz konvencionalnih plinsko-parnih elektrarn ali pa iz nove jedrske elektrarne. Razlika v strošku proizvodnje električne energije (LCOE) med uporabo zemeljskega plina in jedrskega goriva je med 17 EUR/MWh (47%) v ugodnih razmerah za investiranje in nato delovanje ter 84 EUR/MWh (100%) ob neugodnih razmerah. Z vidika stroškovne učinkovitosti zemeljski plin ni konkurenca jedrski energiji pri proizvodnji električne energije.

Delovanje evropskega trga električne energije še ni vplivalo na izenačitev cen te dobrine med državami. Ceno elektrike statistično signifikantno povišuje dejstvo, da je dana članica EU otoška država, večje število prebivalcev in pritisk povpraševanja na rast proizvodnje električne energije, medtem ko jo možnost izrabe ekonomije obsega zaradi daljšega dnevnega obratovanja elektrarn v neugodnih klimatskih pogojih ali pa za izvozne trge zmanjšuje. Projekcija Evropske komisije kaže, da se bodo cene električne energije (brez stroškov omrežja in davščin) do 2030 povečale za 18% nad raven iz 2010 (pred začetkom motenj trga električne energije v EU zaradi velikih subvencij cenovno neučinkovitim proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov).

VLOGA JE PRI ZAGOTAVLJANJU CENOVNO SPREJEMLJIVE IN STABILNE PONUDBE ELEKTRIČNE ENERGIJE V DALJŠEM OBDOBJU

Glede na predvidene zaustavitve delovanja obstoječih elektrarn v Sloveniji, glede na predvidene gradnje nadomestnih objektov ter glede na projekcijo rasti porabe električne energije (vezano na pričakovano gospodarsko rast ter strukturne spremembe energetske porabe pri ogrevanju in v prometu) se kažeta dva izhodiščna scenarija razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema:

- Po osnovnem scenariju (intenzivna izgradnja OVE in izgradnja novega jedrskega bloka) pričakujemo, da bodo, ob zapiranju starih proizvodnih blokov po letu 2030 in ob razpršenih manjših OVE virih, v omrežje vključen tudi drugi blok Jedrske elektrarne Krško (JEK 2), hidroelektrarne (HE na srednji Savi in v omejenem obsegu HE na Muri) ter dve plinsko parni enoti s soproizvodnjo toplote in električne energije v Termoelektrarni toplarni Ljubljana (TE-TOL). Za potrebe naraščajočih sistemskih potreb pa predvidevamo izgradnjo 400 MW črpalne HE Kozjak ter plinske parne enote v Termoelektrarni Brestanica (TEB) namenjene predvsem sistemskim storitvam.
- V alternativnem scenariju (intenzivna izgradnja OVE in uvoz električne energije) predvidevamo, da bo Slovenija delež električne energije, ki bi bil po osnovnem scenariju proizveden v Sloveniji, uvažala. Ta elektrika bi bila proizvedena v plinsko-parnih elektrarnah oziroma jedrskih elektrarnah iz sosednjih držav in plasirana na trg v razmerah „only market“ (brez subvencij proizvajalcem električne energije v državah, kjer to elektriko proizvajajo). Predvidevamo možen uvoz iz Avstrije, Madžarske in delno z Balkana. Alternativni scenarij je seveda pogojen z zadostnimi fizičnimi povezavami elektroenergetskega sistema Slovenije s sosednjimi sistemi.

Med obema orisanima scenarijema dolgoročnega razvoja (strukturiranja) ponudbe električne energije na slovenskem trgu so pomembne razlike v ceni po kateri bodo lahko ponudniki (ob predpostavki konkurence, ki bo preprečila nastajanje monopola) zagotavljali to dobroto. V 2040 bi Slovenija v primeru alternativnega scenarija uvozila za skoraj 6,5 TWh več električne energije kot v primeru osnovnega scenarija (z novim jedrskim blokom). Nato pa v letih 2050 in 2060 ta razlika naraste na blizu 7,5 TWh. Ob upoštevanju razlike v poenotenih stroških proizvodnje elektrike v jedrski elektrarni ali pa konvencionalni plinsko parni elektrarni bodo zaradi večjega uvoza po višjih cenah, kot bi jih omogočala proizvodnja električne energije v novi domači jedrski elektrarni, potrošniki te dobrine (gospodarstvo in gospodinjstva) skupaj nosili dodaten strošek med 110 milijoni evrov in 544 milijoni evrov v 2040 ter med 127 milijoni evrov in 629 milijoni evrov v letih 2050 in 2060 (ko prvi blok Nuklearne elektrarne Krško ne bo več obratoval).

Gospodarstvo se bo povečanemu strošku električne energije prilagodilo z zmanjšanjem proizvodnje (kapacitetni učinek), gospodinjstva pa z znižanjem porabe in prihrankov. Slednje, ob 4,6% nagnjenosti gospodinjstev k prihrankom,

vodi tudi v upad investicij. Razlika v proizvodnih stroških električne energije med relativno nižjimi v jedrski elektrarni ter relativno višjimi v konvencionalni plinsko parni elektrarni bi pri oskrbi trga s 7,5 TWh električne energije na narodnogospodarski ravni letno vodila v 0,2 do 1,2 milijarde evrov manjši prihodek (proizvodnja), 0,1 do 0,5 milijarde evrov manjšo dodano vrednost (0,3% do 1,5% BDP na narodnogospodarski ravni), 64 do 317 milijonov evrov manjši izvoz blaga in storitev ter kumulativno v izgubo od okoli 2.300 do okoli 11.500 delovnih mest. Razpon je odvisen od razmer v katerih poteka proizvodnja električne energije v jedrskih oziroma plinsko-parnih elektrarnah, kaže pa ga opisana razlika med najnižjimi poenotenimi stroški proizvodnje (LCOE) in najvišjimi poenotenimi stroški proizvodnje (LCOE) po obeh tehnologijah.

Ker gre za strateško razvojno strukturiranje proizvodnih zmogljivosti (nova jedrska elektrarna ali uvoz, lahko pa tudi domača pasovna proizvodnja električne energije v konvencionalnih plinsko-parnih elektrarnah), so posledice trajne. To ni začasen ponudbeni šok. Izgube se bodo kumulirale skozi leta in desetletja, gospodarstvo pa se bo prilagajalo s spreminjanjem strukture in komparativnih prednosti v relativno manjšo porabo električne energije. Proces bo v Sloveniji verjetno spodbudil deindustrializacijo.

ANALIZA TVEGANJ IN UKREPI ZA ODPRAVO ALI ZMANJŠANJE TVEGANJ V PRIMERU NE-ODLOČITVE OZIROMA ODLOČITVE O IZGRADNJI NOVEGA BLOKA JEDRSKE ELEKTRARNE V KRŠKEM

Kakršne koli odločitve o nadaljnji energetske politiki prinašajo določena tveganja, ki jih je potrebno ustrezno obvladovati. V primeru scenarija, kjer se v Sloveniji ne odločimo za izgradnjo drugega bloka jedrske elektrarne so splošna tveganja na strani širše družbe.

Tržna tveganja v primeru nezadostne lastne proizvodnje oziroma v našem primeru obravnavanega alternativnega scenarija brez izgradnje nove jedrske enote so:

- Ustvarjanje razmer za oligopolno ponudbo električne energije s posledičnim zviševanjem cene električne energije, kar bi imelo za posledico tudi deindustrializacijo in premik gospodarske strukture proti terciarnemu sektorju (tveganje lahko omejujemo z izgradnjo novih proizvodnih enot - drugega bloka jedrske elektrarne ali lastnih konvencionalnih plinsko parnih elektrarn ter z zakupom (stabilne) dobave določene količine elektrike po fiksnih cenah iz uvoza);
- Viri z več izpusti TGP (tudi plinsko-parne elektrarne) povečujejo možnost za nedoseganje zavez glede izpustov TGP in posledično povečujejo izpostavljenost morebitnim kaznim v prihodnosti, ki so ob neizpolnjevanju zavez trenutno le grožnje (tveganje lahko omejujemo z izgradnjo drugega bloka jedrske elektrarne);
- Izpostavljenost monopolnim pritiskom na trgu zemeljskega plina in posledično zvišanju cen električne energije.. Tu bo verjetni marginalni proizvajalec (plinska tehnologija) narekoval ceno v razmerah, ko i bo trg

odvisen od variabilne (nestabilne) cene zemeljskega plina (tveganje lahko omejimo z izgradnjo drugega bloka jedrske elektrarne ali s so-investiranjem v gradnjo jedrskih elektrarn na za Slovenijo relevantnem trgu električne energije - Madžarska, Češka; tveganje lahko omejimo tudi z dolgoročnim zakupom električne energije iz uvoza po fiksni ceni nižji od tiste iz konvencionalnih plinsko parnih elektrarn, za kar pa so majhne možnosti).

Netržna tveganja v alternativnem scenariju brez izgradnje nove jedrske enote so:

- Zmanjšanje zanesljivosti in kakovosti dobavljene električne energije zaradi nezadostnih kapacitet, kar bi privedlo do močno povečane uvozne odvisnosti države (tveganje lahko omejimo z jasno energetske politiko in njenim pravočasnim izvajanjem);
- Neustrezno obvladovanje proizvodnje iz OVE z variabilnim in nezanesljivim karakterjem bi povzročilo nestabilnost in zmanjšalo robustnost elektroenergetskega sistema ter s tem vplivalo na znižanje kakovosti dobavljene električne energije (tveganje lahko omejimo z izgradnjo novih kapacitet, katerih tehnologija lahko dovolj zanesljivo in kakovostno pokrije povečane potrebe ter z ustreznim in celostnim razvojem EES);
- Neustrezna razvitost prenosnega sistema bi povzročila težave pri vključevanju novih proizvodnih enot ter negativno vplivala na zmožnosti uvoza ali izvoza električne energije s posledico nedelovanja trga in zmanjšanja stabilnosti sistema (tveganje lahko omejimo z ustreznim planiranjem razvoja sistema in pravočasnimi aktivnostmi za umeščanje novih povezav ter z dobrim meddržavnim sodelovanjem ob ustrezni stopnji samozadostnosti).

Varnostna tveganja povezana z alternativnim scenarijem brez nove jedrske enote so:

- Ob morebitnem nedelovanju EES se pojavi velika neposredna in posredna družbena škoda. Nepravočasno ukrepanje za delovanje EES kot enega od segmentov kritične infrastrukture povzroči slabšanje splošnih razmer v družbi z dolgoročnimi posledicami (tveganje lahko omejimo z ustreznim načrtovanjem sistema, vgradnjo redundantnih sklopov in njihovo visoko kakovostjo, ustreznim vzdrževanjem ter ustreznimi sistemi varovanja objektov);
- Nezmožnost dobave električne energije ob izrednih dogodkih (tehnično nemogoč uvoz) ima lahko velike gospodarske posledice. Uvozna odvisnost bi vplivala na povečanje cene električne energije (tveganje lahko omejimo z investicijami v nove plinsko parne elektrarne ter ustreznimi skladišči zemeljskega plina).

V primeru osnovnega scenarija, kjer se odločimo za izgradnjo drugega bloka jedrske elektrarne pa so tveganja orientirana bolj konkretno in predvsem na investitorja. Tržna tveganja v primeru obravnavanega osnovnega scenarija z izgradnjo nove jedrske enote so:

- Neobvladovanje stroškov povzroči zamude pri projektu z dodatnimi stroški. Izpad prihodkov ob težavah med delovanjem oziroma izpadih med

obratovanjem (tveganje lahko omejujemo s pravočasno zaznavo morebitnih zamud in vzpostavitev ustreznih mehanizmov ter pravočasno zaznavo premajhnega obsega sredstev ali napačnega načina financiranja in pravočasnim ukrepanjem);

- Zviševanje stroškov investicije zaradi dražjega zadolževanja kot posledice finančnih, kreditnih in valutnih tveganj (tveganje lahko omejujemo z merjenjem cene pomembnejših delov opreme ali cene gradnje na ključ v evrih ter izbiro obdobja za sklenitev kreditnih pogodb, ko bo imela RS visok kreditni rating, obveznica RS pa nizke zahtevane donose);
- Zmanjšanje konkurenčnosti elektrike iz novega objekta ob morebitnem neobvladovanju stroškov izgradnje in zmanjšanje konkurenčnosti elektrike iz novega objekta zaradi subvencij drugih proizvodnih virov (tveganje lahko omejujemo z zakupom zadostnih prenosnih poti in zagotavljanjem zadostnega obsega dolgoročnih pogodb o dobavi električne energije za kupce na širšem relevantnem trgu ob zahtevah za recipročnost s strani RS, če druge države izvajajo protekcionizem ter z oblikovanjem modela financiranja - dolgoročne obveznice, partnerstvo z dolgoročnim nakupom);
- Zamude pri izgradnji ter povečevanje stroškov gradnje objekta oziroma neskladnost objekta z načrtovanimi specifikacijami (tveganje lahko omejujemo s pravočasno analizo in izbiro ustreznih tehničnih rešitev, zadostnostjo finančnih sredstev, ustrezno izbiro sodelujočih strokovnjakov in izvajalcev ter z zadostnim številom kakovostnih kadrov in ustrezno kakovostjo zunanjih storitev med obratovanjem).

Netržna tveganja v osnovnem scenariju z izgradnjo nove jedrske enote so:

- Predolgo odločanje o rabi jedrske energije odloži začetek izgradnje ali visoke stroške ob spremembi odločitve o rabi jedrske energije po začetku gradnje novega objekta (tveganje lahko omejujemo z aktivnim sodelovanjem v mednarodnih organizacijah in preprečevanjem morebitnih negativnih vplivov uporabe jedrske energije, aktivnim spodbujanjem postopka za sprejetje ustrezne energetske politike ter s spodbujanjem odprte, argumentirane in objektivne razprave z nasprotniki nadaljnje uporabe jedrske energije);
- Spreminjanje pogojev med gradnjo zaradi regulatornih sprememb povzroči zamude in povečanje stroškov (tveganje lahko omejujemo s spremljanjem regulative in izvajanjem postopkov za njeno pravočasno zadostitev);
- Zamude pri gradnji lahko nastajajo zaradi neustreznega vodenja projekta. Vplivi slabega vodenja posameznih faz gradnje negativno vplivajo na poznejše dobro vodene faze (tveganje lahko omejujemo s pravočasno izbiro kompetentne in strokovne skupine za vodenje projekta ter s pravočasnim, kakovostnim in finančno vzdržnim zaključevanjem posameznih faz projekta);
- Zamude pri gradnji lahko nastajajo zaradi neizpolnjevanja pogodbenih obveznosti, slabo določena pogodbeni razmera pa lahko vodijo k neustreznim rešitvam pri gradnji (tveganje lahko omejujemo s sodelovanjem kompetentnih strokovnjakov pri urejanju pogodbenih

razmerij ter kakovostnim nadzorom in pravočasnim ukrepanjem v primeru odstopanj od pogodbenih obveznosti);

- Zmanjšanje sredstev za druge strateške naložbe zaradi velikega angažmaja pri gradnji novega bloka JEK 2 (tveganje lahko omejujemo če še pred začetkom gradnje preučimo tudi ostale opcije nadaljnega razvoja podjetja).

Varnostna tveganja povezana z osnovnim scenarijem z izgradnjo nove jedrske enote so:

- Zmanjševanje odpornosti sistema zaradi nezadostnega in nepravočasnega izpolnjevanja varnostnih zahtev (tveganje lahko omejujemo s povečanjem sredstev za varnostne zahteve, ki bi se lahko zaostriale med ali po gradnji, vzdrževanjem visokega stanja varnosti objekta, nadgrajevanjem ob morebitnih zaznanih spremembah oziroma novih grožnjah ter aktivnim sodelovanjem z različnimi družbenimi subjekti, ki pokrivajo tovrstna tveganja na državni in tudi meddržavni ravni).

VIDIK JAVNIH NAROČIL IN RECIPROČNOST DOBAVE

Pravni red EU priznava posebno vlogo energetske politike pri zagotavljanju stabilne (neprekinjene in zadostne) oskrbe trga z električno energijo. V ta namen sta bili sprejeti Direktivi 2005/89/EU in 2009/72/EU, ki državam omogočata vpliv na zagotavljanje zadostne ponudbe električne energije, vendar ni mogoče prezreti Direktive 2014/25/EU, ki ureja javno naročanje za dejavnosti v vodnem, energetskem in prometnem sektorju ter v sektorju poštnih storitev. Po njej se je javnemu naročilu na evropski ravni in objavi v TED (Tenders Electronic Daily) mogoče izogniti, če je to manjše od 5,2 milijona evrov. To velja v kolikor naročniki projekta ne bodo privatni investitorji ampak država ali od nje odvisna javna podjetja, ki so po evropskem pravnem redu zavezana uporabiti javna naročila. Obveza javnega naročanja ne velja le za nakup zemljišča. Tudi, če bo investitor v JEK 2 zavezan javnim naročilom, je razumljivo, da tako pri gradnji kot tudi pri opremlenju ni treba oziroma ni mogoče uporabiti postopka odprte ponudbe; najverjetnejši je konkurenčni postopek s pogajanjem.

Glede na to, da javna naročila podaljšujejo čas investicije (včasih tudi za več let) in glede na to, da je pri kapitalno intenzivni gradnji JEK 2 čas gradnje (oziroma njegovo podaljšanje) eno glavnih tveganj, je smiselno javno naročilo za ta projekt izvesti v dveh alternativnih pristopih, pri katerih bo to tveganje znižano na minimum:

- javni razpis za postavitev JEK 2 (z vsemi predhodnimi postopki) »na ključ« in z bančno garancijo dovolj močne bančne skupine za pravočasno ter kakovostno izvedbo ali pa
- javni razpis za prodajo GEN d.o.o. privatnim lastnikom z obveznostjo, da postavijo JEK 2; ti lastniki niso zavezani za javna naročila.

VARNOST OSKRBE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN - VIDIK STABILNEGA, NEPREKINJENEGA DELOVANJA

S stališča zmanjšanja tveganja morebitnih težav pri dobavi rezervnih delov je vsekakor smiselna odločitev za tlačnovodni tip jedrskega reaktorja (PWR), ker je teh jedrskih reaktorjev po svetu daleč največ in tudi med novimi jedrskimi reaktorji se daleč največ in največkrat investira v ta tip reaktorja. Največji dobavitelji

jedrskih reaktorjev po svetu so Westinghouse, Rosatom, Framatome in General Electric.

Delo v zvezi s pridobivanjem jedrskega goriva bo potekalo tudi naprej na podoben način kot do sedaj. Svetovna proizvodnja urana in njegova kasnejša predelava v rumeno pogačo je dokaj pogosta in utečena, obenem pa k zmanjšanju tveganja dobave goriva za jedrske reaktorje prispevajo tudi iniciative, ki zagotavljajo mednarodne rezerve obogatene goriva in zmanjšujejo morebitne (politične) motnje pri dobavi goriva (EURATOM Supply Agency: *Agencija za zanesljivo dobavo jedrskega goriva*, AFS: *American Assured Fuel Supply*, Russian LEU («Low Enriched Uranium») Reserve in IAEA LEU Bank).

Tveganje ekonomike delovanja jedrske elektrarne glede na potencialne spremembe materialnih stroškov in stroškov vzdrževanja oziroma spremembe dobave goriva in rezervnih delov glede na potencialne spremembe cen in/ali deviznih tečajev je zelo majhno.

POTENCIALNI DELEŽ SLOVENSKEGA GOSPODARSTVA PRI INVESTICIJI V JEK 2

V kolikor bo investicija v JEK 2 izvedena po najnižji predpostavljeni ceni (3,7 milijarde evrov vključno s stroški financiranja; izvedba z veliko učinkovitostjo kot jo zadnje čase uspevajo doseči ponudniki jedrske tehnologije na Kitajskem) bi slovensko gospodarstvo ustvarilo:

- dobro milijardo evrov prihodka (1,5% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), 577 milijonov evrov dodane vrednosti (1,7% slovenskega letnega BDP), dobre 200 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, 162 milijonov evrov dobička ter še 189 milijonov evrov amortizacije (preko 350 milijonov evrov prostega denarnega toka);
- Angažirano bi bilo 10 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 3,7 milijarde evrov;
- Javnofinančni prihodki bi znašali 214 milijonov evrov;
- Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti preko 3,1 milijarde evrov (12,2% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev);
- Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bi temu omogočile investicije za raziskave in razvoj v višini 7 milijonov evrov (1,7% vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

V primeru gradnje JEK 2 s stroški običajnimi za podobne investicije v Evropi ter temu primerno večjo vrednostjo investicije (5,9 milijarde evrov) bi slovensko gospodarstvo:

- potencialno lahko pridobilo 4,4 milijarde evrov prihodka (6,2% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), skoraj 1,9 milijarde evrov dodane vrednosti (5,6% slovenskega letnega BDP), preko 900 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, dobrih 500 milijonov evrov dobička (8,1% skupnega letnega poslovnega presežka slovenskega gospodarstva) ter še 370

milijonov evrov amortizacije. Dobiček in amortizacija skupaj bi predstavljala blizu 900 milijonov evrov prostega denarnega toka;

- Za storitve v zvezi z investicijo bi bilo angažirano 47 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 6,2 milijarde evrov;
- Javnofinančni prihodki bi znašali skoraj 700 milijonov evrov;
- Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti skoraj 4,1 milijarde evrov (16% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev);
- Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bi vodilo v 11 milijonov evrov investicij za raziskave in razvoj (2,8% vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

PRIČAKOVANI DONOS INVESTICIJE V JEK 2

Pri izračunavanju pričakovanega donosa investicije v JEK 2 so bile uporabljene številne predpostavke v zvezi z investicijo v JEK 2, s financiranjem investicije v JEK 2, s prihodki iz prodaje električne energije in s stroški delovanja JEK 2. Investicija v JEK 2 bo glede na predpostavke zelo uspešna in to ne glede na stopnjo lastniškega financiranja. Ključne ugotovitve so:

- Investicija v JEK 2 je donosna tudi v primeru 100-odstotnega lastniškega financiranja (neto sedanja vrednost (NPV) je vedno pozitivna, interna stopnja donosa (IRR) znaša najmanj 5,9% pri zgornji vrednosti investicije oziroma 9,4% pri spodnji vrednosti investicije) in se z uporabo dolžniškega financiranja še izboljšuje;
- S povečevanjem diskontne stopnje se poenoteni stroški proizvodnje elektrike (LCOE) povečujejo;
- Ob 4% diskontni stopnji in 100-odstotnem samofinanciranju znaša LCOE med 46 EUR/MWh in 61 EUR/MWh (odvisno od učinkovitosti investiranja v JEK 2);
- Ob 4% diskontni stopnji in 35-odstotnem samofinanciranju znaša LCOE med 41 EUR/MWh in 53 EUR/MWh (odvisno od učinkovitosti investiranja v JEK 2);
- Ob večji uporabi kreditiranja ("finančnega vzvoda") se donosnost zaradi nizke obrestne mere povečuje (velja: večji delež kreditiranja zagotavlja večjo donosnost), a se povečujejo tudi tveganja;
- S povečevanjem obrestne mere kreditiranja se zmanjšuje donosnost investiranja lastnika v JEK 2;
- S skrajševanjem dobe odplačila kredita (in posledično povečevanjem vrednosti letnih anuitet), se donosnost zmanjšuje;
- Donosnost lastnika je odvisna od deleža kreditiranja v investiranju in ne (neposredno) od (vmesnega) deleža soinvestitorja/dobavitelja pri investiranju: če lastnik želi imeti vsaj 20% delež lastništva in ima dovolj lastnih sredstev za tolikšno investiranje (skupaj vsaj 660 mio EUR v osmih letih), je (za povečanje donosnosti investiranja) bolj smiselno pridobiti kredit kot soinvestitorja;

- Preliminarna analiza občutljivosti je pokazala, da je model izračunavanja donosnosti investicije v JEK 2 zelo robusten, saj prikazuje, da je investicija v JEK 2 donosna tudi v primeru, če se izrazito neugodno spremenijo (sicer trenutno zelo konzervativno predpostavljene) vhodne vrednosti različnih spremenljivk (če se npr. bistveno poveča letna obrestna mera kredita, zmanjša količina proizvedene in prodane električne energije, zmanjša cena prodane električne energije oziroma povečajo stroški jedrskega goriva).

VPLIV JEK 2 NA GOSPODARSKO STABILNOST SLOVENIJE

Razlika stroška proizvodnje električne energije med JEK 2 ter alternativno obliko dobave te dobrine (proizvodnja v plinsko parni elektrarni) bi na letni ravni znašala med 369 milijoni evrov ter 482 milijona evra. Razpon je odvisen od učinkovitosti investicije v JEK 2, medtem ko so za plinsko-parno elektrarno predpostavljeni poprečni poenoteni stroški proizvodnje električne energije (LCOE). Dražja električna energija bi na slovensko gospodarstvo učinkovala kot omejevalni dejavnik na strani zmogljivosti in dejavnik upada osebne porabe, prihrankov prebivalstva ter investicij. Odločitev za alternativni scenarij oskrbe slovenskega trga z električno energijo namesto njeno potencialno dobavo iz JEK 2 bi imela številne posledice:

- Dodana vrednost v slovenskem gospodarstvu bi se znižala med 303 milijoni evrov in 395 milijoni evrov oziroma za okoli 1% slovenskega BDP letno. Izguba dodane vrednosti bi bila največja v energetiki, v sektorju poslovanja z nepremičninami, v trgovini, turizmu, rudarstvu ter v vodnem gospodarstvu. Najbolj bi bile prizadete Osrednjeslovenska, Podravska in Savinjska regija;
- Slovenski izvoz blaga in storitev bi se zmanjšal od 186 milijonov evrov do 242 milijonov evrov (okoli 1% skupnega izvoza blaga in storitev) letno. V obdobju tridesetih let delovanja JEK 2 bi se ta razlika povečala na raven med 5,6 milijarde evrov do skoraj 7,3 milijarde evrov in ustvarila proces intenzivne deindustrializacije;
- Raven cen življenjskih potrebščin bi se dvignila od 2% do 3,5%;
- Vsota amortizacije in poslovnega presežka bi se znižala od 133 milijonov evrov do 174 milijonov evrov letno in vplivala na povečanje odpisov bančnih terjatev od 0,3% do 0,4% bilančne vsote v slovenskem bančnem sistemu oziroma 1,2% do 1,6% bančnih kreditov realnemu delu gospodarstva. Negativni učinki bi se z leti kopičili in vodili v spremembe gospodarske strukture;
- Neposredne tuje investicije bi se znižale od 63 milijona evrov do 82 milijona evrov ali od 5% do 6% njihove vrednosti v 2016. Tudi tu bi se negativni učinki z leti seštevali.

UVOD

Pred Slovenijo so v bližnji prihodnosti pomembne odločitve glede razvoja energetike. Med drugim je ključni faktor pri zasnovi energetske politike raba nizkoogljičnih virov energije, kar je tudi v skladu z usmeritvami energetske politike EU. Bistven poudarek je na prehodu v nizkoogljično družbo s ciljem blaženja podnebnih sprememb, kot je to bilo sprejeto na 21. mednarodni konferenci COP21 v Parizu decembra 2015. Na tej konferenci je bila potrjena zaveza o omejitvi dviga temperature ozračja za največ 2°C do konca stoletja.

Elektroenergetski sistem Slovenije je izrednega državnega pomena. Za njegovo učinkovito in varno delovanje je potrebno pravočasno planiranje ter izvajanje ustreznih ukrepov. Ti zahtevajo vzdrževanje obstoječih kapacitet ter razvoj in vlaganje v nove energetske zmogljivosti. Potrebno je opredeliti optimalne usmeritve razvoja elektroenergetike ter načine za zagotavljanje varne, zanesljive, učinkovite ter trajnostno naravnane proizvodnje električne energije.

Pot za premagovanje zgoraj navedenih izzivov je vsekakor uporaba nizkoogljičnih tehnologij ter maksimalna racionalizacija porabe energije. Pri nizkoogljični proizvodnji električne energije ima pomembno mesto tudi jedrska tehnologija, saj predstavlja učinkovit in bogat vir, ki omogoča gradnjo elektrarn velikih moči. Hkrati pa je tako električno energijo iz jedrskih elektrarn relativno lahko dispečirati, saj je na voljo takrat, ko jo potrebujemo.

Izkušnje držav, med katere spada tudi Slovenija, ki jedrsko energijo uporabljajo so tukaj dragocene. Za nadaljnje korake pa je potrebno opredeliti vlogo jedrske energije ter morebitne posledice, če se tovrstni energiji odpovemo. Vsekakor pa nadaljnja pot razvoja zagotavljanja električne energije prinaša določena tveganja, ki jih je potrebno zaznati in ustrezno obvladovati. Hkrati je potrebno izkoristiti tudi širše družbene koristi, ki jih ustrezno voden razvoj energetike lahko prinese za celotno državo.

1 ENERGETSKA STRATEGIJA VIDNIH ČLANIC EU S POUDARKOM PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN

Dolgoročne evropske usmeritve na področju rabe energije so ozko povezane s cilji zmanjševanja podnebnih sprememb in s tem povezanim zmanjševanjem izpustov toplogrednih plinov (TGP). Ključno pri prehodu na nizkoogljično družbo je uporaba vseh nizkoogljičnih virov energije, med katere sodijo obnovljivi viri energije (OVE) in jedrska energija, v kombinaciji z ukrepi izboljšav na področju učinkovite rabe energije (URE) [1, 2, 3]. Temelj za nadaljnji energetski razvoj v EU je tako imenovana energetska unija [4]: za katero so ključna področja:

- energetska varnost,
- integrirani trg,
- energetska učinkovitost,
- razogljičenje ter
- raziskave in razvoj.

V Evropski uniji je 14 članic z obratujočimi jedrskimi elektrarnami. Za nadaljnjo dolgoročno uporabo jedrske energije so se odločile nekatere članice, nekatere pa so gradnjo novih objektov opustile oziroma predčasno zapirajo določene obstoječe objekte. Vsekakor pa trenutne odločitve ne moremo smatrati kot dokončne, saj se na področju energetike in tudi na širšem družbenem področju dogajajo velike spremembe. Te lahko vodijo k drugačnim prihodnjim odločitvam glede rabe jedrske energije.

V nadaljevanju so predstavljeni ključni vidiki pomembnejših držav (Finska, Češka, Švica, Madžarska, Francija, UK, Švedska), ki so se odločile za nadaljnjo rabo jedrske energije. Kot zanimiv primer je še dodatno prikazano stanje v Švici, ki sicer ni članica Evropske unije, je pa pomembna evropska država z znatnim deležem jedrske energije. Ta država je na osnovi referendumu nedavno sprejela novo odločitev glede uporabe jedrske energije.

Za osnovni pregled stanja je podana neto proizvodnja električne energije iz jedrske energije in celotna neto proizvodnja električne energije za posamezno državo za leto 2015 [5, 6, 7] ter predvidena proizvodnja v prihodnosti glede na obravnavane strateške dokumente držav.

1.1 FINSKA

Osnovne energetske usmeritve Finske (FI) so neposredno vezane na boj proti podnebnim spremembam. Glede mednarodnih dogovorov je Finska odločno na poti izpolnjevanja oziroma preseganja danih zavez. Skladno s tem je konec prejšnjega leta sprejela državno energetsko in podnebno strategijo [8]. Dolgoročni načrt Finske je ogljično nevtralna družba, ki ga bodo dosegli z naslednjimi ukrepi:

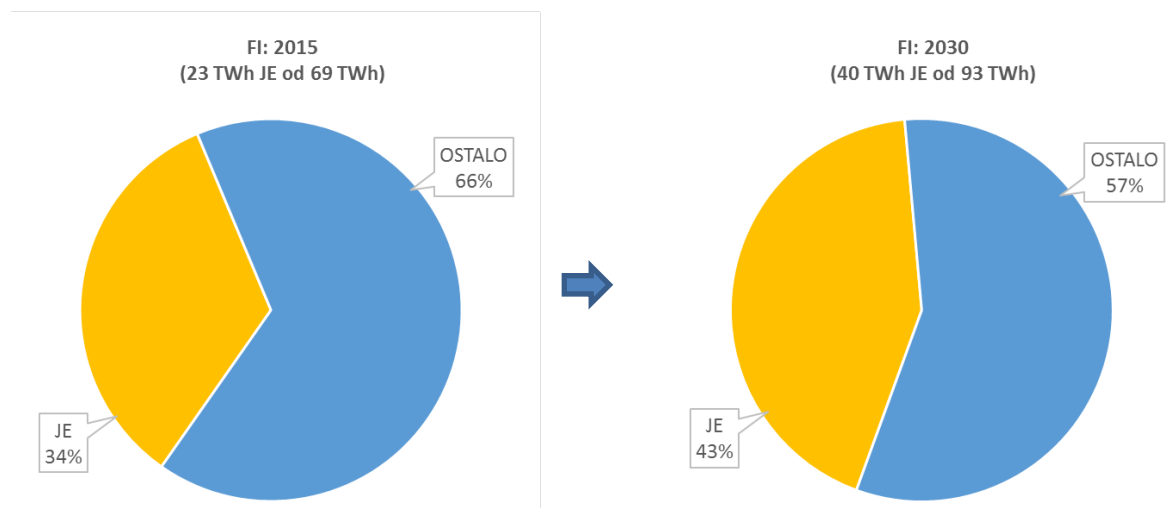
- povečanje uporabe OVE, zviševanje energetske učinkovitosti ter zvišanje stopnje energetske samozadostnosti,
- razvoj in dolgoročna izraba jedrske energije,
- razpolovitev uvoza nafte za energetske potrebe,

- postopno pospešeno opuščanje premoga,
- uporaba lesa za energetske potrebe,
- proizvodnja in uporaba bioplina,
- podpora za proizvodnjo elektrike in toplote iz OVE,
- poudarek na sektorsko zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov s poudarkom na vlogi lokalnih oblasti,
- ukrepi na področju transporta (energetska učinkovitost vozil in sistema ter zamenjava fosilnih virov z nizko ogljičnimi alternativami),
- razvoj energetskega trga,
- razvoj energetskih tehnologij.

Finci jedrske energije v strategiji ne obravnavajo ločeno, ker jo smatrajo kot uveljavljen vir na poti v ogljično nevtralno družbo. Razvoj jedrskih kapacitet naj bi imel ključno vlogo za zmanjšanje izpustov TGP. V drugi polovici naslednjega desetletja bodo po energetske strategiji morali sprejeti odločitev o podaljšanju življenjske dobe za obstoječe jedrske objekte. Z izgradnjo nove enote Olkiluoto 3 bo finska pridobila pomemben vir, ki bo znatno povečal načrtovano zvišanje stopnje energetske samozadostnosti. Konec izgradnje tega objekta je po nekajkratnih prestavitvah načrtovan za leto 2018. Istega leta naj bi Finska sprejela odločitev o izdaji gradbenega dovoljenja za izgradnjo nove jedrske elektrarne Hanhikivi.

V novi energetske strategiji so Finci prepoznali tudi nove izzive povezane s povečanjem deleža spremenljivih virov zaradi večjega obsega uporabe OVE. To pa pomeni potrebne investicije v proizvodne vire in omrežje. Jedrska energija bo imela tudi tu pomembno vlogo. **Splošna sklepna ugotovitev Finskega strateškega dokumenta glede uporabe jedrske energije pa je, da je jedrska elektrarna zgrajena danes pomemben, zanesljiv vir za nekaj naslednjih desetletij.**

Proizvodnja električne energije na Finskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 1.



Slika 1: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Finskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.2 ČEŠKA

Vodilo pri snovanju Češke (CZ) energetske politike [9] predstavljajo trije strateški energetske cilji razvrščeni po prioriteti za učinkovito delovanje družbe:

- varnost,
- dolgoročna vzdržnost in
- konkurenčnost.

Glede na zastavljene cilje izboljšanja stanja okolja in varovanja okolja so na Češkem zaznali določene negotovosti glede prihodnjega gospodarskega in političnega razvoja ter novih zahtev in s tem povezanega razvoja potrebnih tehnologij.

Koraki za doseganje ciljev in uspešno soočanje s prepoznanimi negotovostmi so:

- učinkovita raba domačih virov energije,
- raznolikost in razpršenost virov,
- aktivno udejstvovanje v določanju in razvoju energetske strategije (doma in na globalni ravni),
- promocija državne energetske politike in uporaba sodobnih tehnologij in znanstvenih dognanj.

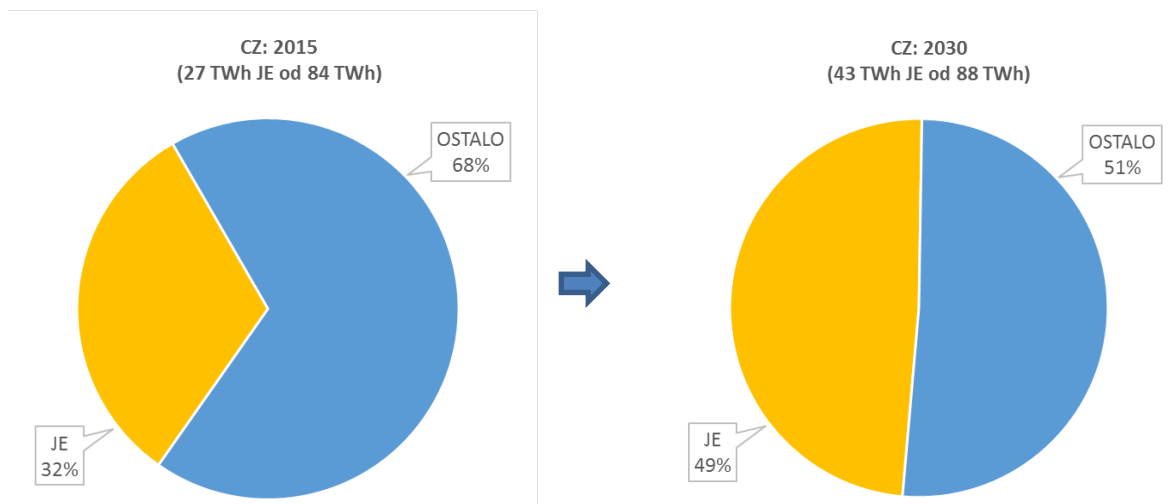
Na Češkem želijo izoblikovati pravni okvir na področju energetike, ki bo ob izpolnjevanju dolgoročnih zavez in vizij še zmeraj omogočal predvidljiv in stabilen širši družbeni napredek. Pravni okvir bi moral temeljiti na predpostavkah, da bodo investicije na področju novih virov energije financirane s strani energetskih podjetij. Energetske investicije bi morale biti rentabilne brez potreb po subvencijah. Pri tem so zaznali težavo glede trenutne izkrivljenosti na trgu energije ter nestabilnih signalov za investicije, ki izhajajo iz neustreznega razvoja trga. Ti signali predstavljajo resno oviro pri učinkovitem uresničevanju zastavljenih politik. Rešitev vidijo na Češkem v vlogi države z uvajanjem ustreznih mehanizmov (tudi preko t.i. capacity mechanisms). S tem bi ustvarili pogoje za razvoj zdravega notranjega trga ter ob ustreznem mednarodnem angažmaju in podpori tudi uspešno izpeljavo projekta formiranja skupnega evropskega energetskega trga.

V okviru priprave energetske strategije so bili pripravljeni akcijski načrti za naslednja področja:

- napredna omrežja,
- čista mobilnost,
- energetska učinkovitost,
- energija iz OVE,
- biomasa
- razvoj jedrske energije.

Čehi prepoznajo jedrsko energijo kot eno od prioritet za energetske politike države, kljub zahtevnosti tovrstnih investicij ter politični izpostavljenosti. Opravljena analiza je pokazala javno podporo uporabi jedrske energiji, kar je dober signal za podaljšanje življenjske dobe obstoječih elektrarn in gradnjo novih, skladno z energetske strategije države.

Proizvodnja električne energije na Češkem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 2.



Slika 2: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Češkem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.3 MADŽARSKA

Madžarska državna energetska strategija se osredotoča tako na racionalizacijo porabe energije, kot na učinkovito proizvodnjo in distribucijo energije. Racionalna raba, učinkovita proizvodnja in distribucija bodo pomembno gonilo za rast madžarskega gospodarstva in blaginje prebivalcev [10]. Za navedeno doseganje rasti in blaginje je potrebno udeležiti naslednje premike na področju energetike:

- energetska učinkovitost na celovitem področju proizvodnje in porabe energije,
- povečanje deleža nizkoogljičnih virov energije iz OVE,
- uvajanje obnovljivih in novih načinov proizvodnje toplote,
- povečevanje deleža nizkoogljičnih tehnologij v prometu.

Pomembnejši motiv za navedene premike na energetske področju je zagotavljanje energetske neodvisnosti. Ključno vlogo pri tem naj bi imela jedrska energija. Madžarska (HU) predvideva še nadaljnjo uporabo fosilnih goriv, brez katerih naj bi se energetska odvisnost države preveč povečala. Za učinkovit prehod je bistvenega pomena uspešna integracija madžarskega energetskega omrežja v širši evropski energetski sistem.

Glede na to, da ima Madžarska relativno omejene možnosti glede OVE predvidevajo implementacijo bipolarnega principa kmetijstva, ki bi omogočal hiter premik med proizvodnjo hrane in proizvodnjo poljščin za energetske uporabo.

V okviru priprav energetske strategije so bile izdelane študije, na osnovi katerih je bil izbran scenarij *jedrska energija – premog (s CCS) – „zelena“ energija*, ki nakazuje na prioritete države. Osnovni elementi tako zasnovane energetske politike predvidevajo:

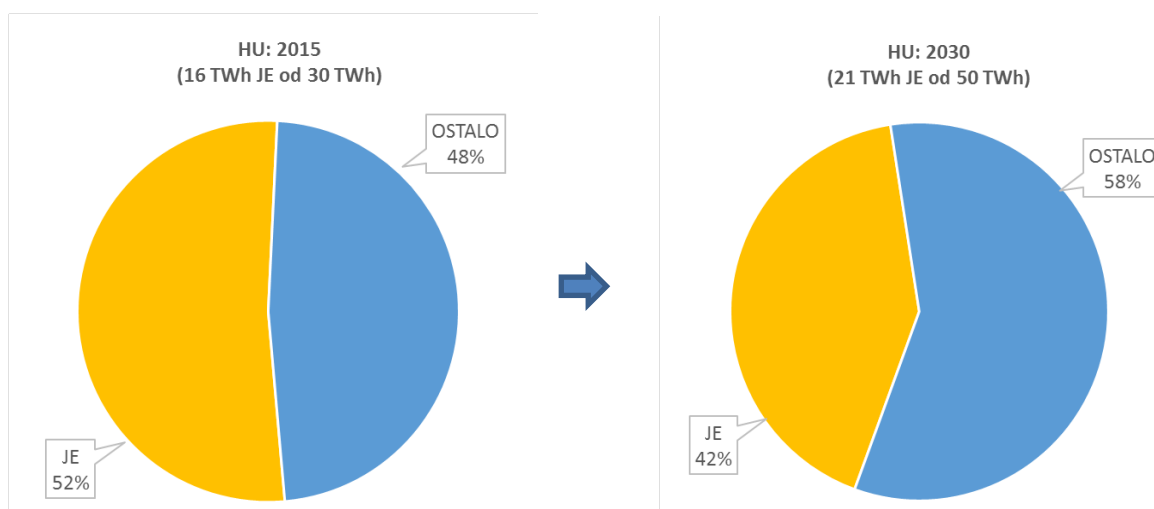
- **dolgoročno ohranjanje in razvoj jedrske energije,**

- ohranjanje nivoja proizvedene energije iz premoga (zaradi stabilizacije trga glede na variabilne cene plina ter morebitnih izpadov jedrskih in ostalih proizvodnih objektov), ki pa kljub vsemu ne presega 15 % celotne proizvodnje,
- nadaljevanje in nadgradnja državnega akcijskega načrta na področju OVE (skladno s ekonomskimi zmožnostmi, zanesljivostjo sistema ter tehnološkim razvojem).

Poleg tega se predvideva povečanje aktivnosti in krepitev vloge države na področjih:

- varčevanja z energijo,
- posodobitev obstoječih elektrarn,
- posodobitve in nadgradnje sistemov daljinskega ogrevanja in vlaganja v posodobitve ogrevalnih sistemov gospodinjstev,
- povečevanje energetske učinkovitosti in zmanjševanje izpustov TGP iz prometa,
- zelena energija in pretvorba odpadkov v energijo.

Proizvodnja električne energije na Madžarskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 3.



Slika 3: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Madžarskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.4 FRANCIJA

Francosko ministrstvo za okolje, energijo in morje je v lanskem let sprejelo nove energetske usmeritve [11], ki jo je 7.11.2017 dopolnila [12]. Tako bodo francosko energetske politiko v prihodnosti opredeljevali naslednji glavni cilji:

- zmanjšanje TGP izpustov za -40 % do leta 2030,
- prepolovitev porabe energije do leta 2050,
- popolna zaustavitev elektrarn na premog do leta 2022,
- prepoved prodaje novih avtomobilov na fosilna goriva do leta 2040,

- povečanje deleža OVE na strani porabljene energije na eno tretjino v naslednjih 15 letih ter,
- zmanjšati delež jedrske energije na 50 % do leta 2030 ali celo po letu 2035 (ob povečani rasti porabe in posledično proizvedene električne energije se bi proizvodnja iz jedrskih elektrarn lahko tudi povečala).

Vsekakor pa do dokončnega sprejetja odločitve v tej smeri čaka Francijo uradni postopek sprejema usmeritev na vladnem nivoju ter v končni fazi parlamentarni zakonodajni postopek. Po poročanju revije Nuclear Monitor sklepamo, da s strani francoskega predsednika vlade še zmeraj ni dokončne podpore za predlagane spremembe [13]. Osnovna usmeritev francoske politike pa ostaja zmanjševanje emisij TGP.

Kot pomemben vidik za doseganje zastavljenih ciljev nova energetska politika daje pomen usklajenemu delovanju vseh deležnikov družbe, kot so državni organi, regionalne skupnosti, posamezni državljani in organizirane skupine, industrija...

Glede na kar 44% rabo energije v zgradbah, so Francozi prepoznali možnost za izboljšanje stanja preko energetske obnove. Ravno tako predvidevajo spodbude za gradnjo energetske varčnih stavb (davčne spodbude in ugodno kreditiranje).

Drugi cilj francoske energetske politike je zmanjšanje negativnega vpliva prometa na količino TGP. Doseganje tega cilja je mogoče z povečevanjem razvoja in uporabe alternativnih goriv (biogoriva druge generacije) in električnih vozil. Pomemben vidik predstavlja razvoj prometne infrastrukture (vključno s polnilno infrastrukturo za električna vozila), promocija javnega prometa in spodbujanje deljenega lastništva prevoznih sredstev.

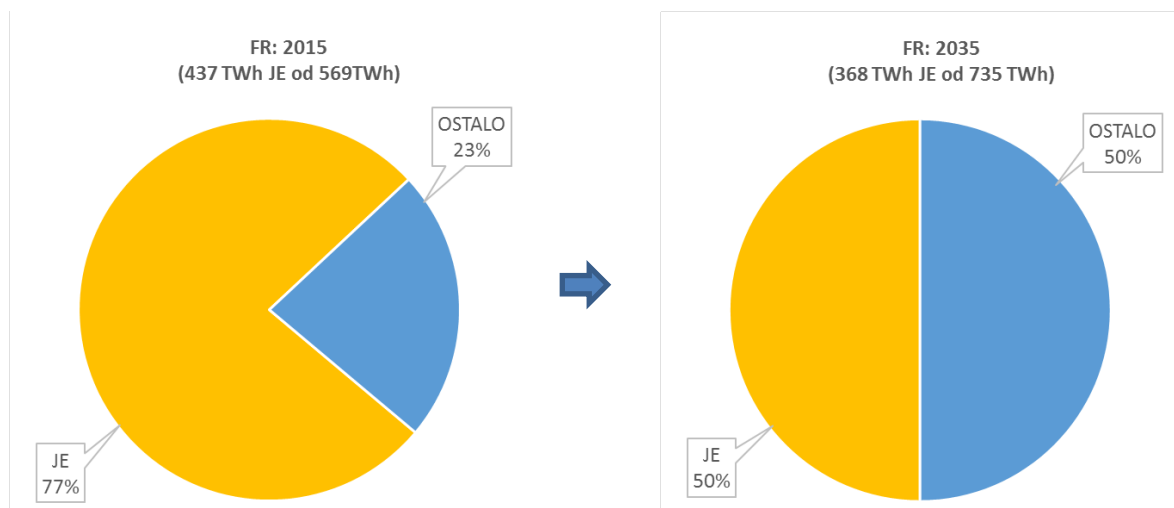
Za uspešen boj proti podnebnim spremembam in zmanjševanje človeškega vpliva na okolje je pomembno ustrezno ravnanje z odpadki. Pomemben je tako vidik zmanjševanja količine samih odpadkov, kot vidik čim večje ponovne uporabe oziroma reciklaže zavrženih snovi.

Na področju oskrbe z energijo je francoska energetska politika orientirana v energetske samozadostnosti družbe. Za doseganje tega cilja je pomembno povečevanje deleža OVE. S tem se povečuje tudi diverzifikacija virov. Razvoj novih tehnologij na področju OVE je ravno tako ključnega pomena za povečanje rabe teh virov. Država ima pri tem aktivno vlogo preko vzpostavitve in izboljšav ustrezne podporne sheme.

Jedrska energija bo tudi v prihodnje ostala pomemben del francoske oskrbe z energijo. Politika zniževanja deleža JE je posledica prevelike odvisnosti od tovrstne energije in večja diverzifikacija virov. Negativen vpliv prevelike odvisnosti od jedrske energije vidijo francozi predvsem v potencialnih predčasnih oziroma začasnih zaustavitvah jedrskih objektov zaradi varnostnih zapletov (samo en zunanji dogodek lahko privede do varnostnih pregledov v več elektrarnah – primer: na Japonskem je tsunami sprožil regulatorno zaustavitev vseh njihovih elektrarn). **Skladno s tem načrtujejo v Franciji (FR) ohranjanje trenutnega nivoja inštaliranih kapacitet (z upoštevanjem zapiranja starih elektrarn, podaljšanja življenjske dobe obstoječe in gradnje novih objektov).** Poleg tega jedrske elektrarne v Franciji opravljajo tudi pomemben del sistemskih storitev, ki bi jo brez obstoječega nivoja inštaliranih kapacitet težko hitro nadoknadili [14]. Glede na pričakovano rast porabe energije in zmanjšanje letnega faktorja obremenitve jedrskih elektrarn zaradi povečanja

deleža OVE, bi z ohranjanjem sedanjega nivoja proizvodnih kapacitet (63 GW) dejansko lahko zmanjšali delež JE na 50 %.

Proizvodnja električne energije v Franciji z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2035 prikazana na sliki 4.



Slika 4: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Franciji leta 2015 in predvideni delež po letu 2035

1.5 ZDRUŽENO KRALJESTVO VELIKE BRITANIJE IN SEVERNE IRSKE

Z izstopom Združenega kraljestva Velike Britanije in Severne Irske (UK) iz EU so se odprla pomembna vprašanja glede nadaljnje energetske politike te države. Pri oceni trenutnega stanja in potencialnih nadaljnjih korakih UK na področju energetike smo se poleg poročila IEA [15] oprli v glavnem na poročilo parlamentarnega komiteja UK za energetiko [16] ter poročilo škotskega parlamenta o stanju energetike po Brexit-u [17]. Dodatno negotovost glede prihodnosti energetskega sektorja UK bi lahko vnesel izstop te države iz združenja Euroatom.

Ker je država v veliki meri odvisna od fosilnih goriv, so bile sprejete smernice prehoda na manj ogljično družbo. Te smernice so bile v skladu tudi s politiko EU. Zaradi trenutne politične nestabilnosti pa se porajajo dvomi tako v UK, kot v EU glede doseganja danih zavez in izvajanja predhodno načrtanih ukrepov.

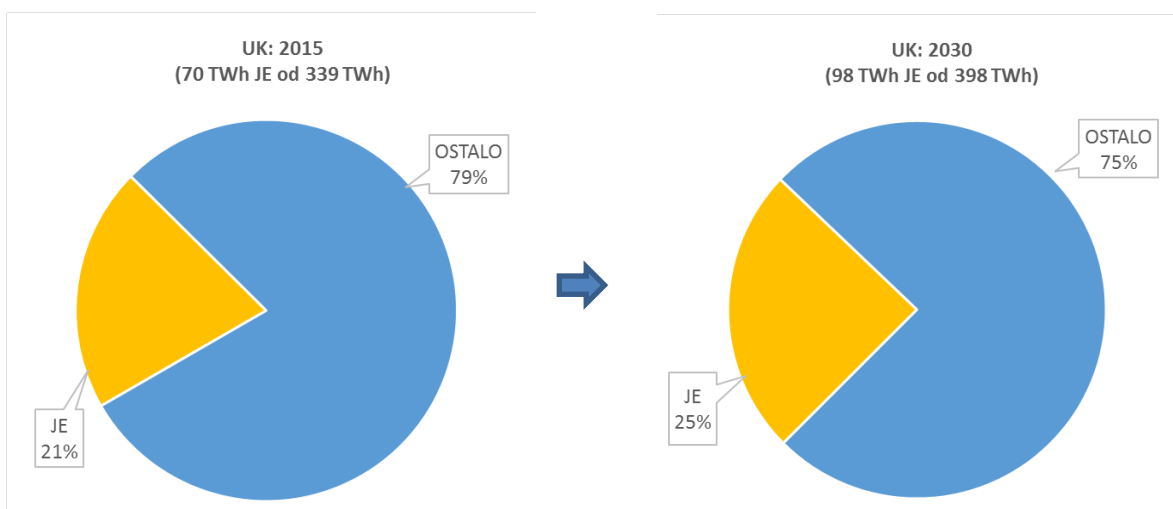
Poleg številnih neznank glede vpliva izstopa iz EU se pričakuje tudi izpad sredstev na področju raziskav in razvoja, ki so bile (delno) financirane iz EU sredstev. Ravno tako se odpirajo vprašanja nadgradnje energetske povezave z Evropo ter formiranje skupnega energetskega trga. Na udaru je tudi financiranje oziroma oblike podpor za povečanje rabe OVE.

Pričakovati je, da bo UK postavilo kot osnovno prioriteto zanesljivost oskrbe z energijo za nemoteno delovanje družbe. Na osnovi poročil [18] lahko predvidevamo, da se bo UK usmerilo v:

- reformo trga električne energije (s ciljem ustvariti stabilen in predvidljiv trg),
- nadaljnje spodbujanje OVE,
- zmanjševanje porabe oziroma povečevanje energetske učinkovitosti,

- vlaganja v prometni sektor s ciljem zmanjševanja izpustov TGP,
- nadaljnje podpiranje razvoja tehnologije CCS,
- **podporo uporabi jedrske energije v prihodnosti** (poleg najbolj aktualne Hinkley Point C se omenjata še enoti Sizewell v Suffolk-u in Bradwell v Essex-u [19] ter enota Wylfa v Wales-u, za katero je investitor začel postopek uradnega pridobivanja ustreznih dovoljenj za oceno ustreznosti lokacije [20]).

Proizvodnja električne energije v UK z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 5.



Slika 5: Delež proizvodnje električne energije iz JE v UK leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.6 ŠVEDSKA

Pregled Švedske energetske politike je povzet po [21, 22] in delno po oceni IEA [23]. Energetska politika Švedske je orientirana predvsem v:

- okoljsko trajnostno vzdržnost,
- konkurenčnost gospodarstva in
- zanesljivost dobave energije.

Švedska (SE) je močno povezana s svojimi sosedi na severu Evrope, zaradi česar je usmerjena v skupno iskanje rešitev za izzive, ki jih prinaša vzpostavitev skupnega evropskega trga. Ambiciozna Švedska energetska strategija predvideva hitro zmanjševanje toplogrednih plinov. Do leta 2045 naj bi bila Švedska popolnoma brez izpustov TGP oziroma bi lahko imela celo „negativne izpuste“.

Pri poudarjeni vlogi povečevanja deleža OVE je bila zaznana problematika negativnega vpliva na omrežje, zaradi tega je v energetske strategiji dan poudarek na zagotavljanju zadostne moči za obvladovanje stabilnosti sistema iz tovrstnih virov in ne samo na čim večji proizvodnji električne energije. Pomemben delež v OVE na Švedskem predstavlja hidroenergija, ki bo skupaj z ostalimi OVE viri tudi v prihodnosti deležna ustreznih spodbud.

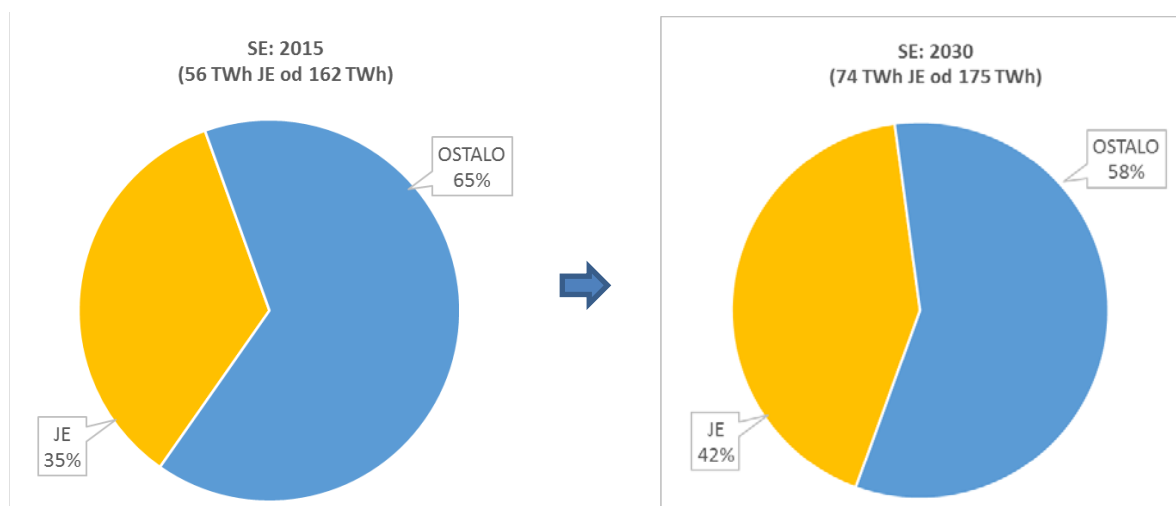
Za uspešno povečevanje deleža OVE in ostalih razpršenih virov ter manjših hranilnikov energije je potrebno nadgraditi obstoječe zakonodajne okvire. Ravno tako predvidevajo prilagoditve na področju davkov za tovrstne objekte.

Zmanjševanje porabe energije in njena učinkovita raba je ena od naslednjih prioritet Švedske energetske politike. Področje učinkovite rabe je potrebno usmerjati celovito (za gospodinjstva, industrijo, upravo,...) z aktivnim sodelovanjem porabnikov.

Za vzpostavitev skupnega integriranega trga je potrebno razvijati omrežje v državi in povezave s sosedi na način, ki bo ustrezal zastavljenim ciljem. Švedska je glede notranjega omrežja pred dokaj kompleksno nalogo, saj je glavnina proizvodnje na severu države, med tem ko je poraba v glavnem na jugu. Vzpostavitev skupnega trga zahteva predvsem krepitev regijskega sodelovanja na področju investicij v infrastrukturo, ki bo osnova za vzpostavitev harmoniziranega trga električne energije.

Švedska bo tudi v prihodnosti uporabljala jedrsko energijo z možnostjo izgradnje do deset novih reaktorjev na obstoječih lokacijah ter zamenjavo obstoječih reaktorjev po koncu njihove ekonomske življenjske dobe. Pri tem energetska strategija navaja, da mora biti jedrska proizvodnja na Švedskem sposobna dosegati varnostne zahteve in standarde brez potrebe po državni podpori. Ravno tako niso predvidene državne podpore pri izgradnji jedrskih objektov.

Proizvodnja električne energije na Švedskem z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 6.



Slika 6: Delež proizvodnje električne energije iz JE na Švedskem leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.7 ŠVICA

Na področju energetske politike je Švica (CH) spomladi letošnjega leta naredila določen zasuk z izvedbo referendumu, na katerem je bilo odločeno, da se odpoveduje nadaljnjemu razvoju jedrske energije. Ocena sedanjega stanja [24, 25] je pokazala določene slabosti glede:

- obnove energetskega omrežja (preobremenjeni prenosni vodi),

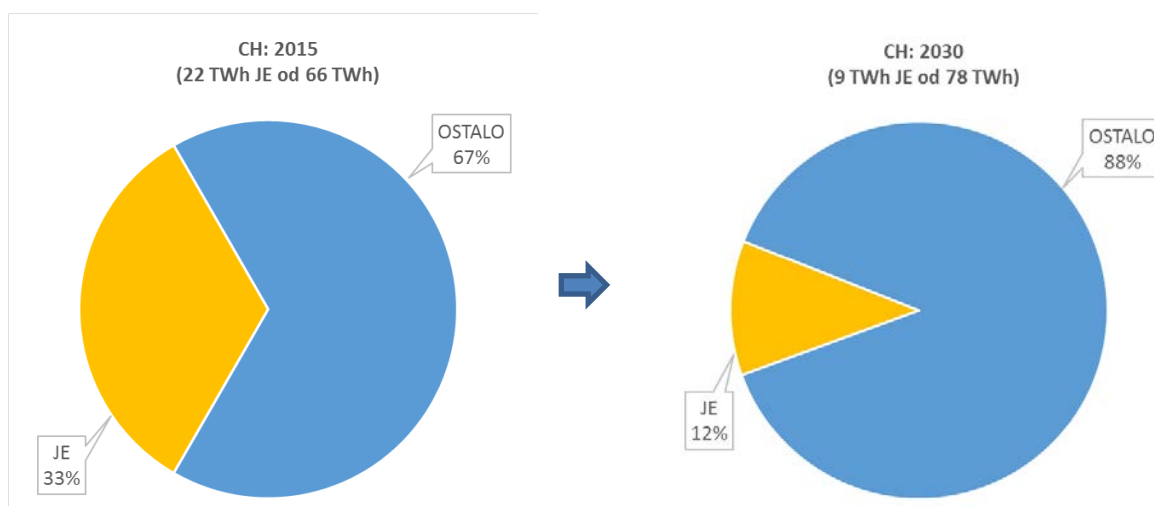
- pospešene decentralizacije strukture oskrbe z energijo,
- določenih konfliktov interesov in (ne)transparentnosti procesov,
- nezadostnega razumevanja pomembnih vprašanj v javnosti.

Prenovljena energetska politika naj bi odpravljala slabosti in promovirala naslednje strateške cilje s konkretno postavljenimi zahtevami:

- povečanje energetske učinkovitosti (znatno zmanjšanje porabe na prebivalca: -43% energije do 2035; -13% elektrike - glede na stanje leta 2000) s programi na področju zgradb (davčne spodbude za učinkovitejše stavbe), učinkovitejši transport, industrijski procesi in gospodinski aparati.
- povečanje deleža OVE s pomočjo spodbud (dodatni prispevek za OVE: 2,3 cents/kWh) in izboljšav pravnega okvirja s področja OVE,
- na področju vozil na fosilna goriva bo pripravljena strožja zakonodaja glede dovoljenih izpustov (harmonizirano z EU),
- opuščanje uporabe jedrske energije (prepoved gradnje novih objektov in postopno opuščanje obstoječih elektrarn – osnovni kriterij za nadaljnjo uporabo obstoječih elektrarn je varnost).

Pomemben vidik glede nadaljnje rabe JE je postopno zmanjševanje deleža JE (prepoved izgradnje le novih elektrarn in ne takojšnja odprava rabe JE). Zaznati pa je tudi določeno pragmatičnost glede prihodnosti, ki je glede uporabe JE vsekakor neznanka (tudi politično pogojena).

Proizvodnja električne energije v Švici z deležem elektrike iz JE je za leto 2015 in leto 2030 prikazana na sliki 7.



Slika 7: Delež proizvodnje električne energije iz JE v Švici leta 2015 in predvideni delež leta 2030

1.8 VPLIV DELEŽA OVE NA EES

Za objektivno stroškovno vrednotenje in primerjavo različnih tehnologij za proizvodnjo električne energije je potrebno upoštevati čim širše vidike, ki pri različnih tehnologijah nastopajo. Poleg samih stroškov povezanih z izgradnjo

določene elektrarne in njenim obratovanjem so prisotni še stroški povezani s priključitvijo v sistem ter delovanje v okviru tega sistema. Gledano s širše perspektive lahko razslojimo stroške [26] na več plasti oziroma nivojev:

- **stroške na nivoju proizvodne enote** (načrtovanje, oprema, gradnja, financiranje, gorivo, vzdrževanje in obratovanje,...),
- **neposredne stroške na nivoju omrežja** - stroški dobave določene količine energije iz proizvodne enote pri določeni stopnji zanesljivosti dobave (delež stroškov za izgradnjo in nadgradnjo omrežja, ki omogočajo priključitev in distribucijo energije iz proizvodne enote, sistemske storitve povezane z distribucijo energije iz proizvodne enote) in
- **ostale posredne stroške v sistemu** (posredni stroški vezani na širše gospodarsko okolje, posredne okoljske vplive,...).

Sodobni razvoj elektroenergetskega sistema v vse večji meri zaznamujejo obnovljivi viri energije z izrazito variabilnim karakterjem proizvodnje (angleško: variable renewable energy - VRE). Imajo relativno velik vpliv na omrežje, zlasti v primerjavi z drugimi viri [27]. Zaradi tega je izjemno pomembno kvalitetno vrednotenje vseh zgoraj navedenih stroškov, saj le tako lahko vrednotimo vpliv VRE enot.

Vplivi VRE na EES so povečani zaradi naslednjih dejstev:

- **Velika verjetnost** je, da je določena VRE enota sposobna **proizvajati energijo hkrati z ostalimi VRE viri enake vrste** (npr.: veter, kot vir energije za vetrne elektrarne je prisoten hkrati za vse tovrstne enote na nekem področju). To dejstvo ima za posledico povečane potrebe po fleksibilnih rezervah, ki se morajo angažirati večkrat in v večji meri.
- **Potrebe po večji rezervi** so tudi posledica relativno **večje nezanesljivosti VRE** zaradi odvisnosti od spremenljivih naravno pogojenih dejavnikov (nenaden primanjkljaj vetra, nenadna oblačnost,...).
- Potrebe po **ojačitvah omrežja**, če gre za **lokalno pogojene vire VRE** (npr.: vetrno polje na ugodni lokaciji, ki je oddaljena od obstoječih elektroenergetskih povezav in porabnikov). Posledično se lahko povečajo tudi izgube v omrežju. Situacija je lahko tudi obrnjena, in se izgube lahko tudi zmanjšajo, če je vpetost proizvodnih VRE v omrežje boljša (npr.: male sončne elektrarne postavljene blizu potencialnih porabnikov). Vsekakor pa je tudi v tem primeru potrebno prilagajati strukturo omrežja.

Pomembne sistemske vplive velikega deleža VRE je pokazala tudi analiza OECD [28]. Ugotovili so, da je povečanju deleža VRE sledilo znatno povečevanje sistemskih stroškov. Poleg povečevanja stroškov so bile zaznane obdobja z večjimi presežki električne energije, kar je vodilo do negativne cene. Hkrati je prihajalo do povečanega angažmaja klasičnih proizvodnih enot, s ciljem zagotavljanja stabilnega delovanja sistema.

Vsi omenjeni vplivi so medsebojno prepleteni in v veliki meri pogojeni, tako da jih je težko ločevati in je s tega stališča analiza kompleksna in zahtevna. Kot je videti iz navedenega, se nekateri stroški lahko povečajo, nekateri pa se lahko tudi zmanjšajo. Vsekakor pa je pri povečanju deleža VRE potrebno nujno povečevati tudi delež enot, ki so sposobne fleksibilnega delovanja v zadostni meri.

Zaradi kompleksnosti gradnje elektroenergetskih objektov in njihovega zahtevnega umeščanja v prostor je za omilitev vpliva VRE mogoče:

- na kratki rok: **prilagajati delovanje obstoječega sistema**,
- na srednji rok: **zgraditi nove enote** (ali zaustaviti obstoječe),
- na dolgi rok: **smotrno razvijati celovit sistem** z novimi enotami in optimirati njegovo delovanje.

Kratkoročni vpliv velikega deleža VRE na EES ima za posledico zniževanja letnega faktorja obremenitve obstoječih elektrarn in hkrati zniževanje cene električne energije na trgu v času velike proizvodnje iz VRE. Velik pritisk povzroča prednostni odjem proizvodnje iz VRE ter spodbude za te enote, kar jim omogoča ponudbo elektrike po izjemno nizkih cenah. Zagotovljene subvencionirane odkupne cene za električno energijo iz VRE omogočajo lastnikom teh enot plasiranje te elektrike na trgu po zelo nizki ceni. To lahko privede celo do situacije z negativno ceno električne energije na trgu.

Poleg zgoraj omenjenega vpliva subvencij imajo pomemben učinek pri določitvi vpliva VRE na sistem in iskanje optimalnih deležev tehnologij tudi naslednji faktorji [27]:

- delitev sistemskih stroškov in določitev „povzročiteljev“ le teh,
- stopnja povečevanja deleža VRE,
- zmožnost sistema za prilagoditev na spremembe,
- predpostavke glede sprememb cen goriv in emisijskih kuponov,
- razvoja novih tehnologij in
- deleži obstoječih tehnologij glede na (spremenljivo) energetska politiko.

Večanje deleža VRE ima za posledico povečanje prenosnih kapacitet (oddaljeni viri VRE, npr.: večja vetrna polja, večje potrebe po zagotavljanju sistemskih rezerv – pogojeno tudi z razvojem enotnega trga) in na razvoj distribucijskega omrežja ter nadgradnjo v smeri pametnih omrežij (VRE viri priključeni na distribucijsko omrežje, npr.: male sončne elektrarne).

Uspešnost integracije VRE enot v EES je tako odvisna od:

- kratkoročne sposobnosti prilagajanja obstoječih enot na pojavljajoče se zahteve,
- planiranja ustrezne dinamike povečevanja delež VRE kapacitet,
- investicij v prilagajanje omrežja,
- investicij v nove (bolj fleksibilne) proizvodne enote skladno s planirano dinamiko povečanja deleža VRE,
- krepitev vloge porabnika (ang.: demand side integration in demand side management)
- razvoj tehnologij in izgradnja kapacitet za hranjenje energije.

Če od zgoraj omenjenih ukrepov izpostavimo potrebno fleksibilnost enot za sledenje dinamiki povečanega obsega VRE lahko tu izpostavimo tudi jedrsko tehnologijo, kjer se vlaga v razvoj novih reaktorjev, ki bodo sposobni večjim dinamičnim potrebam. Hkrati pa ugotavljamo, da že obstoječe enote lahko zagotovijo veliko dinamiko obratovanja. Na primeru francoskih jedrskih elektrarn [14] vidimo, da dosegajo dinamiko okoli 3 % na minuto, kar predstavlja zaradi velike inštalirane moči velik obseg možnosti za dinamiko prilagajanja (povečanje moči z 260 MW na 1.300 MW in nazaj v 30 minutah).

Ob upoštevanju zgornjih navedb je za učinkovito delovanje sistema **mogoče določiti optimalne deleže različnih proizvodnih tehnologij**. Tako določeni optimalni deleži so lahko zgolj okvirni, saj so odvisni od metodologije in natančnosti podatkov. Ne glede na to pa je za trajnostni razvoj in širšo dobrobit družbe potrebno in koristno ustrezno **pravočasno planiranje proizvodnih kapacitet in implementacija ustreznega deleža različnih energetske tehnologij z ustrezno dinamiko povečevanja deleža vplivnih tehnologij kot so VRE**.

1.9 VIRI

- [1] Energy 2020: A strategy for competitive, secure, and sustainable energy [COM(2010)639]].
- [2] A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 [COM(2014) 15].
- [3] Energy Roadmap 2050 [COM(2011) 885].
- [4] A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, Energy Union Package, 2015.
- [5] spletna stran EUROSTAT, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview , dostopano 29.8.2017.
- [6] spletna stran Swiss Federal Office of Energy SFOE, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=en&dossier_id=00769 , dostopano 29.8.2017.
- [7] European Commission, EU Energy - Statistical pocketbook 2017.
- [8] The National Energy and Climate Strategy for 2030, Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, 2016.
- [9] State Energy Policy of the Czech Republic, Ministry of Industry and Trade of Czech Republic, 2014.
- [10] National Energy Strategy 2030, Hungarian Ministry of National Development, 2012.
- [11] Energy Transition for Green Growth Act in Action, French Ministry of the Environment, Energy and the Sea, 2016.
- [12] Spletna stran Francetvinfo: <http://www.francetvinfo.fr/politique/gouvernement-d-edouard-philippe/le-gouvernement-abandonne-l-objectif-de-reduire-d-ici-2025-la->

part-du-nucleaire-dans-la-production-d-electricite-a-50-annonce-nicolas-hulot_2456302.html; dostopano: 16.11.2017.

- [13] France: energy policy in flux, Nuclear Monitor št.: 4646 (844), 25.5.2017; spletna stran : <https://www.wiseinternational.org/nuclear-monitor/844/france-energy-policy-flux>; dostopano: 22.9.2017.
- [14] Naš stik, Jedrska energetika je inovativen posel, št. 5, oktober 2017.
- [15] Energy Policies of IEA Countries – The UK, IEA, 2012.
- [16] The energy revolution and future challenges for UK energy and climate change policy, House of Commons of UK, Energy and Climate Change Committee, 2016.
- [17] Energy Policy, Scottish Parliament, 2017.
- [18] The energy revolution and future challenges for UK energy and climate change policy, House of Commons of UK, Energy and Climate Change Committee, 2016 in vir: Energy Policy, Scottish Parliament, 2017.
- [19] Hinkley Point C to power six million UK homes, Department of Energy & Climate Change, 2015; spletna stran: <https://www.gov.uk/government/news/hinkley-point-c-topower-six-million-uk-homes>; dostopano 12.8.2017.
- [20] Nuclear Site Licence Application Summary, Horizon NP, 2017.
- [21] Framework of Energy Polycy Agreement Between the Swedish Coalition, spletna stran Švedske vlade: <http://www.government.se/49d8c1/contentassets/8239ed8e9517442580aac9bcb00197cc/ek-ok-eng.pdf>, dostopano 9.8.2017.
- [22] Sweden´s renewable energy policies towards 2020 and 2030, Ministry of the Environment and Energy of Sweden, 2016.
- [23] Energy Policies of IEA Countries – Sweden, IEA, 2013.
- [24] Energy Strategy 2050 Afterthe Popular Vote, Swiss Federal Office of Energy, 2017; spletna stran <http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06445/index.html?lang=en>, dostopano: 30. 8. 2017.
- [25] Energy Policies of IEA Countries – Switzerland, IEA, 2012.
- [26] Nuclear Energy and Renewables - System Effects in Low-carbon Electricity Systems, OECD-NEA, 2012.
- [27] Projected Costs of Generating Electricity, IEA, NEA, OECD, 2015.

- [28] NDC Programme of Work 2017-2018 and Carry-over Activities Progress Report: Dealing with System Costs in Decarbonising Electricity Systems: Policy Options, OECD, NEA, 2018.

2 VIZIJA – VARNOST IN ZANESLJIVOST, UČINKOVITOST (KONKURENČNOST) IN TRAJNOSTNI NAČIN ZAGOTAVLJANJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.1 IZRAČUN STROŠKOV IZPADA V ELEKTROENERGETSKEM SISTEMU

2.1.1 Pomen elektroenergetskega sistema za sodobno družbo

Sodoben in dobro delujoč elektroenergetski sistem (EES) je en od nujnih pogojev za učinkovito delovanje družbe in konkurenčnost gospodarstva. Še posebej se to izpostavi v kritičnih trenutkih, kjer se pokaže, da je delovanje sodobne družbe v veliki meri močno odvisno od delovanja EES. Odvisnost oziroma močna soodvisnost z ostalimi sistemi je prisotna na mnogih področjih, kot so: transport, komunikacije, dobava vode in hrane, zdravstvo,... Delovanje EES je prepoznano kot ključno tudi s strani Vlade Republike Slovenije, ki je v sklepu iz leta 2014 sektor kritične infrastrukture, ki zagotavlja energetske podpore uvrstila na sam vrh [1]. Pomembnost elektroenergetskega sektorja pa je prepoznana kot ključna tudi v strokovnih krogih, ki se ukvarjajo z zanesljivostjo delovanja družbe in kritičnimi sistemi, kjer navajajo, da je potrebno 80 odstotkov pozornosti usmeriti na 20 odstotkov objektov, med katere spada tudi električna infrastruktura [2].

Sam EES je ravno tako sestavljen iz podsistemov, ki morajo usklajeno delovati, da bi zagotavljali nemoteno in kakovostno oskrbo porabnikov. Delovanje proizvodnih enot ter prenosnega in distribucijskega sistema električne energije je tukaj ključno. Ti sistemi so bili skozi zgodovino razvijani in nadgrajevani (tudi v smislu učinkovitega obvladovanja kritičnih situacij). V sodobnem času se vse bolj krepi tudi vloga porabnika (aktivno obvladovanje porabe), hkrati pa se razvijajo in v vse večji meri v proizvodnjo električne energije vključujejo OVE oziroma VRE. VRE enote imajo v veliki meri variabilen karakter proizvodnje, ki ga je težje obvladovati.

Zgoraj navedene spremembe v elektroenergetskem sistemu predstavljajo izzive za prihodnost. Za usklajeno delovanje sistema ter zagotavljanje kakovostne in varne oskrbe bo potrebno vložiti dodatne napore in sredstva.

2.1.2 Scenariji izpadov v elektroenergetskem sistemu

Med delovanjem EES se dogajajo različni kritični dogodki, kjer se poizkuša v najkrajšem možnem času ponovno zagotoviti varno in zanesljivo oskrbo porabnikov. Kritičnih dogodkov v EES z različno stopnjo verjetnosti in različnimi razsežnostmi posledic na družbo je zelo veliko. Glede na ilustrativni namen segmenta kritičnih dogodkov v tej študiji so bili izbrani trije reprezentančni primeri, ki predstavljajo srednje verjetne primere izpadov proizvodnje z manjšimi posledicami ter manj verjetne izpade z velikimi posledicami za delovanje družbe. Obravnavani scenariji so bili obdelani za sedanje razmere v EES ter za prihodnje obdobje (leto 2025).

Obremenitev omrežja s strani porabnikov v času dogodkov se je gibala med 1.500 in 1.680 MW gledano na prenosnem omrežju. Poraba je bila zagotovljena delno iz

domačih proizvodnih virov in deloma iz uvoza. Upoštevane so bile naslednje proizvodne enote:

- TEŠ-B4 z močjo do 210 MW,
- TEŠ-B6 z močjo od 465 MW do 490 MW,
- NEK z močjo do 345 MW,
- DEM z močjo od 260 MW do 350 MW,
- ostale elektrarne (HE na Savi in Soči ter TE-TOL) s skupno močjo od 220 MW do 365 MW.

Razlika med proizvodnjo in porabo je bila krita iz rednega uvoza in se je gibala na ravni moči do 145 MW.

Obdelani so trije scenariji v dveh časovnih obdobjih:

- *Scenarij 1 – sedaj in Scenarij 1a – leto 2025* (izpad večje proizvodne enote, primanjkljaj moči v višini 490 MW za obdobje 24 ur),
- *Scenarij 2 – sedaj in Scenarij 2a – leto 2025* (izpad v ključnem RTP, primanjkljaj moči v višini 625 MW za obdobje 24 ur) in
- *Scenarij 3 – sedaj in Scenarij 3a – leto 2025* (razpad celotnega EES, povprečni primanjkljaj moči v višini 950 MW za obdobje 72 ur).

Scenarij 1 - sedaj

Po prvem scenariju je odjem v trenutku dogodka znašal 1.550 MW. Ob povprečni hidrologiji je bil odjem pokrit iz domačih proizvodnih enot: termoelektrarna Šoštanj – blok 6 (TEŠ 6), Nuklearna elektrarna Krško (NEK), termoelektrarna-toplarna Ljubljana (TE-TOL), hidroelektrarne (HE) na Dravi, Savi in Soči. Ob izpadu velike proizvodne enote (TEŠ 6) pride do primanjkljaja 490 MW.

Del izpadle moči se nadomesti iz TE Brestanica in sicer v višini 290 MW. Ta objekt zagotavlja potrebno moč v celotnem obdobju trajanja izpada in v 24 urah proizvede 6,96 GWh električne energije. Preostali del izpadle moči (200 MW) v prvih štirih urah zagotavljajo hidroelektrarne z ustreznim povečanjem moči ter črpalna hidroelektrarna (CHE) Avče. Proizvedena energija iz teh virov znaša 0,8 GWh. Preostali čas (20 ur) do ponovne vzpostavitve proizvodnje v TEŠ 6 pa manjkajočih 200 MW zagotavlja blok 4 v Šoštanju (TEŠ 4), ki v 20 urah obratovanja proizvede 4 GWh električne energije.

Scenarij 1a - leto 2025

Predpostavke glede porabe in proizvodnje ter kritičnega dogodka so pri tem scenariju podobne kot pri prejšnjem s to razliko, da gre za sušno leto, kjer ne moremo računati na HE glede nadomeščanja izpadle proizvodnje. Poleg tega pa ne moremo računati na proizvodnjo iz TEŠ 4, saj bo ta blok po predvidevanjih zaprt že leta 2021. Primanjkljaj energije v višini 4,8 GWh (200 MW izpad moči, ki traja 24 ur) je mogoče nadomestiti le iz intervencijskega uvoza, ob predpostavki, da je to energijo v tujini mogoče dobiti in tudi transportirati v Slovenijo.

Scenarij 2 – sedaj

Pri tem scenariju je odjem v trenutku dogodka znašal 1.500 MW. Ob povprečni hidrologiji je bil odjem pokrit iz domačih proizvodnih enot: TEŠ 6, NEK, TE-TOL, HE na Dravi, Savi in Soči. Delitev porabe med zahodom in vzhodom ocenimo v razmerju 60 %/40 %, kar pomeni, da je moč porabnikov na zahodu Slovenije znašala 900 MW. Ob okvari v RTP Beričevo porabniki na zahodu izgubijo možnost

napajanja z vzhoda, kjer je skoncentrirana velika večina proizvodnje. Za pokrivanje porabe na zahodu je ostala elektrarna TE-TOL in HE na Soči ter HE na zgornjem vodotoku Save. Del potreb pokrije tudi ČHE Avče. Izpad v RTP Beričevo traja 24 ur. V tem času zgoraj omenjene enote na zahodu lahko zagotovijo moč v višini 275 MW. Preostali primanjkljaj moči v višini 625 MW predstavlja v 24 urah primanjkljaj energije v višini 15 GWh. To energijo lahko nadomestimo zgolj z intervencijskim uvozom, če je ta možen.

Scenarij 2a - leto 2025

Pri tem scenariju so predpostavke glede proizvodnje, porabe in samega dogodka enake kot pri *Scenariju 2*, le da gre za drugačne okoliščine, ki vplivajo na zmožnost dobave električne energije iz tujine ter na njeno ceno v prihodnosti.

Scenarij 3 – sedaj (izpad 950 MW / 72 ur / 68,4 GWh – nedobavljena energija)

Pri scenariju 3 je odjem v trenutku dogodka znašal 1.680 MW. Ob povprečni hidrologiji je bil odjem pokrit iz domačih proizvodnih enot: TEŠ 6, NEK, TE-TOL, HE na Dravi, Savi in Soči, del energije pa je bil uvožen.

Sledil je razpad elektroenergetskega sistema, kjer je preteklo 72 ur do ponovne polne vzpostavitve delovanja sistema. Povprečni primanjkljaj v 72 ur trajajočem dogodku je znašal 950 MW moči oziroma 68,4 GWh energije in predstavlja nedobavljeno energijo.

Scenarij 3a – leto 2025

Podobno kot pri relaciji scenarijev 2 in 2a gre tudi pri scenariju 3 in 3a za enake predpostavke glede proizvodnje, porabe in samega dogodka. Namen scenarija 3a je ovrednotenje enakega dogodka v prihodnosti.

2.1.3 Alternativna pristopa oceni stroškov izpada električne energije

Sodobni trg električne energije je dolgoročno nestabilen. Pomeni, da se ravnotežje med ponudbo in povpraševanjem spreminja na način, da prihaja do velikih nihanj v ceni električne energije, občasno pa tudi do nesposobnosti ponudbe, da bi pokrila povpraševanje po tej dobrini. To nestabilnost lahko brez dodatnih analitičnih podlag opazujemo v občasnih izpadih dobave električne energije (»električnih mrkih«) v najbolj razvitem delu sveta. Po ekonomski teoriji [3] imamo dva glavna vzroka za omenjeno inherentno lastnost trga električne energije. Prvi je v togosti povpraševanja po električni energiji. Kratkoročno jo porabniki v glavnem ne moremo nadomestiti z drugimi dobrinami (elektrika ima slabe substitute), ne moremo jo hraniti v skladiščih (ali pa le v omejenih količinah, z visokimi stroški in za krajši čas) in njene porabe ne moremo zamakniti za določen čas (razen zopet izjemoma). V glavnem porabniki električno energijo in celo ustrezno kakovost te energije (stabilna električna napetost) potrebujemo ves čas in v vsakem trenutku. Pomanjkanje dobave te energije povzroča visoke stroške na celotnem območju, ki ga ta izpad prizadene. Drug vzrok inherentne nestabilnosti trga z električno energijo je sposobnost ponudbe, da se znatnejšemu povečanju povpraševanja prilagodi šele z novimi zmogljivostmi, torej z zamikom odvisnim od časa potrebnega za dokončanje investicij v te zmogljivosti. Na specifičnem trgu električne energije se v skladu s cobweb teoremom [4] kratkoročno zelo toga ponudba (kadar so zmogljivosti v bližini polne zasedenosti) prilagaja še bolj togemu povpraševanju. Po definiciji v takem primeru brez vpliva zunanjega

dejavnika (neke vrste gospodarske politike, v našem primeru brez energetske politike) ni ravnotežja. Občasno se na trgu pojavljajo pomanjkanja električne energije z električnimi mrki in velikimi podražitvami elektrike.

Nemotena dobava električne energije je ključna za normalno delovanje narodnega gospodarstva in za ohranjanje življenjskega standarda prebivalstva. Morebitna prekinitev te dobave povzroči stroške na napravah, izpad proizvodnje, dodane vrednosti in znižanje koristnosti dobrin, pa tudi dolgoročno spremembo v obnašanju udeležencev na trgu električne energije – spremembo investicijskih tokov, prekinitev poslovnih razmerij, višje cene in podobno. Povprečno ekonomsko škodo na izgubljeni kilovatni uro elektrike izračunamo s posebnim kazalnikom: Value of Lost Load – VoLL [5]. Običajno VoLL izračunamo s kombinacijo t.i. proxy metode (ocena stroškov, ki so vezani na zanesljivost dobave elektrike, npr. izgubljena dodana vrednost – na ta način so pridobljeni podatki za sektor »negospodinjstev«, to je za podjetja in ostale institucije) ter t.i. kontingenčne metode (z anketo na reprezentativnem vzorcu gospodinjstev se oceni koliko bi bili porabniki elektrike pripravljeni plačati, da bi se izognili izpadu dobave te dobrine - Willingness to pay ali s kratico: WTP). Mednarodno primerljivo oceno VoLL sta na osnovi obsežnega pregleda empirične literature opravila Van der Welle in Van der Zwaan [6]. Pri tem sta za gospodarsko razvite države (torej tudi za Slovenijo) ocenila 90% interval VoLL na 5-25 USD/kWh. Po povprečnem mesečnem tečaju ECB za celo leto 2016, 1EUR=1,1069\$, je VoLL za razvita gospodarstva med 4,5 in 22,6 EUR/kWh. Z gospodarsko razvitostjo se VoLL povečuje. Za Slovenijo so leta 2011 v študiji Košnjek et. al. [7] stroški VoLL ocenjeni na 6,72 EUR/kWh. Gre za vrednost bližje spodnji meji stroškov predvidenih po primerjalni analizi Van der Welle in Van der Zwaan [6], kar pa je glede na našo gospodarsko razvitost tudi pričakovati. V nadaljevanju bomo upoštevali VoLL po oceni Košnjek et. al [7].

V zadnjih dvajsetih letih se je gospodarjenje z električno energijo preobrazilo (tranzicija) iz infrastrukturne v tržno dejavnost, v obdobjih omejene ponudbe oziroma pomanjkanja električne energije pa so se pojavila precejšnja povečanja njene cene. Preko teh »cenovnih konic« lahko alternativno ocenimo stroške omejene ponudbe električne energije saj gre v bistvu za stagflacijsko krizo: povečanje cen in znižanje gospodarske dejavnosti ter zaposlenosti. Pri prebivalstvu se ponudbena kriza, povezana s podražitvijo električne energije, kaže v znižanju realnega dohodka, upadu povpraševanja in prihrankov.

V tem poglavju na primeru delovanja slovenskega gospodarstva prikazujemo oba alternativna pristopa oceni stroškov izpada dobave električne energije.

2.1.4 Ocena izpada dobave električne energije ob motnjah delovanja elektroenergetskega sistema

Težave, ki lahko nastopijo in nastopajo pri sinhronizaciji delovanja elektroenergetskega sistema prikazujemo v treh scenarijih. Gre za tri možne dogodke pri katerih bi/bo prišlo do prekinitve nemotenega delovanja slovenskega elektroenergetskega sistema, posledično pa tudi do motenj v delovanju narodnega gospodarstva. Vsak scenarij je razdeljen v dva dela glede na razpoložljive proizvodnje zmogljivosti 2017 in 2025, kot je opisano v poglavju 2.1.2.

V tem poglavju vidimo, da bi bilo ob normalnih razmerah na trgu električne energije pričakovati, da bo slovenski elektroenergetski sistem v primeru manjšega oziroma predvidoma še obvladljivega izpada električne energije dobil manjkajočo elektriko iz uvoza. V scenariju 3 pri 72 urnem razpadu elektroenergetskega

sistema tega seveda ni: električna energija iz uvoza ni razpoložljiva, saj elektroenergetski sistem ne deluje. V primeru, da bi do izpada proizvodnje električne energije, predvidenega z našimi scenariji, prišlo ob nenormalnih razmerah na trgu te dobrine v Srednji Evropi, lahko pričakujemo, da pokritje izpada ponudbe ne bi bilo mogoče doseči iz uvoza, če pa že, potem po ceni, ki bi približno ustrezala VoLL (6,72 EUR/kWh) in pomeni sama po sebi ponudbeni šok za naše gospodarstvo (več o vplivu velikih podražitev – konic, električne energije na slovensko gospodarstvo je prikazano v naslednjem podpoglavju).

V primeru, da ob izpadu domače ponudbe električne energije, kot jo predvidevajo naši trije scenariji, Slovenija ne bi dobila električne energije iz uvoza, bi sledilo pomanjkanje te dobrine na trgu: po prvem scenariju za 4,8 GWh, po drugem scenariju za 15 GWh in po tretjem scenariju za 68,4 GWh. Kot vidimo v tabeli 1, ob za slovenske razmere ocenjenem VoLL [7] to predstavlja izgubo, kot smo omenili v točki 2.1.3 gre pri gospodarstvu pa za znižanje prihodka za ene in druge skupaj v višini 32,3 milijona evrov (prvi scenarij), 100,8 milijona evrov (drugi scenarij) ter 459,6 milijona evrov (tretji scenarij). V zadnjem primeru seveda govorimo o havariji.

Tabela 1: Direktni strošek izpada dobave električne energije po treh predvidenih scenarijih (VoLL je 6.72 EUR/kWh)

	Izpad dobave električne energije	Direktna izguba zaradi izpada dobave električne energije
	GWh	Milijoni evrov
Scenarij 1 ₁	4,8	32,3
Scenarij 2 ₁	15,0	100,8
Scenarij 3 ₁	68,4	459,6

₁ Predpostavljamo, da intervencijski uvoz ni mogoč; v 3. scenariju je ta predpostavka vključena sama po sebi.

V analizi vpliva izpada dobave električne energije na naše gospodarstvo predpostavljamo, da se bo omejeni ponudbi električne energije gospodarstvo (negospodinjstva) prilagodilo z zmanjšanjem dejavnosti odvisne od dobave te dobrine. V input-output analizi takšno prilagoditev ocenjujemo z opazovanjem vpliva zmanjšanja ponudbe dane panoge po vrstici. V našem primeru gre za 24. panogo 63 sektorske tabele za 2014. V tej panogi (»Oskrba z električno energijo, plinom in paro«) zavzema oskrba z električno energijo 83,3% delež [8]). Nadalje predpostavljamo da se bo za gospodinjiski del odjema električne energije - 24,9% njene skupne končne porabe v letu 2014 [9] - znižal realni dohodek in vplival na upad osebne porabe. Ob 4,6% nagnjenju prebivalstva k prihrankom bo upad realnega dohodka vodil tudi do znižanja investicij (zmanjšal se bo vir za njihovo kreditiranje). V tem primeru gre za vpliv upada povpraševanja, ki ga kaže stolpec ustrezno strukturirane porabe (proporcionalno osebni oziroma investicijski porabi po 63 panogah input-output matrike). Ocenjen VoLL torej upoštevamo kot povečanje stroškov gospodarstva in znižanje realnega dohodka prebivalstva. Gospodarstvo se stroškovnemu pritisku prilagodi z znižanjem obsega in s spreminjanjem strukture dejavnosti, prebivalstvo pa se prilagodi tako da zniža povpraševanje proporcionalno deležu dobrin v potrošnikovi košarici. Na podoben način se zaradi nižjega kreditnega potenciala finančnih institucij (banke, različni skladi, ki zbirajo prihranke prebivalstva) zmanjša investicijska poraba proporcionalno deležu dobrin v njeni strukturi.

Rezultate neposrednega (VoLL) in posrednega vpliva omejene ponudbe električne energije (njenega pomanjkanja na trgu) na slovensko gospodarstvo v skladu s predpostavkami naših treh scenarijev prikazuje tabela 2 (o metodologiji več v nadaljevanju, podpoglavje 2.1.6).

Tabela 2: Multiplikativni učinek izpada dobave električne energije po treh predvidenih scenarijih (VoLL je 6,72 EUR/kWh)

	Scenarij 1	Scenarij 2	Scenarij 3
	Vrednost	Vrednost	Vrednost
	Mio EUR	Mio EUR	Mio EUR
Proizvodnja	-50	-157	-717
Dodana vrednost	-24	-75	-343
Prejemki zaposlenih	-11	-33	-152
Amortizacija	-8	-25	-113
Neto poslovni presežek	-4	-12	-56
Delovno aktivni (število)	-464	-1.449	-6.608
Osnovna sredstva	-148	-463	-2.111
Investicije za raziskave in razvoj	-0.2	-1	-3
Javnofinančni prejemki	-9	-28	-127
Uvoz blaga in storitev	-8	-26	-117

V tabeli 2 vidimo da bi ob izpadu dobave električne energije za 4.8 GWh in VoLL v višini dobre 32 milijonov evrov, prihodek v slovenskem gospodarstvu upadel za 50 milijonov evrov, dodana vrednost za 24 milijonov evrov, javnofinančni prihodki pa za 9 milijonov evrov. Brez dela bi začasno ostalo 464 zaposlenih in izven uporabe oziroma neizkoriščenih bi bilo za 148 milijonov evrov osnovnih sredstev. Ob krčenju gospodarske dejavnosti bi se uvoz blaga in storitev znižal za 8 milijonov evrov.

Rezultati v četrtem in petem stolpcu tabele 2 kažejo, da bi večja motnja pri dobavi električne energije v Sloveniji (scenarij 2 s predpostavko izpada oskrbe z elektriko v višini 15 GWh in VoLL v višini 100,8 milijona evrov) na narodnogospodarski ravni vodila v upad prihodka za 157 milijonov evrov, dodane vrednost za 75 milijonov evrov in javnofinančnih prihodkov za 28 milijonov evrov. V tem primeru bi začasno ostalo brez dela 1.449 zaposlenih, neizkoriščenih pa bi bilo za 463 milijonov evrov osnovnih sredstev. Uvoz blaga in storitev bi upadel za 26 milijonov evrov.

V zadnjih dveh stolpcih tabele 2 so prikazane posledice havarije v primeru 72 ur trajajočega razpada slovenskega elektroenergetskega sistema. Prihodek bi se znižal za 717 milijonov evrov, dodana vrednost za 343 milijonov evrov, javnofinančni prihodki za 127 milijonov evrov, posledično pa tudi uvoz za 117 milijonov evrov. Prizadetih (brez možnosti za delo) bi bilo 6.608 delovnih mest,

neizkoriščena bi ostala osnovna sredstva v vrednosti preko 2,1 milijarde evrov. Investicije v raziskave in razvoj bi se znižale za 3 milijone evrov.

Na narodnogospodarski ravni bi manjši izpad dobave električne energije (scenarij 1) povzročil škodo v višini nekoliko manj kot desetinke odstotka dodane vrednosti in ostalih analiziranih ekonomskih spremenljivk. Pomanjkanje električne energije v večjem obsegu (scenarij 2) bi povzročil škodo v višini okoli 0,2 odstotka dodane vrednosti, medtem ko bi havarija na področju oskrbe z električno energijo (scenarij 3) vodila v narodnogospodarsko škodo na ravni 1 odstotka dodane vrednosti. Vpliv izpada dobave električne energije bi bil pri izkoriščenosti kapitala relativno (v odstotku na narodnogospodarski ravni) večji od vpliva na zaposlenost in relativno večji pri izpadu obračunane amortizacije kot pa pri znižanju prejemkov zaposlenih. Izpad dobave električne energije bi imel relativno večji vpliv na znižanje dodane vrednosti kot pa na upad uvoza, kar kaže, da bi bile bolj prizadete uvozno podpovprečno odvisne gospodarske panoge.

2.1.5 Ocena stroškov izpada dobave električne energije zaradi povečanja njenih cen

Nekako od začetka devetdesetih let dvajsetega stoletja dalje se je v svetu, pa tudi pri nas, odvijal proces prehoda gospodarjenja z električno energijo od infrastrukturne panoge v tržno dejavnost [10, 11]. Ena od posledic tega procesa, vezana na kratkoročno optimizacijo stroškov delovanja elektroenergetskega sistema, je bila poslabšanje zanesljivosti delovanja tega sistema [12]. Ravno ko se je ta proces končal, se je začelo intenzivno in obsežno subvencioniranje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov. Navidezno nekonkurenčni klasični proizvajalci te dobrine so bili primorani v krčenje dejavnosti ter investicij. Oba procesa sta povzročila precejšnje nihanje cen električne energije z velikimi konicami v obdobju, ko je ponudba električne energije iz obnovljivih virov omejena (ni vetra, suša, ipd.). V zadnjem času so tipičen primer takšnega pomanjkanja električne energije »električni mrki« v avstralski zvezni državi Južni Avstraliji, glaven vzrok pa je 40% odvisnost dobave elektrike od njene proizvodnje v vetrnih elektrarnah. Problem je sistemski operater prenosnega omrežja sicer reševal z neuspešnim poskusom instalacije baterij (Tesla), deloma pa tudi na klasičen način (za dva tedna so prenehali delovati rudniki bakra, talilnice in železarne), vendar se je trg električne energije odzval z izrazitimi podražitvami te dobrine, tudi do 14 tisoč avstralskih dolarjev (10 tisoč evrov) na megavatno uro. Krize oziroma kritični dogodki, v katerih je ogrožena zanesljiva in stabilna oskrba prebivalstva ter gospodarstva z električno energijo, se ponavljajo večkrat na leto. Enkrat jih povzroči dolgotrajna suša, drugič večja nevihta z izpadom daljnovoda, preko katerega poteka uvoz električne energije iz ostalih avstralskih zveznih držav [13, 14, 15].

Teoretično vzeto je možno, da se celotno pomanjkanje ponudbe električne energije razporedi po danem narodnem gospodarstvu glede na sposobnost potrošnikov (gospodarstva, gospodinjstev), da financirajo nakup električne energije po izrazito visokih cenah. Tisti, ki tega ne zmorejo, se povečanim stroškom prilagodijo z znižanjem svoje gospodarske dejavnosti ali pa življenjskega standarda. Upad realnega dohodka ima za posledico tudi zmanjšanje prihrankov ter investicijskega potenciala v danem narodnem gospodarstvu. Blaginja in mednarodna konkurenčnost sodobne družbe na postindustrijski fazi razvoja temelji na ustrezni infrastrukturi, od šolstva, zdravstva in varnosti do prometa in ustrezno stabilne

oskrbe z energijo. Družba, ki to infrastrukturo zanemari dolgoročno drsi na svetovno gospodarsko obrobje.

V kolikor bi se pomanjkanje električne energije na trgu preneslo v visoke cene ter na vzpostavitev novega ravnotežja pri teh cenah, lahko govorimo o klasičnem ponudbenem šoku oziroma stagflacijskem pritisku. Podražitev elektrike vpliva na gospodarstvo kot kapacitetna omejitev, saj se mu dostopnost do tega pomembnega energenta zmanjša. Obenem podražitev elektrike vpliva tudi na zmanjšanje realnega dohodka in s tem povpraševanja prebivalstva. Kapacitetni učinek in vpliv preko povpraševanja se seštevata.

Za prikaz ocene narodnogospodarskih posledic takšnega stagflacijskega pritiska vzemimo primer sušnega januarja 2017 v Sloveniji. V prvem četrtletju tega leta so povprečne cene energije za gospodinjstva (razredi DB, DC, DD, oziroma letni odjem električne energije od 1.000 do 15.000 KWh) znašale 54,07 EUR/MWh s končno ceno (tudi stroški omrežja in davščine) v višini 162,53 EUR/MWh, za negospodinski odjem (industrija, storitveni sektor, javni sektor; razredi IB, IC, ID, in IE, oziroma letni odjem od 20 do 70.000 MWh) pa so bile cene električne energije 41,28 EUR/MWh s skupno končno ceno 95,28 EUR/MWh [9].

Pomanjkanje ponudbe električne energije je vodilo v skok cen te dobrine. Januarja je pri trgovanju na slovenski energetske borzi - BSP SouthPool energetska borza - dosegla povprečje 89,63 EUR/MWh [16]. Razlika med ravnovesno ceno na energetske borzi in poprečno ceno električne energije je bila 35,56 EUR/MWh pri gospodinjstvih in 48,35 EUR/MWh pri vseh ostalih (gospodarstvo vključno s storitvami in javnim sektorjem). V kolikor bi se ravnovesne cene iz kratkoročnega trga prenesle na celotno trgovanje in na vse cene, bi se električna energija za gospodinjstva (vključno s stroški omrežja in davščinami) podražila za 22%, medtem ko bi bila pri negospodinskem odjemu podražitev te dobrine skoraj 51%. Po prenehanju motenj na trgu bi se cene zopet nekoliko znižale.

Pri oceni stagflacijskega pritiska pomanjkanja električne energije na gospodarstvo predvidevamo, da se bo višja cena električne energije v celoti prenesla na ceno za prebivalstvo (gospodinjstva) in gospodarstvo (negospodinjstva). Sčasoma se bo namreč dvignila tudi cena elektrike v terminskih pogodbah in pogodbah z veljavnostjo na daljši rok. Visoka cena elektrike v obdobju bolj ali manj pogostih konic nakazuje, da gre za redko dobrino in tej relativni redkosti se bo ravnotežje na trgu električne energije vzpostavilo pri ustrezno višji ceni. Stagflacijski pritisk se bo razporedil na daljše obdobje. Sčasoma bodo višje cene spodbudile investicije v nove proizvodne zmogljivosti, tudi takšne, ki bodo zagotavljale stabilnost ponudbe, vendar nas v tej analizi zanima kratkoročni učinek.

Za koliko se bo, ob predpostavljenih podražitvah električne energije, zmanjšala ponudba sektorja »Oskrba z električno energijo, plinom in paro« v input-output analizi ocenimo tako, da opazujemo učinek povečanega stroška gospodarstva pri uporabi električne energije ter zmanjšanega realnega dohodka prebivalstva zaradi podražitve te dobrine. Gre za podoben učinek, kot ga imajo podražitve drugih energentov, zlasti nafte. Pri ponudnikih energije sicer nastane profit, v gospodarstvu, ki v svojem produkcijskem procesu energijo uporablja, pa povečani stroški dvigajo cene ter vplivajo na krčenje dejavnosti in zaposlenosti. Govorimo o stagflacijskem pritisku, kot posledici povečanja stroškov.

Povečanje cene elektrike za 22% pri gospodinskem odjemu ter 51% pri odjemu v gospodarstvu (javni sektor je v input-output analizi del gospodarstva) v enem mesecu omejene ponudbe te dobrine (na primer januar 2017) razporedimo na celo

leto. Dobimo 2% podražitev elektrike za gospodinjstva ter dobre 4% višje cene te energije za negospodinjstva. Ob upoštevanju omenjenih podražitev, ob upoštevanju vrednosti porabljene električne energije (domače in iz uvoza) za pokrivanje reprodukcijskega povpraševanja v gospodarstvu (elektrogospodarstvo ima 83,3% delež v sektorju »Oskrba z elektriko, plinom in paro«), ob upoštevanju vrednosti izvoza električne energije ter vrednosti njene porabe v gospodinjstvih 2014, dobimo povečanje stroškov za 36 milijonov evrov pri reprodukcijskem povpraševanju, 26 milijonov evrov pri izvozu, slabih 9 milijonov evrov upada osebne porabe ter 0,4 milijona evrov nižjo investicijsko porabo (zaradi upada prihrankov prebivalstva ob znižanju njegovega realnega dohodka; V letu 2016 je bila nagnjenost slovenskega prebivalstva k prihrankom 4,6% [17]. Vpliv povečanih stroškov na znižanje reprodukcijske porabe in s tem gospodarske aktivnosti ocenimo preko znižanja vrednosti vrstice 24 sektorja (»Oskrba z električno energijo, plinom in paro«) input-output matrike za 2014, vpliv povečanih stroškov na izvoz električne energije ocenimo kot ustrezno zmanjšanje ene od oblik končne porabe (izvoza v sektorju 24 input-output matrike za 2014), vpliv zmanjšanja realnega dohodka prebivalstva zaradi podražitve električne energije pa ocenimo tako, da znižanje razporedimo glede na strukturo porabe prebivalstva. Ne zniža se samo poraba električne energije, pač pa tudi poraba ostalih dobrin. Odvisno od preferenc potrošnikov, kot jih kaže njihova košarica dobrin. Na podoben način je ocenjen vpliv znižanja investicijske porabe. Ob takšnem odzivu povpraševanja po električni energiji se pritisk na cene sicer dodatno poveča. Nekaj časa imamo opraviti s cenovno spiralo.

Rezultate simuliranega vpliva podražitve električne energije, kot ga je pri trgovanju na Borzenu povzročila suša januarja 2017 in ob predpostavki, da bi se razširil tudi na pogodbe z daljšim rokom trajanja, prikazujemo v tabeli 3. V njej vidimo, da bi omenjen ponudbeni šok vplival na upad slovenske produkcije (prihodka) za 138 milijonov evrov, dodane vrednosti za 58 milijonov evrov, javnofinančnih prihodkov pa za 21 milijonov evrov. Izvoz bi bil nižji za 54 milijonov evrov. Pri slednjem gre za direktno zmanjšanje izvoza električne energije zaradi njene podražitve ter za upad izvoza različnih dobrin zaradi omejitve pri njihovi produkciji, povezane s podražitvijo električne energije. Slovenija pa bi začasno (do prenehanja motnje) izgubila 1.191 delovnih mest. Učinek bi na narodnogospodarski ravni predstavljal blizu 0,2% dodane vrednosti ter javnofinančnih prihodkov in nekoliko nad 0,1% izvoza ter zaposlenosti.

Tabela 3: Stagflacijski pritisk začasne podražitve električne energije v enem mesecu (gospodinjstva 22%, negospodinjstva 51%)

	Vrednost	Delež na makroekonomski ravni
	Milijoni evrov	%
Produkcija	-138	-0,19
Dodana vrednost	-58	-0,17
Javnofinančni prihodki	-21	-0,17
Izvoz	-54	-0,13
Delovno aktivni	-1.191	-0,13

2.1.6 Metodologija

V analizi učinkov pomanjkanja električne energije in posledično njenih velikih podražitev smo ocenili direkten in posreden (preko dobaviteljev reprodukcijskega materiala in ustreznih storitev ter preko nadaljnega reprodukcijskega povpraševanja teh dobaviteljev) vpliv zmanjšane dejavnosti gospodarske panoge »oskrba z električno energijo, plinom in paro«, znižanja osebne in investicijske porabe. Rezultati kažejo učinek tega upada na slovensko produkcijo, dodano vrednost, prejemke zaposlenih, amortizacijo, dobiček, zaposlenost dela, angažma osnovnih sredstev, investicije za raziskave in razvoj (R&D) ter uvoz blaga in storitev. Vpliv na pobrane davščine (javnofinančne prejemke) smo ocenili iz njihovega deleža v dodani vrednosti. Analizo smo izvedli na podatkih 63 sektorske input-output matrike slovenskega gospodarstva v letu 2014 ([17]). Direkten in posreden vpliv danega obsega in strukture porabe na omenjene ekonomske spremenljivke smo ocenili z:

$$\mathbf{M} = (\mathbf{I} - \mathbf{Ad})^{-1} * \mathbf{Y}$$

$$\mathbf{H} = (\text{diag BDP}/\mathbf{X}) * (\mathbf{I} - \mathbf{Ad})^{-1} * \mathbf{Y}$$

$$\mathbf{G} = \mathbf{Au} * (\mathbf{I} - \mathbf{Ad})^{-1} * \mathbf{Y}$$

$$\mathbf{Z} = (\text{diag F}/\mathbf{X}) * (\mathbf{I} - \mathbf{Ad})^{-1} * \mathbf{Y}$$

$$\mathbf{KAP} = \mathbf{ELE} * (\mathbf{I} - \mathbf{Ad})^{-1}$$

- **M** je neposreden in posreden (v nadaljevanju »globalen«) vpliv upada povpraševanja (**Y**) na produkcijo po panogah, vsota pa kaže vpliv na celotno gospodarstvo; **Ad** je matrika tehničnih količnikov - stolpec domačega inputa v dan sektor deljen z njegovo produkcijo; **I** je enotna matrika, **(I - Ad)⁻¹** pa je matrični multiplikator.
- **H** je globalen vpliv upada povpraševanja (**Y**) na dodano vrednost (ali pa eno od njenih komponent: prejemki zaposlenih, amortizacija, dobiček) kjer je **diag BDP/X** diagonalizirana matrika direktnih količnikov dodane vrednosti ali ene od njenih komponent (**BDP**), **X** je produkcija panoge.
- **G** je globalen vpliv upada povpraševanja (**Y**) na uvoz, **Au** je uvozna komponenta tehnološke matrike, pridobljena z deljenjem uvoza v panoge z njihovo produkcijo.
- **Z** je globalen vpliv upada povpraševanja (**Y**) na angažma produkcijskih faktorjev.
- **F** (število zaposlenih, vrednost osnovnih sredstev ali pa investicije v R&D), **diag F/X** je diagonalizirana matrika direktnih količnikov produkcijskega faktorja **F** v panožni produkciji (**X**).

- **KAP** je globalen vpliv zmanjšanja zmogljivosti slovenskega gospodarstva zaradi podražitve električne energije po prilagoditvi trga zmanjšani ponudbi te dobrine v Sloveniji.
- **ELE** je vrstični vektor z ničlami ter vrednostjo upada dobave električne energije v 24. stolpcu (panoga »Oskrba z električno energijo, plinom in paro«).

Naša ocena neposrednega in posrednega vpliva upada povpraševanja na proizvodnjo, dodano vrednost, prejemke zaposlenih, amortizacijo, dobiček, zaposlenost dela in kapitala, razvojno dejavnost ter na uvoz v slovenskem gospodarstvu temelji na Leontijevi proizvodni funkciji [18, 19] in predpostavlja konstantne donose produkcijskih faktorjev, elastičnost substitucije enako 0 in homogenost produkcije znotraj sektorjev. Rezultate input-output analize lahko pojmuje kot začetne tendence z nakazano smerjo.

Kapacitetni učinek podražitve električne energije na dodano vrednost, izvoz in zaposlenost smo ocenili preko učinka na produkcijo (**X**) po panogah (**KAP**) ter s količniki dodane vrednosti, izvoza in zaposlenosti v produkciji panoge (**BDP/X**, **E/X**, **L/X**).

Javnofinančni učinki so izračunani iz ocenjenega vpliva na BDP ter 37,1% povprečnega deleža javnofinančnih prihodkov (davkov in prispevkov) v slovenskem BDP v 2016 [17]).

Rezultati naše analize so v cenah 2014, ki se do 2017 niso bistveno spremenile.

2.2 IZRAČUN STROŠKOV ALTERNATIVNIH OBLIK ZAGOTAVLJANJA ENERGETSKE VARNOSTI

2.2.1 Scenarija razvoja EES z novimi velikimi proizvodnimi enotami

Pri razvoju elektroenergetskega sistema je potrebno pravočasno nadomeščati dotrajane enote z novimi in s tem zagotoviti njegovo nemoteno delovanje. To je še toliko bolj pomembno, če gre za velike enote, ki v majhnem EES, kot je slovenski predstavljajo velik delež. Poleg tega je potrebno upoštevati tudi povečanje porabe, ki je pričakovana zaradi večjega prehoda porabnikov na električno energijo (promet, del ogrevalnih sistemov na toplotne črpalke,...).

Vse večji del potreb po električni energij bojo pokrivali OVE, vendar je njihov delež potrebno preudarno povečevati ter kot je že bilo ugotovljeno v poglavju 1.9, razvijati sistem v smeri ohranjanja zanesljivosti in kakovosti dobavljene električne energije.

Pri izračunu stroškov alternativnih oblik zagotavljanja energetske varnosti smo upoštevali dva scenarija. Pri obeh scenarijih je poleg ostalih OVE predvidena izgradnja HE na srednji Savi in delno na reki Muri. Poleg tega je predvidena zamenjava obstoječih dotrajanih blokov v TE-TOL z dvema plinsko parnima enotama (PPE). Po prvem scenariju razvoja EES je predvidena izgradnja dveh velikih PP enot skupne moči 1.100 MW, po drugem scenariju razvoja EES pa je predvidena izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne moči 1.100 MW. Poleg tega je po drugem scenariju predvidena izgradnja ČHE Kozjak moči 400 MW. Poleg

omenjenih velikih novih enot je pri obeh scenarijih predvidena izgradnja ustreznih enot za sistemske storitve. Diagram s predvidenimi enotami po scenarijih je prikazan na sliki 8.

Prvi scenarij razvoja Plinski scenarij	Drugi scenarij razvoja Jedrski scenarij
Nove velike proizvodne enote:	
HE - Sava, Mura 2xTE-TOL PPE	
2xPPE 550 MW	JEK 2 1.100 MW ČE Kozjak 400 MW

Slika 8: Diagram scenarijev razvoja z novimi velikimi proizvodnimi enotami

Izgradnja novih objektov pa bi bila usklajena glede na predvidene zaustavitve obstoječih velikih enot [20], kot je prikazano v tabeli 4. Izgradnja novih enot bi bila predvidoma potrebna po letu 2030.

Tabela 4: Predvidene zaustavitve obstoječih proizvodnih objektov z označenimi močmi na pragu elektrarne

Objekt	Moč (MW)	Leto zaustavitve
NEK	696	2043
TEŠ-B4	248	2021
TEŠ-B5	305	2030
TEŠ-B6	554	2054
TE-TOL-B1	39	2020
TE-TOL-B2	39	2020
TE-TOL-B3	45	2030

2.2.2 Metoda izračuna poenotenega stroška

Z metodo poenotenih stroškov ugotavljamo mejne stroške proizvodnje elektrike, oziroma stroške pri graditvi novega obrata za proizvodnjo [21]. Metoda poenotenih stroškov elektrike omogoča primerjavo proizvodnih stroškov obratov z različnimi tehnologijami in strukturami stroškov. Poenoteni strošek električne energije - PSEE (»Levelized Cost of Electricity – LCOE« ali tudi »Levelized Cost of New Generation Resources«) je pravzaprav neto sedanja vrednost - stroška za proizvedeno enoto električne energije, ki upošteva trajanje proizvodne enote. To naj bi bil približek

za povprečno ceno, ki jo mora proizvodna enota dobiti na trgu, da bi se proizvodnja splačala. Gre za oceno stroškovne konkurenčnosti proizvodne enote električne energije, ki vključuje stroške, ki nastajajo z njenim delovanjem: začetno naložbo, delovanje in vzdrževanje, stroške goriva in stroške kapitala. Pri tem so nujne poenostavitve, kot je na primer uporaba enakega goriva ali enakih stroškov CO₂ v celotnem razdobju obratovanja.

Poenoteni strošek električne energije (PSEE) izračunamo iz:

$$\sum_{t=0}^T (\mathbf{p} * \mathbf{E}_t) / (1+r_t) - \sum_{t=0}^T (\mathbf{I}_t + \mathbf{M}_t + \mathbf{F}_t) / (1 + r_t)^t = 0$$

oziroma

$$\mathbf{p} = \sum_t [(\mathbf{I}_t + \mathbf{M}_t + \mathbf{F}_t) / (1 + r_t)^t] / \sum_t [\mathbf{E}_t] / (1 + r_t)^t$$

kjer so:

- **p**: povprečna proizvodna cena električne energije,
- **I_t**: stroški naložbe v letu *t*,
- **M_t**: izdatki za delovanje in vzdrževanje v letu *t*,
- **F_t**: izdatki za gorivo v letu *t*,
- **E_t**: električna energija, pridobljena v letu *t*,
- **r**: diskontna stopnja,
- **T**: Predvidena doba delovanja elektrarne.

Pri izračunu PSEE se upošteva življenjska doba obrata za proizvodnjo, ki je običajno od 20 do 40 let, če vključimo vpliv tehnološkega napredka in posodobitev, pri tem pa je dejanska življenjska doba hidroelektrarn običajno bistveno daljša. Vrednost PSEE je odvisna od vrste predpostavk in je lahko le približna. Še posebej pomembni za PSEE so čas obratovanja posameznega obrata in možnost usklajevanje proizvodnje s povpraševanjem, torej sposobnost (dispatchability) sistema ali obrata za prekinitve in nihanja, ki so potrebna za prilagajanje povpraševanju. Pri tem ne gre spregledati tehnološkega napredka v klasični proizvodnji elektrike s premogom ali jedrsko energijo. Pri kapitalsko intenzivnih tehnologijah (elektrarne na veter, sončna elektrarne in jedrske elektrarne) je PSEE določen predvsem s stroški kapitala, pri drugih pa so pomembni stroški obratovanja in stroški goriva.

Pri izračunih PSEE največkrat ne upoštevajo tako imenovanih zunanjih stroškov, kot so škode za okolje in za zdravje ljudi, škode na vodotokih itd. Te v veliki meri temeljijo na ocenah, ki pa so zelo različne. Tako je, na primer, raziskava EU o zunanjih stroških od leta 1995 do leta 2005 [22] pokazala, da bi se z upoštevanjem zunanjih stroškov proizvodne cene električne energije iz premoga in nafte podvojile, iz plina pa bi se povečale za 30 odstotkov. Po ocenah iste študije zunanji stroški pri proizvodnji elektrike s fosilnimi gorivi znašajo od 1% do 2% bruto domačega proizvoda EU. Ti stroški so ovrednoteni in jih proizvajalci svoji okolici tudi plačujejo.

Premog ima največji odstotek zunanjih stroškov; globalno segrevanje pa je največji del teh stroškov. Sredstvo za upoštevanje zunanjih stroškov proizvodnje s fosilnimi gorivi je določanje »cen ogljika«. Gre za znesek, ki ga je treba plačati za pravico do izpusta ene tone CO₂ v ozračje; običajno ima obliko davka na ogljik ali zahteve za nakup dovoljenja za oddajanje CO₂ v ozračje. Glede na predpostavke

o možnih nesrečah in njihovi verjetnosti se ocenjeni zunanji stroški za jedrsko energijo ali hidroenergijo lahko zelo razlikujejo. Ker so zunanji stroški po svojem učinku zelo divergentni, jih ni mogoče meriti neposredno, ampak jih je treba oceniti, pri tem pa se ocene močno razlikujejo.

Izračuni PSEE pogosto ne vključujejo širših stroškov sistema, kot so prenos električne energije do potrošnikov ali stroškov izravnave in rezervne proizvodnje, prav tako niso vključeni stroški za razgradnjo jedrskih elektrarn. Slovenija, podobno pa tudi ZDA sta izjemi, saj je strošek razgradnje po zakonu, ki ureja politiko ravnanja z jedrskimi odpadki, vključen v ceno električne energije.

Elemente primerjave stroškov različnih elektrarn ocenjenih po metodi PSEE [23] prikazujemo v tabeli 5. Tabela je sestavljena na podlagi podatkov in pogojev, ki veljajo v Nemčiji, upošteva stroške izgradnje novega proizvodnega objekta z najnovejšo tehnologijo in predpostavko o njegovi življenjski dobi. Nekatere tehnologije za proizvodnjo električne energije, kot so sončna in vetrna energija, imajo visoke stroške investicij, nimajo pa stroškov za gorivo. Druge tehnologije proizvodnje električne energije, kot so premog ali zemeljski plin, imajo lahko nižje investicijske stroške in visoke stroške obratovanja. V zadnjih dveh stolpcih je prikazan razmik PSEE za posamezne načine proizvodnje električne energije.

Tabela 5: Elementi izračuna PSEE [23]

	Investicija		Diskontna stopnja		Doba	Obratovalni stroški		Gorivo	
	EUR/kW		%		leta	EUR/MWh		EUR/MWh	
	min	max	min	max		min	max	min	max
Premog	1.200	1.700	4	7	40	32	39	7	11
Lignit	1.350	1.800	4	7	40	35	43	4	6
Plin CCGT ¹	550	800	4	7	30	19	23	19	28
Plin OCGT ²	400	720	4	7	30	14	17	19	28
Jedrska	3.000	5.000	4	7	60	36	44	6	9
Hidro elektrarna	2.300	4.500	4	7	100	25	50	-	-
Vetrna: kopno	1.000	1.800	4	7	25	30	50	-	-
Vetrna: morje	2.800	4.500	4	7	25	100	120	-	-
Sončna talna	900	1.600	4	7	25	13	25	-	-
	Cena ogljika		Izkoristek		Ogljik	Delovanje v urah		PSEE	
	EUR/tCO ₂		%		t/CO ₂ ³	ure		EUR centi/kWh	
	min	max	min	max		min	max	min	max
Premog	5	10	44	46	0,339	2.000	4.500	4,0	11,6
Lignit	5	10	41	43	0,404	3.000	7.000	2,9	8,4
Plin CCGT ¹	5	10	59	61	0,202	750	2.500	5,3	16,8
Plin OCGT ²	5	10	39	44	0,202	500	750	9,5	22,7
Jedrska	-	-	32	37	-	7.000	8.000	3,6	8,4
Hidro elektrarna	-	-	-	-	-	3.400	5.500	2,2	10,8

Vetrna: kopno	-	-	-	-	-	1.800	3.200	2,9	11,4
Vetrna: morje	-	-	-	-	-	3.000	4.200	6,7	16,9
Sončna talna	-	-	-	-	-	900	2.000	3,5	18,0

¹ Plinska elektrarna s kombiniranim plinsko-parnim procesom (konvencionalna).

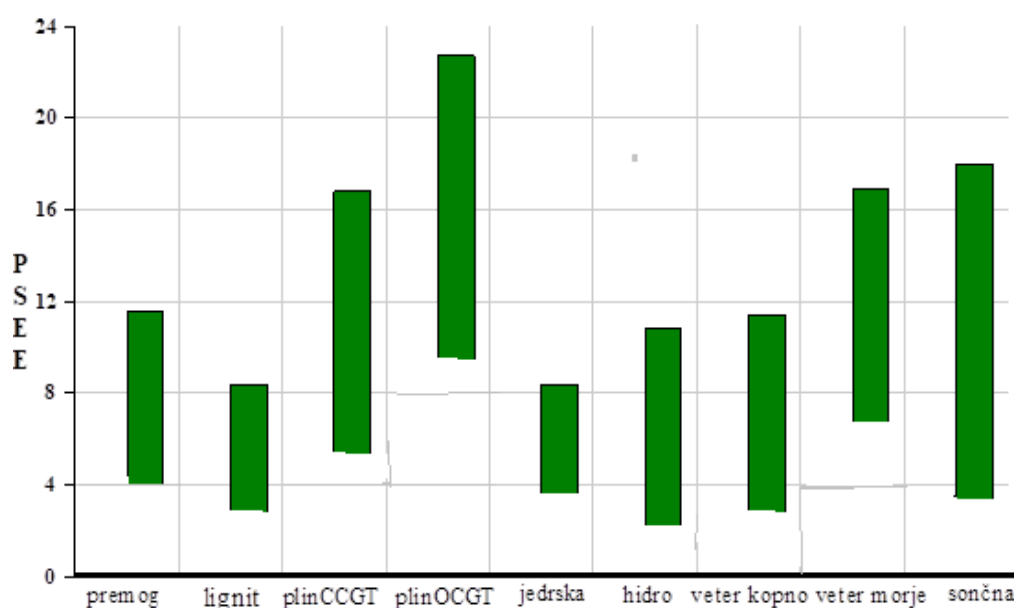
² Plinska elektrarna s kombiniranim plinsko-parnim procesom ter sistemom za zajem in shranjevanje CO₂.

³ Stolpec označen z »Ogljik« predstavlja stroške emisij CO₂.

Ocena PSEE, prikazana v tabeli 5, predpostavlja:

- (1) da investicijski stroški ne vključujejo stroškov razgradnje,
- (2) da se življenjska doba giblje v razponu od 25 let za elektrarne na vetrno in sončno energijo in 100 let za hidroelektrarne;
- (3) da stroški obratovanja vključujejo vse stroške vzdrževanja in druge stroške po dograditvi objekta vključno s stroški prevoza, stroški upravljanja in zavarovanja objekta;
- (4) da so pri ceni goriva pri črnem premogu uporabljene cene premoga na nemški meji, pri lignitu pa variabilni stroški pridobivanja lignita v Nemčiji,
- (5) da je pri ceni plina upoštevana cena, ki vključuje plin iz Rusije, Norveške in zahodnoevropskih držav;
- (6) da je pri ceni urana uporabljena povprečna cena urana v zadnjih petdesetih letih in cena odstranitve ali skladiščenja izrabljenega goriva;
- (8) da je cena za tonno CO₂ skladna z evropskimi pravili;
- (9) da je CO₂ faktor plačilo za emisijo CO₂ na MWh ter da so pri delovanju v urah upoštevana dejanska dogajanja na trgu električne energije.

(evrocenti/kWh)



Slika 9: PSEE za posamezne tehnologije proizvodnje elektrike (Vir: tabela 5, Eurostat)

Območja (minimalna in maksimalna vrednost) PSEE za posamezne tehnologije proizvodnje električne energije iz zadnjih dveh stolpcev tabele 5 so grafično prikazana na sliki 9. Na vodoravni osi so navedene tehnologije, na navpični pa območja, na katerih se gibljejo njihove vrednosti PSEE (evrocenti/kWh).

Poenotene stroške proizvodnje enote električne energije prikazane v zadnjih dveh stolpcih tabele 5 in na sliki 9 je smiselno primerjati z dejanskimi proizvodnimi cenami (kot jih priznava trg v prodajnih cenah na debelo) in objavlja Eurostat v kategoriji del cene elektrike namenjene nakupu energije [24]. Po teh podatkih je bila v letu 2015 dejanska cena proizvedene električne energije v Nemčiji 77,6 EUR/MWh, v letu 2012 pa 86,2 EUR/MWh. Dejanska cena elektrike se je tako razen pri proizvodnji s plinsko elektrarno z metodo OCGT (proizvodnja s kombiniranim plinsko-parnim procesom ter sistemom za shranjevanje CO₂) gibala med minimalno in maksimalno vrednostjo poenotenih stroškov prikazanih v tabeli 5.

2.2.3 Cena električne energije v Sloveniji glede na alternativne scenarije njene proizvodnje

V obdobju 2013 do 2015 so slovenske elektrarne, ki bodo prenehale delovati do 2030 (tabela 4) na pragu dobavile povprečno 4,5 TWh električne energije, kar je predstavljalo 29% njene skupne ponudbe (vključno s polovico proizvedene energije v Nuklearni elektrarni Krško, avtomatično in po fiksnih cenah plasirane na hrvaški trg). Zastavimo si vprašanje, kakšne so alternativne možnosti pokrivanja tega dela slovenske ponudbe električne energije iz različnih proizvodnih virov. Pri tem se opiramo na podatke prikazane v tabeli 5.

Omejimo se samo na proizvodnjo električne energije v elektrarnah, ki uporabljajo lignit, zemeljski plin ali jedrsko gorivo. V tabeli 6 vidimo, da je v primeru ugodnih okoliščin za proizvodnjo (»minimum« po PSEE) ta najcenejša v elektrarnah na lignit in najdražja v elektrarnah na zemeljski plin. V primeru, da bi proizvodnjo električne energije iz elektrarn na lignit nadomestila jedrska elektrarna, bi bila tako proizvedena elektrika, po povprečni količini iz obdobja 2013-2015, dražja za 31 milijonov evrov ali za 24%. V kolikor bi to količino proizvedene električne energije nadomestila proizvodnja z elektrarn na zemeljski plin, bi bila ta dražja za 107 milijonov evrov ali za 83%. Ob neugodnih razmerah za proizvodnjo električne energije (»maksimum« po PSEE) bi bila vrednost proizvedene električne energije iz elektrarn na lignit in iz jedrske elektrarne enaka. Proizvodnja elektrike na zemeljski plin bi bila 375 milijonov evrov ali še enkrat dražja od proizvodnje na lignit oziroma v jedrski elektrarni.

Tabela 6: Stroški alternativnih oblik zagotavljanja energetske varnosti

	Minimum		Maksimum	
	PSEE	Stroški proizvodnje 4.463 GWh	PSEE	Stroški proizvodnje 4.463 GWh
	EUR/MWh	Mio EUR	EUR/MWh	Mio EUR
A: Lignit	29	129,4	84	374,9
B: Konvencionalna plinska elektrarna	53	236,5	168	749,8
C: Jedrska elektrarna	36	160,7	84	374,9

B-A: PSEE pri uporabi plina manj PSEE pri uporabi premoga	107,1		374,9	
	83%		100%	
C-A: PSEE pri uporabi jedrskega goriva manj PSEE pri uporabi premoga	31,3		0	
	24%		0	
B-C: PSEE pri uporabi plina manj PSEE pri uporabi jedrskega goriva	75,8		374,9	
	47%		100%	

Lastna cena, po metodi PSEE, v najmodernejšem in cenovno najbolj učinkovitem bloku slovenske proizvodnje električne energije (šesti blok Termoelektrarne Šoštanj) znaša med 61,2 EUR/MWh do 82,3 EUR/MWh [25] in se nahaja znotraj intervala PSEE predvidenega v tabeli 5 Proizvodnja električne energije v konvencionalni elektrarni na zemeljski plin bi bila v primeru zelo ugodnih razmer (v tem primeru gre predvsem za nizko ceno zemeljskega plina) cenejša za 8 EUR/MWh (-13%), v verjetnejšem primeru neugodnih okoliščin za proizvodnjo pa dražja za 82 EUR/MWh (100%). Električna energija iz jedrske elektrarne bi bila v primeru ugodnih okoliščin za to dejavnost za 25 EUR/MWh (69%) cenejša, v primeru neugodnih razmer pa za 2 EUR/MWh (2%) dražja.

Tako z modelom (tabela 6) simulirane razlike v cenah proizvodnje električne energije iz elektrarn na lignit, zemeljski plin ali jedrsko gorivo, kot še bolj primerjava z lastno ceno (računano kot PSEE) šestega bloka Termoelektrarne Šoštanj kažejo, da je proizvodnja električne energije iz konvencionalne plinske elektrarne cenovno nekonkurenčna, da pa lahko proizvodnjo elektrike iz elektrarn na lignit ekonomično nadomesti proizvodnja iz jedrske elektrarne. Pri tem sledimo ciljem stabilne in kakovostne oskrbe narodnega gospodarstva z električno energijo, okoljske sprejemljivosti (čim nižjih emisij okolju škodljivih snovi) ter konkurenčne cene, ki s svojo višino ne zavira razvoja narodnega gospodarstva. Glede na prevladujoč vpliv stroškov kapitala v PSEE električne energije iz elektrarn na jedrski pogon, je razlika v strošku glede na proizvodnjo elektrike na lignit zlasti v učinkovitosti kapitala vloženega v pridobivanje jedrske energije, t.j. v obvladovanju stroškov priprave projekta, nabave opreme, gradnje, montaže in tudi stroškov financiranja.

Rezultati PSEE, prikazani v tabeli 5, omogočajo tudi oceno oportunitetnih stroškov med proizvodnjo električne energije v elektrarnah na lignit ali pa v elektrarnah, ki uporabljajo obnovljive vire (voda, veter, sonce), vendar je v Sloveniji zanesljivost oskrbe z električno energijo proizvedeno v te vrste elektrarnah majhna, PSEE pa se v glavnem nahajajo okoli njihove maksimalne vrednosti za te vrste objektov (naravni viri niso ugodni – veter, sonce - ali pa so najboljše pogoji za proizvodnjo elektrike že izkoriščeni – voda). Pri hidroelektrarnah je v tabeli 5 kot najvišja označena proizvodna cena 108 EUR/MWh, pri vetrnih elektrarnah 114 EUR/MWh in pri sončnih elektrarnah 180 EUR/MWh.

Razlika v PSEE med proizvodnjo električne energije z uporabo zemeljskega plina in jedrskega goriva (tabela 6) po scenarijih opisanih v poglavju 2.2.1 bo med 17 EUR/MWh (47%) v ugodnih razmerah za investiranje in nato delovanje ter 84 EUR/MWh (100%) ob neugodnih

razmerah. Z vidika stroškovne učinkovitosti zemeljski plin ni konkurenca jedrski energiji pri proizvodnji električne energije. Ostaja sicer izjemen primer, ko bi imeli zelo poceni in dolgoročno dobavo zemeljskega plina, kot glavne stroškovne postavke delovanja plinsko-parne elektrarne na eni strani ter neučinkovito in zato drago gradnjo jedrske elektrarne, kar bi se nato preneslo v njen visok PSEE. V tem primeru bi bila cena proizvedene električne energije iz jedrske elektrarne za 31 EUR/MWh (58%) višja kot iz plinsko parne elektrarne. Vendar ni realno pričakovati, da bi imeli v Sloveniji tako poceni proizvodnjo električne energije iz plinsko-parnih elektrarn.

2.3 SIMULACIJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE

2.3.1 Cene proizvodnje električne energije v EU in Sloveniji v letu 2015

Na gospodarjenje z električno energijo v zadnjem času vplivata zlasti dva procesa. Prvi bi se moral že končati. Gre za tranzicijo sektorja iz infrastrukture v tržno dejavnost (del te tranzicije je tudi liberalizacija oziroma odprtje trga za mednarodno menjavo). Drugi proces je v polnem teku in preko obsežnega subvencioniranja cenovno neučinkovite proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov vodi izrazito izkrivljanje (distorzijo) trga te dobrine. Poleg samih subvencij povzroča distorzijo trga tudi prednostno vključevanje teh objektov v odjem električne energije (in njen nakup na stroške potrošnikov te dobrine, tudi, če zanj sploh ni povpraševanja). Osnovne značilnosti cen proizvodnje (prodaje na debelo – na borzi, neposredno) električne energije in njihovih determinant v državah EU za leto 2015 prikazujemo v tabeli 7. V tabeli so zbrani podatki na osnovi katerih bomo izvedli analizo faktorjev, ki vplivajo na cene električne energije (brez cen omrežja in brez davščin), pa tudi jakost tega vpliva. Rezultati nam bodo služili pri simulaciji dolgoročnega spreminjanja cen te dobrine.

V prvem stolpcu tabele 7 so cene proizvodnje za kilovatno uro v evrih v letu 2015. Cene so izračunane kot enostavna aritmetična sredina cen za tri od petih skupin kupcev elektrike: med 1.000 in 2.500 kWh, 2.500 in 5.000 kWh ter 5.000 in 15.000 kWh; izpuščeni so kupci s količino porabe manjšo od 1.000 kWh in kupci s količino porabe večjo od 15.000 kWh. Cene električne energije smo nato rangirali od najvišjih do najmanjših in v tako obliki jih prikazuje slika 10.

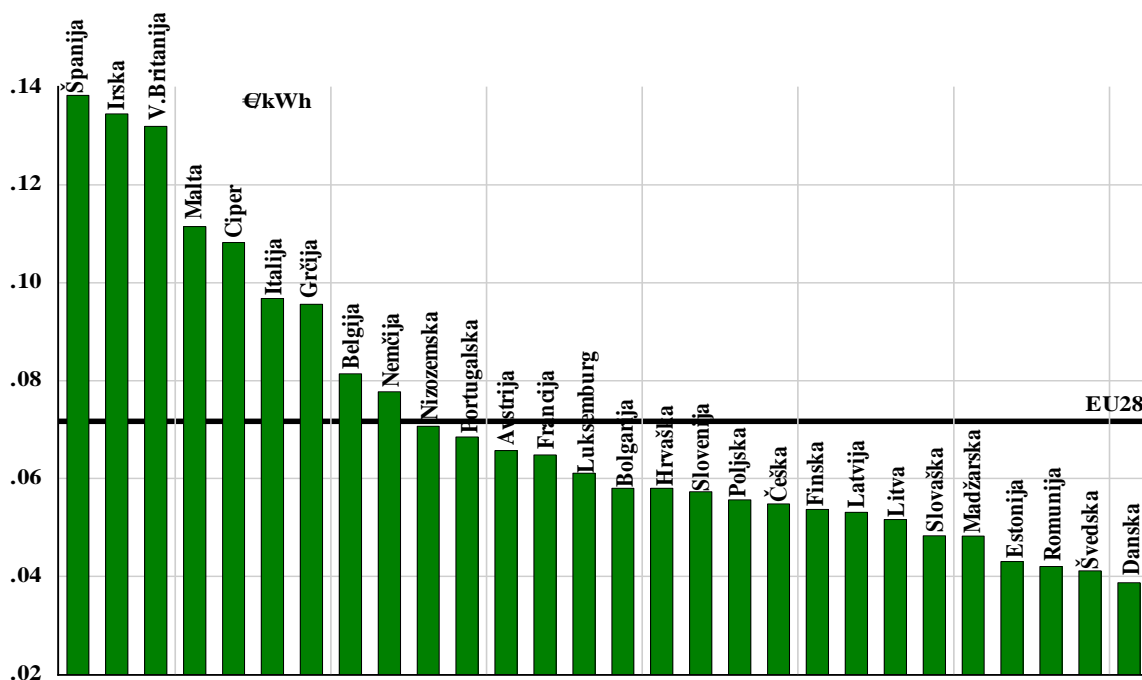
V nadaljevanju tabele 7 so podatki o gospodarski razvitosti države članice (BDP na prebivalca), delež obnovljivih virov v proizvodnji električne energije, obseg proizvodnje električne energije, velikost države članice (število prebivalcev), dejstvo, da je država članica neto uvoznik ali neto izvoznik električne energije (presežna produkcija), podatek o strukturi trga električne energije v državi članici ter podatek o podnebjju v dani državi članici.

Tabela 7: Cene in determinante cene proizvedene elektrike brez cene prenosa in davkov v letu 2015 (Vir: Eurostat, lastni izračuni)

	cena	BDP/ preb.	Delež OVE	Produkcija električne energije		Prebi- valst.	Pres. produk.	tržna kon.	relativni »mraz«
Država	EUR/MWh	000EUR	%	GWh	/cap	mio	EX/IMP	%	Evropa=1
Belgija	81,40	36,6	15,4	6.014	0,535	11,2	0,11	48,5	0,977
Bolgarija	58,00	6,3	19,1	3.717	0,516	7,2	3,49	-	0,871
Češka	54,70	15,8	14,1	6.802	0,645	10,5	1,78	55,4	1,206
Danska	38,60	47,8	51,3	2.649	0,468	5,6	0,62	33,0	1,173
Nemčija	77,60	37,1	30,7	50.898	0,626	81,2	2,30	32,0	1,111
Estonija	43,00	15,4	15,1	946	0,722	1,3	1,17	79,8	1,560
Irska	134,50	55,1	25,2	2.176	0,469	4,6	0,62	55,0	1,030
Grčija	95,60	16,2	22,1	4.015	0,369	10,8	0,13	70,7	0,525
Španija	138,30	23,2	36,9	23.076	0,496	46,5	1,01	24,5	0,611
Francija	64,80	33,0	18,8	46.456	0,698	66,5	7,43	85,7	0,848
Hrvaška	58,00	10,4	45,4	1.131	0,267	4,2	0,48	77,8	0,839
Italija	96,80	27,1	33,5	23.142	0,380	60,8	0,09	27,0	0,663
Ciper	108,20	20,8	8,4	356	0,418	0,85	0,00	100,0	0,217
Latvija	53,10	12,3	52,2	406	0,204	2,0	0,65	57,4	1,509
Litva	51,60	12,9	15,5	356	0,121	2,9	0,09	22,7	1,425
Luksem.	61,00	91,9	6,2	252	0,450	0,56	0,26	43,8	1,076
Madžarska	48,10	11,1	7,3	2.332	0,236	9,8	0,31	53,1	0,941
Malta	111,50	21,5	4,2	183	0,425	0,43	0,00	100,0	0,180
Nizozem.	70,70	40,0	11,1	8.493	0,502	16,9	0,72	-	0,988
Avstrija	65,70	39,4	70,3	5.375	0,626	8,5	0,66	-	1,197
Poljska	55,60	11,2	13,4	12.486	0,328	38,0	1,02	17,4	1,247
Portugal.	68,50	17,3	52,6	4.430	0,427	10,3	0,72	42,5	0,422
Romunija	42,00	8,1	43,2	5.219	0,262	19,8	2,50	25,7	1,005
Slovenija	57,30	18,7	32,7	14.171	0,687	2,0	1,01	51,3	1,006
Slovaška	48,30	14,5	22,7	2.150	0,396	5,4	0,84	73,1	1,146
Finska	53,70	38,2	32,5	5.628	1,028	5,5	0,24	25,9	2,029
Švedska	41,00	45,6	65,8	12.893	1,322	9,7	3,43	40,6	1,919
V. Brit.	131,90	39,6	22,4	27.660	0,426	64,8	0,08	-	1,084

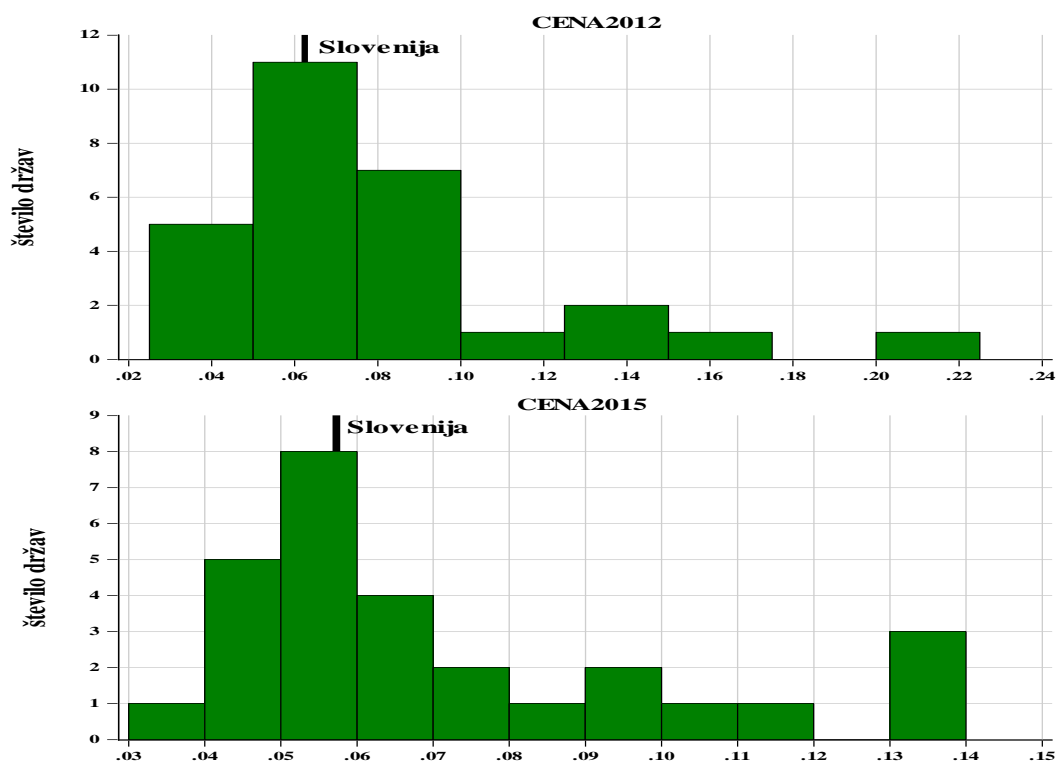
- Označuje, da za dano državo članico ni podatka o tržni koncentraciji.

₁ Upoštevana celotna proizvodnja iz NEK.



Slika 10: Cene proizvodnje elektrike (gre za prodajne cene z vidika proizvajalcev električne energije in ne za celotne nabavne cene z vidika končnega uporabnika; v tem primeru jim je treba dodati še cene omrežja in davščine) v letu 2015 (Vir: tabela 7, lastni izračuni)

Na sliki 10 vidimo, da je proizvodnja elektrike v Sloveniji med cenejšimi, saj je cena precej pod povprečno ceno v EU; Slovenija je na sedemnajstem mestu med članicami EU med Bolgarijo in Hrvaško na eni strani ter Poljsko in Češko na drugi. Da Slovenija sodi med veliko skupino držav s ceno pod, vendar blizu povprečni ceni v EU, potrjujeta tudi histograma porazdelitve držav v razrede po cenah na sliki 11 za leti 2012 in 2015, kjer je položaj Slovenije posebej označen. V letu 2012 je Slovenija med 11 državami s ceno med 5 in 7,5 centi za kWh, v letu 2015 pa med osmimi državami s ceno med 5 in 6 centi za kWh; v to skupino sodijo Bolgarija, Hrvaška, Slovenija, Poljska, Češka, Finska, Latvija in Litva. Porazdelitve članic po cenah kažejo na veliko nesimetričnost višine cen, to je na majhno število članic z visokimi nadpovprečnimi cenami in veliko število članic s podpovprečnimi cenami elektrike. Med prve sodijo štiri otoške države: Velika Britanija, Irska, Ciper in Malta ter Španija.



Slika 11: Porazdelitev članic po cenah elektrike v 2012 in 2015 (Vir: Eurostat)

Tabela 8: Proizvodne cene elektrike v EU 2007, 2013, 2015

EUR/MWh	2007	2012	2015	2015*
Povprečna cena	49,80	78,80	71,80	58,30
Mediana	49,60	69,20	59,50	542,50
Standardni odklon	15,40	37,20	29,50	17,80
Minimum	28,60	26,90	38,60	38,60
Maksimum	81,50	203,30	138,30	111,50
Število držav	18	28	28	18

* Vključenih osemnajst držav članic, za katere so bili na voljo podatki tudi v letu 2007.

V analizo z rezultati, prikazanimi v tabeli 8, je bilo vključenih le osemnajst držav članic, za katere so bili na voljo podatki tudi v letu 2007.

Statistične značilnosti cen elektrike med 2007 in 2015 so prikazane v tabeli 8. Tu vidimo, da se je povprečna cena elektrike na debelo v EU od 2012 do 2015 nekoliko znižala, razlike med državami (standardni odklon) pa so se zmanjšale. Če vzamemo daljše obdobje, od leta 2007 do 2015, pa ugotovimo, da se je cena elektrike v desetletju zvišala, razlike med članicami pa so se povečale.

2.3.2 Determinante razlik med cenami članic EU

Kot omenjeno smo cenam električne energije (brez stroškov omrežja in brez davščin) v tabeli 7 dodali še podatke za aggregate, ki naj bi vplivali na razlike v

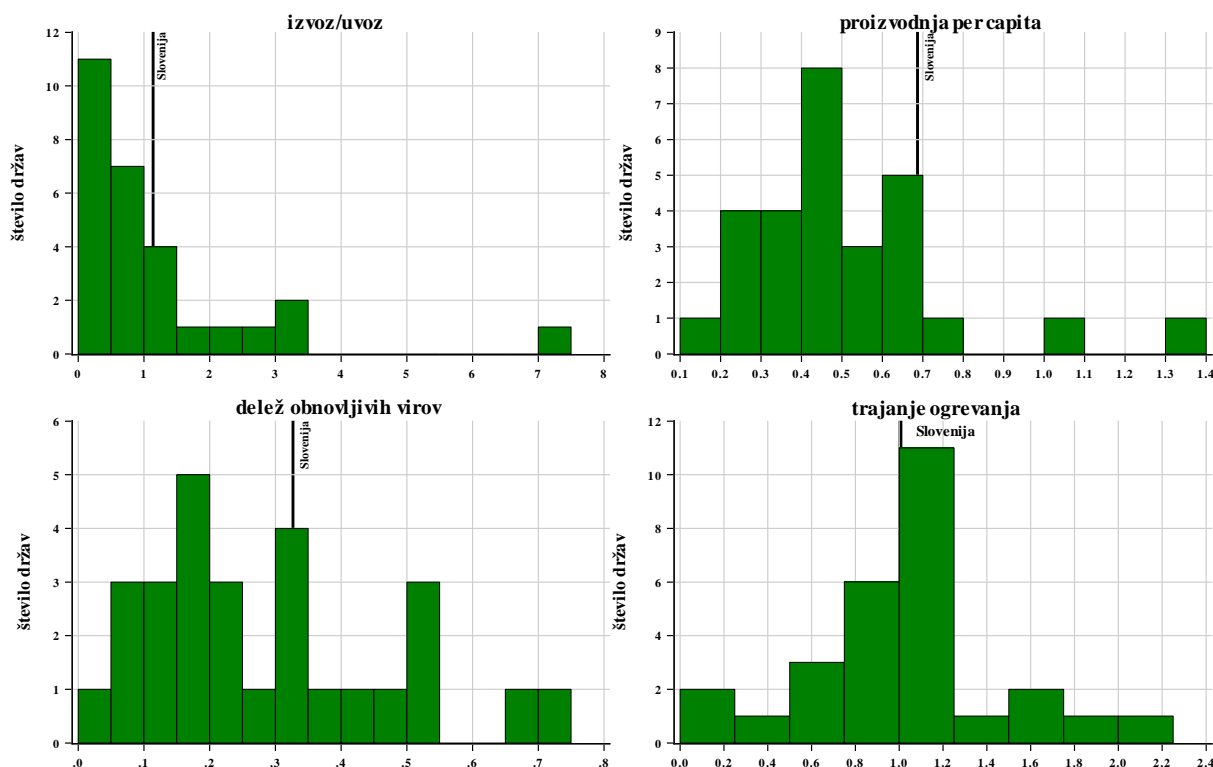
cenah med članicami EU. To so: BDP/prebivalca, delež obnovljivih virov v proizvodnji elektrike, »slamnata« spremenljivka, ki identificira otoške države (v tabeli 7 je ne navajamo), proizvodnja elektrike na prebivalca, velikost države, merjena s številom prebivalcev, presežna produkcija, ki jo kaže razmerje med izvozom in uvozom elektrike, tržna koncentracija na trgu električne energije, merjena z deležem največjega podjetja na trgu, in relativne klimatske razmere - »relativni mraz«.

Statistične značilnosti determinant cene elektrike v letu 2015 prikazujemo v tabeli 9. Ocenili smo jih za: presežno proizvodnjo (razmerje med izvozom in uvozom elektrike), gospodarsko razvitost (BDP na prebivalca), tržno koncentracijo (delež največjega podjetja za proizvodnjo električne energije), klimatske pogoje (»mraz«) v primerjavi z evropskim povprečjem, delež obnovljivih virov, prebivalstvo, proizvodnjo elektrike in proizvodnjo elektrike na prebivalca. Za štiri med njimi to je za razmerje med izvozom in uvozom, gospodarsko razvitost, delež obnovljivih virov, ter razdobje ogrevanja so v sliki 12 dodani še histogrami z vrisanim položajem Slovenije. Enota je država, ne glede na velikost oziroma regionalne specifikke.

Tabela 9: Statistične značilnosti determinant cen (Vir: tabela 7)

	Presežna proizvodnja (EX/IM)	BDP/preb. (000 EUR)	Tržna koncentracija (%)	Klimatske razmere (Evropa=1)	Delež obnovljivih virov (%)	Prebivalstvo (milijoni)	Proizvodnja (mil MWh)	Proizvodnja (MWh/preb.)
Aritmetična sredina	1,134	27,39	51,78	1,028	0,281	18,16	9309	0,502
Mediana	0,655	21,15	49,90	1,018	0,225	9,16	4222	0,459
Maksimum	7,430	91,90	100,0	2,030	0,703	81,20	50898	1,322
Minimum	0,000	6,30	17,40	0,180	0,042	0,43	183	0,121
Standardni odklon	1,565	18,62	24,58	0,431	0,181	23,49	13327	0,246
Število držav	28	28	24	28	28	28	28	28

Pri statističnih značilnostih determinant cen v letu 2015 velja opozoriti na veliko razliko med aritmetično sredino in mediano pri spremenljivki presežna proizvodnja (ki jo merimo z razmerjem med izvozom in uvozom) in pri spremenljivki proizvodnja. Ta razlika potrjuje (kar kaže tudi tabeli 7), da je večje potencialne dobavitelje elektrike na evropskem trgu mogoče iskati med manjšim številom članic, saj je število velikih neto izvoznikov elektrike majhno, število članic, ki so neto uvozniki elektrike pa veliko.



Slika 12: Porazdelitev članic EU po determinantah cen

Prvi histogram na sliki 12 kaže, da je bil leta 2015 v osemnajstih državah EU izvoz elektrike manjši od uvoza (letna povprečja, med konicami povpraševanja so lahko izjeme v eno ali drugo smer, a jih tu ne analiziramo). Med njimi je kar enajst držav močno odvisnih od uvoza, saj imajo razmerje med izvozom in uvozom manjše kot 0,5, v sedmih državah je to razmerje med 0,5 in 1. Slovenija se uvršča v skupino štirih držav (poleg nje so še Estonija, Španija in Poljska), ki so v letu 2015 izvozile nekoliko več elektrike, kot so jo uvozile. Za Slovenijo gre sicer za statistično značilnost. Če upoštevamo izvoz polovice proizvodnje Jedrske elektrarne Krško njenemu solastniku, Republiki Hrvaški, po fiksnih cenah (brez vpliva povpraševanja na trgu), sodi Slovenija med neto uvoznike električne energije. V petih državah (Češka, Nemčija, Bolgarija, Romunija in Švedska) je bil izvoz precej večji od uvoza, Francija pa je izvozila kar sedemkrat več elektrike, kot jo je uvozila. Predvsem tri države (Francija, Nemčija in Švedska) so po zdajšnjem stanju potencialni veliki neto dobavitelji elektrike na evropskem trgu.

Kot kažejo ostali histogrami na sliki 12, Slovenija sodi med države z nadpovprečno količino proizvedene električne energije na prebivalca (je petindvajseta, le za tri mesta slabša od najboljše po tem kriteriju), z nadpovprečnim deležem obnovljivih virov proizvodnje (17) in s povprečno klimo - razdobjem ogrevanja (13).

Tabela 10: Korelacijska matrika

	Cena 2015	BDP/preb. 000 EUR	Izvozni presežek	Tržna koncentracija	Ogrevanje relativno	Delež obnovljivih virov	»OTOK«	Prebivalstvo Milijoni	Proizvodnja Mil. kWh	Proizvodnja na prebivalca
Cena	1,0	0,13	-0,22	0,19	-0,63	-0,23	0,63	0,22	0,16	-0,14
GDP/cap 000 EUR		1,0	0,05	-0,15	0,17	-0,03	0,12	0,01	0,11	0,36
Izvozni presežek			1,0	0,09	0,16	0,17	-0,22	0,52	0,67	0,41
Tržna koncen.				1,0	-0,43	-0,35	0,52	-0,29	-0,17	-0,03
Klimatski pogoji					1,0	0,29	-0,46	-0,13	-0,04	0,48
Delež obnovljivih virov						1,0	-0,34	0,05	0,08	0,27
»OTOK«							1,0	-0,25	-0,22	-0,09
Prebivalstvo milijoni								1,0	0,95	0,07
Proizvodnja mil.KWh									1,0	0,26
Proizvodnja na prebivalca 000 kWh										1,0

Korelacijska matrika (tabela 10) povezanosti med posameznimi spremenljivkami trga električne energije kaže, da je povezanost med ceno elektrike ter verjetnimi determinantami cene relativno šibka, vendar gre upoštevati, da je povezava ocenjena na statističnem preseku (vrednosti spremenljivk iz istega razdobja) in majhnem številu opazovanj (28). Zato tudi ni mogoče pričakovati jasnih odgovorov na vzročno povezanost med njimi, oziroma na učinke, ki jih imajo na oblikovanje cen.

Kavzalno zvezo med ceno električne energije in različnimi spremenljivkami nam kažejo rezultati regresijske analize. Cena elektrike pri proizvajalcih (kot jo priznava trg na debelo – prodaja na energetske borze ali neposredno kupcem, lahko tudi v razmerjih opredeljenih z dolgoročnimi pogodbami) je v naši analizi odvisna spremenljivka, katere višina je določena z vrednostmi neodvisnih spremenljivk:

- razvitost države kot jo kaže bruto domači produkt na prebivalca (GDP/cap),
- velikost države merjene s številom prebivalcev (PREBIVALSTVO),
- neto proizvodni presežek oziroma razmerjem med uvozom in izvozom električne energije (IZVOZNI PRESEŽEK),
- tržna koncentracija merjena z deležem največje družbe v proizvodnji elektrike (TRŽNA KONCENTRACIJA),

- delež obnovljivih virov v celotni proizvodnji električne energije (DELEŽ OBNOVLJIVIH VIROV),
- proizvodnja električne energije absolutno ali na prebivalca (PROIZVODNJA),
- vremenski pogoji, kot jih kaže število ur porabe električne energije (»MRAZ«),
- specifika države – spremenljivka ima vrednost 1, če je država otok¹, in 0, če je država celinska (»OTOK«).

CENA = f (GDP/CAP, PREBIVALSTVO, IZVOZNI PRESEŽEK, TRŽNA KONCENTRACIJA, DELEŽ OBNOVLJIVIH VIROV, PROIZVODNJA, »MRAZ«; »OTOK«)

Predznaki ocenjenih vrednosti koeficientov gornje splošne enačbe so sicer skladni s pričakovanji, vendar pa so večinoma nesignifikantni. V tabeli 11 navajamo le izračunane cenovne elastičnosti za spremenljivke, katerih koeficienti so bili statistično signifikantni v vseh kombinacijah spremenljivk in ki so bili stabilni, na kar kažejo vrednosti t-statistike (razmerje med koeficientom in standardno napako ocene). Uporabljeni so rezultati logaritemske funkcije, saj to omogoča neposredno ugotovitev cenovne elastičnosti, torej odstotno spremembo cene elektrike pri enoodstotni spremembi ustrezne spremenljivke.

Tabela 11: Ocenjene parcialne cenovne elastičnosti

Spremenljivka	elastičnost t-statistika	elastičnost t-statistika	elastičnost t-statistika	Elastičnost t-statistika
	(1)	(2)	(3)	(4)
prebivalstvo	0,1182 (2,93)	0,0749 (2,05)	-	-
proizvodni presežek	-0,0873 (-2,01)	-0,0643 (-1,73)	-0,1066 (-2,41)	-0,0799 (-2,18)
proizvodnja	-	-	0,1129 (3,05)	0,0818 (2,63)
klimatski pogoji	-	-0,4081 (-3,19)	,	-0,4191 (-3,56)
»otok«	0,6132 (3,15)	0,6786 (4,11)	0,5962 (3,08)	0,6578 (4,18)
R ²	0,57	0,71	0,58	0,74
F-statistika	9,67	12,8	10,1	14,7

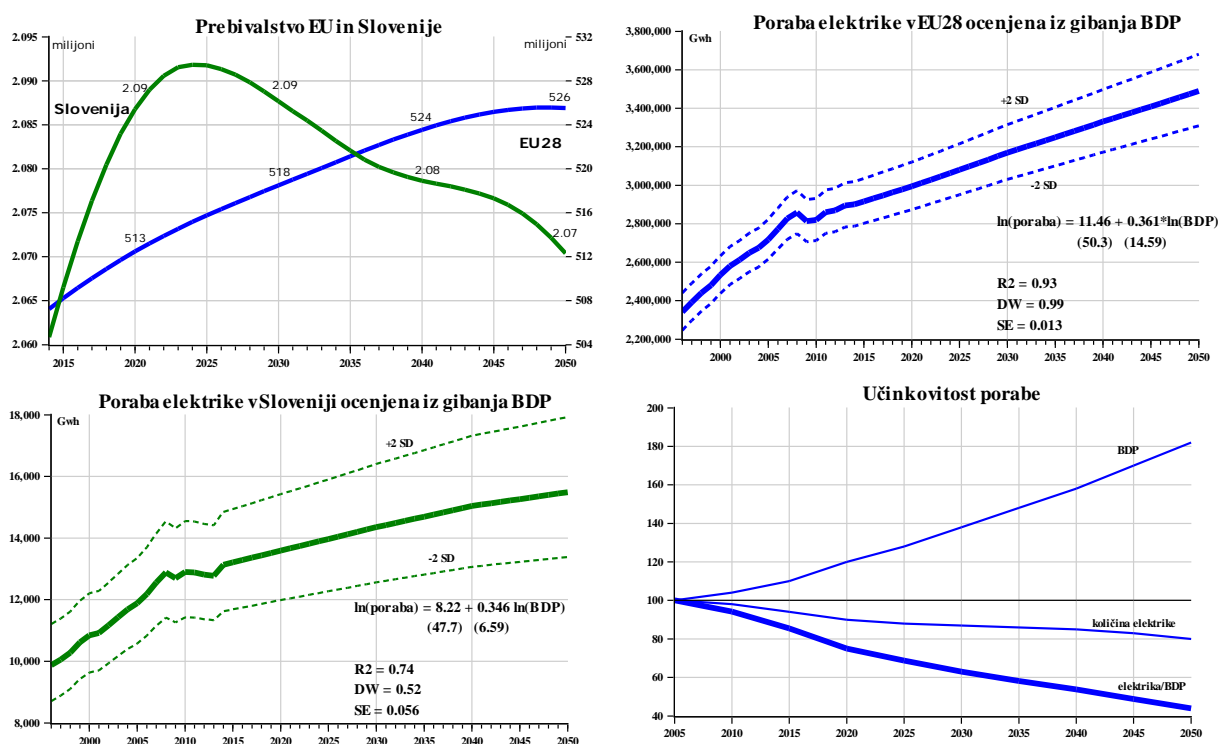
Ocenjene elastičnosti so nizke; velikost države ali količina proizvedene elektrike povečuje ceno, proizvodni presežek in vremenski pogoji, ki povečujejo dolgotrajnost uporabe elektrike, pa jo zmanjšujejo. Cenovne elastičnosti proizvodnje so nizke, saj enoodstotna sprememba velikosti ali količine proizvodnje

¹ Velika Britanija, Irska, Ciper in Malta.

električne energije ceno zviša le za približno 0,10 odstotka. Šibak je tudi učinek proizvodnega presežka tudi tu enoodstotno povečanje proizvodnega presežka ceno zniža za manj kot 0,10 odstotka. Močnejše deluje trajanje uporabe elektrike v odvisnosti vremenskih pogojev, tu enoodstotno povečanje trajanja uporabe elektrike za 0,4 odstotka zmanjša ceno. Močan je učinek »otoka«, elektrika je na otoških državah z 0,6 odstotnih točk dražja kot v državah na celini.

2.3.3 Scenariji gibanja cen in njihovih determinant po projekcijah Evropske komisije

Ko govorimo o napovedih oziroma simulacijah gibanja cen do leta 2050, nam preostajajo le projekcije specializiranih evropskih institucij, ki temeljijo na nizu predpostavk oziroma projekcij o rasti prebivalstva, makroekonomskih gibanjih, cenah nafte in plina, tehnoloških izboljšavah in energetske politiki, ki se kaže v obvezah držav in zakonodaji EU. Dolgoročni energetske trendi so predstavljeni v publikaciji **EU Reference Scenario 2016** [26] – REF2016. Ne gre za napovedi, saj je neznank preveč, obdobje, v katerem lahko ugotovimo zakonitosti povezav med cenami in njihovimi determinantami, pa je mnogo krajše od razdobja »napovedi« oziroma simulacije ugotovljenih zakonitosti.

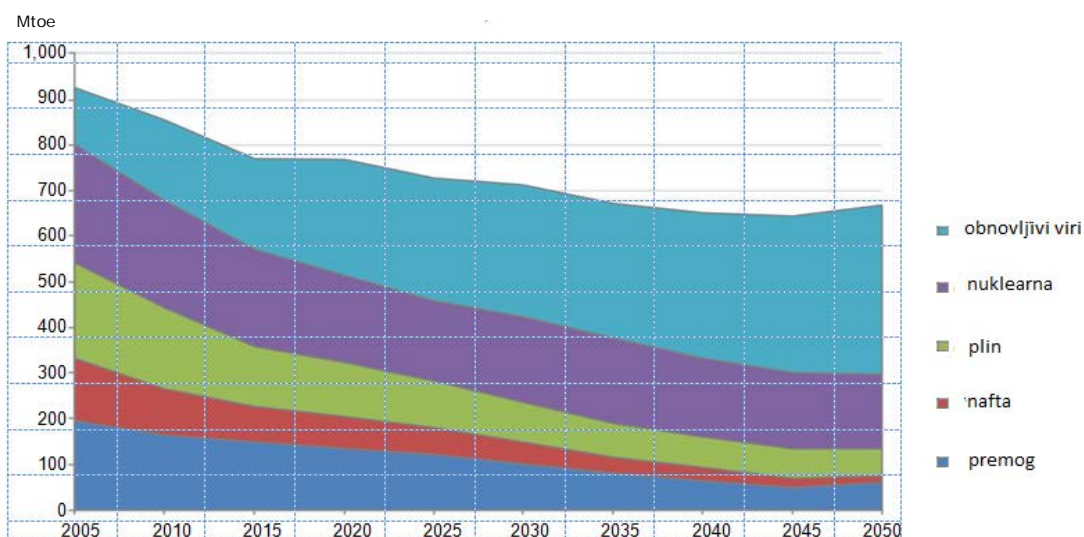


Slika 13: Prognoze BDP, porabe elektrike in učinkovitosti porabe
(Vir: podatki Eurostata in REF2016)

Za simulacijo gibanja cen so zlasti relevantne naslednje ugotovitve REF2016:

- Prebivalstvo EU (vključno z Veliko Britanijo) naj bi se povečalo za približno štiri odstotke, (prebivalstvo Slovenije naj bi se zmanjšalo za en odstotek).
- Poraba električne energije je tesno povezana z velikostjo in rastjo bruto domačega produkta (BDP). Predvsem zaradi spreminjanja strukture BDP, v kateri hitro narašča delež storitev (ki v razvitih gospodarstvih presega 70

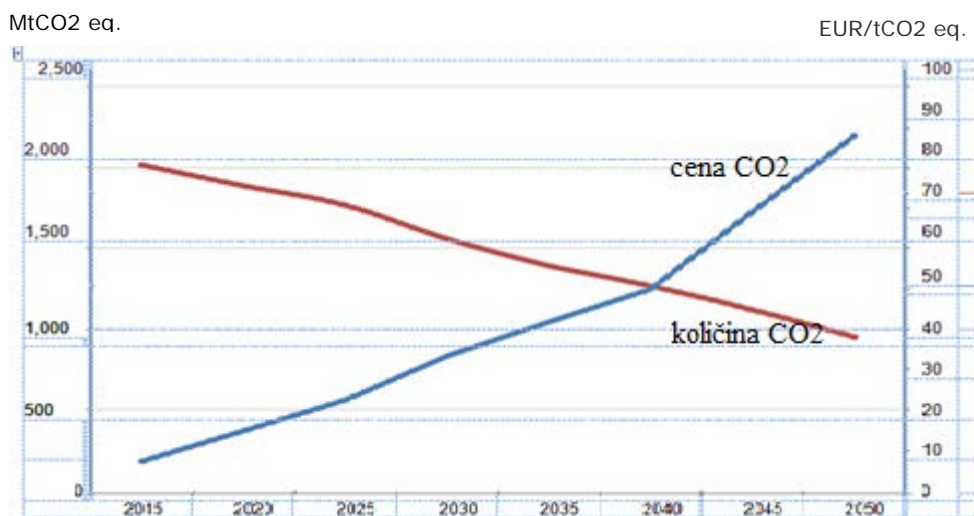
- odstotkov) in tehnološkega napredka (boljšega izkoristka energije) naj bi rast porabe električne energije zaostajala za rastjo BDP,
- Sestava proizvodnje električne energije se bo spreminjala v korist obnovljivih virov; delež sončne energije in vetra naj bi se med obnovljivimi viri povečal z 19% leta 2020 na 25% leta 2030 in na 36% leta 2050; delež premoga naj bi upadel do leta 2030 na 15%, deleža hidro in geotermalne energije naj bi ostala konstantna; delež jedrske energije naj bi se kljub podaljšanju življenjske dobe in novogradnjam s 27% v 2015 zmanjšal na 22% v letu 2030. Plin bo ohranjal svoj delež do leta 2030, čeprav mu nizke cene premoga in CO₂ do leta 2020 ne pomagajo pri nadomestitvi premoga.



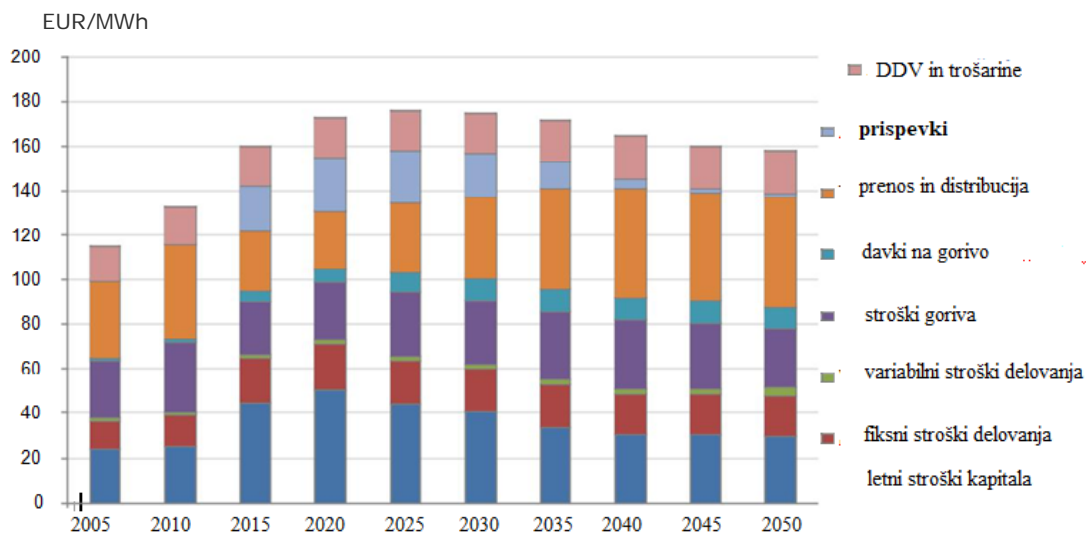
Slika 14: Struktura proizvodnje elektrike v EU do leta 2050 (Vir: REF2016)

Kot rečeno naj bi se znatno povečala energetska učinkovitost; rast povpraševanja po primarni energiji naj bi zato še naprej zaostajala za rastjo BDP.

Močno naj bi se povečalo trgovanje z električno energijo predvsem zaradi potreb po naraščajoči prilagodljivosti povezani z rastjo deležev obnovljivih virov; pretok med regijami naj bi se povečal s 17% leta 2015 na 26% leta 2020, 29% leta 2030 in nato ostal skoraj nespremenjen 30% do leta 2050. Pomemben pospeševalnik trgovanja je prekinjanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in posledično zahteve za uravnoteženje ponudbe te dobrine, to pa pomeni zmanjšanje prioritete njenega odkupa. Distorzije na trgu električne energije vodijo v neekonomično ravnanje subjektov na tem trgu do lapsusa v katerem se bodo slej ko prej končale.



Slika 15: Cene CO2 in emisije (Vir: REF2016)



Slika 16: Dinamika in struktura cen do 2050 (Vir: REF2016)

Iz takšnih gibanj determinant cen naj bi po REF2016 izhajalo stabilno povečevanje povprečne cene električne energije (brez stroškov omrežja in davščin) do leta 2030 za približno 18% glede na raven iz leta 2010, stabilizacija na okrog 20% višji ravni v obdobju 2030-2040, nato pa postopno zmanjševanje. Struktura stroškov električne energije se bo spreminjala s spreminjanjem stroškov kapitala za gradnjo novih in zamenjavo starih kapacitet. Stroški proizvodnje in omrežja, ki se bodo do

leta 2020 povečevali, naj bi se dolgoročno zmanjševali. Komponenta stroškov goriva naj bi zaradi zmanjšanja deleža fosilnih goriv do leta 2030 ostala stabilna. Stroški prenosa in distribucije naj bi se dolgoročno znatno povečali, kar je delno povezano s potrebo po povečanju deležev obnovljivih virov v mešanici proizvodnje električne energije. Cena ogljika naj bi se povečevala, vendar naj bi učinke na ceno krčilo zmanjševanja deleža proizvodnje z gorivi, ki povečujejo izpuste CO₂.

Rezultati prikazani v naši tabeli 11 (ocenjene parcialne cenovne elastičnosti) potrjujejo verjetno trendno rast cen električne energije povezano s povečevanjem BDP (rast agregatnega povpraševanja) in z obsegom njene proizvodnje (padajoči donosi in rastoči marginalni stroški v tem sektorju). Ocena REF2016, da se bo naraščanje cen električne energije po 2030 zaustavilo je optimistična. Glede na to, da gospodarska razvitost (in z njo tehnološka superiornost – od koncentracije človeškega kapitala, števila patentov na tisoč prebivalcev do kapitalске opremljenosti dela) po naših rezultatih ne vpliva na zniževanje cen električne energije (v tabelo 11 tega rezultata zaradi statistične nesignifikantnosti nismo uvrstili), bi morali okoli leta 2030 pričakovati pomemben prelom v tehnokoekonomski paradigmi oziroma nastop nekih novih tehnoloških rešitev. Teh pa za sedaj ni na vidiku. Za ekonomsko učinkovit nastop takšnih rešitev bo potreben čas, ki se bo dodatno podaljšal za obdobje izvedbe investicij z implementacijo teh rešitev.

Analitiki, ki so izdelali oceno objavljeno v REF2016, so za obdobje 2010 – 2030 predvidevali rast cen električne energije po 0.83% letno (v dvajsetih letih takšne rasti sledi 18% povečanje). V kolikor se bo podobno povečevanje cen električne energije, z nihanjem glede na konjunkturi in morda politični cikel, nadaljevalo do 2060, bo njihova raven v tem letu realno polovico (51%) višja kot 2010. Naj dodamo, da je 2010 dobro referenčno leto za dolgoročno oceno spreminjanja cen električne energije. Takrat na območju EU in zlasti v Srednji Evropi namreč še ni bilo tako močnih tržnih motenj (izkrivljanja ravni cen zaradi velikega obsega subvencij proizvajalcem te dobrine) kot v 2017.

Naj dodamo, da v projekciji cen ne upoštevamo vpliva subvencij proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov saj leta 2010 še niso bistveno vplivale na višino prodajnih cen te dobrine. Povečanje do 2030 oziroma 2060 merimo na osnovo (ceno proizvodnje električne energije) v 2010 ob predpostavki, da bodo proizvajalci te dobrine sposobni sami kriti svoje stroške. Se pa v 4. in 5. poglavju te študije ukvarjamo s tveganji v zvezi s subvencijami cenovno neučinkoviti produkciji električne energije in z ukrepi, ki jih bo za zaščito pred takšnimi tveganji potrebno uvesti v primeru investicije v JEK 2.

2.4 VIRI

- [1] Sklep Vlade RS (2014), 9.1.2014, 80200-2/2013/3.; Sklep Vlade RS (2012), 17.10.2012, 80200-1/2012/5.
- [2] Lewis, Ted (2006): Critical Infrastructure Protection in Homeland Security: Defending a Networked Nation, Wiley Interscience, New Jersey; Prezelj, Iztok in ostali (2008): Definicija in zaščita kritične infrastrukture

Republike Slovenije, Končno raziskovalno poročilo, Fakulteta za družbene vede, Ljubljana.

- [3] Križanič. F., Oplotnik. Ž., 2013: Market Changes, Business Cycles and Fluctuations in Electricity Prices: EU Evidence From Germany and Slovenia. *International Journal of Energy Economics and Policy*. 3, 118-126.
- [4] Kaldor N., 1934. A Classficatory Note on the Determination of Equilibrium. *Review of Economic Studies*. Voll (February 1934). p. 122 -136.
- [5] Križanič. F., Oplotnik. Ž., Kavkler. A., Kolšek. V., 2015: CRM – Capacity Remuneration Mechanism – kot odtziv na tržne razmere pri proizvodnji električne energije, *Gospodarska gibanja*, marec 2015, št. 476, Ljubljana, str. 34 - 49.
- [6] Van der Welle, Adrian in Bob Van der Zwaan. 2007. An Overview of Selected Studies on Value of Lost Load (VoLL). *Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), Working Paper*.
- [7] Košnjek Z. Kopše D., Kragelj A., Verdnik J., Batič D., Kuzmič B, 2011: Analiza pripravljenosti na kompenzacijo oz. na dodatno plačilo uporabnikov omrežja zaradi slabše oz. boljše razpoložljivosti storitve distribucije električne energije, 10. Konferenca slovenskih elektroenergetikov, Ljubljana.
- [8] Statistični urad Republike Slovenije, interna informacija o deležu oskrbe z električno energijo v sektorju »Oskrba z električno energijo, plinom in paro«, september 2017.
- [9] Podatkovni portal SI-STAT: Statistični urad Republike Slovenije, Okolje in naravni viri/Energetika/Električna energija; Električna energija (GWh); Cene električne energije za gospodinjstva (EUR/kWh); Cene električne energije za industrijo (EUR/kWh).
- [10] Haas. R., Glachant. J. M., Keseric. N., Perez. Y. 2006. Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress? In: Sioshansi, F.P., Pfaffenberger, W (Eds), *Electricity Market Reform. An International Perspective*. Elsevier. Kidlington. Oxford, U.K.
- [11] Pompei. F., 2013. Heterogeneous Effects of Regulation on the Efficiency of the Electricity Industry Across European Union Countries, *Energy Economics*. 40, 569-585.
- [12] Erdoglu., E. 2011. What Happened to Efficiency in Electricity Industries After Reforms? *Energy Policy*. 39. 6551-6560.
- [13] Slezak. M., 2017: NWS could face power shortages as temperature rises on energy policy, *Guardian*, 9. February 2017.

- [14] Uhlmann. C., 2016, South Australia's storm caused transmission faults, but that's not the whole story, ABC News, 19. October 2016.
- [15] Spletna stran: MMC RTV SLO, (po Reuters), 10. februar 2017, <http://www.rtv slo.si/svet/zaradi-vrocinskega-vala-v-avstraliji-rekordna-cena-elektrike/414723>; dostopano 11. 9.2017.
- [16] Borzen, interni podatki (informacija september 2017).
- [17] Podatkovni portal SI-STAT: Statistični urad Republike Slovenije, Ekonomsko področje:
Nacionalni računi/Input-output tabele, tabele ponudbe in porabe (ESR 2010), leto 2014;
Osnovna sredstva 2014;
Notranji izdatki za RRD v poslovnem sektorju po SKD dejavnosti, 2014;
Bruto domači izdatki za RRD dejavnost, leto 2014;
Računi države/Obremenitve z davki in prispevki po vrsti dajatve, % BDP.
- [18] Leontief, W., W, 1942, The Structure of American Economy, 1919 – 1929: An Empirical Application of Equilibrium Analysis by Wassily W, Leontief, The Canadian Journal of Economics and Political Science, 8, 124-126.
- [19] Leontief, W., W, 1954, Domestic Production and Foreign Trade: the American Capital Position RE-examined, Economica Internazionale, 7.
- [20] ELEK, Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji - P2054, 2016.
- [21] US Energy Information Administration, August 2016, Annual Energy Outlook 2016 with projections to 2040.
- [22] European Commission, 2001, New Research reveals the real costs of electricity in Europe, July 2001.
- [23] VGB Powertech, 2015, Levelized Costs of Electricity, VGB-B.031.
- [24] Spletna stran: Eurostat, 2017, Data/Database/Environment and Energy/Energy/Statistics – prices of natural gas and electricity.
- [25] ELEK, Primerjava med B6 TEŠ in alternativnimi rešitvami, ki to niso ter njihov vpliv v Sloveniji, februar 2011.
- [26] EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions; Trends to 2050, European Commission, 2016.

Za izračune je bila uporabljena programska oprema *EViews*: 9.5.

3 VLOGA JE PRI ZAGOTAVLJANJU CENOVNO SPREJEMLJIVE IN STABILNE PONUDBE ELEKTRIČNE ENERGIJE V DALJŠEM OBDOBJU

3.1 OPREDELITEV DVEH SCENARIJEV RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA

V letu 2015 sta ELEK in EIPF za GEN energijo d.o.o. izdelala študijo »Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050« [1]. V študiji so bile izvedene simulacije pričakovane dolgoročne rasti gospodarske dejavnosti, dodane vrednosti, življenjskega standarda in porabe električne energije v EU ter Sloveniji. Rezultate študije smiselno uporabljamo tudi ob proučevanju vloge jedrske elektrarne pri zagotavljanju cenovno sprejemljive in stabilne ponudbe električne energije v daljšem obdobju.

Glede na (1) predvidene zaustavitve delovanja obstoječih elektrarn v Sloveniji (tabela 4), (2) glede na predvidene gradnje nadomestnih objektov [1] ter (3) glede na omenjeno projekcijo rasti porabe električne energije se kažeta dva scenarija razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema. Pri obeh scenarijih je predvidena intenzivna izgradnja novih OVE. Ta trud bo precejšen, saj se bo po naši projekciji proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov ter energetske učinkovite kogeneracije od 2020 do 2060 povečala za 126%. Od tod dalje ločimo dva scenarija.

Po osnovnem scenariju (intenzivna izgradnja OVE in izgradnja novega jedrskega bloka) pričakujemo, da bodo ob zapiranju starih proizvodnih blokov po letu 2030 ob razpršenih OVE virih v omrežje vključene naslednje nove velike proizvodne enote:

- drugi blok Jedrske elektrarne Krško (JEK 2),
- hidroelektrarne (HE na srednji Savi in HE na Muri),
- dve plinsko parni enoti s soproizvodnjo toplote in električne energije v Termoelektrarni toplarni Ljubljana (TE-TOL).

Za potrebe naraščajočih sistemskih potreb pa predvidevamo izgradnjo 400 MW črpalne HE Kozjak ter nadomestne plinsko parne enote v Termoelektrarni Brestanica (TEB).

Po alternativnem scenariju (intenzivna izgradnja OVE in uvoz električne energije) predvidevamo, da bo Slovenija delež električne energije, ki bi bil po osnovnem scenariju proizveden v Sloveniji, uvažala. Ta elektrika bi bila proizvedena iz plinsko-parnih elektrarn oziroma jedrskih elektrarn iz sosednjih držav proizvedeno po modelu gospodarjenja „only market“ (brez subvencij proizvajalcem električne energije v državah, kjer to elektriko proizvajajo).

Predvidevamo možen uvoz iz Avstrije, Madžarske in delno z Balkana. Alternativni scenarij je seveda pogojen z zadostnimi fizičnimi povezavami elektroenergetskega sistema Slovenija s sosednjimi sistemi ter z zadostno količino električne energije.

Že iz osnovnih predpostavk je jasno, da po alternativnem scenariju postanemo ekstremno uvozno odvisni:

- tako glede pokrivanja porabe električne energije,

- kot glede sistemskih storitev (upoštevati je potrebno tudi dodatne povečane potrebe glede na osnovni scenarij zaradi relativno večjega deleža OVE)

V pripravljajoči se regijski ureditvi skupnega EU trga (ki bo predvidoma presegala nacionalne meje) po alternativnem scenariju postajamo izjemno odvisni odjemalci, po osnovnem scenariju pa lahko nekaj elektrike tudi izvozimo, čeprav bo rast porabe električne energije možnosti za ta izvoz sčasoma odpravila.

Projekcijo porabe, proizvodnje in bilance električne energije v obdobju od 2020 do 2060 prikazujemo v tabeli 12 (osnovni scenarij) in tabeli 13 (alternativni scenarij). Za primerjavo pa je v omenjenih tabelah podan tudi podatek lanskoletne bilance [2]. Razpršeni viri (OVE in SPTE) so priključeni na distribucijsko omrežje, kjer je tudi odjem za energijo iz teh virov. Na prenosnem omrežju pa so upoštevane velike HE, ČHE, TE in JE. Bilanca je izračunana na nivoju prenosnega omrežja. Upoštevana je konservativna projekcija porabe električne energije. Kljub temu, da je pri določenih segmentih porabe energije pričakovati večji prehod na električno energijo, že pri konservativni projekciji porabe lahko predvidevamo večje težave s pokrivanjem potreb ob neustrezni energetske politiki. Po osnovnem scenariju se bo proizvodnja električne energije 2020 do 2060 skupaj povečala za 28%. Po alternativnem scenariju pa bo upadla za 39%. Po osnovnem scenariju bo Slovenija leta 2060 pri dobavi električne energije 13% uvozno odvisna, po alternativnem scenariju pa bo ta odvisnost 58%. Glede na cene proizvodnje električne energije v klasični plinsko parni elektrarni (med 53 EUR/MWh in 168 EUR/MWh) in predpostavki, da bo uvožena elektrika proizvedena v plinsko parnih elektrarnah, bo Slovenija samo za uvoz električne energije v primeru alternativnega scenarija na koncu plačevala vsoto, ki bo realno ustrezala sedanjí ravni med 0,5 ter 1,6 milijarde evrov letno.

Tabela 12: Osnovni scenarij - intenzivna izgradnja OVE in izgradnja novega jedrskega bloka(TWh)

leto	distribucijski sistem	prenosni sistem						
	proizvodnja	proizvodnja					poraba	bilanca
	OVE +SPTE	HE	ČHE	TE	JE*	skupaj	skupaj	
2016	1,04	4,02	0,29	4,37	2,71	11,39	12,73	-1,74
2020	2,01	4,29	0,40	3,88	2,62	11,19	12,21	-1,02
2030	2,97	5,01	1,23	3,05	2,62	11,90	12,87	-0,97
2040	3,86	5,36	1,22	3,05	9,10	18,73	14,49	4,24
2050	4,57	5,52	1,28	3,05	7,49	17,34	15,52	1,82
2060	4,95	5,54	1,29	0,00	7,49	14,32	16,40	-2,08

* Upoštevane slovenske deleže NEK – 50 %.

Tabela 13: Alternativni scenarij - intenzivna izgradnja OVE in uvoz električne energije (TWh)

leto	distribucijski sistem	prenosni sistem						
	proizvodnja	proizvodnja					poraba	bilanca
	OVE	HE	ČHE	TE	JE*	skupaj	skupaj	

	+SPTE							
2016	1,04	4,02	0,29	4,37	2,71	11,39	12,73	-1,74
2020	2,01	4,29	0,40	3,88	2,62	11,19	12,21	-1,02
2030	2,97	5,01	1,23	3,05	2,62	11,90	12,87	-0,97
2040	3,86	5,36	1,22	3,05	2,62	12,25	14,49	-2,24
2050	4,57	5,52	1,28	3,05	0,00	9,85	15,52	-5,67
2060	4,95	5,54	1,29	0,00	0,00	6,83	16,40	-9,57

* Upoštevan slovenski delež NEK – 50 %.

3.2 RAZLIKA V CENOVNI UČINKOVITOSTI OBEH SCENARIJEV

Med obema orisanima alternativnima scenarijema dolgoročnega razvoja (strukturiranja) ponudbe električne energije na slovenskem trgu so pomembne razlike v ceni po kateri bodo lahko ponudniki (ob predpostavki konkurence, ki bo preprečila nastajanje monopola) zagotavljali to dobrino. V poglavju 2 (tabela 6) smo videli, da je razlika v ceni, po kateri je sposobna trgu zagotavljati električno energijo jedrska elektrarna in po kateri to energijo zagotavljajo klasične plinske parne elektrarne med 17 EUR/MWh in 84 EUR/MWh. Odvisno od razmer. V jedrski elektrarni so te razmere povezane z obvladovanjem tveganj pri gradnji in financiranju, v plinsko parni elektrarni pa so relevantne zlasti razmere glede cen zemeljskega plina. Na osnovi podatkov iz tabele 12 in 13 ter iz tabele 6 lahko izračunamo razliko v skupni ceni, ki jo bo dolgoročno nosilo slovensko narodno gospodarstvo v primeru, da se bo pri oskrbi z električno energijo namesto na nadaljevanje proizvodnje v jedrski elektrarni naslonilo na uvoz in s tem plačevalo ceno električne energije, ki jo bo na širšem trgu določalo pokrivanje stroška obstoja marginalnega (najmanj učinkovitega, a še delujočega) proizvajalca – plinske pare elektrarne. Rezultate prikazujemo v zgornjem delu tabele 14. V spodnjih dveh vrsticah te tabele so povzeti podatki o poenotenem strošku električne energije (PSEE) pri uporabi jedrske energije ali pa zemeljskega plina [3].

Iz tabel 12 in 13 sledi, da razlike med jedrskim in alternativnim scenarijem pred 2040 ni, nato pa nastane in se do 2050 še poveča. V 2040 bi Slovenija v primeru alternativnega scenarija uvozila za skoraj 6,5 TWh več električne energije kot v primeri jedrskega scenarija. Nato pa 2050 in enako 2060 ta razlika naraste na blizu 7,5 TWh. Ob upoštevanju omenjene razlike v poenotenih stroških proizvodnje elektrike v jedrski elektrarni ali pa konvencionalni plinsko parni elektrarni bodo zaradi večjega uvoza po višjih cenah, kot bi jih omogočala proizvodnja električne energije v novi domači jedrski elektrarni, potrošniki te dobrine (gospodarstvo in gospodinjstva) skupaj nosili dodaten strošek (cene 2015) med 311 milijoni evrov in 544 milijoni evrov v 2040 ter med 360 milijoni evrov in 629 milijoni evrov v letih 2050 in 2060 (ko prvi blok Nuklearne elektrarne Krško ne bo več obratoval).

Tabela 14: Izračun razlike v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem

		Proizvodnja		Skupni	stroški
--	--	-------------	--	--------	---------

	Jedrski scenarij	Alternativni scenarij	Razlika	Najboljši primer	Najslabši primer
	TWh	TWh	TWh	Mio EUR	Mio EUR
2040	9,10	2,62	6,48	110	544
2050	7,49	0	7,49	127	629
2060	7,49	0	7,49	127	629
Poenoteni strošek proizvodnje elektrike		jedrska energija	EUR/TWh	36	84
		zemeljski plin	EUR/TWh	53	168

3.3 VPLIV OBEH ALTERNATIVNIH MOŽNOSTI RAZVOJA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA NA SLOVENSKO GOSPODARSTVO

V poglavju 2.1.3 smo predstavili ekonomsko teorijo stagflacijske krize povezane s pomanjkanjem ponudbe električne energije. Pokazali smo, da se temu pomanjkanju gospodarstvo in prebivalstvo lahko prilagodita tako, da zmanjšata porabo električne energije. Gospodarstvo reagira na povečanje stroškov z zmanjšanjem dejavnosti (proizvodnje) v odvisnosti od intenzivnosti porabe električne energije v reprodukcijskem toku. Panoge, ki po svoji proizvodni verigi porabijo več elektrike, bodo bolj znižale svojo proizvodnjo in dodano vrednost (na ta način bodo optimizirale stroške, tudi če ne bodo delovale na ravni polnega izkoristka zmogljivosti); panoge, ki potrebujejo relativno (na enoto proizvodnje) manj električne energije, pa bodo svojo dejavnost in ustvarjeno dodano vrednost skrčile manj. Za prebivalstvo predpostavljamo, da bo na krizo reagiralo kot na druge oblike inflacije, ki mu znižuje realni dohodek. Temu upadu bo prilagodilo tudi osebno porabo. Glede na to, da je elektrika dobrina z zelo nizko cenovno elastičnostjo povpraševanja, lahko domnevamo, da bo prebivalstvo svojo porabo znižalo proporcionalno po potrošnikovi košarici dobrin. Oba učinka, znižanje proizvodnje ter znižanje osebne porabe vplivata na narodnogospodarsko ravnotežje. Za primer občasnega pomanjkanja električne energije smo ta vpliv analizirali v poglavju 2.1.3.

Na podoben način kot stagflacijsko ter inflacijsko krizo povezano s povečanjem cen električne energije, lahko analiziramo tudi dolgoročne učinke višjih narodnogospodarskih stroškov oskrbe s to dobrino. Stroški nastali z opustitvijo jedrskega scenarija razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema in naslonitvijo na uvoz ter z najverjetnejšo dobavo električne energije po cenah, ki omogočajo delovanje konvencionalnih plinsko parnih elektrarn (alternativni scenarij) so prikazani v zadnjih dveh stolpcih tabele 14. Pri tem moramo upoštevati, da izvajamo analizo na podatkih input-output matrike slovenskega gospodarstva za 2014 in da se bo do 2040 ter nato tudi do 2060 gospodarska struktura v Sloveniji povsem spremenila. Ne gre torej za projekcijo pač pa za prikaz, kakšne bi bile gospodarske posledice pri odločitvi za razvoj našega elektroenergetskega sistema po jedrskem oziroma alternativnem scenariju glede na stanje (gospodarsko strukturo, cene opreme in gradnje, cene električne energije,...) sredi drugega desetletja enaindvajsetega stoletja. Analiziramo torej kakšne so neposredne in posredne posledice za slovensko gospodarstvo, če bi 7,5 teravatnih ur potrebne električne energije proizvajali v jedrski elektrarni ali pa s

konvencionalnimi plinsko parnimi elektrarnami. Dejstvo, da domača proizvodnja prinaša dodano vrednost, javnofinančne prilive, ipd. v tem primeru zanemarimo. Zanima nas stroškovni učinek izbire enega ali drugega scenarija. Ker je analiza shematične narave, se omejimo samo na rezultate, ko pride razlika med obema scenarijema do polnega izraza, torej predvidoma v letu 2050.

V analizi upoštevamo, da je bil 2014 delež gospodarstva v skupni slovenski porabi električne energije 64%, delež gospodinjstev pa 36% (preračunano iz vrednosti porabe električne energije v input-output matriki 2014). Gospodarstvo se povečanemu strošku električne energije prilagodi z zmanjšanjem proizvodnje (kapacitetni učinek), gospodinjstva pa z znižanjem porabe in prihrankov. Slednje, ob 4,6% nagnjenosti gospodinjstev k prihrankom, vodi tudi v upad investicij. Tako bi 2050 v najboljšem primeru, pri 127 milijonih evrov razlike med stroški dobave električne energije po obeh scenarijih, na kapacitetni učinek (zmanjšanje zmogljivosti gospodarstva zaradi višjih stroškov) prišlo 81 milijonov evrov, na znižanje osebne porabe 44 milijonov evrov in na upad investicijskega povpraševanja (zaradi zmanjšanih prihrankov prebivalstva ter posledično znižanim obsegom kreditov) 2 milijona evrov. V najslabšem primeru pa bi se zmogljivosti gospodarstva, na specifičen način, znižale za 403 milijone evrov, osebna poraba bi upadla za 216 milijonov evrov, investicijska poraba pa za 10 milijonov evrov. Kakšen vpliv imajo razlike v stroških električne energije na slovensko gospodarstvo smo, podobno kot v poglavju 2.1.3, ocenili z input-output analizo na podatkih 63 sektorske input-output matrike slovenskega gospodarstva v 2014. Metodologija, podatki in citirana literatura je za poglavji 2 in 3 enaka ter predstavljena na koncu poglavja 2.

Tabela 15: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem ob najugodnejših razmerah za proizvodnjo elektrike

	Vrednost	Delež na makroekonomski ravni
	Milijoni evrov	%
Produkcija	-242	-0,34
Dodana vrednost	-101	-0,30
Javnofinančni prihodki	-37	-0,30
Izvoz	-64	-0,29
Delovno aktivni (število oseb)	-2.332	-0,25

Tabela 16: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem ob najbolj neugodnih razmerah za proizvodnjo elektrike

	Vrednost	Delež na makroekonomski ravni
	Milijoni evrov	%
Produkcija	-1.199	-1,69
Dodana vrednost	-499	-1,48
Javnofinančni prihodki	-185	-1,48
Izvoz	-317	-1,46
Delovno aktivni (število oseb)	-11.554	-1,24

Rezultate naše analize prikazujemo v tabelah 15 in 16. Tu vidimo, da bi imela razlika v proizvodnih stroških električne energije med relativno nižjimi v jedrski elektrarni ter relativno višjimi v konvencionalni plinsko parni elektrarni pri oskrbi

trga s 7,5 TWh električne energije (polovica sedanje proizvodnje na pragu oziroma 58% končne porabe te dobrine v Sloveniji) precejšnje narodnogospodarske posledice. Proizvodnja v plinsko parnih elektrarnah bi na narodnogospodarski ravni letno vodila v 0,2 do 1,2 milijarde evrov manjši prihodek (proizvodnja), 0,1 do 0,5 milijarde evrov manjšo dodano vrednost, 64 do 317 milijonov evrov manjši izvoz blaga in storitev ter kumulativno v izgubo od okoli 2.300 do okoli 11.500 delovnih mest. Ker gre za strateško razvojno strukturiranje proizvodnih zmogljivosti (nova jedrska elektrarna ali uvoz, lahko pa tudi domača pasovna proizvodnja električne energije v konvencionalnih plinsko parnih elektrarnah), so posledice trajne. To ni začasen ponudbeni šok. Izgube se bodo kumulirale skozi leta in desetletja, gospodarstvo pa se bo prilagajalo s spreminjanjem strukture in komparativnih prednosti v relativno manjšo porabo električne energije. Proces bo verjetno spodbudil deindustrializacijo.

Rezultati v tabelah 15 in 16 kažejo, da je učinek dražje proizvodnje električne energije v plinsko parnih elektrarnah v primerjavi s proizvodnjo v jedrski elektrarni pri analiziranem obsegu proizvodnje električne energije (7,5 TWh) tako velik, da glede na razmere v 2014 vodi do razlik med 0,3% in 1,5% dodane vrednosti slovenskega gospodarstva. Pri tem ne upoštevamo dodane vrednosti izgubljene zaradi dejstva, da se v Sloveniji porabljena električna energija proizvaja v tujini.

3.4 VIRI

- [1] ELEK, 2015, Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050.
- [2] Agencija za energijo, 2017, Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2016.
- [3] VGB Powertech, 2015, Levelized Costs of Electricity, VGB-B.031.

4 ANALIZA TVEGANJ

Področje tveganj je zelo široko in v veliki meri specifično glede na objekt, ki ga želimo obravnavati. Zaradi tega so tudi definicije tveganj različne in v veliki meri subjektivno zastavljene glede na obravnavani proces [1]. Po standardu ISO 31000:2009, ki je dovolj splošen, da omogoča uporabo na različnih področjih lahko povzamemo naslednjo definicijo tveganja: *Organizacije različnih tipov in velikosti so soočene z notranjimi in zunanjimi faktorji in vplivi, ki povzročajo negotovost glede časa, v katerem bo organizacija dosegla svoje cilje in glede tega, če jih sploh bo dosegla. Učinek negotovosti glede doseganja ciljev organizacije je „tveganje“.* Podobno kot pri ostalih vidikih obvladovanja procesov je tudi pri obvladovanju tveganj smiselno slediti principom PDCA cikla (ang.: Plan-Do-Check-Act).

Pri procesih, kjer so tveganja učinkovito obvladovana veljajo naslednja načela [1] in sicer upravljanje tveganj:

- ustvarja in ščiti vrednost,
- je sestavni del vseh procesov v organizaciji,
- je sestavni del odločanja,
- izrecno obravnava negotovost,
- je sistematično, strukturirano in pravočasno,
- temelji na najboljših informacijah, ki jih je mogoče pridobiti,
- je prilagojeno,
- upošteva kulturne in človeške faktorje,
- je pregledno in ne izključujoče,
- je dinamično, ponavljajoče se in sposobno odziva na spremembe,
- spodbuja in omogoča neprestano izboljševanje organizacije.

Ključno je delovati po principu predvidevanja in obvladovanja tveganj, kot je to industrijska praksa v jedrskih elektrarnah, in ne po principu učenja na napakah in posledicah neobvladovanih tveganj.

4.1 BREZ ODLOČITVE ZA IZGRADNJO NOVE JE – TVEGANJA ZA DRŽAVO

4.1.1 Tržna tveganja

4.1.1.1 Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije

V 3 poglavju »Vloga JE pri zagotavljanju cenovno sprejemljive in stabilne ponudbe električne energije v daljšem obdobju« smo videli, da je dolgoročna alternativa dobavi električne energije iz drugega bloka jedrske elektrarne Krško nakup te energije po ceni, ki bo ustrezala višini potrebni za pokrivanje stroškov delovanja konvencionalne plinsko-parne elektrarne (v eni od sosednjih držav ali v Sloveniji). Ta bo na svobodno delujočem trgu (brez subvencij države) mejni proizvajalec. Ostali, cenovno konkurenčnejši proizvajalci električne energije (jedske elektrarne na Madžarskem in Češkem, večje hidroelektrarne v Sloveniji, Avstriji in na Hrvaškem,...) bodo pri tem ustvarjali t.i. proizvajalčev presežek (producer surplus). To je korist, ki jo pridobi proizvajalec neke dobrine z razliko med prodajo po ravnovesni ceni na trgu (pri njej se izenačita ponudba in povpraševanje) ter

prodajo po najnižji ceni, ki bi jo bil za svojo ponudbo še pripravljen sprejeti. Ob predpostavki, da na trgu dolgoročno ne bo motenj, se bo elektrika prodajala po ravnovesni ceni, ki bo takšna, da bo pokrivala stroške mejnega proizvajalca (med obstoječimi ponudniki ima najvišjo lastno ceno).

V 3. poglavju, tabeli 14 »Izračun razlike v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem« smo videli, da je razlika v poenotenem strošku električne energije v konvencionalni plinsko parni elektrarni in jedrski elektrarni med 17 EUR/MWh (47%) v primeru ugodnih razmer za proizvodnjo ter 84 EUR/MWh (100%) v primeru neugodnih razmer za proizvodnjo električne energije (kot omenjeno vpliva na ceno električne energije iz plinsko-parne elektrarne zlasti cena zemeljskega plina, na ceno električne energije iz jedrske elektrarne pa učinkovitost obvladovanja stroškov kapitala). Najverjetnejša razlika bo nekje vmes. Povprečje med najvišjim (84 EUR/MWh) in najnižjim (36 EUR/MWh) stroškom proizvodnje električne energije v jedrski elektrarni je 60 EUR/MWh, pri konvencionalni plinsko parni elektrarni pa 110,5 EUR/MWh (najnižli poenoteni stroški električne energije so tu 53 EUR/MWh, najvišji pa 168 EUR/MWh). **Razlika med povprečno vrednostjo proizvodnje v konvencionalni plinsko parni elektrarni in jedrski elektrarni je 50,5 EUR/MWh.** Takšen bo verjetno stroškovni pritisk oziroma tveganje stroškov proizvodnje električne energije v Sloveniji, ko bodo sedanji bloki Termoelektrarne Šoštanj in prvi blok Nuklearne elektrarne Krško prenehali delovati.

V 3. poglavju smo videli, da bo slovensko gospodarstvo (merjeno na razmere sredi drugega desetletja enaindvajsetega stoletja) v primeru višjega stroška električne energije letno izgubilo med 100 milijonov evrov in 500 milijonov evrov dodane vrednosti (med 0,3% BDP in 1,5% BDP) ter med 2.300 in 11.600 delovnih mest. Učinek ne bo samo statičen, pač pa bodo posledice tudi na alokacijo proizvodnje in deindustrializacijo Slovenije ter premik gospodarske strukture v izvajanje energetskega manj zahtevnih storitev terciarnega sektorja (trgovina, turizem, finančne storitve, različne osebne storitve, ipd.).

V zvezi z razliko v stroških električne energije med tistimi, ki bi jih omogočalo delovanje drugega bloka jedrske elektrarne v Krškem in alternativnim scenarijem se posvetimo še zelo verjetnemu primeru, ko bi na širšem za Slovenijo relevantnem trgu delovala manjša skupina ponudnikov električne energije (oligopol) in bi vsak med njimi tvoril t.i. bilančno skupino z različnimi proizvodnimi bloki (od jedrske elektrarne, termoelektrarne na premog, plinsko parne elektrarne, velikih hidroelektrarn ali verig hidroelektrarn na posameznih rekah, pa tudi subvencionirano proizvodnjo iz sicer cenovno nekonkurenčnih obnovljivih virov - elektrarne na veter, sonce, biomaso,...). V tem primeru bi imeli na slovenskem trgu električne energije oligopol. Ravnovesje ne bi bilo vzpostavljeno pri ceni, ki bi omogočala delovanje cenovno najmanj učinkovitega proizvajalca (konvencionalne plinsko parne elektrarne), pač pa na ravni povprečnih cen proizvedenih sodelujočih ponudnikov. Da bi dosegli to ceno, bodo omejili ponudbo. Razlika med njihovo proizvodno ceno (izračunano kot poenoteni strošek električne energije) in ceno oblikovano na trgu po vplivom oligopola, bo monopolna renta (markup). Opredeljevala jo bo togost povpraševanja po električni energiji v Sloveniji. Z gospodarskim razvojem se bo potreba po električni energiji, njena koristnost za delovanje našega gospodarstva in s tem togost povpraševanja po tej dobrini povečevala (v poglavju 2.1 »Izračun stroškov izpada dobave električne energije« smo videli, da gospodarski razvoj vpliva na naraščanje stroškov izpada dobave električne energije - VoLL). Sklepamo lahko, da se bodo monopolne rente ponudnikov električne energije na slovenskem trgu trendno dolgoročno

povečevale. Glede na to, da bodo na slovenskem trgu nastopali oligopolni ponudniki iz drugih držav, lahko tudi sklepamo, da se bodo v takšnih tržnih razmerah ustvarjeni dobički odlivali v tujino.

4.1.1.2 *Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev*

Evropska komisija je v letu 2016 sprejele Referenčni scenarij za doseganje okoljskih ciljev v energiji, transportu in emisiji toplogrednih plinov do 2050 [2]. Scenarij temelji na nizu predpostavk o rasti števila prebivalstva, makroekonomskih razmerah in cenah nafte, tehnoloških izboljšavah in politikah ter učinkih popolnega izvajanja zakonodaje EU in obstoječih pravno zavezujočih ciljev do leta 2020. Okoljski in energetski cilji izhajajo iz strategije Evropa 2020; kot kaže tabela 17 je EU dva od štirih ciljev do leta 2015 že izpolnila, relativno najbolj oddaljena od cilja pa je pri deležu obnovljive energije.

Tabela 17: Okoljski in energetski cilji Strategije Evropa 2020

	Indikator	2008	2014	2015	Cilj 2020
okoljske spremembe & energija	toplogredni plini (indeks 1990=100)	90,3	77,4	77,9	80
	delež obnovljive energije v bruto končni porabi energije (%)	11,0	16,1	16,7	20
	poraba primarne energije (milijoni ton ekvivalenta nafte)	1.692	1.508	1.529	1.483
	poraba končne energije (milijoni ton ekvivalenta nafte)	1.179	1.059	1.082	1.086

Kršitve na katerih si je EU postavila kvantificirane cilje, ki naj bi jih dosegli v letih 2020 ali 2030 so na treh področjih:

- zmanjšanje porabe energije,
- povečanje deleža obnovljive energije,
- zmanjšanje količine toplogrednih plinov.

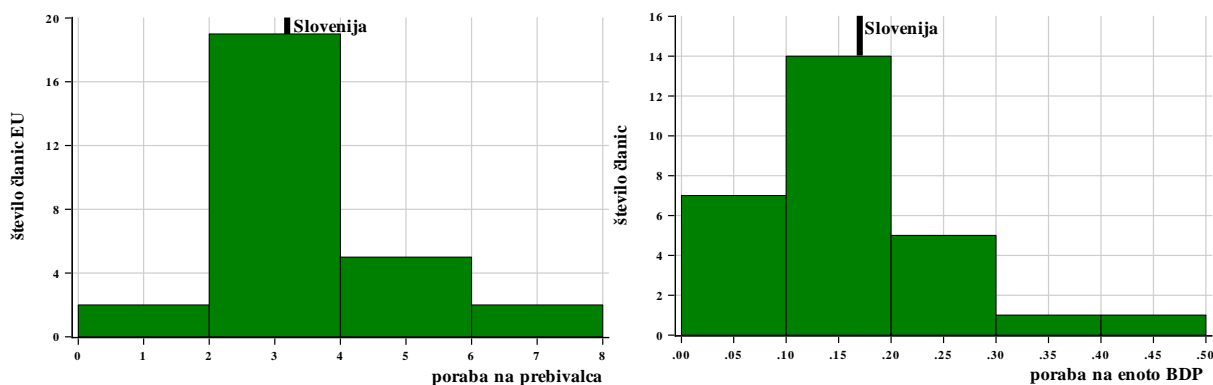
V nadaljevanju² so uporabljeni najnovejši objavljeni podatki Eurostata [3]; največkrat gre za podatke, ki vključujejo še leto 2015. Podatki za zdaj kažejo, da bodo dosedanje politike in tržne razmere omogočile zaželeno zmanjšanje toplogrednih plinov, do katerega lahko pripelje zmanjšanje količine primarne energije in povečanje deleža obnovljivih virov in da je največje zaostajanje za ciljem pri deležu obnovljivih virov energije.

² Podrobneje je bilo to poglavje predstavljeno v študiji »Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji« [4].

4.1.1.2.1 Zmanjšanje porabe energije³

Poraba primarne energije v EU (merjena v tonah naftnega ekvivalenta) je dosegla vrh v letu 2006, nato pa je začela upadati in se vrnila na raven iz devetdesetih let prejšnjega stoletja. Zmanjšanje porabe gre v veliki meri pripisati gospodarski krizi, kar je posredno mogoče videti tudi iz podatkov o povečanjih in zmanjšanjih med letoma 2005 in 2013; najbolj se je poraba zmanjšala v državah, ki jih je gospodarska kriza najbolj prizadela. Zaradi gospodarske krize je v letu 2013 kar dvajset članic EU že doseglo porabo, ki je bila manjša od ciljne porabe v letu 2020. Z gospodarsko oživitvijo je poraba energije na prebivalca do leta 2015 ponovno nekoliko narasla, na enoto BDP pa zaradi povečanja imenovalca upadla. Bolj ali manj samoumevno je, da je poraba energije v veliki meri odvisna od naravnih danosti (temperature itd.) in da se na prebivalca z gospodarsko razvitostjo povečuje, na enoto BDP pa zmanjšuje predvsem zaradi spreminjanja strukture BDP (to je povečanja deleža storitev) in večje energetske učinkovitosti. Pri projekciji porabe električne energije je treba v naslednjih dveh desetletjih upoštevati še dodaten impulz rasti zaradi prehoda na električno mobilnost ter ogrevanje s toplotnimi črpalkami.

Na prebivalca so v EU leta 2015 porabili 3,2 enote energije, največ v Luksemburgu 7,2, najmanj v Romuniji 1,6, na 1 evro BDP pa so v EU leta 2015 porabili 0,11 enot energije, najmanj na Danskem 0,06 enot in največ v Bolgariji 0,41 enot. »Benchmarking« Slovenije po porabi energije med članicami EU je prikazan na histogramih (slika 17), ki kažeta razvrstitev članic EU po porabi energije na prebivalca in na enoto BDP. Slovenija (njen položaj je posebej označen) je po obeh kriterijih v skupini evropskih držav blizu povprečja oziroma mediane; poraba na prebivalca je v Sloveniji znašala 3,19 enot, na 1 evro BDP pa 0,17 enot. Slovenija sicer sodi med države, ki tako na prebivalca kot na enoto BDP porabi nekoliko več energije, kot bi naj jo porabila glede na stopnjo razvitosti.



Slika 17: »Benchmarking« Slovenije v porabi energije, 2015 [Vir podatkov: Eurostat :vir C]

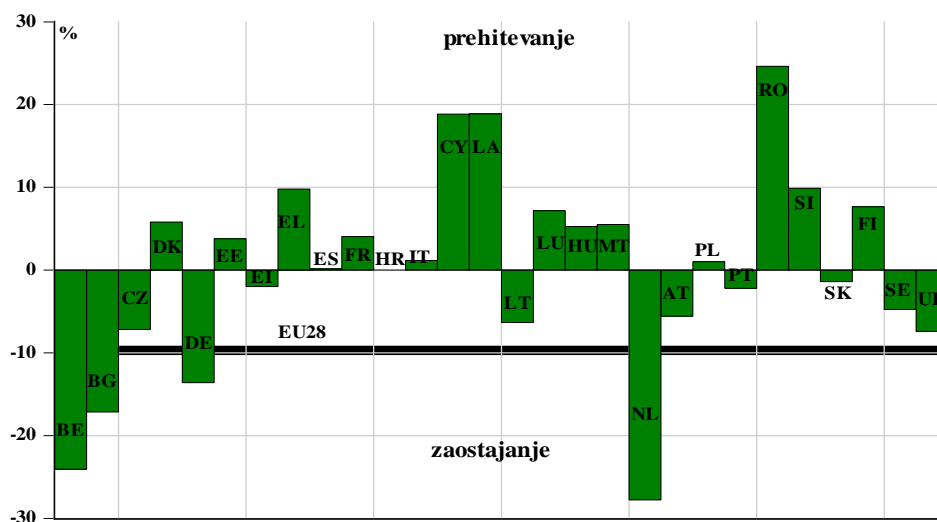
Med letom 2005 in 2015 se je poraba energije v EU zmanjšala za 4,8 odstotke; zmanjšala se je v enaindvajsetih članicah, v sedmih pa se je povečala. V devetih članicah se je poraba zmanjšala za več kot 10 odstotkov, Slovenija sodi med

³ Za primerjavo porabe energije in uspešnosti v zmanjševanju njene porabe ter količine toplogrednih plinov med članicami so podatki standardizirani z vrednostmi na prebivalca ali na enoto BDP.

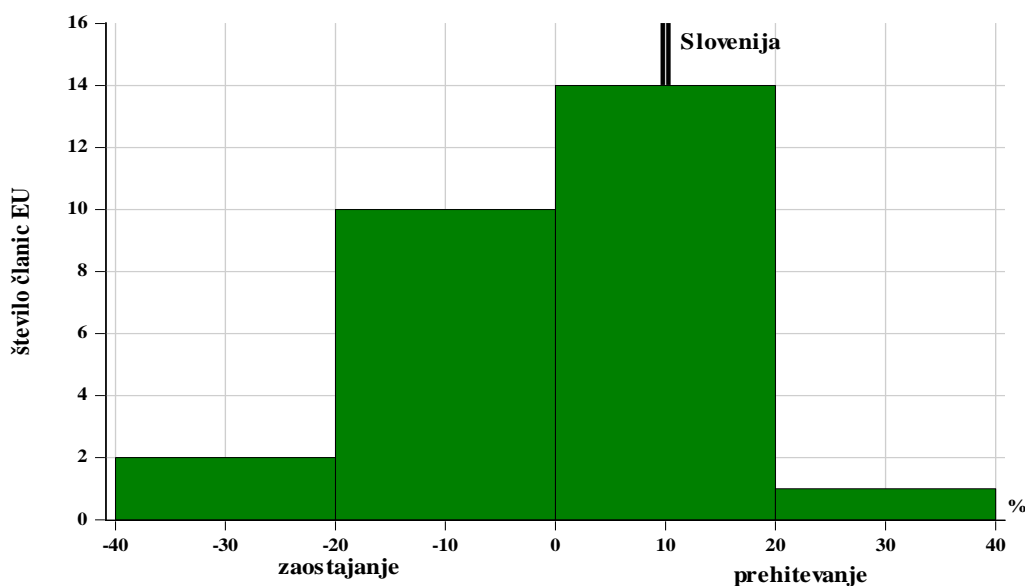
dvanajst držav, v katerih se je poraba energije zmanjšala, a za manj kot 10 odstotkov. Tudi po tem kriteriju Slovenija sodi med »normalne« evropske države.

4.1.1.2.2 Ciljna poraba energije

Hitro zmanjševanje porabe energije do leta 2013, je, kljub manjšemu porastu po oživitvi gospodarstva, ciljno porabo v letu 2020 naredilo dosegljivo. Še več, petnajst držav (za Hrvaško ni podatka o cilju), med njimi tudi Slovenija, je leta 2015 doseglo ali preseгло ciljno znižanje porabe za leto 2020, dvanajst držav pa je za ciljnim zmanjšanjem porabe zaostalo, od tega štiri za več kot 10 odstotkov. Med njimi sta dve veliki gospodarstvi Nemčija in Nizozemska, zato je tudi celotna EU28 za kar 10 odstotkov zaostajala za ciljem. Slovenija je cilj prehitevala za približno 10 odstotkov.



Slika 18: Relativno prehitevanje in zaostajanje članic EU za ciljem v letu 2020, leto 2015
[Vir podatkov: Eurostat]

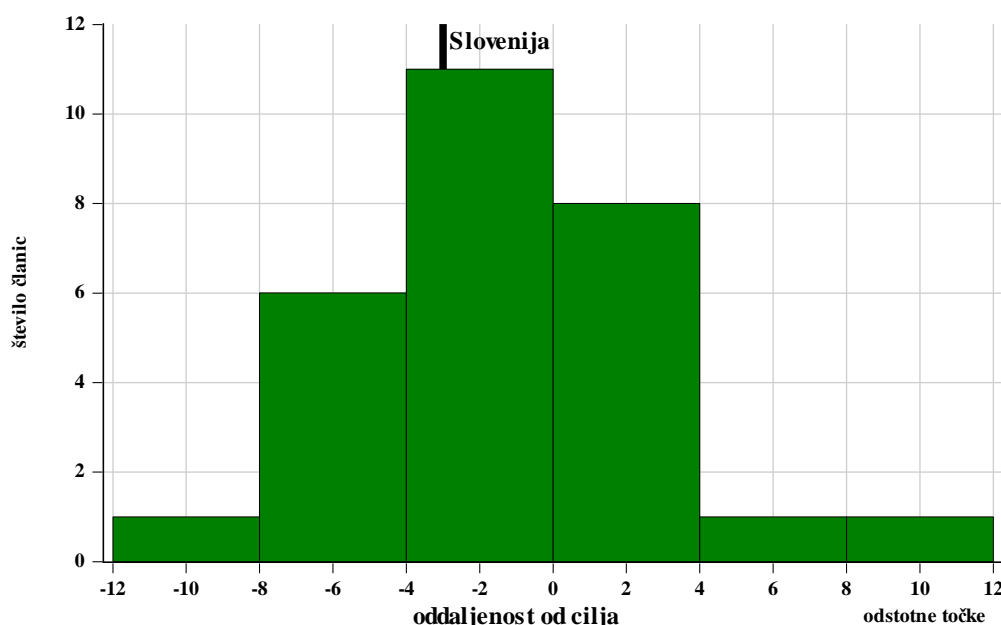


Slika 19: »Benchmarking« Slovenije pri doseganju cilja porabe energije v letu 2020 [Vir podatkov: Eurostat]

4.1.1.2.3 Povečanje deleža obnovljive energije

Delež in ciljni delež obnovljivih virov energije in obnovljivih virov v proizvodnji električne energije je določen predvsem z naravnimi značilnostmi posamezne članice in z odločitvami v preteklosti, zato se deleži med članicami močno razlikujejo. Po letu 2004 so deleži obnovljivih virov energije v bruto porabi energije začeli naraščati v vseh državah članicah, v trinajstih se je v zadnjih desetih letih delež celo več kot podvojil.

Po REF2016 [2] naj bi v letu 2020 delež obnovljivih virov v bruto končni porabi energije (gre za celotno energetske porabo) dosegel 21 odstotkov, v letu 2030 pa 24 odstotkov. Največji naj bi bil na Švedskem z 49 odstotki, najmanjši na Malti z 10 odstotki, v Sloveniji naj bi leta 2020 obnovljiva energija imela 25 odstoten delež. Do leta 2015 je EU dosegla 16,7 odstotni delež; največji 53,9 odstotni delež obnovljive energije je imela Švedska, ki je že presegla svoj ciljni delež, najnižjega Malta s 5 odstotki.



Slika 20: »Benchmarking« Slovenije pri izpolnitvi cilja o deležu obnovljive energije v letu 2020, glede na stanje v 2015 [Vir podatkov: Eurostat]

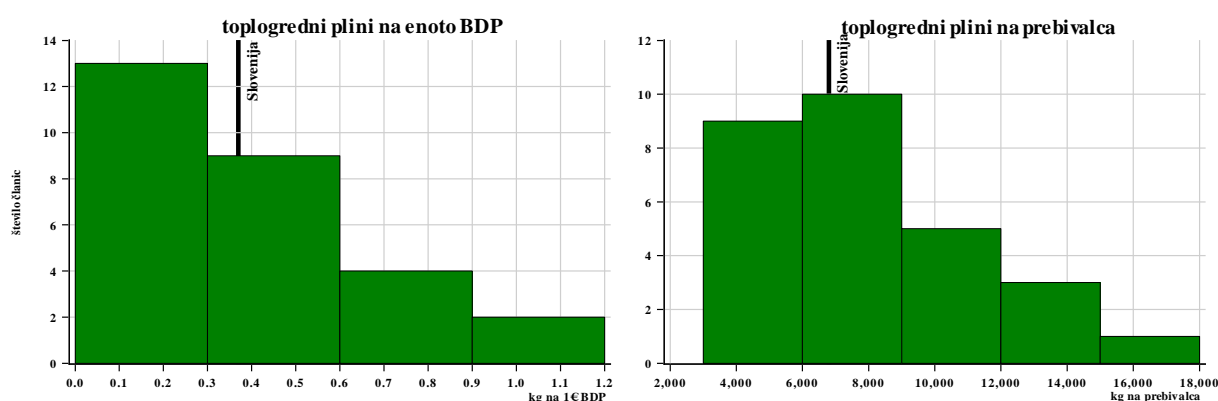
Deleži obnovljivih virov v proizvodnji elektrike so precej višji. V 2015 je za EU znašal 28,5 odstotkov, do leta 2020 naj bi se povečal na 36 odstotkov in do leta 2030 na 43 odstotkov. V letu 2015 je največji delež obnovljive energije v proizvodnji elektrike imela Avstrija s 70,3 odstotki, najnižjega Malta s 4,2 odstotki; v Sloveniji je bilo z obnovljivimi viri proizvedeno 32,7 odstotkov električne energije.

Slovenija se uvršča med članice, ki do leta 2015 še niso izpolnile za leto 2020 določenega cilja o deležu obnovljive energije, a je obenem na vrhu med članicami, ki bodo cilj verjetno dosegle; v letu 2015 je z deležem 22 odstotka obnovljive energije dosegla že 88 odstotka ciljnega deleža.

4.1.1.2.4 Emisije toplogrednih plinov

Toplogredni plini naj bi bili najpomembnejši faktor segrevanja ozračja oziroma klimatskih sprememb; tudi njihova količina je v veliki meri določena z naravnimi danostmi in porabo energije, a tudi z razvitostjo posameznega gospodarstva (njegovim BDP na prebivalca) in njegovo strukturo. Ustrezne indikatorje količine toplogrednih plinov je zato treba standardizirati, torej preračunati (v CO₂ ekvivalentu) na enoto BDP ali na prebivalca.

Osnovni podatki o izpustih toplogrednih plinov so na sliki 21 s prikazom količine toplogrednih plinov na enoto BDP na levi skali in na prebivalca na desni skali. Največjo količino toplogrednih plinov na enoto BDP je leta 2015 z 1,54 kg imela Bolgarija, najmanjšo pa z 0,14 kg Finska. Na prebivalca je največ izpustov z 24,1 kg imel Luksemburg, najmanj pa s 6,25 kg Švedska. Slovenija po količini na enoto BDP s 0,538 kg/EUR presega povprečje EU, ki znaša 0,358 kg/EUR, medtem ko je z 9,21 kg na prebivalca približno na ravni povprečja EU.



Slika 21: Toplogredni plini v članicah EU v 2014 [Vir podatkov: Eurostat, lastni izračuni]

Povezavo med količino toplogrednih izpustov in porabljeno energijo, strukturo ponudbe energije in razvitostjo gospodarstva smo s pomočjo do takrat znanih podatkov in z izračuni parcialnih elastičnosti analizirali v študiji »Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji« [4]; tu je ne ponavljamo. Velja le ponoviti, da so bili rezultati skladni s teoretičnimi pričakovanji in da so dobro pojasnili količino toplogrednih plinov v Sloveniji.

Po informaciji Eurostata [5] so bile emisije toplogrednih plinov v Sloveniji 2015 za 11,6 odstotka manjše kot 2008 s čemer je bil dosežen cilj za leto 2020.

4.1.1.2.5 Verjetnost plačila globe zaradi neizpolnitve okoljskih ciljev

Projekcije REF2016 [2] upoštevajo pravno zavezujoče cilje članic do leta 2020 in ni dvoma, da se bodo podobni cilji zastavljali tudi v prihodnje. V kolikor se bo Slovenija odločila, da si zagotovi energetske oskrbo pri proizvodnji električne energije s pomočjo fosilnih virov, zlasti zemeljskega plina, se lahko slej ko prej znajde med kršitelji zavez o znižanju emisij toplogrednih plinov. Alternativa je v tej zvezi stabilna dobava električne energije iz virov, pri katerih ni emisij CO₂. Na primer iz jedrske elektrarne.

Kljub temu, da je cilj znižanja emisij toplogrednih plinov do 2020 dosežen se za naslednja desetletja vendarle postavlja vprašanje o morebitnih finančnih posledicah neizpolnjevanja okoljskih ciljev v obliki glob s strani EU. Evropska

komisija ima namreč po 260. členu »Pogodbe o delovanju EU« možnost prek Sodišča EU članice kaznovati za kršitve, v postopku pa morejo članice ugovarjati ali kršitve opravičiti z dogajanjem, ki so drugačna od predvidenih. Vsaj teoretično bi neizpolnitev pravno zavezujočih okoljskih in energetskih ciljev mogla imeti finančne posledice v obliki globe. Kako verjetno je to, kažejo primeri zahtevanih ali že izrečenih kazni na različnih področjih in različnim subjektom; državam ali multinacionalkam.

Doslej so bile največje kazni, ki jih je izrekla Evropska komisija, izrečene multinacionalkam (Google, MAN/Volvo/Renault, Carglass, INTEL, Microsoft, Telefonica, Facebook) za kršitve s področja konkurence, ter zahteva za plačilo davka zaradi neupravičenih davčnih olajšav (Apple, Irska). Kazen izrečena v primeru MAN/Volvo/Renault sicer vsaj posredno sodi na področje varovanja okolja.

Večje finančne sankcije proti državam največkrat ostajajo na ravni groženj. Teoretično najvišje predvidene sankcije proti državam se nanašajo na neizpolnjevanje zahtev za odpravo presežnih proračunskih primanjkljajev. EK je tako 29. septembra 2010 napovedala uvedbo »polavtomatskega« sistema sankcij, po katerem bi EK za kršenje pravil Pakta stabilnosti uveljavila kazni za države evro območja z globami do 0,2% njihovega BDP. Z novim »polavtomatskim« sistemom sankcij bi komisija pridobila moč za izrekanje kazni, njene odločitve pa bi lahko zavrnilo s kvalificirano večino vlad članic. Sankcije niso bile nikoli uporabljene. Sredi 2016 je Evropska komisija sicer uradno razglasila, da Španija in Portugalska kršita pravila EU o presežnem primanjkljaju, saj sta državi zavrnila zahteve po odpravi presežnega primanjkljaja. Komisija je bila zato dolžna predlagati globo, kar bi morali potrditi finančni ministri članic, ki pa so potrditev zavrnilo.

Podobna je najbrž usoda sankcij, s katerimi naj bi Evropska komisija z globami zagotovila sprejemanje beguncev v skladu z migracijsko kvotno shemo za razporeditev 160.000 beguncev v višini kar 250.000 EUR na zavrnenega begunca. Za Madžarsko, na primer, ki je popolnoma zavrnila sprejem 1.294 beguncev, kolikor je bila njena kvota, bi potencialna kazen znašala 323 milijonov evrov. Vzhodnoevropske države shemi nasprotujejo, ker naj bi odločitev o sprejemu beguncev sodila med suverene nacionalne odločitve in ker državljani nasprotujejo muslimanskemu priseljevanju. Res pa tudi migranti nimajo želje, da bi se "preselili" v revne države Vzhodne Evrope. Tudi v tem primeru ni verjetno, da bi do globe res prišlo.

Bolj posredno na področje varovanja okolja sodijo kazni za napačno uporabo denarja s strani držav pri razdelitvi evropskih sredstev na področju skupne kmetijske politike in razvoja podeželja.

Med finančne kazni neposredno ali posredno povezane s kršitvami okoljskih pravil izrečene Sloveniji velja omeniti naslednje:

- Evropska komisija 24. oktobra 2012 zahtevala finančno kazen za Slovenijo, ker v zakonodajo še ni v celoti prenesla evropskih direktiv o plinu in električni energiji, kar bi morala storiti do marca 2011. Komisija je zato na Sodišču EU zahtevala 10.287,36 evra dnevne kazni za vsako od dveh direktiv. Direktivi je Slovenija v svojo zakonodajo prenesla januarja 2014 v okviru novega energetskega zakona.
- Slovenija je 24. januar 2013 dobila opomin Evropske komisije zaradi slabe kakovosti zraka, in sicer onesnaženosti z delci PM10. Komisija jo je pozvala, naj nujno odpravi težave, vlada pa je sprejela odloke o načrtih kakovosti

zraka na posameznih območjih in programe podrobnih ukrepov za večino najbolj ogroženih območij ter spremembe uredbe o kakovosti zraka.

- Evropska komisija je 23. januar 2014 vložila tožbo proti Sloveniji zaradi kršenja evropske zakonodaje o odpadkih v primeru dveh nezakonitih odlagališč z nevarnimi odpadki (Staro Cinkarno v središču Celja ter odlagališče v bližnjem Bukovžlaku). Sodišče EU je julija 2015 pritrdilo Evropski komisiji in ugotovilo je, da Slovenija ni pravočasno odstranila nezakonitih odpadkov, zato ji grozi denarna kazen, ki bi lahko znašala okoli 10.000 evrov.
- Evropska komisija je 26. marca 2015 proti Sloveniji vložila tožbo, ker še ni odstranila zelo lahko vnetljivih odpadnih pnevmatik v Lovrencu na Dravskem polju.
- Evropska komisija je 26. februarja 2015 proti Sloveniji znova, potem ko je to storila že leta 2010, sprožila tožbo zaradi neustreznih postopkov izdajanja okoljskih dovoljenj velikim industrijskim obratom. Pri tem je izpostavila primer cementarne Lafarge Cement, ki je obratovala brez ustreznega dovoljenja. Komisija je zahtevala dnevno denarno kazen v višini 9.009 evrov, dokler ne bodo obveznosti izpolnjene, in pavšalno kazen v višini 1,6 milijona evrov. Slovenija je v sklopu ukrepanja zaradi primera Lafarge julija 2015 spremenila zakon o varovanju okolja.
- Evropska komisija se je 29. april 2015 odločila za tožbo proti Sloveniji zaradi nespoštovanja evropske okoljske zakonodaje, ker v svojo zakonodajo ni prenesla evropskih predpisov za recikliranje odpadne električne in elektronske opreme. Predlagala je dnevno denarno kazen 8.408 evrov do sprejetja zakonodaje. Slovenija je za poleti napovedala sprejetje nove uredbe za urejanje tega področja.

Ne glede na možnosti kaznovanja, finančnih posledic neizpolnjevanja okoljskih ciljev definiranih v strategiji Evropa 2020 [6] in v REF2016 [2] v obliki kazni s strani EU ni pričakovati. Razloga sta dva. Kot kažejo najnovejši dostopni podatki, prikazanih v tem poglavju, Slovenija za okoljskimi in energetske cilji za leto 2020 ne zaostaja veliko ali pa jih prehiteva; malo verjetno pa je, da bi tudi pri deležu obnovljivih virov energije, ki ga je v letu 2015 izpolnila 88 odstotno, zaostala več kot druge članice EU. Še manj verjetno je, da bi v primeru neizpolnitve tega cilja kar avtomatično plačala kazen, saj je za takšne kršitve zmeraj mogoče najti razloge in jih opravičiti. Pri tem ne gre spregledati, da ima največje zaostanke za ciljnim vrednostmi deleža obnovljivih virov nekaj večjih in vplivnih članic, med njimi tudi Nemčija.

4.1.1.3 Prodaja in nakup električne energije

V 3. poglavju te študije smo videli, da bo v primeru, ko bo Slovenija ostala brez drugega bloka jedrske elektrarne (stari prvi blok pa bo dotrajan in razgrajen) postala 58% odvisna od uvoza električne energije. Tudi velik napor s povečanjem proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov iz 2 TWh v 2020 na 4,6 TWh v 2050 z izgradnjo polne verige hidroelektrarn na Savi in sprejemljivimi objekti na Muri, uvozne odvisnosti ne bo mogel znižati niti na polovico končne porabe (pri izkoriščanju sončne in vetrne energije pa Slovenija za proizvodnjo električne

energije nima naravnih danosti, ki bi jo ekonomsko opravičevala). V teh razmerah bo Slovenija izpostavljena monopolnim pritiskom ponudnikov električne energije iz sosesčine. Verjetno zlasti tistih držav, ki gradijo in bodo zgradile nove jedrske elektrarne (Češka, Madžarka). Cene se bodo oblikovale okoli pokrivanja stroška marginalnega proizvajalca (stroškovno najmanj učinkovitega a vendarle obstoječega) električne energije. To ne bo jedrska elektrarna, pač pa, kot omenjeno, konvencionalna plinsko parna elektrarna. In v tem primeru bo postala Slovenija izpostavljena tudi monopolnim pritiskom dobaviteljev zemeljskega plina. S terminalom za uvoz utekočinjenega plina je možno monopolni položaj teh dobaviteljev nekoliko znižati, a vendarle ostaja precejšna razlika v strošku proizvodnje električne energije iz jedrske elektrarne ali pa konvencionalne plinsko parne elektrarne obenem pa bo naš trg izpostavljen podobnim nihanjem cene zemeljskega plina kot do sedaj. Ta nihanja so odvisna od ravnotežja na svetovnem trgu energetske surovine (povezano s svetovno konjunkturo, spreminjanjem strukture svetovnega gospodarstva, pa tudi s političnimi razmerami).

Slovenija bo v primeru, da ostane brez pomembnega dela lastne proizvodnje električne energije (JEK 2) izpostavljena posameznim pomanjkanjem elektrike in njenim občasnim visokim podražitvam. Na naše gospodarstvo bodo učinkovale kot stagflacijska kriza (stroškovni pritisk v gospodarstvu) oziroma inflacijsko znižanje realnega dohodka in življenjskega standarda prebivalstva.

V 2. poglavju te študije smo videli, da bodo imela pomanjkanja električne energije, ki se bodo kazala v obliki stagflacijske krize v gospodarstvu ter inflacije za prebivalstvo, velike in škodljive narodnogospodarske učinke. Tudi, če bodo omejene na posamezne mesece. Nihanja končne cene električne energije med 20% (gospodinjstva) in 50% (gospodarstvo s fleksibilnejšimi cenami) bodo imela za posledico približno 0,2% upad dodane vrednosti v slovenskem gospodarstvu na letni ravni ter začasno izgubo več kot 1000 delovnih mest (ne da bi upoštevali manjši BDP in zaposlenost, ker Slovenija električne energije, ki jo rabi, ne bo proizvajala doma). Seveda pa se lahko amplitude nihanj povečajo in negativni učinki še poslabšajo. Dolgoročneje bo takšna nestabilnost vodila v dezinvestiranje dolgoročnega kapitala. Podjetja, odvisna od stabilne dobave električne energije, bodo preselila svojo proizvodnjo in druge poslovne funkcije (razvoj, upravo, trženje, itd.) iz Slovenije v države z urejeno energetske infrastrukturo.

4.1.2 Netržna tveganja

4.1.2.1 Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet (umeščanje v prostor, sprejemljivost projektov,...)

Predvidena rast porabe električne energije v prihodnosti bo posledica pričakovane gospodarske rasti in pričakovanega prehoda določenih segmentov porabnikov na električno energijo (elektrifikacija prometa, prehod gretja na toplotne črpalke,...). Skupaj s staranjem obstoječih proizvodnih objektov ima to za posledico povečanje potreb po izgradnji novih proizvodnih kapacitet. V primeru, da ne bi uspeli zadostiti povečanje potreb z zadostnimi proizvodnimi kapacitetami pa bi po ugotovitvah prejšnjega poglavja postali močno uvozno odvisni.

V povezavi z izgradnjo novih potrebnih proizvodnih kapacitet se pojavijo določena tveganja glede možnosti izgradnje oziroma umeščanja v prostor. Ta tveganja so lahko posledica več dejavnikov.

Pomemben dejavnik je nepravočasen začetek dejavnosti glede izgradnje novih kapacitet predvsem zaradi odlašanja sprejema odločitev. Velik vpliv na ta dejavnik tveganja ima pasivnost države glede celostne in jasne energetske politike.

Pomemben vpliv na tveganje glede nezmožnosti izgradnje zadostnih kapacitet ima umeščanje novih enot v prostor v skladu z okoljsko sprejemljivostjo. Poleg objektivnih okoljskih zadržkov glede umeščanja energetskih objektov v prostor, ki jih je potrebno upoštevati, se pojavljajo tudi nekateri subjektivni zadržki. Ti dostikrat ovirajo umeščanje v prostor veliki večini energetskih objektov. Tu ne gre samo za velike klasične energetske objekte temveč tudi za nekatere OVE (težave pri izgradnji vetrnih elektrarn in hidroelektrarn).

Zakonodajni okviri za izgradnjo objektov lahko predvidevajo dolgotrajne postopke, ki so še zlasti za velike energetske objekte zahtevni in investitorjem ne omogočajo ustrezne zaščite pravne interesa pri investiciji. Pomembne zakonske zahteve so predvidene tudi na mednarodni ravni (čezmejni vplivi energetskih objektov). Neustrezno obvladovanje predpisanih zakonodajnih zahtev in potrebnih korakov lahko pripelje do nezmožnosti izgradnje zadostnih proizvodnih kapacitet.

4.1.2.2 Zadostnost energije in moči

Problematika povečanega deleža OVE oziroma VRE, ki je bila obdelana v poglavju 1.8 nakazuje na določena tveganja glede zadostne energije oziroma moči teh virov ob veliki vlogi oziroma deležu v elektroenergetskem sistemu.

Tveganje glede zadostnosti energije in moči je med drugim posledica velikega deleža virov z manjšim izplenom energije glede na inštalirano moč. Tipičen predstavnik takih virov je sončna elektrarna, pri kateri lahko v povprečju računamo zgolj z okoli 1.100 obratovalnimi urami na leto pri nazivni moči elektrarne. Zaradi tega je za zadostno pokrivanje potreb po energiji potrebno inštalirati ustrezen večji obseg enot oziroma za 7 krat več instaliranih enot v primeru, če bi želeli nadomestiti energijo iz sončnih elektrarn, ko le ta ni na voljo.

Nepredvidljivost proizvodnje določenih VRE, ki je vezana na naravne vplive, ki jih ni mogoče nadzorovati povzroča oziroma povečuje tveganje za zmanjšanje zanesljivosti oskrbe z energijo. Zaradi tega je potrebno graditi oziroma vzdrževati zadostne proizvodne kapacitete, ki zagotavljajo rezervne zmogljivosti v primeru izpadov proizvodnje iz VRE.

Kakovost dobavljene energije je odvisna od robustnosti sistema, ki se z vpeljavo velikega deleža VRE enot lahko zmanjša, saj imajo za sabo razsmerniške sisteme oziroma manjše generatorske enote. V primerjavi z velikimi generatorji v klasičnih elektrarnah, ki imajo veliko vztrajnost imajo omenjene VRE enote lahko večje težave za vzdrževanje stabilne frekvence sistema in s tem povezanega zagotavljanja kakovosti dobavljene energije. Na koncu lahko zaključimo, da se tveganje glede zadostnosti zagotavljanja energije in moči oziroma zadostnosti in kakovosti dobavljene električne energije poveča z nezadostnim deležem velikih generatorskih enot oziroma z neustrezno in celostno planiranim energijskim sistemom

4.1.2.3 Prenos energije

Ključni del elektroenergetskega sistema so kvalitetne in zadostne prenosne zmogljivosti, ki omogočajo ustrezno povezavo med proizvajalci in porabniki električne energije. Povezave znotraj določenega elektroenergetskega sistema morajo omogočati vključevanje proizvodnih enot. Povezave s sosednjimi energetske sistemi pa omogočajo povečanje nivoja kakovosti dobave električne energije, saj povečujejo robustnost. Dobre notranje in zunanje povezave so tudi pogoj za vzpostavitev skupnega evropskega elektroenergetskega trga.

Tveganja glede zadostnih prenosnih zmogljivosti izhajajo iz nezmožnosti pravočasnega zagotavljanja zadostnih kapacitet v povezavi s kompleksnostjo umeščanja v prostor novih tras.

Pri čezmejnih povezavah se lahko pojavi tveganje zaradi morebitnih neusklajenih interesov udeleženih držav. Vzpostavitev enotnega evropskega trga temelji na načelu odkritih skupnih interesov, ki naj bi vsebovali tudi načelo solidarnosti. Dogodki v preteklosti so žal pokazali, da je načelo (ne)solidarnosti med evropskimi državami lahko hitro vprašljivo. Upoštevati pa je potrebno tudi, da je vzpostavitev popolnoma funkcionalnega skupnega energetskega trga politični proces katerega rezultat ne moremo predvideti in zato predstavljajo dodatni faktor tveganja, hkrati pa tveganje ostaja tudi tekom ohranjanja oziroma vzdrževanja funkcionalnega skupnega energetskega trga, saj se politike držav lahko spreminjajo.

Ob povečanih deležih VRE je predvidena vzpostavitev sistemov za aktivno upravljanje omrežji (pametna omrežja - najbolj izrazito za distribucijsko omrežje), kar je ozko povezano s potrebnimi prenosnimi kapacitetami in prenosom energije med porabniki in proizvajalci. V primeru pametnih omrežjih smo pred tveganjem, ki ga prinaša dejstvo, da se sistem še razvija. Rezultati in vplivi (pozitivni ali negativni) implementacije tehnologije pametnih omrežij pa bodo vidni šele v prihodnosti. Ti sistemi bodo vsekakor zahtevali tudi investicije v zadostne kapacitete za hranjenje energije. Pri tem pa je pomembna tudi njihova ekološka sprejemljivost in vpliv.

4.1.3 Varnostna tveganja

4.1.3.1 EES kot kritična infrastruktura

Pri obravnavi kritične infrastrukture se je izkazalo, da je elektroenergetski sektor zelo pomemben, ker ima velik vpliv na ostale sektorje in družbo v širšem pomenu. Nedelovanje energetskega sistema oziroma sektorja tako lahko povzroči veliko družbeno škodo, ki bi pod določenimi pogoji lahko prerasla v krizo širših razsežnosti. Z razvojem družbe odvisnost od kritične infrastrukture vse bolj narašča. Zato se povečujejo tudi ranljivost družbe in tveganja zaradi potencialnih motenj pri dobavi električne energije.

Tveganja za delovanje elektroenergetskega sistema so lahko posledica:

- notranjih vzrokov (nesreče zaradi pomanjkljivosti v sistemu),
- nenamernih zunanjih vzrokov (naključni dogodki v okolici) ali
- namernih zunanjih vzrokov (terorizem, sabotaže,...).

Velika soodvisnost delov sistema se odraža na povečanih tveganjih za celoto ob odpovedi posameznih delov (veliki energetski objekti, ključne RTP, ključni

daljnovodi, čezmejne povezave). Ključni dejavnik v sodobnem času so tudi komunikacijske povezave, ki morajo biti ustrezno grajene, vodene in varovane.

Poudariti pa je pomembno, da narava elektroenergetskega sistema narekuje sprotno izravnavo porabe in proizvodnje. To ima za posledico relativno dobro razvit sistem obvladovanja tveganj, saj drugače elektroenergetski sistem ne bi uspel izpolnjevati osnovnih funkcij. Vsekakor pa je potrebno v prihodnosti sistem obvladovanja varnostnih tveganj dograjevati in upoštevati spremembe, ki se v elektroenergetskem sistemu pojavljajo (večanje deleža nekaterih nepredvidljivih enot VRE, vse večja prepletenost,...).

4.1.3.2 Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)

Nestabilna ponudba električne energije povezana z visoko uvozno odvisnostjo lahko, v primeru, da se Slovenija odpove gradnji drugega bloka jedrske elektrarne oziroma da se zanj ne odloči pravi čas in zagotovi obratovanje novega bloka že z letom 2043, privede do občasnih popolnih prekinitev dobave električne energije in razpada elektroenergetskega sistema – električni mrk. Direktne stroške takšnega izpada merimo s kazalcem Voll (Value of Lost Load), kakšni bi bili glede na razmere sredi drugega desetletja enaindvajsetega stoletja pa smo prikazali v 2. poglavju te študije. V kolikor bo slovenski elektroenergetski sistem razpadel na dve zanki (okvara, nesreča, ipd.) in se ne bi mogel oskrbovati iz uvoza, bo nastalo 100 milijonov evrov direktne škode ter blizu 160 milijonov evrov izpada prihodka na narodnogospodarski ravni (izpad v ključnem RTP; primanjkljaj moči v višini 625 MW za obdobje 24 ur). Dodana vrednost in zaposlenost bosta upadli za 0.2%. V kolikor bi prišlo do 72 urnega razpada elektroenergetskega sistema (pri 58% uvozni odvisnosti ga bodo glede na razpoložljive zmogljivosti in po verjetni znatni ceni vzpostavljali upravljavci elektroenergetskih sistemov sosednjih držav) pa bo v slovenskem gospodarstvu direktna izguba znašala 460 milijonov evrov z negativnim multiplikativnim učinkom na skoraj 720 milijonov evrov nižji prihodek in v tekočem letu približno 1% upad BDP ter 0,7% nižjo raven zaposlenosti

Upoštevati moramo, da v skladu z ekonomsko teorijo Voll narašča glede na gospodarsko razvitost države in da bodo, ob verjetno povečanem pomenu oskrbe z električno energijo, tudi v naslednjih 50 letih, stroški razpadov elektroenergetskega sistema precej večji kot v sedanjih razmerah. Trend že danes kaže na preusmerjanje v večjo porabo električne energije pri ogrevanju prostorov in pri mobilnosti. Nadaljnja digitalizacija bo odvisnost narodnega gospodarstva od stabilne oskrbe z električno energijo še znatno povečala.

4.2 Z IZGRADNJO NOVEGA BLOKA JE – TVEGANJA ZA INVESTITORJA

4.2.1 Tržna tveganja

4.2.1.1 Obvladovanje stroškov

V primeru, da se sprejme odločitev o gradnji in kasnejšem delovanju novega bloka JE, bodo za investitorja nastopila spremenjena tveganja obvladovanja stroškov. Tveganja glede obvladovanja stroškov v posameznih fazah bodo različna in sicer za obdobja do začetka gradnje, v času gradnje in v času obratovanja. Pri določanju

celotnih stroškov objekta se je potrebno zavedati, da so stroški med uporabo objekta običajno veliko večji od stroškov same gradnje.

Stroški »**do začetka gradnje**« običajno niso veliki v primerjavi z nadaljnjimi stroški, so pa pomembni zato, ker se z njimi zagotovi plane, na podlagi izvedbe katerih bodo nastali bodoči stroški. Največ stroškov (v kratkem časovnem obdobju) nastopi »**v času gradnje**«. Tveganje nepotrebnega povečevanja stroškov se v primeru zamude z začetkom gradnje povečuje, saj si mora investitor pravočasno sposoditi (in rezervirati lastna) finančna sredstva, pridobiti mora dobavitelje, najeti zunanje izvajalce, na novo zaposliti kadre, ...Raziskave kažejo, da ni ene same ali »resnične« krivulje učenja pri ocenjevanju trendov sprememb pričakovanih stroškov pri jedrskih elektrarnah. Sprejemanje zaključkov na podlagi preteklih izkušenj posamezne države je precej težavno in le na tej osnovi zelo negotovo [7]. Način financiranja je izjemno pomemben, saj predstavljajo stroški financiranja v visoko kapitalsko intenzivnih projektih običajno velik delež vseh stroškov [8]. Ko bo drugi blok JE v Krškem zgrajen, bo »**v času obratovanja**« potrebno obvladovati stroške, kakršni obstajajo že danes in vključujejo stroške goriva, stroške delovanja in vzdrževanja in financiranje stroškov razgradnje elektrarne ter obdelavo in odlaganje rabljenega goriva in odpadkov.

Operativno tveganje je povezano predvsem z izpadom prihodka v primeru nenačrtovanih zaustavitev, ki se v NEK ocenjuje na približno pol milijona EUR dnevno [9]. Največji delež ocenjenih letnih stroškov obratovanja predstavljajo stroški goriva, stroški rednega remonta ob menjavi jedrskega goriva ter stroški nadgradenj in stroški vzdrževanja, zato je potrebno nameniti posebno pozornost pri obvladovanju stroškov »v času obratovanja« predvsem tem kategorijam stroškov. Jedrska varnost na vseh področjih delovanja NEK mora imeti in ohraniti že z zakonodajo urejeno prednostno obravnavo pred proizvodnimi cilji, obratovalno razpoložljivostjo in stroškovnimi omejitvami.

Tveganje nedelovanja jedrske elektrarne NEK že sedaj zelo učinkovito obvladuje, saj družbenikoma zaračunava razpoložljivo moč (po fiksni stroški) in dobavljeno električno energijo (po variabilni stroški).

Operativna tveganja so tveganja neizpolnitve sklenjenih pogodb z dobavitelji, kar NEK že sedaj obvladuje z natančno presojo bonitet morebitnih dobaviteljev že pred sklenitvijo pogodbe in vsa pomembnejša dela zavaruje z instrumenti za dobro izvedbo del. Operativna tveganja predstavlja nabavni proces v skladu z ZJNVETPS oziroma ZJN-3, ki s kompleksnostjo in z zahtevami povečuje administriranje, vpliva na realizacijo načrtov in obveznosti ter podaljšuje nabavne roke, s čimer lahko vpliva na jedrsko varnost in razpoložljivost elektrarne.

Finančna tveganja so trenutno majhna, vendar se bo z delovanjem drugega bloka JE v Krškem to tveganje povečalo, saj se bo izpostavljenost (predvidoma zaradi zadolževanja) povečala.

4.2.1.2 Finančna, kreditna in valutna tveganja

4.2.1.2.1 Uvod

Veliki projekti, kot je gradnja jedrske elektrarne, se največkrat financirajo z dolgoročnimi krediti oziroma z izdajo obveznic družb, ki so v državni lasti, ali kar

z izdajo dolgoročnih državnih obveznic⁴, zato je v ceno treba všteti učinke različnih vrst tveganj, ki jih vsebuje njihovo financiranje.

V oceni finančnega, kreditnega in valutnega tveganja ocenjujemo, da je tveganje tudi za ostale financerje, upnike, nosilce solastniških deležev podobno oziroma pojmovno enako kot tveganje kupcev obveznic s katerimi bi se lahko financirala postavitve nove jedrske elektrarne. Najprej gre za **splošno tveganje**, ki vpliva na vrednost več vrst finančnih sredstev in se mu ni mogoče izogniti ali se pred njim zavarovati. V nadaljevanju pa gre še za **specifično tveganje** oziroma vpliv na nekaj ali na posamezno finančno obliko uporabljeno pri investiranju; zaščita pred njim je razpršitev naložb. Med splošna tveganja sodi **politično tveganje** (na primer sprememba zakonodaje) in **deželno tveganje**, ki se navezuje na (gospodarsko, politično in socialno) stanje v državi. Ta se mnogokrat kaže z velikim proračunskim primanjkljajem in javnim dolgom. Med tveganji, ki jih imajo imetniki obveznic, so **kreditno tveganje**, to je tveganje, da dolžnik ob dospelosti ne bo sposoben poravnati svojega dolga ali bo vrednost dolga zmanjšala inflacija. Pri obveznicah se pojavljajo še **tveganje nelikvidnosti** (obveznice ni moč prodati, ko bi imetnik to želel), **tveganje re-investiranja** (sredstev ne bo mogoče naložiti enako donosno), **tveganje odpoklica** (izdajatelj bo obveznice nepričakovano kupil nazaj). Na kreditno tveganje vplivata **tečajno tveganje**, to je tveganje, da se bo spremenil tečaj valut, če gre za obveznice izdane v valuti, ki ni domača valuta, in **obrestno tveganje**, to je tveganje, da se bo breme dolga spremenilo zaradi sprememb obrestnih mer (v naši analizi jo kaže tveganje donosa obveznic).

Tveganja so medsebojno povezana; razmejitev med posameznimi vrstami je empirično zahtevna, celotno tveganje tako na strani posojilodajalca kot na strani posojilojemalca pa naj bi se kazalo v donosih obveznic; stanje na trgih obveznic namreč običajno prikazujemo z donosi obveznic (z razmerji med kuponom in ceno). Donosi nihajo zaradi gospodarskih dogajanj in pričakovanj v času med izdajo in dospeljem obveznice. Velikost tveganj se kaže v odstopanjih okrog povprečnih vrednosti na posameznih trgih; odstopanja naj bi imela normalno porazdelitev. Zato je za oceno velikosti tveganj mogoče uporabiti približke iz normalne porazdelitve; za določeno velikost zaupanja oziroma tveganja vrednosti tečaja ali donosa srednji vrednosti prištejemo ali odštejemo produkt standardnega odklona in standardizirane vrednosti v normalni porazdelitvi; standardizirane vrednosti za 10 odstotno tveganje (90 odstotno zaupanje) so $\pm 1,645$, za 5 odstotno $\pm 1,96$ in za enoodstotno $\pm 2,57$.

4.2.1.2.2 Tečaj in donosi standardnih desetletnih obveznic Republike Slovenije

V tabeli 18 so statistični podatki o tečajih USD/EUR, donosih desetletnih obveznic držav evro območja in Slovenije ter kratkoročne obrestne mere na medbančnem trgu. V vseh primerih gre za mesečna povprečja med septembrom 2004 in septembrom 2017, to je za razdobje 156 mesecev. Donosi na desetletne državne obveznice so standarden indikator obresti, po katerih se v danem razdobju država

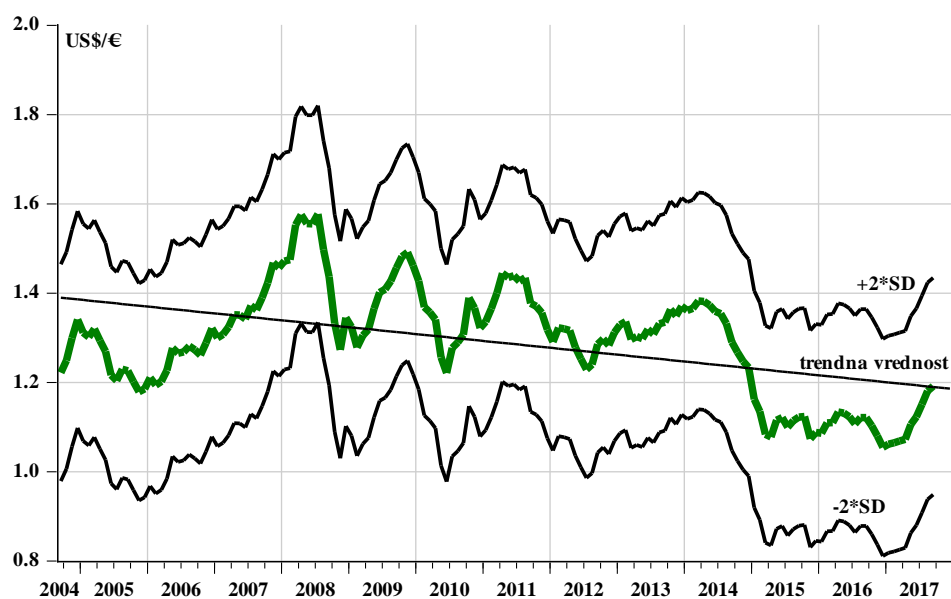
⁴ Uporaba obveznic za zadolževanje države v Sloveniji nima dolge zgodovine; prve državne obveznice je Slovenija (takrat še jugoslovanska republika) izdala v letu 1990, država pa se vse do krize tudi ni veliko zadolževala. Za kratkoročno zadolževanje je uporabljala in še uporablja 3, 6, 12 in 18 mesečne zakladne menice, medtem ko je obveznice uporabljala za posebne namene (tako poznamo iraške, denacionalizacijske, železarske obveznice). Še manj se je zadolževala v tujini. Šele po letu 2007 lahko govorimo o klasičnih državnih obveznicah namenjenih financiranju proračunskih primanjkljajev in javnega dolga.

more zadolževati oziroma po katerih bi bilo možno financirati gradnjo drugega bloka jedrske elektrarne; višji kot so, višja je potencialna cena zadolževanja. Gibanje tečaja USD/EUR, prikazano na sliki 22 kaže, da se je po krizi od 2008 do 2016 ameriški dolar trendno močno okrepil oziroma, da je evro oslabil; v letu 2008 je bilo za evro treba odšteti 1,57 dolarja, konec leta 2016 pa le 1,05 dolarja; za dolar dolga najetega aprila 2008 bi bilo torej decembra 2016 treba plačati malone 50 odstotkov več evrov kot aprila 2008. Gibanje tečaja kaže, da so dogajanja po krizi bolj prizadela Evropsko Unijo kot ZDA, kar gre pripisati zgrešeni fiskalni politiki varčevanja v Evropi in pozni reakciji monetarne politike ECB s kvantitativnim sproščanjem.

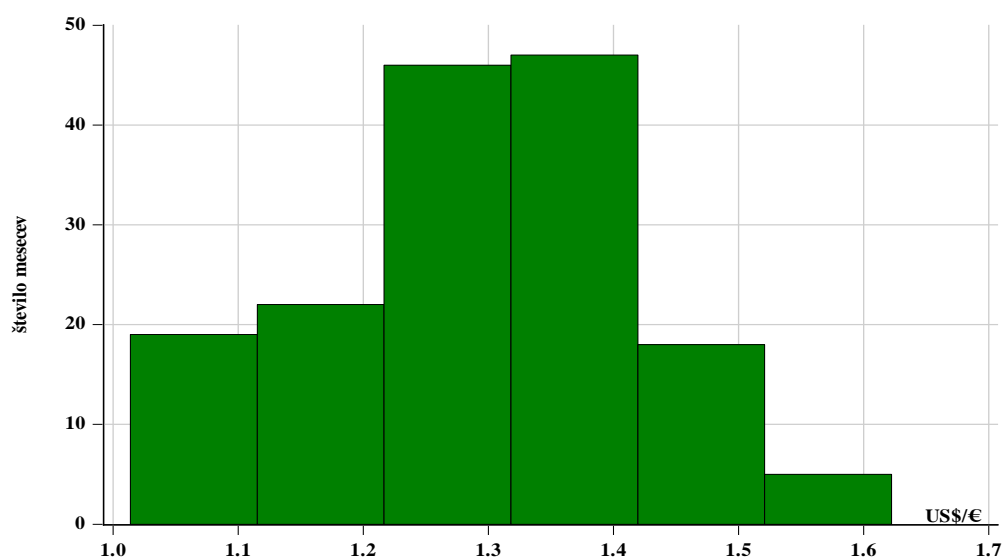
Na sliki 23 je prikazana še porazdelitev tečaja v razdobju 2004/9-2017/9 po mesecih; kaže, da se je tečaj samo v petnajstih mesecih od 156-ih gibal izven meja $\pm 0,199$ od aritmetične sredine. Podatki o sploščenosti, asimetriji in normalnosti v tabeli 18 kažejo, da so bila odstopanja od srednje oziroma trendne vrednosti blizu normalni porazdelitvi, zato so ocene tveganja na podlagi podatkov dovolj zanesljive. Kakorkoli, tečajno tveganje pri velikem projektu (kot je gradnja drugega bloka jedrske elektrarne v Krškem, pri katerem bi morebitno opremo nabavljali v ZDA in sklenili pogodbo v ameriških dolarjih) je pomembno in bi ga bilo potrebno finančno zavarovati.

Tabela 18: Statistične značilnosti tečaja, donosov in obresti na denarnem trgu (Vir podatkov: Eurostat)

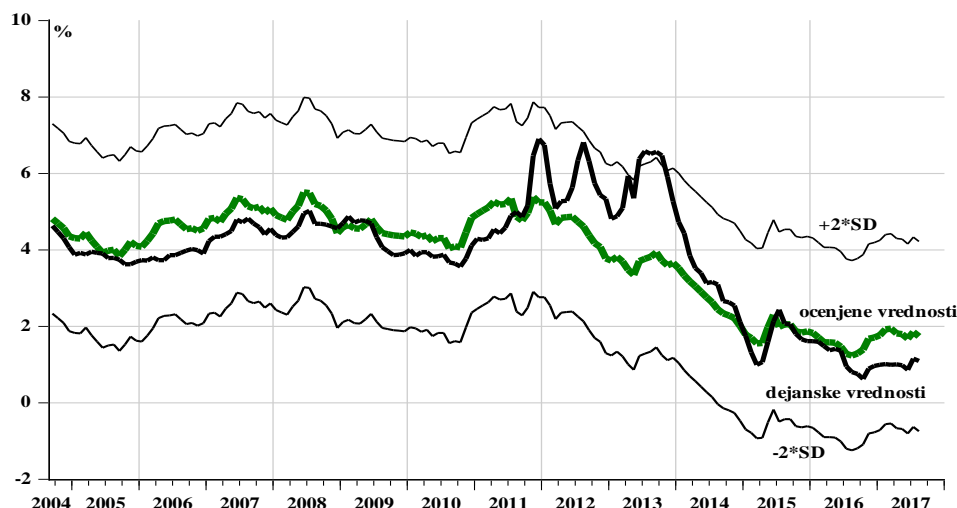
	Tečaj	donosi na 10 letne obveznice		obrestne mere na denarnem trgu	
		evro območje	Slovenija	dnevne	letne
aritmetična sredina	1,290	3,136	3,834	1,162	1,765
mediana	1,303	3,615	3,985	0,365	1,415
maksimum	1,577	4,780	6,900	4,300	5,390
minimum	1,054	0,580	0,620	-0,360	-0,160
standardni odklon	0,121	1,240	1,537	1,486	1,591
asimetrija	-0,070	-0,770	-0,449	0,855	0,719
sploščenost	2,562	2,146	2,637	2,282	2,414
Jarque-Bera test normalnosti	1,373	20,156	6,115	22,387	15,671
verjetnost	0,503	0,000042	0,046985	0,000014	0,000395
število mesecev	156	156	156	156	156



Slika 22: Gibanje povprečnega mesečnega tečaja USD/EUR 2004-2017 (Vir podatkov: Eurostat)



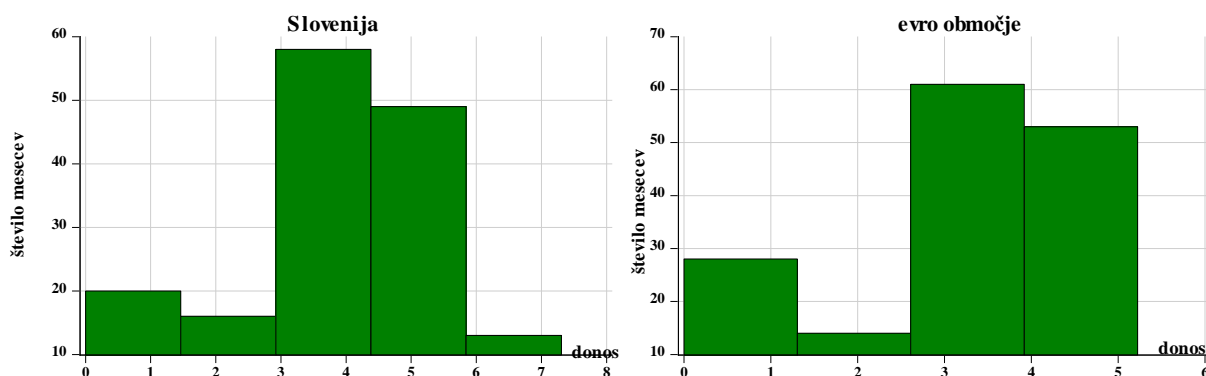
Slika 23: Porazdelitev vrednosti tečaja US\$/EUR (Vir podatkov: Eurostat, lastni izračuni)



Slika 24: Donosi na slovenske desetletne državne obveznice (Vir podatkov: Eurostat)

Na sliki 24 je prikazana dinamika donosov slovenskih desetletnih državnih obveznic. Namesto trendnih gibanj so dodane teoretične vrednosti, ki jih določa dinamika donosov na desetletne obveznice v evro območju in meje dveh standardnih odklonov okrog teoretičnih vrednosti donosov. Donosi na slovenske obveznice so v opazovanem razdobju za približno 0,7 odstotne točke višji od donosov na desetletne obveznice v evro območju, kar je razumljivo. Od evropskega trenda padanja donosov po finančni krizi pa so se povsem oddaljili med decembrom 2011 in septembrom 2013; velik porast in nihanje donosov v tem razdobju gre pripisati takratnemu nezaupanju oziroma boljše »izsiljevanju« finančnih trgov in ocenjevalnih agencij. Dejanski donos na slovenske desetletne državne obveznice v 2017 pa je pod teoretičnimi vrednostmi, kar kaže na primernost časa za izdajo dolgoročnih obveznic za velike projekte.

Na sliki 25 sta prikazani še porazdelitvi donosov na trgih obveznic, na levem grafikonu slovenskih, na desnem pa obveznic v evro območju. Grafikona in statističnima merila v tabeli 18 kažejo, da moramo pri gibanju donosov razlikovati več ali vsaj dve razdobji; **v prvem do 2012 se povprečno donosi gibljejo na ravni približno 4 odstotkov, po posegih ECB s kvantitativnim sproščanjem pa se njihova raven zniža na manj kot 2 odstotka.**



Slika 25: Porazdelitev donosov na desetletne državne obveznice v Sloveniji in v evro območju

4.2.1.2.3 Nestabilnost

Ocena stabilnosti je pomembna za obvladovanje tveganja, ki je povezano s posamezno obliko finančnega premoženja in za oceno kakovosti izvedenega instrumenta, ki naj bi to tveganje zmanjšal oziroma razpršil (CDS). Za analizo nestabilnosti finančnih časovnih vrst se največkrat uporabljajo ARCH (autoregressive conditional heteroscedasticity) in GARCH (generalized ARCH) modeli. Z njimi modeliramo in napovedujemo pogojno varianco, ki je funkcija preteklih vrednosti odvisne in neodvisnih spremenljivk. Model sestavljata dve enačbi: enačba srednje vrednosti (1) in enačba variance (2):

$$(1) \quad y_t = x_t \beta + \varepsilon_t$$

$$(2) \quad \sigma_t^2 = \omega + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta \sigma_{t-1}^2$$

Enačba srednje vrednosti (1) je funkcija neodvisnih spremenljivk x_t in naključnega člena ε_t . Ker je σ_t^2 v (2) ocenjena z informacijami iz prejšnjega razdobja, gre za pogojno varianco, ki je funkcija treh členov:

- povprečja ω
- informacije o nestabilnosti iz predhodnega razdobja, $\alpha \varepsilon_{t-1}^2$, ki je odloženo kvadratično odstopanje od srednje vrednosti (ARCH)
- vrednosti napovedane variance σ_{t-1}^2 (GARCH)

Po tej specifikaciji enačbe naj bi trgovec z vrednostnim papirjem (kupec ali prodajalec) napovedoval nestabilnost iz tehtane sredine dolgoročnega razdobja (konstanta ω), variance iz prejšnjega razdobja (ε_{t-1}^2) ter informacije o nestabilnosti iz prejšnjega razdobja (σ_{t-1}^2). Če je bilo odstopanje navzgor ali navzdol veliko, bo povečal oceno nestabilnosti v naslednjem razdobju. Model naj bi bil konsistenten s kopičenjem nestabilnosti v finančnih serijah, v katerih, zaradi črednega ravnanja, velikim spremembam v eno smer sledijo nove velike spremembe v drugo.

Element, ki določa vztrajanje nestabilnosti, je vsota α in β . V večini empiričnih študij je vsota manjša vendar blizu 1, kar implicira počasno umirjanje šokov, oziroma počasno vračanje v ravnotežje. Enačbi (1) in (2) je mogoče razširiti z uvedbo eksogenih spremenljivk, ki naj bi vplivale na srednjo vrednost in na nestabilnost. V našem primeru sta to časovni trend pri presoji nestabilnosti tečaja in donosi na desetletne obveznice v evro območju pri presoji nestabilnosti donosov na slovenske desetletne obveznice.

4.2.1.2.3.1 Nestabilnost tečaja US\$/EUR

V oceno nestabilnosti tečaja smo vključili linearni trend v opazovanem razdobju. Ocenjena GARCH enačba z dolgoročnim trendom je:

$$\text{US\$/EUR} = C(1) + C(2) * \text{CAS}$$

$$\text{GARCH} = C(3) + C(4) * \text{RESID}(-1)^2 + C(5) * \text{GARCH}(-1) + C(6) * \text{CAS}$$

Kratkoročne nestabilnosti tečaja ni mogoče pojasniti s trendom, saj so ocenjeni koeficienti nesignifikantni; vsota $\alpha + \beta = 0,98 + (-0,03) = 0,95$ sicer kaže, da se nestabilnost tečaja po odstopanjih umirja, kar kaže na tendenco vračanja v ravnotežje.

Spremenljivka	Koeficient	Std. napaka	z-statistika	P
Enačba sredine				
C	1,307	0,0077	127,06	0,0000
CAS	7,80E-05	0,0001	0,604	0,5452
Enačba variance				
C	0,000932	0,000118	1,2560	0,2091
RESID(-1) ²	0,9786	0,352011	2,7435	0,0061
GARCH(-1)	-0,0294	0,132371	-0,2406	0,8099
CAS	-3,22E-06	9,15E-06	-0,3523	0,7245

4.2.1.2.3.2 Nestabilnost donosov na slovenske 10 letne obveznice

Z GARCH modelom poskušamo pojasniti še nestabilnost donosov obveznic Republike Slovenije. Pri tem upoštevamo ugotovitev, da velik del gibanja donosov na slovenske desetletne obveznice (SI10) pojasnjujejo gibanja donosov na obveznice evro območja (EA10).

$$\text{SI10} = C(1) + C(2) * \text{EU10}$$

$$\text{GARCH} = C(3) + C(4) * \text{RESID}(-1)^2 + C(5) * \text{GARCH}(-1) + C(6) * \text{EA10}$$

Spremenljivka	Koeficient	Std. napaka	z-statistika	P
C	0,540417	0,072747	7,428700	0,0000
EA10	0,918223	0,016294	56,35302	0,0000
Enačba variance				
C	0,036060	0,013115	2,749465	0,0060
RESID(-1) ^{*2}	1,228303	0,307655	3,992469	0,0001
GARCH(-1)	-0,068882	0,063507	-1,084646	0,2781
EA10	-0,006649	0,002971	-2,237608	0,0252
R ²	0,593487	Sredina odvisne		3,834487
S.E. regresije	0,983452	Akaike kriterij		0,816512
Vsota kvadratnih odklonov	148,9453	Schwarz kriterij		0,933814
Log likelihood	-57,68794	Hannan-Quinn kriterij		0,864155
Durbin-Watson stat	0,062839			

Nestabilnost donosov na desetletne slovenske obveznice je pojasnjena z donosi na desetletne obveznice evro območja, vsota $\alpha + \beta = 1,23 + (-0,07) = 1,14$ pa kaže, da se nestabilnost ne zmanjšuje.

Standardne meje zaupanja oziroma tveganja velikosti ocenjenih koeficientov donosov na slovenske desetletne obveznice so prikazane v naslednji preglednici.

Intervali zaupanja koeficientov

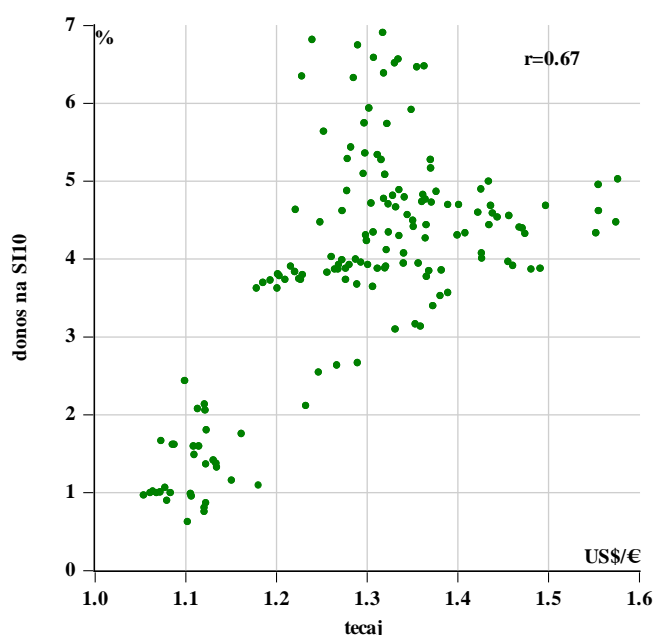
Spremen.	Koef.	90% CI		95% CI		99% CI	
		spodnja	zgornja	spodnja	zgornja	spodnja	zgornja
C	0,5404	0,4200	0,6608	0,3966	0,6841	0,3506	0,7302
EA10	0,9182	0,8912	0,9451	0,8860	0,9504	0,8757	0,9607
*	0,0360	0,0143	0,0577	0,0101	0,0619	0,0018	0,0702
C	1,2283	0,7191	1,7374	0,6204	1,8362	0,4256	2,0309
RESID(-1) ^{*2}	-0,0688	-0,1739	0,0362	-0,1943	0,0566	-0,2345	0,0968
GARCH(-1)	-0,0066	-0,0115	-0,0017	-0,0125	-0,0008	-0,0144	0,0011
EA10	0,0000	-5,23E-19	5,23E-19	-6,25E-19	6,25E-19	-8,25E-19	8,25E-19

4.2.1.2.4 Povezanost med donosi in tečajem dolarja

Povezanost med gibanjem tečaja, donosi slovenskih obveznic in denarnim trgom ter s tem povezanost med tveganji nam kažejo kar enostavni korelacijski koeficienti v tabeli 19. Rezultati so pričakovani; razumljivo je, da je največja povezanost med obrestnimi merami na denarnem trgu in da so donosi na desetletne obveznice evro območja močno povezani z enoletnimi obrestnimi merami. Tečaj je najmočnejše povezan s tveganji donosov na desetletne obveznice v evro območju, donosi desetletnih slovenskih obveznic pa z donosi obveznic v evro območju.

Tabela 19: Povezanost med gibanji tečaja, donosi na desetletne obveznice in obrestmi na denarnem trgu (Vir podatkov: Eurostat)

	tečaj	obveznice SI 10	obveznice EA10	obresti dnevne	obresti letne
tečaj	1,00	0,67	0,76	0,49	0,58
obveznice SI 10		1,00	0,82	0,33	0,43
obveznice EA10			1,00	0,66	0,76
obresti dnevne				1,00	0,98
obresti letne					1,00



Slika 26: Povezanost med tečajem in donosom na desetletne slovenske obveznice

Slika 26 kaže posredno povezavo med gibanjem tečaja dolarja in donosi na slovenske desetletne obveznice. Očitno je, da slabljenje evra (rast vrednosti dolarja proti evru) povečuje donose na desetletne obveznice oziroma draži zadolževanje.

4.2.1.3 Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije

V 3. poglavju te študije smo videli, da si lahko glede na pričakovano hitrost in naravo (spremembe strukture proizvodnje in porabe) gospodarskega razvoja obetamo nadaljnjo rast končne porabe električne energije. V obdobju od 1996 do 2015 se je na primer končna poraba električne energije v Sloveniji povečala za 35%, kar pomeni, da je naraščala po 1,6% letno [10]. V naslednjih desetletjih bodo na rast končne rabe električne energije vplivali: nadaljnja digitalizacija (zlasti robotizacija ter informatizacija), premik energenta pri zagotavljanju mobilnosti od

fosilnih goriv k električni energiji ter nadomeščanje fosilnih goriv z električno energijo pri ogrevanju prostorov. Na drugi strani bo na zmanjšanje porabe električne energije vplivala vedno večja energetska varčnost oziroma povečana gospodarska učinkovitost nasploh. V 3. poglavju te študije smo za desetletja po 2020 predvideli 0,7% letno rast končne porabe električne energije v Sloveniji ter njeno povečanje od 12,2 TWh v 2020 na 16,4 TWh v 2060 (tabela 12).

V 2. poglavju te študije smo videli, da bodo med 2020 in 2052, torej v obdobju pričakovanega začetka delovanja JEK 2, v Sloveniji prenehali delovati trije bloki v Termoelektrarni-Toplarni Ljubljana, trije bloki v Termoelektrarni Šoštanj ter sedanji blok jedrske elektrarne v Krškem. Če predvidevamo, da bodo trije bloki Termoelektrarne-Toplarni Ljubljana nadomeščeni z novimi bloki energetske učinkovite proizvodnje električne energije v kogeneraciji, bo prenehanje delovanja treh blokov Termoelektrarne Šoštanj in prvega bloka Nuklearne elektrarne Krško za slovenski elektroenergetski sistem pomenilo izgubo 1.803 MW instalirane moči (tabela 4). Po proizvodni strukturi iz 2015 to na letni ravni pomeni izpad dobave 9,5 TWh električne energije [10, 11]. V tabeli 12 smo videli, da je ob precejšnih investicijah v nove elektrarne, ki uporabljajo obnovljive vire, zlasti hidroenergijo, v najboljšem primeru pričakovati povečanje proizvodnje te dobrine za 2,9 TWh. Ostane 6,6 TWh povpraševanja po električni energiji, ki ga bo moč pokriti iz uvoza (če bo na razpolago, sicer sledijo motnje dobave električne energije na trgu), iz novozgrajenih blokov plinsko parnih elektrarn v Sloveniji ali iz novega bloka jedrske elektrarne Krško. Ko se posvečamo vlogi drugega bloka jedrske elektrarne Krško, kot nadomestnemu proizvodnemu objektu, pričakovane rasti porabe električne energije niti ne upoštevamo. Analiza, predstavljena v tretjem poglavju te študije, pa tudi vsi izračuni poenotenega stroška električne energije med jedrsko elektrarno in plinsko parno elektrarno kažejo, da je jedrska elektrarna stroškovno učinkovitejša, torej konkurenčnejša od plinsko parne elektrarne. Tu tveganj za JEK 2 skoraj ni, če že so povezana s slabim obvladovanjem stroškov pri gradnji (na kar je investicija v jedrsko elektrarno najbolj občutljiva).

Drugi vidik tveganj v zvezi z možnostmi prodaje električne energije iz JEK 2 je morebiten uvoz konkurenčne proizvodnje električne energije iz načrtovanih novih jedrskih elektrarn na Madžarskem in Češkem. Tu bo razlika v ceni majhna, konkurenca pa velika. GEN energija si bo morala v tej konkurenci izboriti ustrezen tržni delež, pri čemer ji bo v pomoč učinkovita gradnja, način financiranja, ki ne bo temeljil na preprostem kreditnem razmerju s 4% obrestno mero ter ugodna lega Slovenije med Italijo, Srednjo Evropo in Jugovzhodno Evropo. Strošek končne cene jedrske energije, proizvedene v JEK 2 bo na primer na Italijanskem trgu nekoliko nižji zaradi manjših stroškov omrežja glede na primerljiv strošek jedrske energije proizvedene na Češkem ali Madžarskem. V tretjem poglavju smo že omenili, da bo JEK 2 pomembno pripeval k preprečevanju oblikovanja monopolnih cen pri prodaji električne energije na slovenskem trgu. Ker bo JEK 2 deloval, si proizvajalci jedrske energije iz Madžarske in Češke na slovenskem trgu ne bodo mogli zaračunati razlike v ceni med svojimi stroški proizvodnje in stroški marginalnega proizvajalca, ki ob siceršnjem pomanjkanju ponudbe električne energije lahko obstoji na trgu.

V drugem poglavju (2.3 Simulacija cen električne energije do 2060) je prikazana projekcija cen električne energije v desetletjih, ko bo deloval drugi blok jedrske elektrarne v Krškem. Projekcija v osnovi temelji na obsežni študiji EU [2] in predvideva realno, nad stopnjo inflacije, rast cen (brez davkov in stroškov omrežja) te dobrine po 0,83% letno. Do 2030 se bodo dvignile za 18% nad svojo raven 2010. V tem letu je povprečna ponderirana cena energije (brez stroškov

omrežja in davščin) v Sloveniji znašala 59,4 EUR/MWh [10]. Do 2030 se bo po napovedi EU (Reference Scenario 2016), ob 0,83% povprečni letni rasti, povečala za 18% in bo znašala 70 EUR/MWh. To bo načeloma zadoščalo za pokrivanje stroškov proizvodnje električne energije iz nove jedrske elektrarne - ocenjeno po metodi poenotenega stroška električne energije med 36 EUR/MWh in 86 EUR/MWh [12]. Je pa pri tem pomembno obvladovanje stroškov med gradnjo in zagotovitev dovolj nizke cene kapitala ali pa vsaj dolgoročno naravo investiranega kapitala. V obdobju po 2030 EU [2] ne predvideva naraščanja cen električne energije (brez cen omrežja in davščin). Predpostavlja, da bo učinkovitost proizvodnje in rabe električne energije vplivala na zaustavitev rasti cen te dobrine. V kolikor do tega, zelo hipotetično zastavljenega, preobrata v dolgoročni dinamiki cen ne bo prišlo, si lahko do 2060 najverjetneje obetamo nadaljevanje počasne relativne (glede na povečevanje ostalih cen) rasti cen električne energije na blizu 90 EUR/MWh (51% nad svojo raven v 2010).

Končno se pri cenovni konkurenčnosti JEK 2 zastavlja vprašanje subvencij proizvajalcem električne energije v Srednji Evropi. V drugem desetletju enaindvajsetega stoletja je v tem delu sveta državna pomoč proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov dosegla tak obseg, da se je cena elektrike na leipziški borzi (PHELIS) med 2011 in 2016 znižala za 43%: iz povprečno 51 EUR/MWh na 29 EUR/MWh. Subvencije proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov v Nemčiji dosegajo 25 milijard evrov letno ali 0,8% bruto domačega produkta te države in ni pričakovati, da se bo proces brisanja signalov o relativni proizvodni ceni električne energije iz različnih virov nadaljeval v nedogled. Ker traja že nekaj časa, bo njegova prekinitev na trgu električne energije povzročila precejšnje neravnovesje. Vsekakor pa gre pri presoji tveganj v zvezi z investicijo v JEK 2 upoštevati, da se lahko v obdobju delovanja novega bloka jedrske elektrarne tak proces ponovi in za več zapovrstnih let ogrozi normalno poslovanje GEN v kolikor ne bo ustrezne podpore slovenske energetske politike.

4.2.1.4 Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah

Analiza tveganj v zvezi z gradnjo je povezana s fazami gradnje [13] »do začetka gradnje« (študija izvedljivosti projekta, idejni projekt, načrtovanje ali projektiranje) in »v času gradnje«.

V fazi študije izvedljivosti projekta je pri identifikaciji tveganja potrebno tveganje definirati, preučiti njegovo pogostost pojavljanja in velikost vpliva na objekt. Običajno nastanejo tveganja zaradi slabe definicije projektnih ciljev. V idejnem projektu se odloča o primerni vrsti konstrukcije in zunanji podobi gradbenega objekta. V fazi izdelave idejnega projekta se tveganja nanašajo predvsem na pravilno postavljene cilje in predpostavke življenjskih stroškov objekta. Ostala tveganja izhajajo predvsem iz pomanjkljivega postopka načrtovanja in izdelave idejnega projekta, ki so običajno posledica premajhne profesionalnosti delovne ekipe, premalo jasnih definicij vlog in odgovornosti, nedefiniranih ali (pre)slabo definiranih pristopov k načrtovanju, pomanjkljive dostopnosti potrebnih informacij in napačne interpretacije informacij, nejasne definicije projektnih ciljev ter napačnih predpostavk za izračun celotnih življenjskih stroškov (stroškov celotnega življenjskega cikla) objekta [13].

Ena od glavnih odločitev je izbira izvajalca, saj bo imel ta neposreden vpliv na izvedbo, kakovost in funkcionalnost objekta. Projekt bo izvedljiv, ko bo zadoščeno

funkcionalnim, tehnološkim, upravljalnim, okoljskim in finančnim zahtevam, med katerimi je potrebno poiskati pravo razmerje. V fazi gradnje objekta se razmerja med naročnikom in izvajalcem uredijo z gradbeno pogodbo, v kateri se poleg predmeta pogodbe, roka in cene določi tudi katera tveganja prevzame posamezna pogodbeni stranka. Če tveganja niso pravilno razporejena, je upravljanje z njimi oteženo in v takšnih primerih pride pogosto do sporov.

Tveganja, povezana z gradnjo, so predvsem povezana z verjetnostjo, da bodo finančna sredstva zadostna in da bo predviden čas za izvedbo projekta dovolj dolg. Večji del nepotrebnih dodatnih stroškov je posledica neakovostne gradnje objekta in zamud pri gradnji, kar vodi do neskladnosti objekta z ustreznimi specifikacijami. Vzrok pojava naštetih tveganj je slaba ocena življenjskih stroškov ter razpoložljivih sredstev, zamude in nerazumevanje naročnikovih zahtev. Možna so tudi tveganja, vezana na samo pogodbo, podizvajalske pogodbe in ustrezno dobavo [13].

4.2.2 Netržna tveganja

4.2.2.1 Politična

V političnih smernicah EU je odločitev glede uporabe jedrske energije prepuščena državam članicam. Tveganje povezano z možno spremembo dosedanjega načelnega stališča EU se nam zdi majhno, saj nekatere vidnejše članice jedrsko energijo uporabljajo in načrtujejo njeno nadaljnjo uporabo. Nizka stopnja tega tveganja bi se lahko povečala v primeru večjih nesreč. Drugo mednarodno pogojeno politično tveganje je neposredno nasprotovanje izgradnji novega jedrskega objekta s strani sosednjih držav.

Pomembno notranje politično tveganje izhaja iz že večkrat omenjene nejasne dolgoročne energetske politike države in (pre)dolgotrajnega postopka sprejemanja usmeritev za dolgotrajni razvoj elektroenergetskega sistema. Še večje tveganje pa predstavlja morebitna sprememba odločitev o uporabi jedrske energije po predhodno sprejeti odločitvi o gradnji oziroma začetkih same gradnje. Pričakovane posledice so v tem primeru hujše čim pozneje po pričetku gradnje pride do take odločitve. Čeprav se tovrstni scenarij zdi malo verjeten, ga ne smemo izključiti zaradi signalov, ki jih daje sedanje neodločno in nejasno delovanje odločevalcev glede energetske politike.

Poleg neodločnega delovanja odločevalcev je pri tako pomembnem objektu kot je JE pričakovati vložitev pobude za izpeljavo referendumu. Glede na politično klimo je pričakovati, da se bo ta scenarij zgodil. Tveganje, ki iz tega izhaja lahko v skrajnosti pomeni popolno blokado izgradnje. V manj skrajnih primerih pa lahko predstavlja dodatni časovni zamik pri odločanju in posledično izgradnji.

Večina omenjenih tveganj, ki vplivajo na procese pred in med gradnjo se lahko pojavijo tudi po zaključku gradnje oziroma med obratovanjem elektrarne. Zaradi tega jih je potrebno obvladovati tekom celotne življenjske dobe objekta.

4.2.2.2 Regulatorna

Regulatorni okviri za izvajanje dejavnosti za uporabo jedrske energije so v Sloveniji usklajeni z mednarodnimi zahtevami in standardi (standardi: Reference

Levels - Mednarodna agencije za atomsko energijo). V Sloveniji je področje uporabe jedrske energije in s tem povezane varnosti med resorno pokrivano na nivoju Vlade, ministra pristojnega za okolje, ministra pristojnega za infrastrukturo, ministra pristojnega za zdravje in ministra pristojnega za notranje zadeve [14]. Za učinkovito umestitev novega objekta je potrebno pravočasno pričeti aktivnosti ter natančno slediti predpisanim postopkom.

Tveganja, ki iz tega izhajajo so lahko posledica same spremembe regulative. Ta je v veliki meri odvisna od politike na področju energetike ter zunanjih dogodkov, ki lahko pripeljejo do spremembe regulatornih zahtev. Tveganja pa se lahko pojavijo tudi zaradi neustreznih aktivnosti samega investitorja in neupoštevanja postopkov.

Področje jedrske varnosti je urejano na visokem nivoju in je usklajeno z mednarodnimi zahtevami. Ta urejenost pa velja v manjši meri za ostale predpise v zvezi z gradnjo objektov, kjer je v Sloveniji relativno veliko možnih zapletov zaradi neusklajenosti določenih delov zakonodaje. Tveganje se lahko pojavi zaradi ne obvladovanja oziroma neobvladljivosti (lokalne ter državne regulative) s strani investitorja. Drugi vidik oziroma vir tega tveganja pa je realna možnost spreminjanja omenjene ostale regulative na nivoju države oziroma lokalnih skupnosti.

Podobno kot pri političnih tveganjih so tudi pri regulatornih tveganjih največje težave lahko, če se pogoji spreminjajo po začetku gradnje oziroma med gradnjo. Te spremembe je težje predvideti in se je s tega stališča tudi težje pripraviti na odpravljanje tovrstnih tveganj.

4.2.2.3 Vodenje projekta

Izgradnja zahtevnega objekta kot je jedrska elektrarna predstavlja velik izziv za vodenje projekta. Obsežne aktivnosti so potrebne že v fazi pred izgradnjo same elektrarne, stopnja zahtevnosti pa se s pričetkom gradnje še poveča. Osnovno tveganje glede vodenja projekta se lahko pojavi zaradi kompetence projektne ekipe.

Ker gre za večfazni projekt in kompleksno tematiko, je potrebno poskrbeti za usklajeno delovanje med posameznimi ekipami zadolženimi za določena področja. Nezadostna in neučinkovita komunikacija med deležniki projekta predstavlja tveganje za učinkovito vodenje projekta. Ravno tako lahko negativno delujejo nejasno razmejene odgovornosti med posameznimi člani projektne skupine.

Tveganje pri vodenju projekta se lahko pojavi tudi zaradi neustrezno pripravljenih podlog posamezne faze projekta, ki se posledično negativno odražajo na naslednje faze. Neustreznost podlog se lahko odrazi tudi v potrebi po naknadnem spreminjanju ciljev in pogojev, kar ima lahko zelo negativne posledice in močno otežuje uspešno vodenje projekta.

4.2.2.4 Pravno/pogodbena

Osnovno pravno oziroma pogodbeno razmerje pri gradnji objektov je med investitorjem in izvajalcem. Ker gre za kompleksen objekt je pogodbeno razmerje tudi zelo kompleksno. Odvisno je od tega, do kakšne mere se investitor neposredno vključuje v gradnjo. To pomeni, da je v eni skrajnosti naročnik objekta

„na ključ“, v drugi pa sam izvaja določene aktivnosti koordinacije in vodenja projekta med več različnimi izvajalci posameznih delov. V obeh primerih so pravno pogodbeni razmerja med deležniki kompleksna in zahtevajo veliko vložene energije in znanja za uspešno izpeljavo projekta.

Pri velikih investicijah kot je izgradnja jedrske elektrarne gre tudi za druga pogodbeni razmerja kot je na primer financiranje (običajno iz več virov), ki morajo biti ravno tako ustrezno pogodbeno določena.

Osnovno tveganje, ki izhaja iz tako obsežnega pravno pogodbenega sklopa je posledica slabo pripravljenih pogodb. Drugo tveganje za uspešno izvedbo projekta je lahko posledica neizpolnjevanje pogodbenih obveznosti. Na strani investitorja so tveganja zaradi pravno pogodbenih razmerij z drugimi deležniki gradnje objekta v veliki meri odvisni od sposobnosti investitorjeve ekipe da pokrije številna pravno pogodbeni področja. Zaradi obsežnosti tovrstnih projektov je za pričakovati, da bo investitor angažiral dodatne zunanje izvajalce tudi na samem pravnem področju.

4.2.2.5 Strateška

Strateška tveganja investitorja pri izgradnji novega bloka jedrske elektrarne so povezana z osnovnimi cilji podjetja, ki so zanesljiva, varna in konkurenčna oskrba porabnikov z električno energijo, ki je proizvedena iz nizkoogljčnih virov energije.

Največje strateško tveganje se pojavi pri odločitvi o začetku investicije. V primeru skupine GEN, ki ima v proizvodnem „portfelju“ še dve nizko ogljični tehnologiji (voda in sonce) odločitev za investicijo v jedrsko energijo verjetno predstavlja velik angažma bodočih sredstev in naporov, kar lahko pomeni manjši obseg razpoložljivih sredstev za ostale tehnologije. Vsekakor pa je potrebno upoštevati relativno manjše potenciale ostalih tehnologij. Potrebno je tudi smiselno upoštevati veliko dosedanje vrednost in izkušnje obvladovanja jedrske tehnologije, ki je lahko v prihodnosti nadgrajena in omogoči dolgoročno varno oskrbo iz nizkoogljčnega vira, kar je v skladu z osnovnim ciljem podjetja hkrati pa v dolgoročnem pogledu nudi tudi sredstva za investiranje v ostale tehnologije. Tako pomembna strateška odločitev investitorja mora biti podprta z jasno odločitvijo države glede poti v energetske prihodnosti.

4.2.3 Varnostna tveganja

Če upoštevamo razdelitev vzrokov za varnostna tveganja na notranje, nenamerne zunanje in namerne zunanje vidimo, da je energetske jedrske objekt lahko izpostavljen vsem naštetim vzrokom tveganj. Obvladovanje tveganj povezanih z notranjimi vzroki je pri jedrskih objektih globoko vgrajeno v sam sistem dizajna, varnostne kulture in procese gradnje. Zahteve glede izpolnjevanja varnostnih zahtev so zelo ostre in se izpolnjujejo v vseh fazah načrtovanja, gradnje in uporabe jedrskih objektov. Primer nesreče v Fukušimi je imel posledice za vse jedrske energetske objekte, ki so morali opraviti varnostne teste oziroma izpolniti nekatere dodatne zahteve. Za ta primer bi lahko rekli, da se je nek zunanji dogodek prenesel tudi na ostale elektrarne, ki niso bile udeležene v dogodku. Zahtevana pa je bila akcija v ožjem ali širšem smislu na notranjih sistemih vseh objektov. Po drugi strani pa prav to daje jedrske industriji posebno mesto pri doseganju jedrske in splošne varnosti.

Veliko tveganje glede zgoraj omenjenih dogodkov pa predstavlja (politična) odločitev za začasno zaprtje jedrskih objektov, kljub temu, da niso soudeleženi v kritičnem dogodku ali niso neposredno ogroženi. S takimi odločitvami so povezane velike gospodarske posledice za lastnika (izpad proizvodnje in dohodka) ter širše za elektroenergetski sistem in družbo (zahtevno in drago pokrivanje potreb po moči in izpadli energiji ter negativen vpliv na stabilnost sistema).

Bistveno varnostno tveganje lahko predstavlja tudi izpostavljenost tako pomembnega objekta kot je jedrska elektrarna različnim terorističnim napadom oziroma ostalim neposrednim varnostnim grožnjam.

4.3 TABELA TVEGANJ

Za obravnavana tveganja so v nadaljevanju podane stopnje verjetnosti tveganja ter možne posledice. Stopnje verjetnosti tveganja so naslednje:

Nizka	nizka stopnja tveganja
Srednja	srednja stopnja tveganja
Visoka	visoka stopnja tveganja

V tabeli 20 so zbrana tveganja, ki bi se pojavila v primeru brez odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2. Ta tveganja so tveganja države. V tabeli 21 pa so zbrana tveganja investitorja, ki bi se pojavila v primeru sprejete odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2.

Tabela 20: Tveganja v primeru brez odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za državo

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice
tržna	Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije	Visoka	Ustvarjanje razmer za oligopolno ponudbo električne energije s posledičnim zviševanjem cene električne energije. Zviševanje cene električne energije ter posledično deindustrializacija in premik gospodarske strukture proti terciarnemu sektorju.
	Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev	Nizka	Viri z več izpusti TGP povečujejo možnost za nedoseganje zavez glede izpustov TGP in posledično povečujejo izpostavljenost morebitnim kaznim v prihodnosti (ob neizpolnjevanju zavez trenutno le grožnje).
	Prodaja in nakup električne energije	Visoka	Izpostavljenost monopolnim pritiskom in zvišanjem cen električne energije zaradi nezadostnih lastnih proizvodnih kapacitet. Verjetni marginalni proizvajalec (plinska tehnologija) bo narekoval ceno, hkrati bo trg odvisen od variabilne (nestabilne) cene zemeljskega plina.
netržna	Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet	Visoka	Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije zaradi nezadostnih kapacitet. Močno povečanje uvozne odvisnosti države.
	Zadostnost energije in moči	Visoka	Neustrezno obvladovanje proizvodnje iz VRE povzroči nestabilnost in zmanjša robustnost EES. Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice
	Prenos energije	Nizka	Neustrezno razvit prenosni sistem povzroči težave pri vključevanju novih proizvodnih enot. Težave pri izvozu/uvozu električne energije: nedelovanje trga in zmanjšana stabilnost sistema.
varnostna	EES kot kritična infrastruktura	Srednja	Ob morebitnem nedelovanju EES se pojavi velika neposredna in posredna družbena škoda. Nepravočasno ukrepanje za delovanje EES kot kritične infrastrukture povzroči slabšanje splošnih razmer v družbi z dolgoročnimi posledicami.
	Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)	Srednja	Nezmožnost dobave električne energije ob izrednih dogodkih (tehnično nemogoč uvoz) ima velike gospodarske posledice. Uvozna odvisnost bi vplivala na povečanje cene električne energije.

Tabela 21: Tveganja v primeru odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za investitorja

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice
tržna	Obvladovanje stroškov	Srednja	Neobvladovanje stroškov povzroči zamude pri projektu z dodatnimi stroški. Izpad prihodkov ob težavah med delovanjem oziroma izpadih med obratovanjem.
	Finančna, kreditna in valutna tveganja	Visoka	Zviševanje stroškov investicije zaradi dražjega zadolževanja kot posledice finančnih, kreditnih in valutnih tveganj.
	Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije	Srednja	Zmanjšanje konkurenčnosti elektrike iz novega objekta ob morebitnem neobvladovanju stroškov izgradnje. Zmanjšana konkurenčnost elektrike iz novega objekta zaradi subvencij drugih proizvodnih virov.
	Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah	Srednja	Zamude pri izgradnji ter povečevanje stroškov gradnje objekta. Neskladnost objekta z načrtovanimi specifikacijami.
netržna	Politična	Visoka	Predolgo odločanje o rabi jedrske energije odloži začetek izgradnje. Visoki stroški ob spremembi odločitve o rabi jedrske energije po začetku gradnje novega objekta.
	Regulatorna	Nizka	Spreminjanje pogojev med gradnjo povzroči zamude in povečanje stroškov.
	Vodenje projekta	Nizka	Zamude pri gradnji zaradi neustreznega vodenja projekta. Vplivi slabega vodenja posameznih faz gradnje negativno vplivajo na poznejše (dobro) vodene faze.
	Pravno/pogodbena	Srednja	Zamude pri gradnji zaradi neizpolnjevanja pogodbenih obveznosti. Neustrezne rešitve pri gradnji zaradi slabo določenih pogodbenih razmerij.
	Strateška	Nizka	Zmanjšanje sredstev za druge strateške naložbe zaradi velikega angažmaja pri gradnji novega bloka JE.
varnostna	Varnostna	Nizka	Zmanjševanje odpornosti sistema zaradi nezadostnega in nepravočasnega izpolnjevanja varnostnih zahtev. Povečanja stroškov za varnostne zahteve, ki so se lahko zaostriale med ali po gradnji.

4.4 VIRI

- [1] Jereb B., Upravljanje tveganj, Univerza v Mariboru, 2014.
- [2] EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions; Trends to 2050, European Commission, 2016.
- [3] Spletna stran: Eurostat, 2017, Data/Database/Environment and Energy/Energy/Energy statistics.
- [4] Bugeza, M., Mencinger, J., Košnjek. Z., Križanič, F., Kopše, D., Volčjak, R., Kolšek, V., 2016, Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu v nizkoogljično družbo v Sloveniji, študija št. 2054. Ljubljana: ELEK, EIPF, 2016, 268 str.
- [5] Spletni portal: STA, Slovenska tiskovna agencija, 2017, Povzetek informacije Eusrostat, 23. julija 2017.
- [6] European Commission, Evropa 2020 - Strategija za pametno, trajnostno in vključujočo rast, 2010.
- [7] Loveringa J. R., Yip A., Nordhaus T., Energy Policy - Historical construction costs of global nuclear power reactors, Elsevier, 2016.
- [8] Spletna stran: World Nuclear Association, The Economics of Nuclear Power, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>; dostopano 4.10.2017.
- [9] Nuklearna elektrarna Krško, Letno poročilo za leto 2016.
- [10] Spletni portal: SI-STAT, Okolje in naravni viri/Energetika/Električna energija:
Električna energija (GWh),
Cene električne energije za gospodinjstva (EUR/kWh),
Cene električne energije za industrijo (EUR/kWh).
- [11] Energetika Ljubljana, Letno poročilo 2015.
- [12] VGB Powertech, 2015, Levelized Costs of Electricity, VGB-B.031.
- [13] Finc U., 2006: Tveganja v ocenjevanju stroškov življenjskega cikla gradbenega objekta. [spletna stran http://drugg.fgg.uni-lj.si/2124/1/GRU_2903_Finc.pdf; dostopano 19.9.2017.
- [14] Ur. list RS št.56/2013: Resolucija o jedrski in sevalni varnosti v Republiki Sloveniji za obdobje 2013–2023.

5 RAZDELAVA UKREPOV ZA ODPRAVO ALI ZMANJŠANJE TVEGANJ V PRIMERU NE-ODLOČITVE OZIROMA ODLOČITVE O IZGRADNJI NOVEGA BLOKA JEDRSKE ELEKTRARNE V KRŠKEM

5.1 BREZ ODLOČITVE ZA IZGRADNJO NOVE JE – TVEGANJA ZA DRŽAVO

5.1.1 Tržna tveganja

5.1.1.1 Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije

V primeru, da Slovenija ne izgradi drugega bloka jedrske elektrarne, ko bodo razgrajeni bloki za proizvodnjo električne energije v Šoštanju ter Krškem, stroški dobave električne energije na našem trgu ne bodo več obvladljivi. Kljub temu lahko navedemo tri sklope ukrepov slovenske energetske politike, vodenih z namenom, da se položaj vsaj poizkuša obvladati:

- a) Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško. V tem primeru bo postal slovenski trg električne energije izpostavljen dovolj veliki konkurenci, da bo imelo naše narodno gospodarstvo zagotovljeno cenovno sprejemljivo ponudbo električne energije. Stroški njene ponudbe bodo dolgoročno obvladani.
- b) Zakup stabilne dobave določene količine elektrike po fiksnih cenah, v bližini poenotenega stroška električne energije, iz novih jedrskih elektrarn na Madžarskem ali Češkem. V tem primeru bo negotovo ali je tak dolgoročni zakup možen, ali ne bodo, zaradi visokih stroškov kapitala (če bo izgradnja v celoti financirana s krediti po 4% obrestni meri), nakupne cene električne energije podobne tistim iz konvencionalni plinsko parnih elektrarn. Vprašanje je kakšna so politična tveganja prekinitve razmerja ter kako bodo obvladani stroški prenosa električne energije iz tujine v Slovenijo.
- c) Gradnja lastnih rezervnih konvencionalnih plinsko parnih elektrarn z zadostno močjo in ob zadostnih količinah uskladiščenega zemeljskega plina. Z njimi bi preprečili skoke cen nad poenoteni strošek električne energije v konvencionalni plinsko parni elektrarni in zmanjšali (vsaj nekoliko ublažili) monopolno moč velikih ponudnikov električne energije iz Srednje Evrope

5.1.1.2 Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev

Ukrep proti tveganjem glede finančnih posledic nedoseganja podnebno energetskih ciljev je gradnja JEK 2.

5.1.1.3 Prodaja in nakup električne energije

Slovenija se bo nadpovprečno visokim cenam električne energije v razmerah, ko vsaka država članica EU sama zagotavlja stabilno in cenovno sprejemljiv oskrbo z električno energijo, po prenehanju delovanja starih elektrarn (TEŠ, NEK), najlažje

izognila z gradnjo novega bloka jedrske elektrarne v Krškem. Alternativni scenarij je so-investiranje pri gradnji jedrskih elektrarn na za Slovenijo relevantnem trgu električne energije (Madžarska, Češka). Če ne drugače pa dolgoročen zakup električne energije po fiksni ceni (možnosti zanj so majhne), nižji od tiste iz konvencionalnih plinsko parnih elektrarn. V tem primeru bo potreben tudi dolgoročen zakup prenosnega omrežja po cenah, ki se bodo zelo verjetno oblikovale na monopolen način. Upravljavec prenosnega omrežja domače države elektrarne izvoznice bo slovenskemu elektroenergetskemu sistemu zaračunal monopolno rento. Tudi ob takšnem odpravljanju (zmanjševanju) tveganj glede podražitev električne energije ob alternativnem scenariju (3. poglavje), torej v primeru, ko ne bo novega bloka jedrske elektrarne, obstojijo precejšnja tveganja, da ukrepi ne bodo učinkoviti ali pa da bo nastala celo dodatna velika gospodarska škoda. Primer slovenske investicije v termoelektrarno Ugljevik lepo kaže naravo političnega tveganja v dolgoročno zastavljenih razmerjih. V tej zvezi na primer Holding slovenskih elektrarn toži Bosno in Hercegovino za 758 milijonov evrov, slovenski elektroenergetski sistem pa se iz tega proizvodnega objekta že desetletja ne more oskrbovati z električno energijo.

5.1.2 Netržna tveganja

5.1.2.1 *Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet (umeščanje v prostor, sprejemljivost projektov,...)*

Zanesljivo pokrivanje porabe električne energije je ključno za učinkovito delovanje družbe. Za to je potreben stalen razvoj elektroenergetskega sistema in predvsem vzdrževanje obstoječih in izgradnja novih proizvodnih kapacitet. Te bodo v prihodnosti morale nadomeščati dotrajane in okoljsko manj sprejemljive objekte, ki jih bomo zapirali ter tudi pokrivati predvideno povečanje porabe.

Tveganje, ki ima velik vpliv na nezmožnost izgradnje novih kapacitet je pasivnost države glede celostne in jasne energetske politike ter s tem povezan nepravočasen začetek dejavnosti. Ukrep za odpravljanje tega tveganja je samoumeven (jasna politika in pravočasno ukrepanje) vendar veliko težje izvedljiv in zahteva aktivnejši angažma samih odločevalcev na državni ravni. Temu lahko do neke mere pripomorejo ostali deležniki (energetska podjetja, upravljalec omrežja, ostale zainteresirane družbene skupine,...) z naslavljanjem zahtev za povečano aktivnost odločevalcev, aktivno participacijo v postopkih sprejemanja energetske politike, povečano aktivnost pri usklajevanju pogledov in smernic med ostalimi deležniki,... Tveganje zaradi nejasne energetske politike ocenjujemo kot izjemno pomembno, njegov negativni vpliv pa še dodatno narašča z odlašanjem in nepravočasnimi ukrepanjem.

Nezmožnost izgradnje novih kapacitet je povezana tudi s tveganjem glede umeščanja v prostor zaradi okoljskih zadržkov. Tu je potrebno pravočasno in objektivno ovrednotiti dejanske vplive na okolje. Ob jasnih rezultatih, ki nakazujejo na sprejemljivost določene tehnologije je potrebno pravočasno pričeti postopke za odpravljanje ovir glede umeščanja v prostor. Objektivne ovire odpravljamo z izpeljavo formalnih postopkov, subjektivne pa z argumentiranim prepričevanjem deležnikov z zadržki, ki temeljijo na nerealnih argumentih. To tveganje ocenjujemo kot potencialno zelo veliko, saj lahko predstavlja popolno blokado implementacije določene (objektivno sprejemljive) tehnologije.

Poleg omenjenih tveganj je tu tudi tveganje glede nezadostne sposobnosti za spopadanje z dolgotrajnimi in zapletenimi postopki, ki ga odpravljamo s pravočasnim angažmajem ustreznih strokovnjakov. Ob dolgoletni neaktivnosti na področju gradnje (še posebej pri velikih kompleksnih projektih), se lahko določena znanja izgubijo in je v tem primeru potrebno iskati pomoč v tujini. Vpliv tega tveganja ocenjujemo na srednje pomemben in ga je mogoče obvladovati s pravočasno in ustrezno aktivnostjo.

5.1.2.2 Zadostnost energije in moči

Učinkovito delovanje elektroenergetskega sistema je odvisno od zagotavljanja zadostnih kapacitet za oskrbo z potrebno energijo ter ustreznimi kapacitetami za zagotavljanje potreb po moči in zagotavljanje sistemskih storitev. V prihodnosti je pričakovati še večji poudarek na tem segmentu zaradi večjega deleža VRE.

Tveganja zaradi potencialno nezadostnih kapacitet za pokrivanje energijskih potreb in potreb po moči obvladujemo z izgradnjo novih kapacitet katerih tehnologija lahko dovolj zanesljivo in kakovostno pokrije povečane potrebe. Odpravljanje teh tveganj je lahko zelo drago, če je razvoj sistema neustrezno voden oziroma če povečevanju deleža VRE enot ne sledi ustrezen razvoj kapacitet oziroma tehnologij, ki negativne vplive (pre)velikega deleža odpravljajo. Tveganje glede zadostnih kapacitet je srednje in ga z ustreznimi in pravočasnimi ukrepi lahko obvladujemo. Pri tem je potrebno ustrezno celostno vrednotenje sistema.

5.1.2.3 Prenos energije

Ustrezno razvit sistem za prenos energije med proizvajalci in porabniki električne energije je pogoj za zanesljivo in kakovostno oskrbo. Tu je potrebno ustrezno planiranje razvoja sistema in pravočasne aktivnosti za umeščanje novih povezav. S tem zmanjšamo tveganja za neadekvatnost sistema vsled nezadostnih povezav. To tveganje je ocenjeno kot srednje vplivno in ga z pravočasnimi aktivnostmi lahko obvladujemo.

Tveganja povezana z neusklajenimi interesi sosednjih držav pri gradnji ustreznih čezmejnih povezav lahko zmanjšujemo s pravočasnimi aktivnostmi in samoiniciativnostjo za vzpostavitev dialoga. Na osnovi trenutnih političnih razmer pa je potrebno računati na (ne)solidarnost (nedobava električne energije iz sosednjih sistemov ob izrednih dogodkih, begunska kriza, finančna kriza,...) in s tega stališča do določene mere razvijati sistem na osnovi samozadostnosti. Tako je kljub kontradiktornosti omenjenih ukrepov pri aktivnosti v smeri povečanega mednarodnega sodelovanja potrebno upoštevati tudi določeno stopnjo samozadostnosti. Tveganje povezano z prenosom energije med sosednjimi sistemi je ocenjeno kot srednje vplivno.

Tveganje glede vpliva tehnologij aktivnega upravljanja omrežij lahko zmanjšujemo z analizo do sedaj razvitih sistemov in objektivnim vrednotenjem dobljenih rezultatov ter ukrepanjem za pravočasno iskanje nadomestnih rešitev, če se vpliv tovrstnih tehnologij izkaže za nezadosten. Če se izkaže vpliv tehnologij za aktivno upravljanje omrežij kot zadosten, pa bo potrebno pristopiti k izgradnji sistemov za implementacijo teh tehnologij. Ob ustreznih aktivnostih in predvsem objektivnem vrednotenju je lahko to tveganje minimalno.

5.1.3 Varnostna tveganja

5.1.3.1 *EES kot kritična infrastruktura*

Delovanje elektroenergetskega sektorja je velikega pomena za delovanje celotne družbe, zato ta sektor zaseda pomembno mesto v kategorizaciji kritične infrastrukture.

Tveganja za napake pri delovanju sistema, ki jih povzročajo notranji (sistemski) vzroki obvladujemo z ustreznim načrtovanjem sistema, vgrajevanjem redundantnih sklopov, visoko kakovostjo sklopov, ustreznim vzdrževanjem in pravočasno zamenjavo odsluženih sistemov. Tovrstna tveganja imajo velik vpliv na delovanje sistema in jih je nujno dobro obvladovati.

Nenamerni zunanji vzroki so običajno izjemni vendar jih je vseeno potrebno predvidevati in omejevat tveganja, ki zaradi tega nastajajo. Tukaj gre predvsem za nesreče, katerih posledice lahko omilimo, če so sistemi ustrezno dimenzionirani in grajeni. Večina ukrepov povezanih s tveganji notranjega vzroka veljajo tudi pri zunanjih nenamernih vzrokih.

Verjetnost pojava tveganj povezanih z namernimi zunanjimi vzroki je v relativno urejeni družbi in pri stabilnih družbenih razmerah nizka. Verjetnost tveganj pa se lahko zelo hitro poveča s slabšanjem družbenih razmer. Za obvladovanje teh tveganj je potrebno pri izgradnji in upravljanju energetskih objektov vgrajevati ustrezne sisteme varovanja objektov. V sodobnem času to pomeni tudi nujne ukrepe na področju obvladovanja informacijskih sistemov, ki so nujni za delovanje energetske infrastrukture.

5.1.3.2 *Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)*

V primeru, da se odpovemo nadaljevanju proizvodnje električne energije z jedrsko elektrarno, ko bo prvi blok jedrske elektrarne v Krškem dotrajan in razgrajen, se bodo morali nosilci slovenske energetske politike na zaplete pri oskrbi z električno energijo odzvati tako, da bodo investirali v nove plinsko parne elektrarne. V zavarovanje pred nenadnimi razpadi elektroenergetskega sistema bodo morali na dosegljivem terenu (najverjetneje torej v Sloveniji) postaviti tudi ustrezno velika skladišča zemeljskega plina. Stroški proizvodnje električne energije bodo v tem primeru precej višji kot če bi deloval nov blok jedrske elektrarne (opisano v 3. poglavju). Še zlasti bodo visoki, če bo Slovenija prisiljena vzdrževati precejšne kapacitete v glavnem nedelujočih plinsko parnih elektrarn. V primeru »only market« gospodarjenja bo to pomenilo občasne podražitve električne energije na okoli 500 EUR/MWh (smiselno povzeto po oceni kritja celotnega stroška delovanja novega bloka Termoelektrarne Brestanica ob predpostavki 100 ur obratovanja letno).

5.2 Z IZGRADNJO NOVEGA BLOKA JE – TVEGANJA ZA INVESTITORJA

5.2.1 Tržna tveganja

5.2.1.1 Obvladovanje stroškov

Na podlagi identificiranih tveganj v zvezi z obvladovanjem stroškov v posameznih fazah življenjskega ciklusa novega bloka Jedrske elektrarne Krško ter ob upoštevanju verjetnosti tveganega in velikosti vpliva tveganega dogodka so v nadaljevanju predstavljeni potrebni ukrepi za najpomembnejša tveganja.

Obvladovanja stroškov do začetka gradnje je lahko podložno tveganjem povezanim z zamudami pri projektu, ki ji je potrebno pravočasno zaznati in obvladovati s vzpostavitvijo ustreznih kontrolnih mehanizmov. Ravno tako je potrebno vzpostaviti ustrezne mehanizme tudi glede obvladovanja tveganj glede morebitnega premajhnega obsega finančnih (lastnih in dolžniških) sredstev.

Med fazo gradnje je potrebno obvladovati tveganja povezana z neustreznimi kadri, nekakovostno opremo, zamudami pri izpeljavi projekta, kar ima lahko za posledico neposredne in posredne nevarnosti za obvladovanje stroškov. Kakršnekoli zamude pa ravno tako pomenijo kasnejše ustvarjanje prihodkov ob zaključku gradnje in s tem velike pritiske na obvladovanje stroškov. Ustrezni kontrolni mehanizmi za pravočasno ugotavljanje omenjenih tveganj in ukrepanje so nujni. Veliko tveganje lahko predstavlja tudi ugotovitev o neustreznosti načina financiranja med samim projektom, na kar se je potrebno pravočasno odzvati in spremeniti primernejši način.

Tveganje glede obvladovanja stroškov v času obratovanja je lahko posledica neustreznih kadrov, stroškov dela, zunanjih izvajalcev in storitev,... Pomembno tveganje, ki ga je potrebno obvladovati je tudi stroškovno učinkovito zagotavljanje goriva ter izvedba vzdrževanj in nadgradenj. Pravočasno zaznavanje morebitnih odstopanj od ciljev glede obvladovanja stroškov je tukaj nujno, hkrati pa je nujna vzpostavitev in implementacija potrebnih mehanizmov za odpravljanje odklonov. Morebitna finančna tveganja, ki se pojavljajo med obratovanjem objekta je potrebno obvladovati s klasičnimi metodami obvladovanja finančnih tveganj.

5.2.1.2 Finančna, kreditna in valutna tveganja

V poglavju »4.2.1.2 Finančna kreditna in valutna tveganja« smo videli, da obstoje tudi v primeru učinkovite izgradnje novega bloka jedrske elektrarne v Krškem ter dovolj velikega povpraševanja po električni energiji v obdobju delovanja tega bloka, vendarle velika tveganja povsem finančne narave. V kolikor se bodo realizirala, bodo v donosnosti tega projekta nastopile resne motnje. Pri tako velikem projektu, kot je gradnja novega bloka jedrske elektrarne, govorimo o dveh vrstah finančnih, kreditnih in valutnih tveganj: tečajno tveganje in tveganje glede pričakovanega donosa novega bloka jedrske elektrarne.

Tečajna tveganja

Tečajno tveganje lahko doseže tudi 50% vrednosti projekta in nima jasno izraženega vzorca po katerem bi se odstopanje sčasoma izravnilo. Edina rešitev je, da se cene pomembnejših delov opreme ali **cena gradnje na ključ ves čas meri v evrih**. To je v valuti s katero bo JEK 2 posloval na trgu električne energije in ustvarjal prihodek za poplačilo dolgov. Kakršnekoli valutne klavzule pomenijo prevzem zelo velikega tveganja. Glede na to bo tudi morebitna zaščita pred tečajnim tveganjem na finančnem trgu zelo draga.

Tveganja glede pričakovanega donosa

Tveganja glede pričakovanega donosa investicije bodo odvisna od ratinga Republike Slovenije na svetovnem kapitalskem trgu. Ta je povezan z ratingom evroskupine na tem trgu. Specifiki sta tu dve. V zadnjih 13 letih na zahtevan donos ne vpliva inflacija, pač pa učinkujejo posamezne napake in opustitve pri vodenju koordinacije ekonomskih politik držav evra, obenem pa imamo izkušnje še s »slučajnimi« (po svoji naravi enkratnimi) pritiski bonitetnih agencij na poslabšanje razmerja med zahtevanim donosom na obveznice slovenske države glede na obveznice evroobmočja.

Naša analiza kaže, da je glede na zahtevan donos (višino obrestne mere, zahteve po fiksnem dividendnem donosu, specifične prednostne delnice, indeksi v morebitnih izvedenih finančnih instrumentih,...) **zelo pomemben čas (trenutek), ko bodo financerji sklepali pogodbe z investitorjem v drugi blok jedrske elektrarne Krško**. Izbrati bo potrebno obdobje, ko bo imela Republika Slovenija visok kreditni rating, obveznica Republike Slovenije pa nizke zahtevane donose. Glede na splošne makroekonomske razmere zadnjih let, zlasti pa 2017, stopamo v takšno obdobje. S tega vidika, bi investicijo v drugi blok jedrske elektrarne Krško kazalo začeti čim prej.

5.2.1.3 Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije

a) Tveganja glede prodanih količin električne energije

Tveganja glede prodanih količin električne energije pri drugem bloku jedrske elektrarne Krško ni, razen če bi neobvladovanje stroškov investicije povzročilo visoko lastno ceno proizvodnje električne energije iz drugega bloka jedrske elektrarne. Sicer lahko ugotovimo:

- da bo poraba električne energije v Sloveniji naraščala,
- da bo JEK 2 nadomestna investicija starim elektrarnam, ki bodo v naslednjih desetletjih prenehale delovati,
- da električna energija proizvedena v plinsko parnih elektrarnah cenovno ni konkurenčna energiji, ki bo proizvedena v JEK 2,
- da predstavlja edino resno tveganje za JEK 2 cenovno konkurenčen uvoz energije proizvedene v presežnih kapacitetah novih jedrskih elektrarn (te so sicer začasne narave, saj so koncipirane kot nadomestni objekti) na Madžarskem in Češkem.

V primeru zaostrene konkurence energije iz različnih jedrskih elektrarn v Srednji Evropi bo moral GEN izvesti ukrepe, ki bodo preprečili, da bi se na trgu znašel v podrejenem položaju. Pomemben bo zakup zadostnih prenosnih poti in zagotovitev

zadostnega obsega dolgoročnih pogodb o dobavi električne energije za kupce na širšem (relevantnem) trgu. Posebej bo treba spremljati ali domače države konkurenčnih jedrskih elektrarn izvajajo kakršen koli protekcionizem ter zahtevati recipročnost s strani Republike Slovenije. JEK 2 bo v teh razmerjih imel relativno ugoden položaj tudi zato, ker bo slovenskemu elektroenergetskemu sistemu služil kot nadomestni objekt za zaprte stare elektrarne. Slovenski trg električne energije bo omogočal izvajanje principa recipročnosti, če bi JEK 2 konkurenti zapirali svoja tržišča.

b) Tveganja glede prodajnih cen električne energije

Tveganja glede prodajnih cen električne energije so odvisna obvladovanja stroškov med gradnjo JEK 2. Ker so sredstva vložena v gradnjo in opremo glavni strošek, je pomembno, da se odplačila razporedijo na celotno življenjsko dobo jedrske elektrarne in temu primerno je potrebno oblikovati model financiranja: od izdaje dolgoročnih obveznic do partnerstev z dolgoročnim nakupom električne energije. Slovenska država, kot nosilka energetske politike, lahko s posebnim zakonom zagotovi večje sodelovanje pokojninskih skladov (nakup dolgoročnih obveznic) pri financiranju investicije v JEK 2. Ukrep bi bil umik zahteve o razpršenosti investicij za ta primer. V zameno lahko Republika Slovenija pokojninskim skladom, ki bodo kupovali dolgoročne obveznice za kritje investicij v JEK 2, garantira minimalen donos in ga zase zavaruje z dobavo primerno velikih količin električne energije (Collateral protection insurance). Pomembno je, da ne bo prvih dvajset let delovanja JEK 2 cena proizvedene električne energije nekonkurenčna zaradi visokih anuitet. Preprečiti je potrebno, da bi se ponovile razmere, v katerih je prva tri desetletja svojega obstoja deloval sedanji blok Nuklearne elektrarne Krško.

c) Tveganja glede državnih pomoči konkurentom na trgu električne energij

Na trgu električne energije je in bo vedno igrala veliko vlogo država. V zadnjem obdobju z velikimi pomočmi proizvajalcem električne energije iz obnovljivih virov praktično prekinja informacijo koliko v resnici stane megavatna ura te dobrine. Gre za tržno motnjo, ki lahko v primeru, da traja daljše obdobje (tri leta ali še dlje) bistveno vpliva na investicije in nato na dolgotrajno neravnotežje na trgu (na pomanjkanje ponudbe). Investitorji v JEK 2 bodo morali dobiti od Republike Slovenije in organov EU (verjetno kar od Evropske komisije) garancijo, da z različnimi subvencijami ne bo ogrožena konkurenčnost proizvodnje električne energije v novem bloku jedrske elektrarne. V kolikor bi se takšne motnje (državne subvencije konkurentom) pojavile in vplivale na trg (nižjo prodajno ceno električne energije), bi moral po tej pogodbi GEN imeti pravico do ustreznih državnih subvencij (pomoči) ali pa bi morala imeti Republika Slovenija možnost obdavčiti dumpinški uvoz električne energije. V kolikor Evropska komisija ne bo pristopila k takšnemu zavarovanju investicije v JEK 2, se lahko slovenska država zaveže, da bo v primeru pojava subvencij in nastanka dumpinških cen električne energije, reagirala s povečanim obdavčenjem vse električne energije, ki se v Sloveniji prodaja na debelo, iz zbranih sredstev pa bo oblikovala sklad za tržno izravnavo oziroma nakup električne energije, ki ne bo proizvedena po dumpinških cenah. Nakupljena elektrika bo na posebnih mednarodnih dražbah nediskriminatorno prodana zainteresiranim trgovcem s to dobrino.

5.2.1.4 Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah

Na podlagi identificiranih tveganj v zvezi z gradnjo v posameznih fazah življenjskega ciklusa novega bloka *Jedrske elektrarne Krško* ter ob upoštevanju verjetnosti in velikosti vpliva tveganega dogodka so v nadaljevanju predstavljeni nekateri ukrepi za najpomembnejša tveganja.

Tveganja do začetka gradnje se lahko pojavijo zaradi neustrezno izbrane opreme, neustreznosti ekipe, medsebojne neusklajenosti,... Vsa ta tveganja je potrebno obvladovati s pravočasno analizo in izbiro ustreznih tehničnih rešitev ter ustrezno izbiro sodelujočih strokovnjakov. Predvideti je potrebna finančna sredstva in časovni okvir za vse faze projekta. Tveganja se pojavijo tudi zaradi sprememb tržnih razmer, kar je potrebno pravočasno zaznati in sprožiti predhodno pripravljene mehanizme.

V času gradnje se pojavljajo tveganja zaradi neustreznih izvajalcev, ki nimajo zadostnih izkušenj oziroma kadrov. Problematično je tudi neučinkovito sodelovanje med akterji gradnje (projektanti, izvajalci, nadzor, ...). Za obvladovanje teh tveganj je potrebno opraviti ustrezno izbiro kadrov ter predvideti in izvajati ustrezno komunikacijo med sodelujočimi na projektu. Poleg tega se lahko med gradnjo spreminjajo razmere na samem gradbišču ali tržne razmere, ki lahko vplivajo na izvedbo projekta. Ta tveganja se obvladuje z aktivnim spremljanjem razmer in pravočasnim ukrepanjem ter prilagajanjem na nastale spremembe.

Tveganja v času obratovanja so lahko posledica nezadostnega in neustreznega kadra, za kar je potrebno pravočasno poskrbeti že v fazi gradnje. Tveganje predstavljajo tudi zunanji izvajalci storitev in dobavitelji opreme, kjer je potrebno vzpostaviti ustrezne mehanizme spremljanja in izvajanja ukrepov za odpravljanje tveganj. Vsa tveganja po posameznih fazah gradnje in eksploatacije objekta lahko ob neustreznem obvladovanju privedejo do situacije, kjer bi bila elektrika iz novega objekta nekonkurenčna.

5.2.2 Netržna tveganja

5.2.2.1 Politična

Politično tveganje v zvezi z rabo jedrske energije v prihodnosti povezano z usmeritvijo EU je relativno nizko, saj je odločitev prepuščena samim državam članicam. Dodatno omejevanje tega tveganja je mogoče z aktivnim sodelovanjem v mednarodnih organizacijah in objektivno ocenjevanje ter preprečevanje morebitnih negativnih vplivov uporabe jedrske energije.

Večje tveganje predstavlja nejasna dolgoročna energetska politika Slovenije, ki poleg tveganj za samega investitorja predstavlja tveganja za širšo družbo. Tukaj je potrebno s stališča investitorja v okvirih lastnih možnosti aktivno spodbujati postopke za sprejetje ustrezne energetske politike. Investitor tukaj lahko pripravlja objektivno izpeljane raziskave, ki naj bi pokazale smiselnost nadaljnje rabe jedrske energije. Dodaten faktor pri povečevanju negativnih vplivov tveganj zaradi nejasne energetske politike predstavlja odlašanje sprejemanja odločitev. Zato je pomembno nemudoma izvajati aktivnosti za omilitev tega tveganja.

Za preprečevanje tveganja povezanega z morebitno izpeljavo referenduma je potrebno pravočasno pripravljati objektivne podlage za nadaljnjo razpravo. Vsekakor pa je zelo pomembno spodbujanje odprte, argumentirane in objektivne razprave z nasprotniki nadaljnje uporabe jedrske energije. Ta proces je smiselno pravočasno začeti, in ustrezno planirati. Še enkrat pa poudarjamo, da morajo vsi argumenti temeljiti na objektivnih in strokovno podprtih dejstvih.

5.2.2.2 Regulatorna

Mednarodni in domači regulatorni okvirji za rabo jedrske energije so dobro določeni. Zaradi varnostnih vprašanj povezanih z jedrsko energijo so relativno kompleksni. Kljub temu jih ne smatramo kot povzročitelja večjih tveganj, ker je njihovo upoštevanje v veliki meri že vgrajeno v sistem, če želimo jedrsko energijo uporabljati. Tveganje je najbolj izraženo v primeru nepredvidenih dogodkov, kot je bila na primer nesreča v Fukušimi, kjer so bile posledice tudi v regulatornem okvirju v povezavi z varnostnimi zahtevami, katerim so se morali uporabniki jedrske energije prilagoditi. Obvladovanje tovrstnih tveganj zahteva aktivno dejavnost investitorja, v smislu, kot jo je izvajal tudi do sedaj.

Ostala regulativa povezana z gradnjo objektov pa je v določenih segmentih lahko manj urejena in s tega stališča predstavlja večje tveganje. Investitor mora na tem segmentu vlagati napore za spremljanje regulative in njeno pravočasno zadostitev. Še večjo posledico na povečanje tveganj na tem področju ima sprememba regulative po začetku gradnje. Zato je za investitorja ključnega pomena že omenjena ustrezna aktivnost za obvladovanje regulative ter s tem povezana izbira kompetentne strokovne ekipe na tem področju.

5.2.2.3 Vodenje projekta

Uspešnost izpeljave gradnje kompleksnega energetskega objekta kot je jedrska elektrarna zahteva maksimalno angažiranost pri vodenju projekta. Osnovno tveganje pri tem leži v kompetencah strokovnjakov, ki so zadolženi za vodenje projekta. Zmanjševanje tveganj se tukaj lahko doseže s pravočasno izbiro kompetentne in strokovne skupine za vodenje projekta. Lahko se pojavi celo potreba po angažmaju tujih strokovnjakov na določenih segmentih, kjer ni dovolj znanja oziroma izkušenj pri domačih strokovnjakih (zaradi omejenega obsega tako kompleksnih projektov).

Tveganje se zmanjšuje tudi z dobro in jasno organiziranostjo projekta, določanjem in razmejevanjem odgovornosti ter med jasnimi in učinkovitimi načini komunikacije med deležniki projekta.

Posebno pozornost je potrebno posvetiti izvedbi določenih faz projekta, kjer morajo biti vse aktivnosti pravočasno in kakovostno izpeljane, saj so te pogoj za pravočasno nadaljevanje naslednjih faz.

5.2.2.4 Pravno/pogodbena

Neustrezno opredeljena pravno pogodbeno razmerja pri velikem projektu, kot je izgradnja kompleksnega jedrskega objekta predstavljajo veliko tveganje za investitorja. Odrazijo se lahko tako na časovnem vidiku, finančnem vidiku in celo

na varnostnem vidiku grajenega objekta. Omejevanje tovrstnih tveganj je ozko povezano s kompetenco strokovnjakov, ki pri urejanju pogodbenih razmer sodelujejo. Za uspešno izvedbo priprave pogodb oziroma pravnih podlag je potrebno angažirati ustrezne strokovnjake, ki jih je včasih potrebno iskati v tujini zaradi kompleksnosti problematike ali nezadostnih izkušenj domačih strokovnjakov.

Tveganja glede neizpolnjevanja pogodbenih obveznosti se zmanjšujejo s kakovostnim nadzorom in spremljanjem izvajanja del ter pravočasnim ukrepanjem v primeru odstopanj od pogodbenih obveznosti.

5.2.2.5 Strateška

Predvidena investicija v drugi jedrski blok je v skladu s strategijo podjetja, ki je varna, zanesljiva ter konkurenčna dobava električne energije proizvedene iz nizkoogljičnih virov.

Strateška tveganja investicij v proizvodnjo elektrike iz jedrske energije so ozko povezana s političnimi tveganji, ki bodo ovirala ali pripomogla k izpeljavi načrtovane gradnje. Pri obvladovanju strateških tveganj je potrebno pred začetkom gradnje preučiti tudi ostale opcije nadaljnjega razvoja podjetja, kjer je potrebno upoštevati vse relevantne notranje in zunanje spremenljivke, ki pri omenjenih variantah razvoja lahko nastopijo. Dosedanje izkušnje na področju jedrske energije so vsekakor odlično izhodišče za izvedbo objektivne analize in izluščitev optimalne strategije za doseganje zastavljenih ciljev z minimalnimi tveganji vsaj kar se tiče notranjih vzročnikov. Zunanji vzroki za tveganja so težje obvladljivi in je zato potrebno vlagati več energije oziroma po potrebi poiskati pomoč zunanjih kompetentnih strokovnjakov.

5.2.3 Varnostna tveganja

Jedrski objekt je lahko izpostavljen tveganjem, ki jih lahko povzročijo tako notranji sistemski vzrok kot zunanji nenamerni vzroki in namerni vzroki. Tveganja v zvezi z notranjimi sistemskimi vzroki so pri jedrski tehnologiji dobro obvladovana, ker je zahtevana visoka stopnja varnosti vgrajena v vsak del procesa. S tega stališča so ta tveganja ocenjena kot relativno majhna oziroma obvladljiva. Za vzdrževanja takega stanja pa je potrebno vseskozi spremljati in nadgrajevati notranje sisteme. Določeno odstopanje od ustaljenih postopkov in zahtev lahko povzročijo izjemni dogodki, ki lahko zahtevajo nadgradnje varnostnih sistemov. Za to je potrebna ustrezna sprotna aktivnost, ki je kot že rečeno že v veliki meri vgrajena v sistem načrtovanja, izgradnje in obratovanja jedrskih objektov.

Bistven del pri obvladovanju varnostnih tveganj pa predstavlja načrtovanje in delovanje v smeri varovanja objekta pred neposrednimi varnostnimi grožnjami (terorizem, vojna grožnja,...). Tukaj je pomembno tudi poudariti pomen sodelovanja investitorja s širšimi družbenimi subjekti, ki pokrivajo tovrstna tveganja na državni in tudi meddržavni ravni. Ustrezno sodelovanje lahko bistveno zmanjša tovrstna tveganja, ki so v času večje stabilnosti lahko navidezno majhna, njihov pomen pa se izjemno poveča v času večjih političnih kriz oziroma nestabilnosti.

5.3 TABELA TVEGANJ Z UKREPI

Za obravnavana tveganja so v nadaljevanju poleg podane stopnje verjetnosti tveganja ter možnih posledic dodani ukrepi. V tabeli 22 so zbrana tveganja, ki bi se pojavila v primeru brez odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2. Ta tveganja so tveganja države. V tabeli 23 pa so zbrana tveganja investitorja, ki bi se pojavila v primeru sprejete odločitve za izgradnjo drugega bloka JEK 2.

Tabela 22: Tveganja in ukrepi v primeru brez odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za državo

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	ukrepi
tržna	Obvladovanje stroškov pri zagotavljanju električne energije	Visoka	Ustvarjanje razmer za oligopolno ponudbo električne energije s posledičnim zviševanjem cene električne energije. Zviševanje cene električne energije ter posledično deindustrializacija in premik gospodarske strukture proti terciarnemu sektorju.	<ul style="list-style-type: none"> - Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško. - Zakup stabilne dobave določene količine elektrike po fiksnih cenah. - Gradnja lastnih rezervnih konvencionalnih plinsko parnih elektrarn.
	Finančne posledice nedoseganja podnebno energetskih ciljev	Nizka	Viri z več izpusti TGP povečujejo možnost za nedoseganje zavez glede izpustov TGP in posledično povečujejo izpostavljenost morebitnim kaznim v prihodnosti (ob neizpolnjevanju zavez trenutno le grožnje).	<ul style="list-style-type: none"> - Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško.
	Prodaja in nakup električne energije	Visoka	Izpostavljenost monopolnim pritiskom in zvišanjem cen električne energije zaradi nezadostnih lastnih proizvodnih kapacitet. Verjetni marginalni proizvajalec (plinska tehnologija) bo narekoval ceno, hkrati bo trg odvisen od variabilne (nestabilne) cene zemeljskega plina.	<ul style="list-style-type: none"> - Izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško. ali - So-investiranje pri gradnji jedrskih elektrarn na za Slovenijo relevantnem trgu električne energije (Madžarska, Češka). ali - Dolgoročen zakup električne energije po fiksni ceni (možnosti zanj so majhne), nižji od tiste iz konvencionalnih plinsko parnih elektrarn.
netržna	Nezmožnost izgradnje zadostnih kapacitet	Visoka	Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije zaradi nezadostnih kapacitet.	<ul style="list-style-type: none"> - Jasna energetska politika s pravočasnim izvajanjem.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	ukrepi
			Močno povečanje uvozne odvisnosti države.	- Pravočasno pričeti postopke za odpravljanje ovir glede umeščanja v prostor.
	Zadostnost energije in moči	Visoka	Neustrezno obvladovanje proizvodnje iz VRE povzroči nestabilnost in zmanjša robustnost EES. Zmanjšanje kakovosti dobavljene električne energije.	- Izgradnjo novih kapacitet katerih tehnologija lahko dovolj zanesljivo in kakovostno pokrije povečane potrebe. - Potrebna je ustrezna in celostna obravnava EES.
	Prenos energije	Nizka	Neustrezno razvit prenosni sistem povzroči težave pri vključevanju novih proizvodnih enot. Težave pri izvozu/uvozu električne energije: nedelovanje trga in zmanjšana stabilnost sistema.	- Ustrezno planiranje razvoja sistema in pravočasne aktivnosti za umeščanje novih povezav. - Dobro meddržavno sodelovanje ob ustrezni stopnji samozadostnosti.
varnostna	EES kot kritična infrastruktura	Srednja	Ob morebitnem nedelovanj EES se pojavi velika neposredna in posredna družbena škoda. Nepravočasno ukrepanju za delovanje EES kot kritične infrastrukture povzroči slabšanje splošnih razmer v družbi z dolgoročnimi posledicami.	- Ustrezno načrtovanj sistema, vgradnja redundantnih sklopov, visoka kakovostjo sklopov, ustrezno vzdrževanje in pravočasna zamenjava odsluženih sistemov. - Vgradnja ustreznih sistemov varovanja objektov.
	Sistemska tveganja (uvozna odvisnost)	Srednja	Nezmožnost dobave električne energije ob izrednih dogodkih (tehnično nemogoč uvoz) ima velike gospodarske posledice. Uvozna odvisnost bi vplivala na povečanje cene električne energije.	- Investirati v nove plinsko parne elektrarne (postaviti tudi ustrezno velika skladišča zemeljskega plina).

Tabela 23: Tveganja in ukrepi v primeru odločitve za izgradnjo JEK 2 - tveganja za investitorja

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
tržna	Obvladovanje stroškov	Srednja	Neobvladovanje stroškov povzroči zamude pri projektu z dodatnimi stroški.	- Pravočasna zaznava morebitnih zamud in

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
			Izpad prihodkov ob težavah med delovanjem oziroma izpadih med obratovanjem.	obvladovanje s vzpostavitvijo ustreznih mehanizmov. - Pravočasna zaznava premajhnega obsega sredstev ali napačnega načina financiranja in pravočasno ukrepanje.
	Finančna, kreditna in valutna tveganja	Visoka	Zviševanje stroškov investicije zaradi dražjega zadolževanja kot posledice finančnih, kreditnih in valutnih tveganj.	- Cene pomembnejših delov opreme ali cena gradnje na ključ naj se ves čas meri v evrih. - Za sklenitev kreditnih pogodb bo potrebno izbrati obdobje, ko bo imela RS visok kreditni rating, obveznica RS pa nizke zahtevane donose.
	Tveganja prodaje, nakupa in doseganja pričakovane cene električne energije	Srednja	Zmanjšanje konkurenčnosti elektrike iz novega objekta ob morebitnem neobvladovanju stroškov izgradnje. Zmanjšana konkurenčnost elektrike iz novega objekta zaradi subvencij drugih proizvodnih virov.	- Zakup zadostnih prenosnih poti in zagotovitev zadostnega obsega dolgoročnih pogodb o dobavi električne energije za kupce na širšem (relevantnem) trgu ter zahtevati recipročnost s strani RS, če druge države izvajajo protekcionizem. - Oblikovati model financiranja (dolgoročne obveznice, partnerstvo z dolgoročnim nakupom).
	Tveganja v zvezi z gradnjo – kakovost, rok po posameznih fazah	Srednja	Zamude pri izgradnji ter povečevanje stroškov gradnje objekta. Neskladnost objekta z načrtovanimi specifikacijami.	- Pravočasna analiza in izbira ustreznih tehničnih rešitev, zadostnost finančnih sredstev ter ustrezna izbira sodelujočih strokovnjakov. - Izbira ustreznih izvajalcev in aktivno spremljanje izvajanja projekta.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
				- Zadostnost in izobraženost kadrov ter kakovost zunanjih storitev med obratovanjem.
netržna	Politična	Visoka	Predolgo odločanje o rabi jedrske energije odloži začetek izgradnje. Visoki stroški ob spremembi odločitve o rabi jedrske energije po začetku gradnje novega objekta.	- Aktivno sodelovanje v mednarodnih organizacijah in objektivno ocenjevanje ter preprečevanje morebitnih negativnih vplivov uporabe jedrske energije. - Aktivno spodbujanje postopka za sprejetje ustrezne energetske politike. - Spodbujanje odprte, argumentirane in objektivne razprave z nasprotniki nadaljnje uporabe jedrske energije.
	Regulatorna	Nizka	Spreminjanje pogojev med gradnjo povzroči zamude in povečanje stroškov.	- Spremljanje regulative izvajanje postopkov za njeno pravočasno zadostitev.
	Vodenje projekta	Nizka	Zamude pri gradnji zaradi neustreznega vodenja projekta. Vplivi slabega vodenja posameznih faz gradnje negativno vplivajo na poznejše (dobro) vodene faze.	- Pravočasna izbira kompetentne in strokovne skupine za vodenje projekta. Pravočasno in kakovostno ter finančno vzdržno zaključevanje posameznih faz projekta.
	Pravno/pogodben a	Srednja	Zamude pri gradnji zaradi neizpolnjevanja pogodbenih obveznosti. Neustrezne rešitve pri gradnji zaradi slabo določenih pogodbenih razmerij.	- Sodelovanje kompetentnih strokovnjakov pri urejanju pogodbenih razmer. - Kakovosten nadzor in spremljanje izvajanja del ter pravočasno ukrepanje v primeru odstopanj od pogodbenih obveznosti.
	Strateška	Nizka	Zmanjšanje sredstev za druge strateške naložbe zaradi velikega angažmaja pri gradnji novega bloka JE.	- Pred začetkom gradnje je potrebno preučiti tudi ostale opcije nadaljnega razvoja podjetja.

skupina tveganj	tveganje	stopnja	posledice	
varnostna	Varnostna	Nizka	<p>Zmanjševanje odpornosti sistema zaradi nezadostnega in nepravilnega izpolnjevanja varnostnih zahtev.</p> <p>Povečanja stroškov za varnostne zahteve, ki so se lahko zaostrole med ali po gradnji.</p>	<p>- Vzdrževanja visokega stanja varnosti objekta ter nadgrajevanje ob morebitnih zaznanih spremembah (novih grožnjah).</p> <p>- Aktivno sodelovanje z različnimi družbenimi subjekti, ki pokrivajo tovrstna tveganja na državni in tudi meddržavni ravni.</p>

6 VIDIK JAVNIH NAROČIL IN RECIPROČNOST DOBAVE

6.1 PRAVILA

6.1.1 Ekonomsko teoretična podlaga urejanja javnih naročil

Del javne porabe, ki jo javni sektor kupuje od nejavnega in ki dosega 10% do 20% BDP, predstavlja velik del agregatnega povpraševanja; z njenim spreminjanjem in prilagajanjem stanju v gospodarstvu države lahko močno vplivajo na dogajanja v gospodarstvu. V EU vsako leto več kot 250.000 javnih organov porabi približno 14% BDP za gradnje ter nakup storitev in blaga. V številnih sektorjih, kot so energetika, promet, ravnanje z odpadki, socialna zaščita ter zagotavljanje zdravstvenih ali izobraževalnih storitev, so javni organi tudi največji kupec. Podjetje GEN kot nosilec investicije v JEK 2 ne spada med porabnike javnih sredstev oziroma ni javni organ ampak gospodarska družba za katero velja obveza po izvajanju javnih naročil.

Da bi preprečili goljufije, korupcijo ali lokalni protekcionizem, zakonodaja večine držav ureja javno porabo s postopki javnega naročanja, predvsem tako, da od naročnika zahteva, da so naročila javno dostopna, če vrednost naročila presega določen prag. Zahteve za javne razpise v EU običajno zajemajo naročila gradenj in nakupe storitev in blaga, ki jih kupuje javni organ. Javna naročila so tudi predmet različnih mednarodnih sporazumov in večstranskih mednarodnih pogodb pod okriljem Svetovne trgovinske organizacije.

Da bi zagotovila enake pogoje za konkuriranje za vsa podjetja po vsej Evropi, zakonodaja EU določa minimalne usklajene predpise o javnih naročilih. Pravila, ki urejajo način, kako javni organi in izvajalci javnih storitev kupujejo gradbeniške storitve, blago in druge storitve, so prenesena v nacionalne zakonodaje članic in morajo biti skladna z zakonodajo EU; uporabljajo se za naročila, katerih denarna vrednost presega določen znesek. Za naročila nižje vrednosti veljajo nacionalni predpisi, ki pa morajo spoštovati splošna načela prava EU. Javna naročila so tudi sestavina strategije EK za uveljavljanje ideje enotnega trga. EU pri javnih naročilih dovoljuje izjeme, če javni razpis ogroža varnostne interese države, zato se izjeme največkrat nanašajo na naročila vojaške opreme. Poleg tega se lahko drugače obravnavajo tudi nekateri politično ali gospodarsko občutljivi sektorji, kot so javno zdravje, oskrba z energijo ali javni prevoz.

Od 18. aprila 2016 se za javna naročila uporabljajo nova pravila o tem, kako naj države EU in njihovi javni organi porabijo približno 2.000 milijard evrov javnega denarja letno; datum je bil tudi rok za prenos treh direktiv o javnih naročilih in koncesijah, sprejetih dve leti prej, v nacionalne zakonodaje. Slovenija je nova pravila uveljavila 18. novembra 2015 z **Zakonom o javnem naročanju** (ZNJ-3) [1]. Ta je v slovenski pravni red prenesel tri direktive, ki sta jih Evropski parlament in Svet sprejela 26. februarja 2014. Gre za:

- Direktivo 2014/24/EU o javnem naročanju [2],
- Direktivo 2014/25/EU, ki ureja javno naročanje za dejavnosti v vodnem, energetske in prometnem sektorju ter sektorju poštnih storitev [3] in
- Direktivo 2014/23/EU o podeljevanju koncesijskih pogodb [4].

Nova pravila naj bi malim in srednje velikim podjetjem (MSP) olajšala možnost konkurirati za javna naročila, zagotovila najboljšo ceno za javne nakupe in spoštovala načela preglednosti in konkurence, ki naj bi veljala v EU. Za spodbujanje napredka pri nekaterih ciljnih nova pravila dopuščajo vključiti tudi okoljske in socialne ter inovacijske vidike, ki jih je treba upoštevati pri oddaji javnih naročil. Vendar je uspeh nove zakonodaje odvisen od njenega učinkovitega uveljavljanja v državah EU in pripravljenosti 250.000 javnih kupcev v EU, da izkoristijo prednosti digitalizacije, zmanjšajo birokracijo in povečajo učinkovitost javnih naročil. Nova pravila naj bi poenostavila postopke in javna naročila naredila bolj prožna, kar naj bi koristilo kupcem in podjetjem, zlasti MSP. Po mnenju EK bodo poenostavljeni postopki za naročnike odprli trg EU za javna naročila, preprečili uveljavljanje »nacionalne politike«, spodbujali prost pretok blaga in storitev in jih pocenila. Nova pravila, vključno z novo elektronsko samo-prijava ponudnikov (ESPD), utirajo pot digitalizaciji javnih naročil, kar naj bi povečalo učinkovitost sistema javnih naročil. Z omejevanjem zahtev in možnostjo razdelitve ponudb na dele pa naj bi malim in srednjim podjetjem olajšala dostop do javnih naročil. Javna naročila naj bi postala tudi sestavina strategij na drugih področjih, kot so izvajanje okoljske politike, socialne integracije in inovacije.

Strategija Evropske komisije za javna naročila se osredotoča na šest strateških prednostnih nalog:

(1) zagotavljanje inovativnih, okolju prijaznih in socialno naravnanih naročil

Vendar pa kar 55% postopkov javnih naročil uporablja najnižjo ceno kot edino merilo za oddajo javnih naročil, kar kaže, da kupci ne posvečajo dovolj pozornosti kakovosti, trajnosti in inovativnosti.

(2) profesionalizacija kupcev javnih storitev

Kupci storitev največkrat nimajo potrebnih poslovnih veščin, tehničnega znanja ali postopkovnega razumevanja za učinkovito javno naročanje, kar lahko povzroči pomanjkanja skladnosti naročil s pravili o javnih naročilih in ima negativne posledice za ponudnike in davkoplačevalce.

(3) povečanje dostopa do trgov javnih naročil

Javna naročila bi morala biti dostopnejša zlasti malim in srednje velikim podjetjem (MSP), vendar MSP dobivajo samo 45% vrednosti javnih naročil. Podjetja iz EU, ki želijo sodelovati na javnih razpisih v tujini, se soočajo tudi z mnogimi ovirami pri dostopu do trgov.

(4) izboljšani in dostopnejši podatki o javnih naročilih

Ti naj bi omogočili boljšo oceno učinkovitosti politik javnih naročil, interakcije med sistemi javnih naročil in oblikovanju prihodnjih strateških odločitev.

(5) povečanje digitalizacije javnih naročil

Digitalizacija javnih naročil je počasna. Leta 2016 so se za vse glavne korake postopka javnega naročanja z digitalnimi tehnologijami sklicevale le štiri države EU.

(6) skupne nabave

Naročniki redko kupujejo skupaj, kar bi omogočalo nižje cene in izmenjavo znanja - samo 11% postopkov se izvaja s sodelovanjem pri javnih naročilih.

6.1.2 Osnovna pravila in postopki v zvezi z javnimi naročili

Podjetja, registrirana v EU, lahko konkurirajo na razpisih za javna naročila v vseh državah EU. Zakonodaja EU določa tudi minimalne vrednosti naročil, za katere je treba ponudnika iskati na trgu EU. Pri naročilih nižje vrednosti se uporabljajo nacionalna pravila, ki morajo spoštovati splošna načela zakonodaje EU, čeprav se postopki za naročila pod določenim zneskom lahko poenostavijo v primerjavi z vseevropskimi naročili.

Tabela 24: Spodnje meje naročil v Uradnem listu EU

Vladni organi	
≥ EUR 135.000	naročila blaga navedenega v Prilogi III <u>Direktive 2014/24</u>)
≥ EUR 209.000	naročila blaga s področja obrambe, ki ni navedeno v Prilogi III <u>Direktive 2014/24</u>
≥ EUR 418.000	naročila blaga in storitev v vodnem, energetskem in prometnem sektorju ter sektorju poštinih storitev
≥ EUR 5.225. 000	vsa naročila gradenj
Drugi javni organi	
≥ EUR 209.000	vsa naročila blaga in storitev
≥ EUR 418.000	naročila blaga in storitev v vodnem, energetskem in prometnem sektorju ter sektorju poštinih storitev
≥ EUR 5.225. 000	vsa naročila gradenj

Za vsa naročila velja, da javni organi:

- ne smejo diskriminirati podjetij, registriranih v drugi državi EU;
- pri navajanju značilnosti proizvodov in storitev, ki jih želijo kupiti, ne smejo navajati določenih znamk, trgovskih imen oziroma patentov in ne smejo zavrniti spremnih dokumentov (certifikatov, diplom itd.), izdanih v drugi državi EU, če zagotavljajo enako raven jamstva;
- morajo zagotoviti, da so vse informacije v zvezi z naročili na voljo vsem zainteresiranim podjetjem, ne glede na to, v kateri državi EU so registrirana.

V posebnih primerih (izredne razmere zaradi nepredvidenih dogodkov, naročila, ki jih zaradi tehničnih razlogov ali izključnih pravic lahko izvaja samo določeno podjetje, naročila, ki so v skladu z zakonom izključena iz javnih naročil (nakup/oddaja obstoječih poslopij, pogodb o zaposlitvi, programske vsebine za radiodifuzijo itd.) pravil o javnih naročilih ni treba uporabljati.

Spodnje meje za objavo javnih naročil v Uradnem listu EU so prikazane v tabeli 24.

Javni organi lahko pri vrednotenju naročil uporabljajo različna merila, vendar morajo biti vsi ponudniki obveščeni o oblikovanju teh meril (na primer cene, tehnične značilnosti in okoljski vidiki). Pri naročilih, ki presegajo mejno vrednost, za katero veljajo pravila EU, je treba objaviti obvestilo o javnem naročilu ali natečaju; javni organ sme objaviti obvestilo v domači državi, vendar ga mora poslati Uradu za publikacije EU skupaj s tehničnimi specifikacijami, ki določajo značilnosti storitev, blaga in gradenj, ki jih javni organ namerava kupiti. Celotno

besedilo obvestila se objavi v enem od uradnih jezikov EU, njegov povzetek pa se prevede v druge jezike. Javni organi lahko začnejo z ocenjevanjem ponudb po preteku roka za oddajo. Vse ponudnike je treba obvestiti o rezultatih razpisa; če podjetje ni bilo izbrano, ga je treba v obrazloženem obvestilu podrobno obvestiti o razlogih za zavrnitev ponudbe.

6.1.3 Vrste postopkov javnega naročanja

Po 39. členu ZJN-3 lahko naročnik za oddajo javnega naročila uporabi naslednje postopke:

- a) odprti postopek;
- b) omejeni postopek;
- c) konkurenčni dialog;
- d) partnerstvo za inovacije;
- e) konkurenčni postopek s pogajanjem;
- f) postopek s pogajanjem z objavo;
- g) postopek s pogajanjem brez predhodne objave;
- h) postopek naročila male vrednosti.

V odprtih postopkih lahko ponudbo predloži katero koli podjetje, v omejenih postopkih lahko katero koli podjetje zaprosi za sodelovanje v razpisu, vendar so le predhodno izbrana podjetja povabljeni, da predložijo svojo ponudbo. V postopkih s pogajanjem javni organ povabi najmanj 3 podjetja, s katerimi se bo pogajal o pogojih naročila. Ta postopek se večinoma uporablja samo v omejenem številu primerov, naročniki v vodnem, energetskem, prometnem in poštnem sektorju ga lahko v skladu s 45. členom ZJN-3 uporabljajo kot standardni postopek. Pod nekaterimi pogoji se ta postopek lahko izbere tudi brez objave obvestila o javnem razpisu, denimo v primeru, če v odprtem ali omejenem postopku ni bila predložena nobena ponudba, v zelo nujnih primerih, v primerih, kjer se zaradi tehničnih razlogov naročilo lahko dodeli samo enemu podjetju. Konkurenčni dialog se pogosto uporablja za zahtevnejša naročila, denimo za večje infrastrukturne projekte, kjer javni organ ne more že na samem začetku opredeliti vseh tehničnih specifikacij. Javni organi lahko naročila dodelijo tudi na elektronski dražbi. Pred začetkom dražbe mora organ v celoti oceniti ponudbe in k sodelovanju povabiti samo ponudnike, ki izpolnjujejo pogoje. Možnosti za razdelitev javnega naročila na sklope ureja 73. člen ZJN-3; če predmet javnega naročila dopušča in če to prispeva k večji gospodarnosti in učinkovitosti izvedbe javnega naročila, mora naročnik javno naročilo oddati po ločenih sklopih ter določiti velikost in predmet takšnih sklopov.

6.2 STVARNOST

Trg javnih naročil v EU je opisan v dokumentu **DG GROW G4** iz decembra 2016 [5]; ta vsebuje kazalnike, ki prikazujejo predvsem obseg dejanskega trga javnih naročil v Evropski uniji in njenih članicah. Pri presoji podatkov velja biti previden; tudi po mnenju avtorjev dokumenta podatki o denarnih vrednostih, ki so objavljeni v obvestilih Uradnega lista EU (TED), pogosto izvirajo iz manjkajočih vrednosti in napak pri poročanju (zlasti v obliki nesmiselno velikih vrednosti).

Relevantni podatki o javnih naročilih na trgu EU so prikazani v tabelah 25 do 29.

Tabela 25 kaže ocenjeno velikost javnofinančnih naročil za gradnje, blago in storitve (TGGPPE), razen komunalnih. Ta je leta 2015 znašala 2015 milijarde evrov ali 13,1% BDP EU, kar je bila najvišja vrednost v zadnjih 4 letih; bila je za 4,2 odstotka višja kot v letu 2014. Javnofinančne odhodke so povečale malone vse članice EU, kar je skladno z oživitvijo gospodarske rasti v EU.

Tabela 25: Ocena javnih odhodkov za gradnje in nakupe blaga in storitev v nejavnem sektorju v milijardah EUR [5]

država	Leto				
	2012	2013	2014	2015	povprečje
Belgija	56,8	57,1	58,7	59,5	58,0
Bolgarija	4,5	4,9	5,5	6,2	5,3
Češka	22,2	21,4	21,5	24,2	22,3
Danska	37,6	37,3	38,3	38,7	38,0
Nemčija	408,7	425,5	442,0	461,7	434,5
Estonija	2,6	2,6	2,7	2,9	2,7
Irska	17,0	16,5	18,0	18,3	17,5
Grčija	20,0	19,0	18,9	19,0	19,2
Španija	113,0	105,9	104,9	111,4	108,8
Francija	313,5	318,6	317,0	317,2	316,6
Hrvaška	5,7	6,0	6,0	5,7	5,9
Italija	171,7	171,6	169,2	170,3	170,7
Ciper	1,3	1,1	1,0	1,0	1,1
Latvija	2,7	2,7	2,7	2,9	2,8
Litva	3,6	3,6	3,7	3,9	3,7
Luxembourg	5,6	5,7	5,9	6,3	5,9
Madžarska	13,1	14,3	16,2	17,3	15,2
Malta	0,7	0,7	0,9	1,0	0,8
Nizozemska	134,8	133,9	134,9	135,6	134,8
Avstrija	41,1	42,5	43,4	45,2	43,0
Poljska	48,4	47,4	51,5	52,1	49,8
Portugalska	17,2	16,6	17,0	17,7	17,1
Romunija	15,6	16,2	16,4	18,7	16,7
Slovenija	4,7	4,8	5,1	5,2	5,0
Slovaška	9,9	10,1	10,9	13,4	11,1
Finska	35,8	37,4	37,7	38,0	37,2
Švedska	69,3	71,8	70,8	72,1	71,0
Velika Britanija	290,3	285,4	312,6	349,7	309,5
EU skupaj	1.867,5	1.880,5	1.933,2	2.015,3	1.924,1

V tabeli 26 so prikazani deleži javnih odhodkov za nakupe v nejavnem sektorju v BDP; osnovna značilnost je velika relativna stabilnost deleža na ravni EU in posameznih članic v času na eni strani in velike razlike med deleži javnih izdatkov v BDP med članicami; najnižji delež takšne javne porabe v BDP imata Ciper in Irska, najvišjega pa Nizozemska, Finska in Švedska.

Tabela 26: Deleži odhodkov države za gradnje, blago in storitve v % BDP

država	Leto				
	2012	2013	2014	2015	povprečje
Belgija	14,7	14,5	14,6	14,5	14,6
Bolgarija	10,6	11,7	12,9	13,7	12,2
Češka	13,8	13,6	13,7	14,5	13,9
Danska	14,9	14,6	14,7	14,5	14,7
Nemčija	14,8	15,1	15,1	15,2	15,1
Estonija	14,6	13,9	13,6	14,1	14,1
Irska	9,7	9,2	9,3	7,2	8,8
Grčija	10,5	10,5	10,6	10,8	10,6
Španija	10,9	10,3	10,1	10,4	10,4
Francija	15	15,1	14,8	14,5	14,9
Hrvaška	13	13,8	13,9	13,1	13,5
Italija	10,6	10,7	10,4	10,4	10,5
Ciper	6,8	6,1	5,5	5,5	6
Latvija	12,1	11,8	11,6	12	11,9
Litva	10,7	10,2	10	10,6	10,4
Luxembourg	12,7	12,3	11,9	12,3	12,3
Madžarska	13,3	14,1	15,4	15,8	14,7
Malta	10,4	9,5	10,7	11,9	10,6
Nizozemska	20,9	20,5	20,3	20	20,4
Avstrija	13	13,2	13,1	13,3	13,2
Poljska	12,4	12	12,5	12,2	12,3
Portugalska	10,2	9,7	9,8	9,9	9,9
Romunija	11,7	11,2	10,9	11,6	11,3
Slovenija	13,1	13,4	13,7	13,6	13,5
Slovaška	13,6	13,6	14,4	17	14,7
Finska	17,9	18,4	18,4	18,2	18,2
Švedska	16,4	16,5	16,4	16,1	16,3
Velika Britanija	14,1	13,9	13,8	13,6	13,9
povprečje EU*	12,9	12,8	12,9	13,1	13
EU skupaj*	13,9	13,9	13,8	13,7	13,8

* Prikazani sta dve vrsti razmerij EU: "povprečje EU", ki je enostavna aritmetična sredina vrednosti po članicah EU in "EU skupaj", ki je razmerje za celotno EU28, kar ustreza ponderiranemu povprečju držav EU.

V tabelah 27 in 28 so prikazane absolutne in relativne (kot delež BDP) vrednosti javnih naročil, ki so bile objavljene v Uradnem listu Evropske unije.

Tabela 27: Ocenjene vrednosti objav javnih naročil v Uradnem listu EU v milijardah EUR [5]

država	Leto				
	2012	2013	2014	2015	povprečje
Belgija	11,11	12,63	11,65	13,82	12,3
Bolgarija	2,44	3,4	2,73	2,9	2,87
Češka	10,6	8,59	10,52	6,4	9,03

Danska	15,63	14,95	14,15	17,75	15,62
Nemčija	29,54	31,35	31,04	35,11	31,76
Estonija	1,4	1,1	1,39	1,77	1,41
Irska	2,48	2,96	4,32	5,19	3,73
Grčija	5,18	6,89	3,91	3,15	4,78
Španija	18,97	16,63	18,24	17,64	17,87
Francija	66,61	65,99	64,91	65,47	65,74
Hrvaška	0	1,45	3,51	3	1,99
Italija	32,75	38,27	35,22	40,77	36,75
Ciper	0,44	0,35	0,32	0,29	0,35
Latvija	1,96	1,88	2,32	2,38	2,14
Litva	2,19	2,37	2,15	1,67	2,09
Luxembourg	0,68	0,71	0,79	0,77	0,74
Madžarska	7,23	8,66	6,05	4,81	6,69
Malta	0,26	0,26	0,35	0,43	0,32
Nizozemska	12,96	12,73	13,35	16,1	13,78
Avstrija	4,73	5,97	7,61	7,44	6,44
Poljska	27,06	32,24	28,78	27,58	28,92
Portugalska	3,06	3,26	2,26	2,47	2,76
Romunija	9,22	7,28	8,07	9,09	8,42
Slovenija	1,38	2,42	1,35	1,67	1,71
Slovaška	4,07	5,54	7,07	4,44	5,28
Finska	7,88	8,04	8,65	8,84	8,35
Švedska	20,09	19,29	18,24	21,73	19,84
Velika Britanija	101,8	106,87	112,38	127,56	112,15
EU skupaj	401,72	422,1	421,33	450,21	423,84

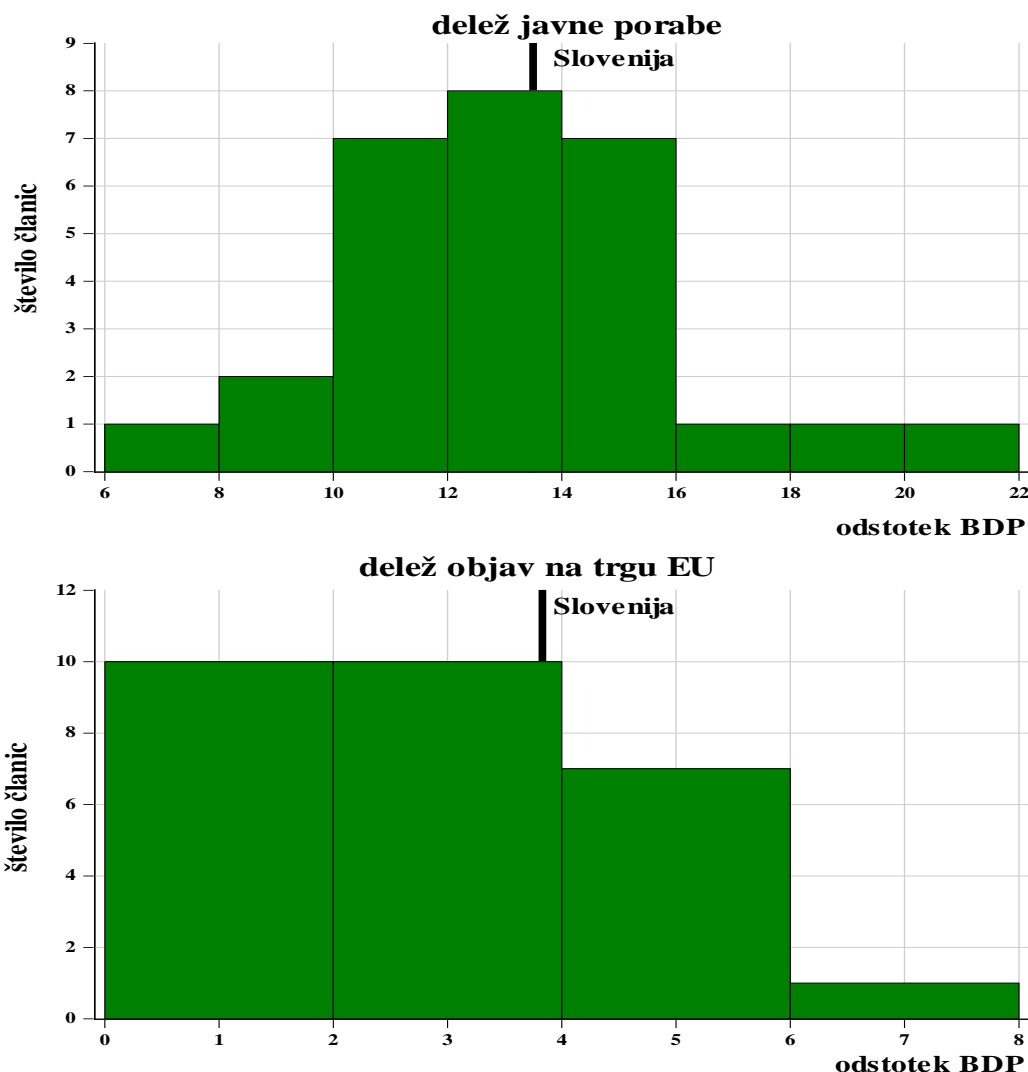
Tabela 28: Objave javnih naročil v Uradnem listu EU, v odstotkih BDP [5]

država	Leto				
	2012	2013	2014	2015	povprečje
Belgija	2,2	2,5	2,3	2,6	2,4
Bolgarija	5,7	7,3	4,9	4,8	5,68
Češka	4,4	3,8	4,8	2,8	3,95
Danska	5,4	4,9	4,5	4,7	4,88
Nemčija	0,8	0,9	0,8	0,9	0,85
Estonija	5,5	4,1	5,5	7	5,52
Irska	1,1	1,4	1,9	1,7	1,53
Grčija	1,8	1,9	1,2	1	1,47
Španija	1,6	1,3	1,3	1,3	1,37
Francija	2,7	2,6	2,5	2,3	2,52
Hrvaška	0	3	5,7	4,8	3,38
Italija	1,6	1,9	1,7	2	1,8
Ciper	2	1,8	1,7	1,5	1,75
Latvija	6,8	6,1	7,3	7,8	7
Litva	3,5	3,7	4,4	3,2	3,7
Luxembourg	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3
Madžarska	6,2	6,9	3,6	2,7	4,85

Malta	3,3	3,3	4,2	4,7	3,87
Nizozemska	1,7	1,6	1,8	2,1	1,8
Avstrija	1	1,3	1,7	1,5	1,38
Poljska	4,3	5,6	4,5	4,5	4,73
Portugalska	1,5	1,6	1	0,8	1,23
Romunija	4	3,2	3,4	4,2	3,7
Slovenija	3,2	5,9	2,8	3,4	3,83
Slovaška	4,2	6,5	7,7	4,7	5,77
Finska	3,2	3,2	3,3	3,5	3,3
Švedska	3,5	3,6	3,4	3,9	3,6
Velika Britanija	4,5	4,3	3,7	3,9	4,1
povprečje EU*	3,11	3,41	3,32	3,2	3,26
EU skupaj*	2,4	2,5	2,3	2,4	2,4

* Prikazani sta dve vrsti razmerij EU: "povprečje EU", ki je enostavna aritmetična sredina vrednosti po članicah EU in "EU skupaj", ki je razmerje za celotno EU28, kar ustreza ponderiranemu povprečju držav EU.

Vrednost javnofinančnih naročil, objavljenih v Uradnem listu EU (TED), je v letu 2015 znašala 450,21 milijarde evrov, kar je 2,4 odstotka BDP; enostavno povprečje 3,2 je višje od deleža, ki ga dobimo za izračun glede na celotno EU; razlog so večji deleži javnih naročil v manjših članicah EU. Letne oscilacije med deleži objav so mnogo višje od stabilnih deležev javne porabe; tudi te so odvisne od velikosti držav. Povprečna stopnja objave javnih naročil po članicah v primerjavi z velikostjo BDP se je od leta 2014 do leta 2015 nekoliko zmanjšala, v EU kot celoti pa nekoliko povečala; države članice s sicer najnižjimi stopnjami objavljanja javnih naročil, kot so Nemčija, Italija in Nizozemska, so objavljanje povečale, Portugalska, Španija, Grčija, Avstrija, Luksemburg, Ciper in Irska so ohranile ali znižale svoje stopnje.



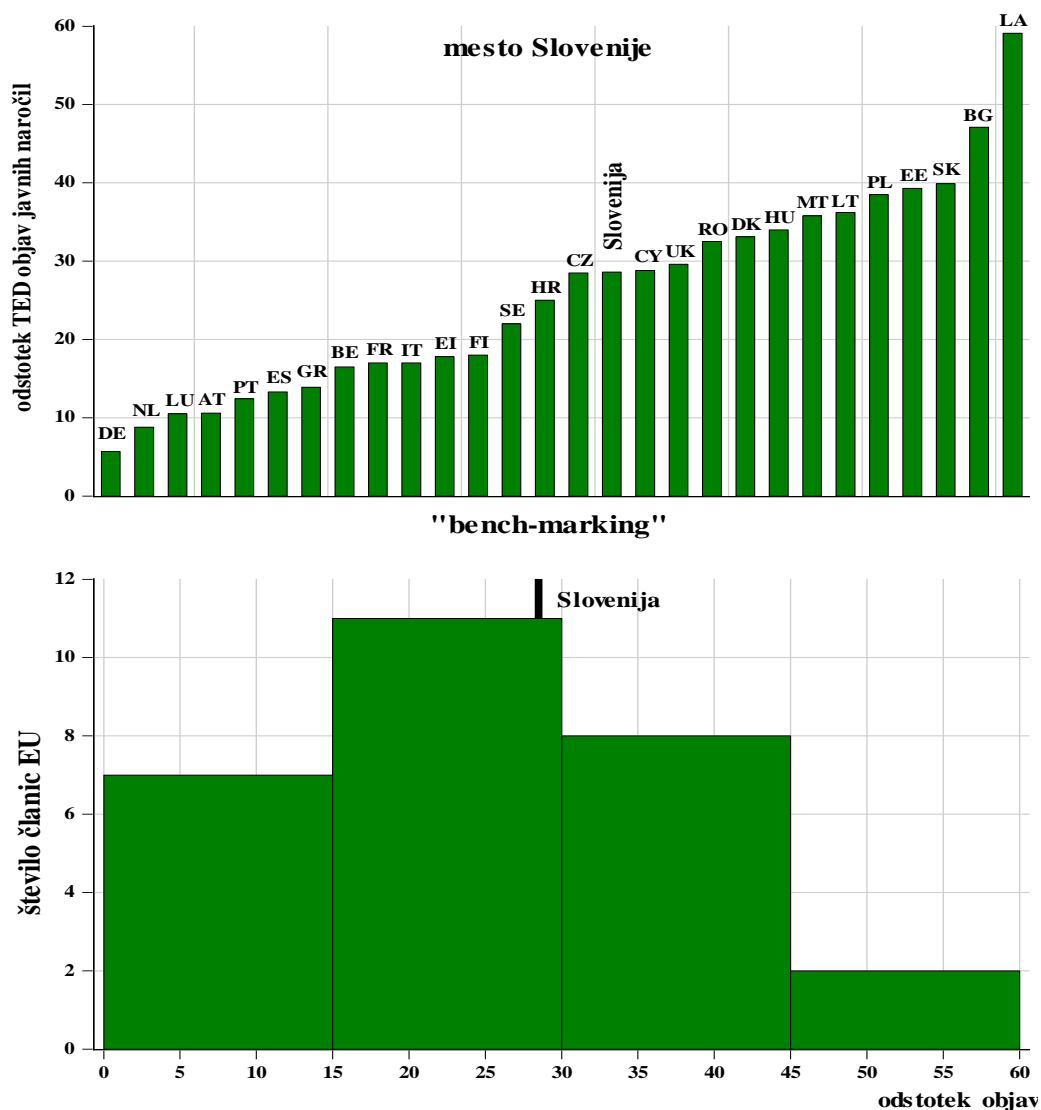
Slika 27: »Benchmarking Slovenije v javnih naročilih in njihovih objavah v TED (vir: tabela 26)

Nemčija je edina članica, katere delež objavljenih javnih naročil je manjši od enega odstotka BDP; deloma gre za posledico velikosti gospodarstva, del pa je mogoče pripisati nemškemu »nacionalnemu interesu«. Mnogo višji so deleži pri novih članicah, tudi tu gre za učinke velikosti (majhnosti) gospodarstva in velikega deleža tujih neposrednih naložb ter pomanjkanja »nacionalnega interesa«, ki povečuje globalizacijo, oziroma prevlado tujih multinacionalk. Med države z nestabilnimi deleži objav sodi tudi Slovenija. Na sliki 27 je zgoraj prikazana porazdelitev članic EU po deležih javne porabe v BDP; gre za štiriletno povprečje. Porazdelitev je simetrična in blizu normalni porazdelitvi. Slovenija, ki je na šestnajstem mestu, sodi med osem držav EU z deležem javne porabe med 12 in 14 odstotki BDP. Na spodnjem delu slike 27 je prikazana porazdelitev objav o javnih naročilih v Uradnem listu EU. Porazdelitev je nesimetrična, v desetih državah članicah je delež javnih objav manjši od 2 odstotkov BDP, v desetih je med 2 in 4 odstotki BDP, v sedmih državah je delež med 4 in 6 odstotki BDP, samo v eni pa je večji od 6 odstotkov. Slovenija, ki je na 19. mestu, sodi med države, katerih javna naročila objavljena v Uradnem listu EU dosega 2-4 odstotke BDP; povedano drugače, sodi med bolj »disciplinirane« članice EU.

Tabela 29: Stopnja objave javnih naročil - objave naročil /javna naročila v % (vir: [5], lastni izračuni)

država	Leto				
	2012	2013	2014	2015	povprečje
Belgija	15,1	17,3	15,8	17,7	16,5
Bolgarija	53,1	62,8	37,8	34,8	47,1
Češka	32,2	28,2	34,8	19,3	28,6
Danska	36,2	33,4	30,4	32,3	33,1
Nemčija	5,5	5,9	5,4	6	5,7
Estonija	37,5	29,7	40,3	49,6	39,3
Irska	11,6	14,7	20,7	24,2	17,8
Grčija	17,1	18	11	9,4	13,9
Španija	14,8	12,8	13,2	12,3	13,3
Francija	17,9	17,4	16,7	16	17
Hrvaška	0	21,9	41,2	36,7	25
Italija	14,7	17,9	16,2	19	17
Ciper	29,4	28,9	30,3	26,7	28,8
Latvija	56,5	51,6	63,2	65	59,1
Litva	32,5	36,2	43,8	30,5	35,8
Luxembourg	9,9	9,9	11,9	10,2	10,5
Madžarska	46,8	48,7	23,6	16,8	34
Malta	32,1	34,2	39	39,5	36,2
Nizozemska	8,2	7,7	8,8	10,4	8,8
Avstrija	8	9,8	13	11,7	10,6
Poljska	34,8	46,9	35,5	36,7	38,5
Portugalska	14,7	16,5	10,3	8	12,4
Romunija	34,6	28,6	30,9	36,1	32,5
Slovenija	24,2	44,4	20,4	24,8	28,5
Slovaška	30,8	47,9	53,4	27,5	39,9
Finska	17,6	17,2	17,9	19,4	18
Švedska	21,4	21,7	20,7	24,3	22
Velika Britanija	32,2	30,7	26,4	28,9	29,6
povprečje EU*	24,6	27,2	26,2	24,8	25,7
EU skupaj*	17,5	17,8	16,5	17,3	17,3

* Prikazani sta dve vrsti razmerij EU: "povprečje EU", ki je enostavna aritmetična sredina vrednosti po članicah EU in "EU skupaj", ki je razmerje za celotno EU28, kar ustreza ponderiranemu povprečju držav EU.



Slika 28: Objave javnih naročil v TED (vir: tabela 29)

Na sliki 28 in v tabeli 29 je prikazana objavljenost javnih naročil po državah članicah, torej razmerje med deležem objav v BDP in deležem javnih izdatkov v BDP. Skrajnosti (uporabljeno je povprečje razdobja 2012-2015) sta Nemčija, v kateri je objavljenost le 5,7 odstotna in Latvija z objavljenostjo kar 59 odstotkov, oziroma desetkrat večjo kot v Nemčiji. Slovenija je s 25,6 odstotno objavljenostjo na šestnajstem mestu in sodi med normalno »disciplinirane« članice EU. Velike razlike v objavljenosti javnih naročil, ne glede na razlike, ki so posledica velikosti držav in posameznih gospodarskih sektorjev, ki omogočajo drobitev naročil, najbrž odražajo predvsem razlike v pristopih naročnikov; poenostavljeno, nemški naročniki zahtev po objavah svojih javnih naročil v TED ne jemljejo preveč zares, medtem ko jih istočasno manjšim članicam vsiljujejo. S tem objektivno omejujejo pristop podjetjem na nemški trg in istočasno širijo trg svojim podjetjem na trgih drugih držav EU.

6.3 UPORABNOST JAVNIH NAROČIL ZA JEK

Morebitna graditev drugega bloka jedrske elektrarne Krško je v vseh pogledih projekt, ki je za Slovenijo izjemen. Na to kaže vrsta podatkov. V svetu naj trenutno delovalo 448 jedrskih reaktorjev, od tega 99 v ZDA, 58 v Franciji, 15 v Veliki Britaniji in 8 na Švedskem. Skupaj naj bi bilo v EU 132 delujočih jedrskih reaktorjev. Gradnja novih jedrskih elektrarn se istočasno seli v druge dele sveta; v svetu gradijo 58 jedrskih elektrarn od tega 19 na Kitajskem in 7 v Rusiji in štiri v državah članicah EU. Graditev jedrske elektrarne v Sloveniji bo daleč največji projekt, nekajkrat večji od razvpitega TEŠ6 ali »2 tira«, saj se ocenjuje, da bi bila njegova cena brez stroškov financiranja med 3,3 in 5,3 milijarde evrov; prva številka pomeni približno 8,25 odstotkov, druga pa 13,25 odstotka BDP, oziroma preračunano na osem let, kolikor naj bi jo gradili, vsako leto med 1 in 1,6 odstotka BDP.

Stroške gradnje jedrske elektrarne je mogoče razdeliti na pet sklopov; zemljišče in priprava gradbišča naj bi stali 230 milijonov evrov, gradbeni objekt z instalacijami med 1.200 in 2.000 milijonov evrov, oprema med 1.500 in 2.500 milijonov evrov, ostalo še 120 milijonov evrov, nepredvideni izdatki pa naj bi znašali med 250 in 450 milijonov evrov, kar daje obe vsoti 3.3 in 5.3 milijarde evrov.

Tu nas zanima le povezava med gradnjo JEK 2 in javnim naročanjem. Odgovor je relativno enostaven; sistemu javnih naročil se ni mogoče izogniti. Pravni red EU sicer priznava posebno vlogo energetske politike pri zagotavljanju stabilne (neprekinjene in zadostne) oskrbe trga z električno energijo. V ta namen sta bili sprejeti Direktiva 2005/89/EU [6] in Direktiva 2009/72/EU [7], ki državam omogočata vpliv na zagotavljanje zadostne ponudbe električne energije, vendar ni mogoče prezreti Direktive 2014/25/EU [3], ki ureja javno naročanje za dejavnosti v vodnem, energetskem in prometnem sektorju ter v sektorju poštnih storitev. Po njem se je javnemu naročilu na evropski ravni in objavi v TED mogoče izogniti, če je to manjše od 5.2 milijona evrov. To velja v kolikor naročniki projekta ne bodo privatni investitorji ampak država ali od nje odvisna javna podjetja, ki so po evropskem pravnem redu zavezana uporabiti javna naročila. Obveza javnega naročanja ne velja le za nakup zemljišča, že pri pripravi gradbišča pa se najbrž temu ni mogoče izogniti. Še bolj to velja za ostale dele projekta. Če bi namreč uporabili najvišjo dovoljeno spodnjo mejo za javna naročila, to je 5,2 milijona evrov, bi morali spodnjo vrednost gradenj (1.200 milijonov evrov) razbiti na 226 naročil, kar je nesmiselno.

Tudi, če bo investitor v JEK 2 zavezan javnim naročilom, je razumljivo, da tako pri gradnji z instalacijami kot tudi pri opremlenju ni treba oziroma ni mogoče uporabiti postopka odprte ponudbe; najverjetnejši je konkurenčni postopek s pogajanjem. Dejstvo, da se velike in razvite države, kot je Nemčija, očitno uspešno izogibajo objavam javnih naročil na evropski ravni, s čimer dejansko zapirajo svoj trg in odpirajo trge drugih držav, ne pomaga. Tudi kljub siceršnji vprašljivosti javnih naročil, ki podaljšujejo čas med objavo naročil in dokončno izbiro podjetja, ki bo gradilo ali prodalo opremo, kar mnogokrat podraži projekt tudi zaradi višjih stroškov financiranja, se javnim naročilom pri izgradnji jedrske elektrarne ni mogoče izogniti. Zato je tudi izračunavanje podražitev ali pocenitev projekta, ki bi jih dobili z izogibanjem sistemu javnih naročil na ravni EU, to je z objavami v Uradnem listu EU, nesmiselno, po izkušnjah s TEŠ6 pa tudi politično nesprejemljivo.

Glede na to, da javna naročila podaljšujejo čas investicije (včasih tudi za več let) in glede na to, da je pri kapitalno intenzivni gradnji JEK 2 čas gradnje (oziroma njegovo podaljšanje) eno glavnih tveganj, je smiselno javno naročilo za ta projekt izvesti v dveh alternativnih pristopih, pri katerih bo to tveganje znižano na minimum:

- a) Javni razpis za postavitev JEK 2 (z vsemi predhodnimi postopki) »na ključ« in z bančno garancijo ene večjih mednarodnih bank (ali dovolj močne bančne skupine) za pravočasno ter kakovostno izvedbo.
- b) Javni razpis za prodajo GEN d.o.o. privatnim lastnikom, ki niso zavezani za javna naročila z obveznostjo, da postavijo JEK 2.

6.4 PRIMER PAKS2

Dogajanja ob graditvi dveh blokov jedrske elektrarne PAKS 2 posredno razkrivajo, kaj vse je, oziroma bo potrebno za graditev JEK 2. Na kratko:

- splošno politično soglasje o graditvi jedrske elektrarne sprejeto v parlamentu;
- mnenje mednarodne skupnosti povezano z vplivi na okolje;
- soglasje Evropske komisije za odobritev financiranja oziroma državne pomoči;
- izvedba postopka mednarodnega naročila na ravni EU.

6.4.1 Stanje in razlogi za gradnjo PAKS 2

Energetsko Madžarska sodi med dežele z nizko samozadostnostjo; po letu 2016 naj bi uvozila 30% potrebne električne energije. Trenutno edino jedrsko elektrarno na Madžarskem, PAKS, sestavljajo štiri enote po 500 MW; prva je začela delovati decembra 1982, druga septembra 1984, tretja septembra 1986 in četrta avgusta 1987; elektrarna naj bi delovala do sredine tridesetih let. Gradnja enot 5 in 6 naj bi se začela leta 2018 in 2020, pričetek obratovanja pa leta 2025 in 2027. Novi enoti PAKS 5 in 6 bosta opremljeni z ruskima reaktorjema VVER-1200, ki bosta imela neto in bruto moč 1.114 MW in 1.200 MW. Z gorivom bo novi enoti deset let oskrboval Rosatom. Sporazum o dobavi goriva je 23. aprila 2015 odobril Euratom, ki je odgovoren za zanesljivo oskrbo z jedrskim gorivom v Evropski uniji. Projekt v višini 12,5 milijarde EUR podpira posojilo Rusije v višini 10 milijard evrov, ki naj bi ga Madžarska vrnila z več kot 21 leti delovanja elektrarne.

6.4.2 Potek relevantnih dogajanj

- 30. marca 2009 je madžarski parlament s 330 glasovi za, 6 glasovi proti in 10 vzdržanimi glasovi dal soglasje za pripravo gradnje jedrske elektrarne;
- 26. februarja 2010 je lastnik državnega podjetja MVM Group sklenil, da se izvede investicija v PAKS 2 in zato namenil širitev s približno 2.000 milijard madžarskih forintov;
- 18. junija 2012 je PAKS 2 postal "prednostni projekt nacionalnega gospodarstva", vlada pa je ustanovila vladni odbor za jedrsko energijo za pripravo dejanskih korakov. Vladni odbor, ki ga vodi Viktor Orbán

- (predsednik vlade) ima še dva člana; Mihály Varga (minister za nacionalno gospodarstvo) in Zsuzsanna Németh (ministrica za razvoj);
- v skladu s sporazumom, ki sta ga 14. januarja 2014 podpisala Zsuzsanna Németh in Sergey Kiriyenko (predsednik Rosatom), bo jedrsko elektrarno PAKS 2 gradila ruska državna družba Rosatom, osemdeset odstotkov stroškov projekta bo financirala Rusija s kreditno linijo v višini 10 milijard EUR;
 - Evropska komisija je 6. marca 2017 objavila svojo odobritev mesec po tem, ko je ruski predsednik Vladimir Putin napovedal, da bo Rusija kreditirala 100 odstotkov gradnje;
 - János Süli, nekdanji direktor jedrske elektrarne, je bil maja 2017 imenovan za ministra brez portfelja, ki je odgovoren za načrtovanje, gradnjo in zagon obeh novih blokov jedrske elektrarne PAKS;
 - Madžarska in tuja podjetja so lahko našla prve informacije o projektu v Atomex Europe 2017, Budimpešta je dvakrat gostila konferenco potencialnih dobaviteljev;
 - 16. novembra 2017 je Gospodarska komisija Združenih narodov za Evropo (ECE) o presoji čezmejnih vplivov na okolje ocenila projekt kot za okoljsko zelo dobro prakso, kar je potrdila tudi Mednarodna agencija za atomsko energijo.

6.4.3 Okoljska dogajanja

Spomladi leta 2015 je projektna družba v 41 naseljih in v sedmih državah v okolici lokacije organizirala javne razprave o vplivih na okolje, s tremi državami se je posvetovala v pisni obliki. Pristojni organ, vladni urad okrožja Baranya, je 29. septembra 2016 izdal okoljsko licenco prve stopnje, ob upoštevanju izkušenj domačega in mednarodnega javnega posvetovanja ter prejetih mnenj in ugotovitev, v katerem je navedel, da je projekt v skladu z Evropsko unijo in madžarskimi predpisi o varovanju okolja in varstvu narave. 18. aprila 2017 je projekt dobil okoljsko licenco, ki je pravno zavezujoča in izvršljiva.

6.4.4 Državna pomoč

Madžarska je EK priglasila projekt in navedla, da projekt ne vključuje državne pomoči v smislu člena 107 Pogodbe o delovanju Evropske unije (PDEU), saj bi ga lahko izvajal vsak gospodarski vlagatelj na trgu pod podobnimi pogoji. Komisija je novembra 2015 začela preiskavo državnih pomoči in 6. marca, 2017 ugotovila, da finančna podpora Madžarske za izgradnjo PAKS 2 vključuje državno pomoč, saj bo madžarska država sprejela nižji donos naložbe, kot bi to storil zasebni vlagatelj. Naložba torej vključuje državno pomoč v smislu člena 107 (1) PDEU, ki zahteva, da je državna pomoč omejena in sorazmerna z zastavljenimi cilji. Vendar je EK državno pomoč odobrila na podlagi zavez, ki jih je sprejela Madžarska, da bi omejila izkrivljanje konkurence. Cilj gradnje je namreč zamenjati štiri reaktorje, ki trenutno delujejo in predstavljajo približno 50 % domače proizvodnje električne energije. Madžarska meni, da je izgradnja PAKS 2 potrebna za postopno nadomestitev proizvodnih zmogljivosti in za odpravo potrebe po novih zmogljivostih. V skladu s pogodbami EU namreč lahko države članice prosto

določijo mešanico energetskih virov in imajo možnost vlagati v jedrsko tehnologijo. Da bi se izognili prekomerni kompenzaciji operaterja PAKS 2, se bo morebitni dobiček lahko uporabil za kritje naložbe ali za kritje običajnih stroškov za delovanje, ni pa ga mogoče uporabiti za re-investiranje.

6.5 VIRI

- [1] Zakon o javnem naročanju (ZNJ-3): UL91/2015, 30.11.2015.
- [2] Direktiva o javnem naročanju in razveljavitvi Direktive 2004/18/ES: Direktiva 2014/24/EU, 26.2.2014.
- [3] Direktiva o javnem naročanju naročnikov, ki opravljajo dejavnosti v vodnem, energetskem in prometnem sektorju ter sektorju poštnih storitev ter o razveljavitvi Direktive 2004/17/ES: Direktiva 2014/25/EU, 26.2.2014.
- [4] Direktiva o podeljevanju koncesijskih pogodb: Direktiva 2014/23/EU, 26.3.2014.
- [5] Public Procurement Indicators 2015 DG GROW G4 - Innovative and e-Procurement * December 19, 2016.
- [6] Direktiva o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe z električno energijo in naložb v infrastrukturo: Direktiva 2005/89/EU, 18.1.2006.
- [7] Direktiva o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES: Direktiva 2009/72/EU, 13.7.2009.
- [8] Directorate-General for the Internal Market and Services (European Commission (16.7.2015): Economic efficiency and legal effectiveness of review and remedies procedures for public contracts.
- [9] European Commission (29.10.2015): A deeper and fairer Single Market.
- [10] European Commission (6.3.2017): State Aid: Commission clears investment in construction of Paks II nuclear power plant in Hungary, Brussels.
- [11] Budapest Business Journal (19.8.2017) Paks 2 construction starts in January.
- [12] Spletna stran: Wikipedia, Paks Nuclear Power Plant, dostopano 30.11.2017.
- [13] Spletna stran: WNN (world nuclear news), Hungary gets site license for Paks II project, dostopano 30.11.2017.

- [14] Spletna stran: Projekt PAX II , www.paks2.hu/en/default.aspx, dostopano 30.11.2017.

7 VARNOST OSKRBE IZ JEDRSKIH ELEKTRARN - VIDIK STABILNEGA, NEPREKINJENEGA DELOVANJA

Varnost oskrbe jedrske elektrarne v tem poglavju zajema oceno tveganj delovanja jedrske elektrarne v Sloveniji z vidika:

- dobave rezervnih delov – zlasti tveganje stečaja proizvajalca teh delov in pridobivanja nadomestnih ponudnikov,
- dobave goriva,
- dobave goriva in rezervnih delov glede na potencialne spremembe cen in deviznih tečajev (ocena tveganja ekonomike delovanja jedrske elektrarne glede na potencialne spremembe materialnih stroškov in stroškov vzdrževanja).

7.1 VIDIK DOBAVE REZERVNIH DELOV

Pri oceni tveganj z vidika dobave rezervnih delov je potrebno najprej upoštevati izkušnje z obstoječim dobaviteljem, v še večji meri pa predvsem dobavitelje, ki ponujajo *tlačnovodne reaktorje* (PWR: »Pressurized water reactor«), kakršnega že uporablja *Jedrska elektrarna Krško* [1], kjer je zgrajen model WH 2LP podjetja Westinghouse [2], kar je takrat (izgradnja se je začela leta 1975) predstavljalo prvo zahodno jedrsko elektrarno v vzhodni Evropi [3].

Po svetu je najbolj razširjen tip jedrskega reaktorja ravno PWR (tlačnovodni reaktor), saj je približno dve tretjini vseh delujočih jedrskih reaktorjev tega tipa. Tabela 30 prikazuje število in neto moč različnih tipov delujočih jedrskih reaktorjev po svetu, pri čemer je po istem viru (IAEA: [4]) dne 16.12.2017 jedrskih reaktorjev tipa PWR še več (291) in imajo večjo skupno neto moč (273.595 MW), vrelnih reaktorjev (BWR: »Boiling Water Reactor« [5]) pa manj (76) in imajo vgrajene manj moči (skupaj 74.212 MW) [4], kot je to za stanje na dan 31.12.2016 poročala IAEA [6]. Jedrski reaktorji tipa PWR imajo v povprečju tudi večjo neto moč kot povprečni jedrski reaktor na svetu, saj je delež njihove neto moči med vsemi jedrskimi reaktorji znašal 70% (ne glede na vir [6] ali [4]).

Tabela 30: Tip in neto moč delujočih jedrskih reaktorjev po svetu (31.12.2016) [6]

Tip reaktorja	Število	Število (delež)	Moč [MW _e]	Moč (delež)
PWR	289	65%	271.856	70%
BWR	78	17%	75.323	19%
GCR	14	3%	7.720	2%
PHWR	49	11%	24.629	6%
LWGR	15	3%	10.219	3%
FBR	3	1%	1.369	0%
Skupaj	448	100%	391.116	100%

S stališča zmanjšanja tveganja morebitnih težav pri dobavi rezervnih delov je torej vsekakor smiselna odločitev za tlačnovodni tip jedrskega reaktorja (PWR), ker je

teh jedrskih reaktorjev po svetu daleč največ. Očitno – kot kaže tabela 31 – podobno razmišljajo tudi trenutni vlagatelji v nove jedrske reaktorje, saj je delež števila in neto moči tlačnovodnih tipov jedrskega reaktorja med vsemi jedrskimi reaktorji v izgradnji še precej večji (okoli 85%) kot znaša njihov delež med vsemi delujočimi jedrskimi reaktorji.

Tabela 31: Tip in neto moč jedrskih reaktorjev v izgradnji po svetu (31.12.2016) [7]

Tip reaktorja	Število	Število (delež)	Moč [MW _(e)]	Moč (delež)
PWR	51	84%	52.821	86%
BWR	4	7%	5.253	9%
PHWR	4	7%	2.520	4%
FBR	1	2%	470	1%
HTGR	1	2%	200	0%
Skupaj	61	100%	61.264	100%

Podjetje Westinghouse, ki je obstoječi dobavitelj opreme jedrskega reaktorja v Jedrski elektrarni Krško, je podjetje z velikim številom delujočih jedrskih reaktorjev, saj je (na dan 31.12.2016) bilo dobavitelj za 17% (76 izmed 448) vseh delujočih jedrskih reaktorjev po svetu, kar prikazuje tabela 32. Isti vir (IAEA: [8]) kaže, da so bili večji dobavitelji opreme delujočih jedrskih reaktorjev do konca leta 2016 še:

- *Framatome* (povezani z 69-imi delujočimi jedrskimi reaktorji),
- *General Electric* (dobavitelj za 44 delujočih jedrskih reaktorjev in za dva jedrska reaktorja v izgradnji) ter
- *Rosatom* (dobavitelj za 35 delujočih jedrskih reaktorjev, za 7 jedrskih reaktorjev v izgradnji in za kar 23 planiranih jedrskih reaktorjev).

Tabela 32: Število jedrskih reaktorjev Westinghouse in drugih dobaviteljev po svetu na dan 31.12.2016 [8]

Dobavitelj opreme za jedrski reaktor	Delujoči reaktorji	Reaktorji v izgradnji	Zaprti reaktorji	Planirani reaktorji
ASSOCIATION ACEC, FRAMATOME ET WESTINGHOUSE			1	
ACECOWEN (ACEC-COCKERILL-WESTINGHOUSE)	4			
(ACECOWEN - CREUSOT LOIRE - FRAMATOME)	1			
ELETTRONUCLEARE ITALIANA / WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP.			1	
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION	70	6	12	4
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION / MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES LTD.	1	2		2
Skupaj povezano z Westinghouse	76	8	14	6
Nedoločeno / Neznano		1		43
Dobavitelji skupaj (vsi reaktorji)	448	61	162	80
Drugi znani dobavitelji	372	52	148	31
Delež Westinghouse med znanimi dobavitelji	17%	13%	9%	16%
Delež neznanih dobaviteljev	0%	2%	0%	54%

Očitno sta torej bili (glede na IAEA: [8]) pri izgradnji jedrskih reaktorjev v letu 2016 najbolj zanimivi oziroma uspešni podjetji *Westinghouse* (na dan 31.12.2016 so gradili 6 jedrskih reaktorjev ter še dva jedrska reaktorja skupaj s podjetjem *Mitsubishi Heavy Industries Ltd.*) in *Rosatom* (na dan 31.12.2016 so gradili 7 jedrskih reaktorjev).

Potrebno je poudariti, da za več kot polovico (43 od 80) planiranih jedrskih reaktorjev dobavitelj opreme še ni določen, med preostalimi znanimi dobavitelji planiranih jedrskih reaktorjev pa podjetje *Rosatom* predstavlja daleč največji (skoraj dve tretjinski) delež (23 od 37 planiranih jedrskih reaktorjev). Obenem se (poleg *Rosatoma*) v zadnjem času na trgu z velikim številom reaktorjev v izgradnji pojavljajo kitajski in korejski dobavitelji, mnogi dobavitelji (predvsem francoski) pa se širijo z medsebojnimi povezavami, s prevzemi drugih dobaviteljev in z nakupi deležev v drugih dobaviteljih.

Dobavitelji se pri izgradnji jedrskih reaktorjev med seboj povezujejo v različnih kombinacijah, obenem pa se meša tudi lastništvo podjetij, ki ponujajo opremo za jedrske reaktorje. Tako je sčasoma postalo *Toshiba Corporation* 100-odstotni lastnik podjetja *Westinghouse* [9], ki sicer ni v ameriški lasti že skoraj dve desetletji, saj je bilo leta 1998 prodano *British Nuclear Fuels Ltd.* in nato leta 2006 že omenjenemu japonskemu konglomeratu [10], ki je imelo s tem nakupom v lasti 77-odstotni delež (20-odstotni lastniki so bili *The Shaw Group*, 3-odstotni pa *Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co. Ltd.*, ki se je leta 2007 preimenovalo v *IHI Corporation* [11]), a je že naslednje leto podjetje *Toshiba Corporation* prodalo svoj 10-odstotni delež kazahstanskemu državnemu podjetju *Kazatomprom*, ki ni imelo nobenih glasovalnih ali veto pravic niti pravice imenovanja članov v upravo. Leta 2013 je *Toshiba Corporation* odkupila celoten delež *The Shaw Group* in s tem postala 87-odstotni lastnik. V oktobru 2017 je *Toshiba* objavila novico, da odkupuje nazaj 10-odstotni delež *Kazatomprom* [12], ki je to pravico izkoristil zaradi vložitve zahteve po stečaju *Westinghouse Electric Company* v marcu 2017 [13], kar je posledica neuspešnih projektov izdelave novih jedrskih reaktorjev AP1000 v VC Summer v Južni Karolini in Plant Vogtle v ameriški zvezni državi Georgia [14]. Kaže, da bo *Toshiba* prodala *Westinghouse* [12], pri čemer pa si ameriška vlada nikakor ne želi novega lastnika kitajskega izvora niti kitajske kontrole ali glavne vloge v konzorciju, ki bi kupil *Westinghouse* [15].

Kljub vsem tem težavam je po trditvah *Westinghouse* [16] njihova tehnologija osnova za več kot polovico delujočih jedrskih elektrarn v Evropi, Bližnjem Vzhodu in Afriki (EMEA regiji), kar vključuje jedrske elektrarne v Belgiji, na Finskem, v Franciji, v Sloveniji, v Južni Afriki, v Španiji, na Švedskem, v Švici in v Veliki Britaniji. V tej regiji naj bi podjetje zaposlovalo 4000 izurjenih in izučenih ljudi ter dodatno še 1500 podizvajalcev, kar naj bi skupaj z možnostjo priprave jedrskega goriva v Veliki Britaniji in na Švedskem zagotavljalo širok nabor izdelkov in storitev za jedrske elektrarne v tej regiji.

Navedeno dokazuje, da se lahko kljub vsem tem referencam, tudi tako veliko in pomembno podjetje na področju izdelave, vzdrževanja in obratovanja jedrskih elektrarn, kot je *Westinghouse Electric Company*, znajde v zelo velikih finančnih težavah in celo v stečajnem postopku. Zaradi poznavanja jedrske energije in možnosti njene izrabe v vojaške namene, je to podjetje zelo pomembno tudi za vlado ZDA, zato ni pričakovati, da ne bi delovalo tudi vnaprej, čeprav pod lastništvom nekoga drugega.

Možno tveganje pri sodelovanju s tako velikim dobaviteljem, kot je *Westinghouse Electric Company*, NEK že zaznava in ga v letnem poročilu za leto 2016 [17] tudi

opisuje kot »veliko neodzivnost predvsem ameriških dobaviteljev ter njihovo nerazumevanje strogega upoštevanja slovenskih zakonov in obveznih ravnanj, še posebej določb zakona o javnih naročilih (ZJN-3), pri čemer ti dobavitelji pogosto ne upoštevajo rokov in spreminjajo besedila pogodb«, zaradi česar bi po razpisnih pogojih morali biti izločeni iz nadaljnjega postopka javnega naročanja. Prav tako ti dobavitelji niso odzivni na zahteve NEK za oddajo ponudb za rezervne dele in se obdelava teh naročil močno zavleče zaradi izgradnje novih elektrarn in velikih naročil, ki jih dobivajo pri drugih (večjih) naročnikih iz drugih držav.

Rešitev je verjetno zgolj aktivno vključevanje NEK v številne svetovne, mednarodne in ameriške organizacije v povezavi z jedrsko energijo in jedrskimi elektrarnami ter sistematično usposabljanje internih strokovnih kadrov v NEK tako pri samem vsakodnevem operativnem delu kot pri dobaviteljih opreme in v mednarodnih strokovnih združenjih, kar NEK že sedaj počne. S tem se bo (tudi na podlagi medsebojnega spoznavanja strokovnjakov s celega sveta) povečala možnost pridobivanja morebitnih nadomestnih ponudnikov.

7.2 VIDIK DOBAVE GORIVA

Jedrsko gorivo se uporablja v jedrskih reaktorjih za pridobivanje toplotne energije. Obstaja dve glavni vrsti jedrskega goriva: fisijsko in fuzijsko. Vsi današnji jedrski reaktorji za proizvodnjo električne energije so fisijski, kar pomeni, da se energija sprošča s fisijo (cepljenjem) goriva [18], ki je lahko obogateni ali naravni uran, lahko pa tudi plutonij, kot mešani oksidi MOX ali samostojno, in podobno. Jedrska energija vključuje visoke stroške izgradnje nove elektrarne, vendar pa ima nizke (oziroma med najnižjimi) stroške proizvodnje energije, ki so zelo neodvisni od cene goriva, saj na primer po nekaterih ocenah podvojitev cen urana na svetovnem trgu poviša ceno proizvodnje samo za 5% [19].

Jedrsko gorivo v NEK je v obliki keramičnih tabletk uranovega dioksida, ki so neprodušno zaprte v gorivnih palicah iz cirkonijeve zlitine, pri tem pa je 235 gorivnih palic povezanih v en gorivni element. V reaktorju je 121 gorivnih elementov, ki skupaj vsebujejo 50 ton urana, od tega je približno 95 % izotopa urana 238 in 5 % izotopa urana 235. Uranova ruda se kupuje, obogati in kemično predela pri različnih ponudnikih v tujini, končne gorivne elemente za NEK pa sestavlja podjetje Westinghouse iz ZDA [20].

Uran je v naravi v majhnih količinah prisoten skoraj povsod; v kameninah, prsti, vodi, rastlinah in živalih (vključno z ljudmi). V naravi se nahaja kot uran-238 (99,270%), uran-235 (0,724%) in v zelo majhnih količinah kot uran-234 (0,006%). Uran je bolj pogost kot berilij, antimon, kadmij, zlato, živo srebro, srebro ali volfram, in je približno tako pogost kot kositer, arzen ali molibden. Nahaja se v mnogih mineralih, kot so uraninit (kjer je naravno najbolj koncentriran in zato je uraninit najbolj pogosta uranova ruda) in karnotit, otunit, uranofan, torbernit in kofinit. Uran se v znatnih koncentracijah pojavlja tudi v bakrovih, zlatih in fosfatnih rudah ter v mineralih, kot so lignit in monacitni pesek. Za pridobivanje uporabe koncentracije urana znašajo okoli 1g/kg, oziroma 1000g na 1 tona. Povprečna koncentracija urana v zemeljski skorji pa znaša 2 g/tono, po navedbah *Znanstvenega komiteja ZN za vplive atomskega sevanja* pa se običajna koncentracija urana v tleh giblje med 300 µg/kg do 11,7 mg/kg, v nizkih koncentracijah (3,3 mikrograma na liter morske vode) pa tudi v morju. Za uporabo v jedrskih reaktorjih je potrebno uran obogatiti, kar pomeni, da je potrebno zvišati

delež U-235 iz 0,720% (obogatitev naravnega urana) na 3,7% do 5% za gorivo jedrskih reaktorjev [21].

Uraninit (ali uranov smolovec ali uranova svetlica) je pogost uranov mineral oziroma je gospodarsko najpomembnejša uranova ruda. V 19. in zgodnjem 20. stoletju so ga uporabljali za proizvodnjo barvnih pigmentov in radija. V obdobju hladne vojne je poraba urana za proizvodnjo jedrskega orožja daleč presegla porabo v jedrskih elektrarnah. Takšni trendi so se obrnili šele po letu 1970. Politične spremembe po letu 1989 so povzročile izrazit padec povpraševanja proizvodnje naravnega urana, ker je proizvodnja jedrskega orožja obeh velesil izgubila svojo vlogo, poleg tega pa so se na obeh straneh sprostile velike strateške rezerve. Pomembna nahajališča uraninita so v Kanadi (Veliko Medvedje jezero, Severozahodni teritoriji, kjer je pomešan s srebrom, in severni Saskatchewan). Pojavlja se tudi v Avstraliji, v Nemčiji (Erzbeirge), na Češkem (Jáchymov), v Veliki Britaniji in v ZDA. V Sloveniji je nahajališče uraninita v Žirovskem vrhu v Poljanski dolini [22], kjer so med letoma 1981 in 1990 kopali uranovo rudo v rudniku urana, od leta 1984 pa so proizvajali tudi uranov koncentrat. Do prenehanja del so izkopali 620.000 ton uranove rude in proizvedli 382 ton uranovega oksida v rumeni pogači. Po prenehanju proizvodnje je v rudniku še več kot 2.000 ton identificiranih zalog uranovega oksida (približno 3 milijone ton identificiranih zalog rude) ter preko 10.000 ton ocenjenih zalog uranovega oksida (kar znaša preko 15 milijonov ton ocenjenih zalog uranove rude) [30] oziroma po študiji, ki jo je naročil GEN leta 2010, kar 14.000 ton zalog uranove rude [31]. Rudnik urana Žirovski vrh je od leta 1992 zaprt. V rudniku in na odlagališčih jalovine so bila že pred letom 2015 zaključena vsa zapiralna in sanacijska dela.

Mednarodna agencija za atomsko energijo (IAEA) in Nuclear Energy Agency pri OECD vsake dve leti pripravi skupno uradno poročilo o svetovnih virih, proizvodnji in porabi urana [30]. Po oceni *World Nuclear Association* bo v letu 2017 za delovanje vseh (do konca leta 2020 delujočih) jedrskih elektrarn po svetu potrebno zagotoviti nekaj več kot 65,0 tisoč ton naravnega urana in za Slovenijo 141 ton naravnega urana [23], medtem ko se je v letu 2014 v svetu pridelalo nekaj manj kot 56,3 tisoč ton urana. Daleč največ urana pridelujejo v Kazahstanu (leta 2014 kar 41% svetovne proizvodnje, v letih 2004-2014 pa 27%), sledita Kanada (16% v letu 2014 in 20% svetovne proizvodnje v letih 2004-2014) ter Avstralija (9% svetovne proizvodnje v letu 2014 in 15% v letih 2004-2014), ki jima v zadnjih letih delež svetovne proizvodnje upada. Tem državam sledijo Niger (7% do 8% svetovne proizvodnje urana), Namibija (6% do 8% svetovne proizvodnje) in Rusija (5% do 7% svetovne proizvodnje), več kot 1% svetovne proizvodnje urana pa pridelajo še Uzbekistan, ZDA, Kitajska, Ukrajina in Severna Afrika [24]. Svetovna proizvodnja urana se je povečala v letih 2015 (na 60,5 tisoč ton) in 2016 (na skoraj 62,4 tisoč ton), pri čemer so vse tri največje proizvajalke (Kazahstan, Kanada in Avstralija) proizvodnjo urana še povečale [25].

Znanih zalog urana, ki bi jih bilo v letu 2015 možno pridobiti po ceni pod 130 USD/kg, je bilo skupaj za preko 5,7 milijonov ton. Pri tem so bile največje ocenjene zaloge urana v Avstraliji (29% svetovnih zalog), v Kazahstanu (13%) ter (s po 9%) v Kanadi in v Rusiji. Sledi Južna Afrika (6% svetovnih zalog), po 5% ocenjenih svetovnih zalog urana pa imajo Niger, Brazilija, Kitajska in Namibija. Z naraščanjem cene urana bodo narasle tudi ocenjene količine urana, ki bi jih bilo možno pridobiti; tako so znašale ocenjene svetovne zaloge urana po ceni 260 USD/kg v letu 2015 preko 7,6 milijonov ton. Glede na ocenjeno letno porabo *World Nuclear Association* ocenjuje zaloge urana na 90 let, kar je precej več zagotovljenih virov kot za večino mineralov [26].

K zmanjšanju tveganja dobave goriva za jedrske reaktorje prispevajo tudi mednarodne povezave in posamezne večje iniciative, ki zagotavljajo mednarodne rezerve obogatene goriva in zmanjšujejo morebitne (politične) motnje pri dobavi goriva [26]:

- za države članice Evropske Unije in podpisnice pogodbe o ustanovitvi Evropske skupnosti za atomsko energijo (EURATOM) (prenovljena pogodba je bila podpisana 2012, polnopravna podpisnica je seveda tudi Republika Slovenija) zanesljivo preskrbo z jedrskim gorivom zagotavlja *evropska agencija za zanesljivo dobavo jedrskega goriva* (EURATOM Supply Agency), ki skrbi za eno izmed temeljnih nalog Skupnosti (Evropske Unije) tako, da spodbuja in skrbi za pravično preskrbo vseh uporabnikov v Skupnosti z rudami in jedrskim gorivom [32],
- leta 2005 objavljeno in od avgusta 2011 delujoče *ameriško zagotovilo dobave goriva* (AFS: *American Assured Fuel Supply*),
- od novembra 2009 odobrene *ruske rezerve nizko obogatene urana* (*Russian LEU reserve*) in
- od decembra 2010 načrtovana oziroma v juniju 2015 odobrena in v maju 2016 podpisana ter od septembra 2017 v Kazahstanu v Ust-Kamenogorsk (oziroma Oskemen) delujoča *IAEA LEU Bank*, ki bo zagotavljala fizične zaloge uranovega heksafluorida (UF_6), stroške njenega delovanja pa krijejo prostovoljni prispevki ameriške *Nuclear Threat Initiative* (NTI), ZDA, Evropske Unije, Kuvajta, Združenih arabskih emiratov in Norveške.

Prednost urana pred drugimi viri energentov je v cenejši proizvodnji, saj predstavljajo stroški iskanja uranove rude le 2% trenutne tržne cene, medtem ko so stroški iskanja nafte približno 12% trenutne tržne cene [26]. Le tretjino stroška jedrskega goriva predstavlja strošek pridobivanja urana, preostalo pa odpade na obogatitev urana. Prav tako predstavlja zmanjšanje tveganja dobave goriva relativno zelo predvidljiva poraba urana v proizvodnji jedrske energije in kar 10-odstotna dobava letnih potreb iz sekundarnih virov, predvsem iz starih zalog, z recikliranjem iz bivših vojaških materialov ter z recikliranjem izrabljenega jedrskega goriva. Leta 2007 so povečane cene rumene pogače (U_3O_8) povzročile nastanek uranovih rudnikov tudi v državah, ki se do takrat niso ukvarjale s tem. Poleg obstoječih in potencialnih novih rudnikov je možno jedrsko gorivo (poleg že navedenih sekundarnih virov) pridobivati tudi z recikliranjem urana in plutonija iz že uporabljenega goriva, ter s ponovno obogatitvijo osiromašenimi uranovi ostanki. Prav tako se zmanjšuje tveganje dobave jedrskega goriva z uporabo dolgoročnih terminskih pogodb, pri katerih se cene običajno sklepajo nekoliko nad vsakokratno trenutno tržno ceno [28].

Običajna doba redne menjave jedrskega goriva pri tlačnovodnih reaktorjih (PWR) je 12 do 18 mesecev, oziroma celo do 24 mesecev z uporabo reaktorskega strupa erbija in povečane stopnje obogatitve. Nasploh je definiranje optimalne količine rezervnega goriva na lokaciji jedrske elektrarne odvisno od razmerja med [29]:

- ekonomskim imperativom po čim daljšem izgorevanju nabavljenega jedrskega goriva in s časovno čim krajšim remontom, kar lahko sicer povzroči tudi več stroškov pri obogatitvi ter kasnejšem shranjevanju izgorelega goriva, in

- potrebo po obvladovanju tveganja napak pri izgorevanju jedrskega goriva, ki se z daljšim izgorevanjem povečuje (krajši čas izgorevanja predstavlja manjše tveganje).

Za podaljšanje izgorevanja nabavljenega jedrskega goriva (in izboljšanje ekonomičnosti poslovanja) je potrebno skrbeti za pravilno delovanje z gorivom in za opremo z ustreznim nadzorom, vzdrževanjem in posodabljanjem opreme in različnih sistemov jedrske elektrarne, kar pomeni tudi redno skrb za kakovostno usposabljanje operaterjev, za kar je seveda predhodno potrebno pridobiti vsa zahtevana dovoljenja.

Z večanjem količine rezervnega goriva na lokaciji jedrske elektrarne se zmanjša tudi tveganje za težave pri oskrbi jedrskega goriva, a se obenem povečujejo stroški goriva, zato je zelo pomembno, da se na lokaciji jedrske elektrarne nahaja ravno prava količina rezervnega jedrskega goriva in da se spremlja terminske pogodbe za – v primeru morebitnih padcev cen – pravočasno nabavo jedrskega goriva po ugodnejših cenah in s tem izboljša ekonomičnost poslovanja.

Ekonomičnost poslovanja se izboljša tudi s podaljšanjem življenjske dobe jedrske elektrarne, zato je potrebno narediti vse, da bo NEK lahko komercialno in varno obratovala tudi v podaljšani življenjski dobi.

7.3 VIDIK DOBAVE GORIVA IN REZERVNIH DELOV GLEDE NA POTENCIALNE SPREMEMBE CEN IN DEVIZNIH TEČAJEV

Ob morebitnem povečanju cen in/ali deviznih tečajev bi se vsekakor povečali materialni stroški in/ali stroški vzdrževanja ter posledično tudi celotni stroški obratovanja. Če bi prihodki ostali nespremenjeni, bi se to seveda odrazilo na poslabšanju kazalnikov uspešnosti.

Pri izračunavanju pričakovanega donosa investicije v JEK 2 (Poglavje 9) so bile uporabljene določene predpostavke in ob omenjenem povečanju cen in/ali deviznih tečajev, bi se v 9. poglavju v opisanem modelu izračuna pričakovanega donosa investicije v JEK 2 v predpostavkah spremenila »le« vrednost »skupni letni stroški obratovanja JEK 2«. Če bi se skupna letna vrednost stroškov jedrskega goriva (zaradi povečanja cen in/ali deviznih tečajev) povečala za **50%**, bi bila (v primeru 35-odstotnega lastniškega financiranja JEK 2) **obravnavana investicija še vedno uspešna**, a vsekakor manj kot brez povečanja skupnih letnih stroškov obratovanja JEK 2, saj bi se (ob tem učinku 19-odstotnega povečanja skupnih letnih stroškov) interna stopnja donosnosti zmanjšala za manj kot 1,5 odstotne točke (oziroma za približno 7% do 10% glede na spodnjo in zgornjo oceno vrednosti investicije), poslovni izid bi se zmanjšal za 10% do 12% glede na spodnjo in zgornjo oceno vrednosti investicije, neto sedanja vrednost pa za 12% do 18% glede na spodnjo in zgornjo oceno vrednosti investicije.

Točka preloma pri povečevanju cen in/ali deviznih tečajev jedrskega goriva znaša (namesto prvotno predpostavljene povprečne letne vrednosti 57,3 milijona EUR) 310 milijonov EUR (več kot 5,4-kratno povečanje) na leto preračunanega stroška vsakokratne menjave jedrskega goriva pri spodnji oceni vrednosti investicije oziroma 220 milijonov EUR (več kot 3,8-kratno povečanje) na leto preračunanega stroška vsakokratne menjave jedrskega goriva pri zgornji oceni vrednosti investicije.

Tveganje ekonomike delovanja jedrske elektrarne glede na potencialne spremembe materialnih stroškov in stroškov vzdrževanja (oziroma dobave goriva in rezervnih delov glede na potencialne spremembe cen in/ali deviznih tečajev) je torej zelo majhno, saj iz opisov v predhodnih podpoglavjih sledi, da tolikšno povečanje cen goriva in/ali rezervnih delov ni realno.

7.4 VIRI

- [1] https://sl.wikipedia.org/wiki/Jedrska_elektrarna_Kr%C5%A1ko
- [2] <https://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/ReactorDetails.aspx?current=542>
- [3] <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/slovenia.aspx>
- [4] <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByType.aspx>
- [5] https://sl.wikipedia.org/wiki/Jedrska_elektrarna
- [6] Nuclear Power Reactors in the World (Reference Data Series No. 2 2017 Edition); IAEA - International Atomic Energy Agency: str. 12, Table 2. TYPE AND NET ELECTRICAL POWER OF OPERATIONAL REACTORS, 31 DEC. 2016 [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS_2-37_web.pdf]
- [7] Nuclear Power Reactors in the World (Reference Data Series No. 2 2017 Edition); IAEA - International Atomic Energy Agency: str. 13, Table 3. TYPE AND NET ELECTRICAL POWER OF OPERATIONAL REACTORS, 31 DEC. 2016 [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS_2-37_web.pdf]
- [8] Nuclear Power Reactors in the World (Reference Data Series No. 2 2017 Edition); IAEA - International Atomic Energy Agency: str. 71-73, Table 25. NSSS SUPPLIERS: ABBREVIATIONS AND SUMMARY, 31 DEC. 2016 [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS_2-37_web.pdf]
- [9] https://en.wikipedia.org/wiki/Westinghouse_Electric_Company
- [10] <http://www.post-gazette.com/powersource/companies/2017/04/05/Trump-Chinese-Westinghouse-toshiba-pittsburgh/stories/201704050137>
- [11] https://en.wikipedia.org/wiki/IHI_Corporation

- [12] <https://www.reuters.com/article/us-toshiba-accounting-westinghouse/toshiba-buying-back-10-percent-stake-in-westinghouse-unit-for-522-million-idUSKCN1C80SV>
- [13] <https://www.nytimes.com/2017/03/29/business/westinghouse-toshiba-nuclear-bankruptcy.html>
- [14] <https://www.ft.com/content/a9bb6e08-9a19-11e7-b83c-9588e51488a0>
- [15] <https://www.ft.com/content/ef05d324-1a56-11e7-bcac-6d03d067f81f>
- [16] <http://www.westinghousenuclear.com/About/Regional-Operations/EMEA>
- [17] Nuklearna elektrarna Krško: Letno poročilo za leto 2016
- [18] https://sl.wikipedia.org/wiki/Jedrsko_gorivo
- [19] https://sl.wikipedia.org/wiki/Jedrska_elektrarna
- [20] http://www.nek.si/sl/o_jedrski_tehnologiji/jedrsko_gorivo/
- [21] <https://sl.wikipedia.org/wiki/Uran>
- [22] <https://sl.wikipedia.org/wiki/Uraninit>
- [23] <http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/world-nuclear-power-reactors-and-uranium-requireme.aspx>
- [24] <http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/uranium-production-figures.aspx>
- [25] <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>
- [26] <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>
- [27] <https://www.iaea.org/topics/iaea-low-enriched-uranium-bank>
- [28] <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-markets.aspx>
- [29] <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/fuel-fabrication.aspx>
- [30] OECD: Uranium 2016: Resources, Production and Demand: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf>
- [31] Študija »Ocena zalog uranove rude v Republiki Sloveniji«, GEOSTERN, 2010)

[32] <http://ec.europa.eu/euratom/index.html>

8 POTENCIALNI DELEŽ SLOVENSKEGA GOSPODARSTVA PRI INVESTICIJI V JEK 2

8.1 O INVESTICIJSKEM POVPRASEVANJU

Investicije so pomemben del agregatnega povpraševanja. Tvorijo ga skupaj z osebno in državno porabo ter izvozom. Investicije delimo na obnovitvene in razširitvene (gospodarstvu omogočajo nove proizvodne kapacitete), na investicije v zaloge ter investicije v osnovna sredstva. Slednje se delijo na investicije v opremo, v gradbene objekte ter v neopredmetena sredstva (patenti, blagovne znamke, rezultati raziskav,...). Investicijsko povpraševanje (izvajanje investicijske dejavnosti) niha bolj od ostalih oblik končne porabe. Zlasti v obdobju kompetitivne tehnno-ekonomske paradigme (1980 do 1930) je bilo glavni vir značilnih srednjeročnih ciklusov. V kasnejšem obdobju je začela vplive tega nihanja in nihanje samo zmanjševati ekonomska (monetarna in fiskalna) politika.

Investicijsko povpraševanje je lahko plod od gospodarskih razmer neodvisnih odločitev investitorjev (zlasti nekatere infrastrukturne investicije države). V tem primeru govorimo o avtonomnih investicijah. Večinoma so investicije povezane z gospodarsko rastjo in odločitvami gospodarskih subjektov, da prilagajajo svoje zmogljivosti rasti povpraševanja na trgu. Govorimo o izvedenih investicijah, oziroma o akceleracijskem vplivu gospodarske rasti na investicije (količnik, ki kaže vpliv gospodarske rasti na investicije je akcelerator). Gradnja JEK 2 je deloma obnovitvena investicija, deloma pa investicija povezana s pričakovano gospodarsko rastjo (torej izvedena investicija).

Za razliko od drugih oblik končne porabe investicijska poraba vodi v krepitev proizvodnih zmogljivosti danega gospodarstva (tudi, če gre za investicije v infrastrukturo). Kolikšen je ta vpliv kaže učinkovitost investicij. Odvisna je od sposobnosti investitorja za obvladovanje tveganj v zvezi z investicijo (stroškov izvedbe investicije, koristnosti novega objekta za plasma dane ponudbe na trgu, ipd.). Prav pri kriteriju učinkovitosti investicij je tržno gospodarstvo na prehodu iz tehnno-ekonomske paradigme temelječe na standardiziranih tehnologijah (imenovane tudi »Fordizem«) v sedanjo tehnno-ekonomsko paradigmo temelječo na informacijskih in komunikacijskih tehnologijah prevladalo nad alternativnimi oblikami gospodarskih sistemov (centralno planski sistem, panonski in ilirski socializem).

Podobno kot druge oblike končne porabe tudi investicijsko povpraševanje vpliva na gospodarsko dejavnost tistih podjetij, ki dobavljajo dobrine potrebne za postavitev danega objekta. Vpliv se nato multiplikativno širi na dobavitelje teh dobaviteljev in tako naprej. Govorimo o multiplikativnem vplivu investicije na narodno gospodarstvo. Odvisen je seveda od strukture investicijskega povpraševanja ter od delitve dobaviteljev na domače gospodarstvo in tujino (uvozni del investicijskega povpraševanja). Investicijsko povpraševanje vpliva na dano narodno gospodarstvo preko domačega dela ponudbe dobrin potrebnih za dokončanje investicije. V malih odprtih gospodarstvih, kakršno je slovensko, se večino investicijskega povpraševanja nanaša na uvoz.

Pri investiciji v JEK 2 upoštevamo, da Slovenija ni ponudnik ustrezne tehnologije, gospodarski subjekti iz Slovenije bodo pri izvedbi investicije lahko konkurirali v fazi pripravljalnih del, v fazi inženiringa (del celotne storitve), pri izvedbi gradbenih del

in deloma pri financiranju. Tudi na tem področju bodo izpostavljeni konkurenci, čeprav bodo imeli, zaradi manjših transportnih in logističnih stroškov, do neke mere vendarle tudi konkurenčno prednost. Verjetno jo bodo v velikem delu izkoristili, saj so prilagojeni delovanju v razmerah skrajno odprtega trga.

V naši analizi ocenjujemo maksimalni možni multiplikativni učinek investicije v JEK 2 na slovensko gospodarstvo v celoti ter na posamezne gospodarske panoge. Povečano povpraševanje zaradi investicije bo sicer vplivalo na izvedeno investicijsko povpraševanje dobaviteljev (akcelerator), vendar tega učinka v naše rezultate ne vključujemo. Predpostavljamo torej, da so proste proizvodne kapacitete na področjih, ki jih pri postavitvi JEK 2 pokriva slovensko gospodarstvo, dovolj velike in da investicijsko povpraševanje v tem primeru ne bo bistveno vplivalo na potrebo po širitvi proizvodnih zmogljivosti pri dobaviteljih.

8.2 IZHODIŠČA ZA SIMULACIJO

Velikost in strukturo investicije v JEK 2 smo ocenili v mednarodno-primerjalnih študijah: »Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050« [1] ter »Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu na nizkoogljično družbo« [2]. Bistvene ugotovitve iz teh dveh študij, potrebne za simulacije učinka investiranja v JEK 2 na slovensko gospodarstvo, podajamo v tabelah 33 do 35.

Tabela 33: Ocena strukture investicije v JEK 2 (čez noč)

JEK 2	V % od investicije
Gradbena dela (opravila naj bi ga domača podjetja)	34
Glavna tehnološka oprema (uvoz)	51
Inženiring (doma + tujina)	4
Ostali stroški (pol doma pol tujina)	1
Nepredvideno	10

Tabela 34: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije čez noč [2]

Investicijska vrednost milijoni evrov	VREDNOST SPODNJA (mio EUR)	VREDNOST ZGORNJA (mio EUR)
Zemljišče in priprava gradbišča	230	230
Gradbeni objekti z instalacijami	1.200	2.000
Oprema	1.500	2.500
Ostalo	120	120
Nepredvideno	250	450
SKUPAJ	3.300	5.300

V tabeli 33 vidimo delitev vrednosti investicije v jedrsko elektrarno na gradbeni in tehnološki del, inženiring, ostale stroške ter rezervo [1]. V tabeli 35 so stroški

postavitve JEK 2 (čez noč, torej brez stroškov financiranja) alternativno za dva tipa gradnje: spodnja meja z veliko učinkovitostjo in izvedbo kot jo zadnje čase uspevajo doseči ponudniki jedrske tehnologije na Kitajskem (razen pripravljalnih del in t.i. ostalih stroškov) ter zgornja meja, ki predpostavlja še vedno učinkovito (povezano z izkušnjami v EU) investiranje vendar s stroški običajnimi za enake investicije v Evropi. Spodnja potencialna vrednost (čez noč) postavitve JEK 2 je 3.3 milijarde evrov, zgornja meja pa 5,3 milijarde evrov. V tabeli 35 so prikazani stroški gradnje (investicijsko povpraševanje) razdeljeni med tiste, ki bi jih potencialno lahko pokrili slovenski izvajalci in tiste iz uvoza. Pri tem predpostavljamo, da je »kitajska« učinkovitost povezana s pretežno kitajskimi izvajalci. Delež domače ponudbe je pri spodnji vrednosti investicije manjši tudi za gradbene ter inženirske storitve.

Tabela 35: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 s strukturo investicije (čez noč) razdeljeno na potencialen uvoz in možno ponudbo domačih proizvajalcev

Investicijska vrednost milijoni evrov	SPODNJA VREDNOST (tuji)	SPODNJA VREDNOST (domači)	ZGORNJA VREDNOST (tuji)	ZGORNJA VREDNOST (domači)
Zemljišče in priprava gradbišča	0	230	0	230
Gradbeni objekti z instalacijami	1.000	200	500	1.500
Oprema (tehnološka)	1.300	0	2.000	0
Inženiring	100	100	150	350
Ostalo	100	20	50	70
Nepredvideno	200	50	300	150
SKUPAJ	2.700	600	3.000	2.300

Tabela 36: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 z upoštevanjem stroškov financiranja

Milijoni evrov	SPODNJA VREDNOST		ZGORNJA VREDNOST	
	Tuji	Domači	Tuji	Domači
Investicijska vrednost	3.020	680	3.513	2.428
Stroški financiranja	320	80	513	128

Stroške financiranja smo ocenili v 9. poglavju (Pričakovani donos investicije JEK 2) študije »Zagotavljanje zanesljivosti sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do 2060«. Predvidevamo, da bo v skladu z »zlatim pravilom« delež kreditov 65% in lastniški delež 35%. Predvidevamo, da bo letna obrestna mera 1,1% in da bo za izplačilo obresti v obdobju gradnje JEK 2 veljal moratorij.

Predpostavljamo, da bo slovenski finančni sektor (banke), ob pričakovanju, da se preneha njegovo umetno omejevanje (značilno za obdobje od 2013 dalje) ter ob upoštevanju, da ima Slovenija letno med 5% in 6% BDP narodnogospodarskih prihrankov, ki se ne investirajo (kaže jih presežek na tekočem računu plačilne bilance), lahko prispeval 20% kreditov namenjenih gradnji JEK 2. V tem primeru bo, kot vidimo v tabeli 36, bančni sistem iz Slovenije z obrestmi zaslužil med 80 milijoni evrov (spodnja meja vrednosti investicije) in 128 milijoni evrov (zgornja meja vrednosti investicije).

Tabela 37: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije prilagojeno simulacijam v input output analizi

Investicijska vrednost milijoni evrov	Panoga	SPODNJA VREDNOST (domači)	ZGORNJA VREDNOST (domači)
Gradbeni objekti z instalacijami	Gradbeništvo (27)	227	1.653
Finančne storitve, razen storitev zavarovalnic in pokojninskih skladov	Bančništvo in posredništvo (41)	80	128
Zemljišče in priprava gradbišča	Nepremičnine (44)	260	260
Oprema (tehnološka) Inženiring	Projektiranje, arhitektura... (46)	113	387
DOMAČA PONUDBA		680	2.428
UVOZ		3.020	3.513
SKUPAJ		3.700	5.941

Tabela 38: Spodnja in zgornja ocenjena investicijska vrednost JEK 2 (čez noč) s strukturo investicije glede na pričakovan direktni uvoz

Investicijska vrednost milijoni evrov	Panoga	SPODNJA VREDNOST (tuji)	ZGORNJA VREDNOST (tuji)
Gradbeni objekti z instalacijami	Gradbeništvo (27)	1.000	500
Finančne storitve, razen storitev zavarovalnic in pokojninskih skladov	Bančništvo in posredništvo (41)	320	513
Zemljišče in priprava gradbišča	Nepremičnine (44)		
Oprema (tehnološka) Inženiring	Projektiranje, arhitektura... (46)	1.700	2.500
SKUPNI UVOZ		3.020	3.513

V tabeli 37 je prikazana potencialna domača ponudba pri gradnji (in financiranju JEK 2) razdeljena med panoge kamor sodijo potencialni ponudniki investicijskih dobrin iz Slovenije. V tej tabeli vidimo, da bi v primeru spodnje možne vrednosti investicije v JEK 2 slovensko gospodarstvo lahko dobavilo do 680 milijonov evrov (260 milijonov evrov za dela v okviru panoge »nepremičnine«, 227 milijonov evrov za dela panoge »gradbeništva«, 113 milijonov evrov za inženiring in podobna dela na področju panoge »arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje« ter 80 milijonov evrov finančnih storitev). Stroške prikazane v tabeli 35 in označene z »ostalo« ter »nepredvideno« smo proporcionalno razporedili med pripravljalna dela, gradbena dela ter inženiring.

Na podoben način je ocenjen potencialen prispevek slovenskega gospodarstva investiciji v JEK 2 ob zgornji predpostavljeni vrednosti te investicije. Skupaj bi slovensko gospodarstvo v tem primeru lahko dobavilo za 2,428 milijarde evrov investicijskih dobrin (260 milijonov evrov za dela v okviru panoge »nepremičnine«, 1.653 milijonov evrov za dela panoge »gradbeništva«, 387 milijonov evrov za inženiring in podobna dela na področju panoge »arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje« ter 128 milijonov evrov storitev finančnega sektorja).

V primeru postavitve JEK 2 po spodnji možni ceni, bo direkten uvoz znašal predvidoma 3,02 milijarde evrov, v primeru zgornje meje vrednosti investicije pa 3,513 milijarde evrov. Struktura direktnega uvoza po panogah dobavitelja je prikazana v tabeli 38. Poleg tega bo seveda potreben tudi posreden uvoz za potrebe proizvodnje investicijskih dobrin, ki jih bo pri postavitvi JEK 2 dobavilo slovensko gospodarstvo.

Poudariti je potrebno, da gre v primeru simulacij vpliva gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo za približno oceno, koliko lahko v tem primeru slovenska podjetja dejansko prispevajo pri dobavi investicijskih dobrin. Obenem gre za zgornjo mejo tega učinka. Omenili smo že, da je dobava teh dobrin z domačega trga potencialno možna, če pa domača podjetja ne bodo konkurenčna, ne bo realizirana na domačem trgu.

Vpliv investicijskega povpraševanja pri postavitvi JEK 2 na slovensko gospodarstvo smo ocenili z input-output analizo na podatkih input-output matrike slovenskega gospodarstva za 2014. Metodologija je prikazana v poglavju 2. Vizija – Varnost in zanesljivost, učinkovitost (konkurenčnost) in trajnostni način zagotavljanja električne energije – 2.1 Izračun stroškov izpada v elektroenergetskem sistemu - 2.1.6 Metodologija. Vpliv je ocenjen v celoti in se bo med gradnjo JEK 2 razporedil na več let.

8.3 MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI PRIPRAVLJALNIH DEL

Za pripravljalna dela predvidevamo, da bodo pretežno sodila na področje ponudnikov panoge poslovanja z nepremičninami in da bo ponudbo v celoti pokrili domači sektor. Gradbeni delež ter inženiring v zvezi s pripravljalnimi deli upoštevamo pri presoji vpliva postavitve JEK 2 na slovensko gospodarstvo preko izvajanja gradbenih del ter preko dobave in montaže opreme. Morebiten vpliv povpraševanja po storitvah finančnega sektorja (stroški financiranja) že v fazi pripravljalnih del ocenjujemo v skupnem pričakovanem učinku, ki ga bo imela na slovensko gospodarstvo udeležba pri financiranju investicije. Predpostavljamo, da bo v fazi pripravljalnih del na slovensko gospodarstvo vplivalo investicijsko

povpraševanje v višini 260 milijonov evrov pri spodnji ali zgornji možni vrednosti investicije.

Tabela 39: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo pripravljanih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti) in 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	300	0,4
Dodana vrednost	251	0,7
Sredstva za zaposlene	18	0,1
Poraba stalnega kapitala	137	1,8
Poslovni presežek, neto	87	1,4
Delovno aktivni (tisoči)	1	0,1
Osnovna sredstva	3.027	2,3
Sredstva za R&D	6	1,4
Javnofinančni prihodki	93	0,6
Uvoz blaga in storitev	9	0,0

V tabeli 39 vidimo, da bodo pripravljala dela pri gradnji JEK 2 slovenskemu gospodarstvu omogočila 300 milijonov evrov prihodka, 251 milijonov evrov dodane vrednosti in angažirala 1000 zaposlenih ter dobre 3 milijarde osnovnih sredstev. Omogočila bodo 93 milijonov evrov javnofinančnih prihodkov in terjala le 9 milijonov evrov posrednega uvoza (potrebne izvajalce del v panogi poslovanje z nepremičninami). V narodnem gospodarstvu bo ustvarjeno za 87 milijonov evrov poslovnega presežka in v denarnem toku še za 137 milijonov evrov amortizacije. Delež na narodnogospodarski ravni bo nad 1% prav pri nastalem denarnem toku in nad 2% pri angažmaju (izkoristku) osnovnih sredstev.

Podatki v tabeli 40 kažejo, da bo vpliv tega dela investicije v JEK 2 skoncentriran pri sektorju nepremičnin, v gradbeništvu, sektorju varovanja in oskrbe stavb ter pri računovodskem svetovanju. Drugod bo pri dodani vrednosti manjši od milijona evrov (približal se mu bo pri bančnem posredništvu).

Tabela 40: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo pripravljanih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti) in 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	7	3	0	21	0	16
2	Gozdarstvo	51	33	1	26	0	5
3	Ribištvo	0	0	0	0	0	1
4	Rudarstvo	211	99	2	288	1	378
5	Živila, pijače, tobak	39	10	0	27	0	59

6	Tekstil	42	14	1	30	0	119
7	Predelava lesa	107	35	2	146	0	179
8	Papir	21	5	0	18	0	144
9	Tiskanje	206	76	2	324	0	1
10	Naftni derivati	0	-0	0	0	0	314
11	Kemikalije	96	24	1	82	0	544
12	Farmacija	1	1	0	1	0	12
13	Gumarstvo	80	27	1	71	0	344
14	Nekovine	430	160	4	577	1	422
15	Kovine	858	164	3	487	1	1.107
16	Kovinski izdelki	1.547	585	22	1.663	3	454
17	Računalniki	166	69	2	85	0	267
18	Električne neprave	733	210	5	533	1	692
19	Stroji	221	75	2	120	0	185
20	Vozila	29	5	0	23	0	45
21	Plovila	33	9	0	44	0	23
22	Pohištvo in drugo	249	97	2	260	0	227
23	Popravila strojev	833	468	19	225	0	63
24	Elektrika, plin, para	1.780	800	8	6979	9	351
25	Voda	116	57	2	989	2	0
26	Ravnanje z odpadki	140	13	1	178	0	190
27	Gradbeništvo	11.288	3.856	105	4.159	8	684
28	Prodaja in servis vozil	140	74	2	99	0	0
29	Veleprodaja	1.478	784	16	1.050	2	30
30	Maloprodaja	303	181	7	465	1	0
31	Kopenski prevoz	378	163	4	387	1	61
32	Vodni prevoz	1	0	0	1	0	18
33	Letalski prevoz	3	1	0	3	0	13
34	Skladiščenje	150	68	1	625	1	5
35	Pošta	280	191	8	237	0	14
36	Turizem	134	62	3	243	0	57
37	Založništvo	23	10	0	11	0	20
38	Film, televizija, radio	23	9	0	23	0	4
39	Telekomunikacije	206	85	1	406	1	67
40	Informatika	528	320	7	150	0	105
41	Bančništvo in posredništvo	1.589	964	19	2.366	4	276

42	Zavarovanja in pokojnine	674	361	6	240	0	100
43	Pomožne finančne storitve	204	127	3	117	0	0
44	Nepremičnine	266.380	236.010	388	2.991.752	5513	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	3.316	2.041	85	5.730	7	566
46	Projektiranje, arhitektura...	614	264	10	763	1	55
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	274	74	2	81	0	213
49	Veterina in ostale storitve	299	226	8	96	0	194
50	Dajanje v najem	100	54	0	54	0	155
51	Storitve pri zaposlovanju	275	257	12	11	0	0
52	Turistične agencije	2	0	0	0	0	4
53	Varovanje, oskrba stavb,...	1.905	1.101	58	797	1	0
54	Javna uprava, obramba	705	499	13	3.996	11	178
55	Izobraževanje	77	63	2	136	5	3
56	Zdravstvo	26	17	1	28	0	3
57	Socialno varstvo	3	2	0	4	0	0
58	Kultura, igre na srečo	6	4	0	8	0	1
59	Šport	6	2	0	12	0	0
60	Članske organizacije	68	23	1	63	1	0
61	Servis izdelkov široke rabe	69	32	1	29	0	0
62	Druge osebne storitve	102	71	3	108	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

8.4 MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI GRADBENIH DEL

Za gradbena dela pri postavitvi JEK 2 predvidevamo, da bodo pretežno sodila na področje ponudnikov panoge gradbeništva, da bo ponudbo v primeru najnižje pričakovane vrednosti domači sektor pokril v višini 227 milijonov evrov, uvoz pa v višini 1 milijarde evrov, medtem ko bo v primeru najvišje pričakovane ravni investicije domači sektor pokril 1,653 milijarde evrov, tuji izvajalci pa 0,5 milijarde evrov. Rezultate za spodnjo mejo pričakovane vrednosti investicije v JEK 2 prikazujemo v tabelah 41 in 42, za zgornjo pričakovano vrednost investicije pa v tabelah 43 in 44.

Tabela 41: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo izvajanja gradbenih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	444	0,6
Dodana vrednost	165	0,5
Sredstva za zaposlene	88	0,5
Poraba stalnega kapitala	22	0,3
Poslovni presežek, neto	49	0,8
Delovno aktivni (število)	4	0,5
Osnovna sredstva	289	0,2
Sredstva za R&D	1	0,1
Javnofinančni prihodki	61	0,4
Uvoz blaga in storitev	1062	4,1

V tabeli 41 vidimo, da bodo gradbena dela na projektu postavitve JEK 2 slovenskemu gospodarstvu v primeru najnižje možne investicijske cene vendarle omogočila dobre 400 milijonov evrov prihodka in 165 milijonov evrov dodane vrednosti. Angažirano bo sorazmerno malo zaposlenih (4 tisoč) in 289 milijonov vrednosti osnovnih sredstev. Javnofinančni prihodki bodo znašali 61 milijonov evrov. Dobiček se bo gibal okoli 50 milijonov evrov, amortizacija pa nekaj več kot 20 milijonov evrov. Vpliv se bo gibal okoli polovice odstotka vrednosti spremenljivk na makroekonomski ravni. Rečemo lahko, da Keynezijanskega učinka te investicije praktično ne bo. Uvoz bo presegal milijardo evrov, kar bo predstavljalo dobre 4% letnega slovenskega uvoza blaga in storitev.

Podatki v tabeli 42 kažejo, da bo vpliv investicije v JEK 2 v primeru njene najnižje pričakovane vrednosti preko povpraševanja po gradbenih delih pričakovano največji na dodano vrednost gradbenega sektorja (118 milijonov evrov in 3217 delovnih mest), opazen pa še pri trgovini (na veliko in na drobno), v industriji nekovin ter kovinski industriji; pri obeh bo vplival tudi na več kot 100 angažiranih zaposlenih), v sektorju poslovanja z nepremičninami, kopenskem prevozu, računovodskem svetovanju, bančnem posredništvu, rudarstvu, projektiranju in drugih tehničnih storitvah, storitvah pri zaposlovanju, varovanju in oskrbi stavb, energetiki (elektrogospodarstvo, oskrba s plinom in paro), pri servisiranju strojev in pri prodaji ter servisu vozil.

Tabela 42: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo gradbenih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	61	30	4	187	0	55
2	Gozdarstvo	329	215	6	164	0	89

3	Ribištvo	2	1	0	2	0	6
4	Rudarstvo	2.811	1.319	27	3.836	8	2.503
5	Živila, pijače, tobak	326	81	2	225	0	478
6	Tekstil	159	54	2	113	0	182
7	Predelava lesa	2.310	744	38	3.144	5	3.108
8	Papir	241	60	1	205	0	489
9	Tiskanje	550	202	6	867	1	2
10	Naftni derivati	0	-0	0	3	0	4.054
11	Kemikalije	518	129	3	441	1	1.918
12	Farmacija	5	2	0	4	0	44
13	Gumarstvo	1.470	492	15	1.307	2	1.805
14	Nekovine	12.463	4631	122	16.719	25	10.396
15	Kovine	4.245	813	16	2.410	4	6.710
16	Kovinski izdelki	7.634	2.884	107	8.202	12	7.909
17	Računalniki	1.040	429	12	530	1	1.685
18	Električne nepravice	2.654	759	19	1.930	3	2.824
19	Stroji	1.978	670	17	1.073	2	1.860
20	Vozila	449	85	3	357	1	411
21	Plovila	164	45	1	221	0	125
22	Pohištvo in drugo	301	117	2	315	0	201
23	Popravila strojev	2.705	1.520	63	730	1	201
24	Elektrika, plin, para	2.492	1119	11	9.768	12	508
25	Voda	144	71	3	1.230	2	0
26	Ravnanje z odpadki	725	69	6	922	1	839
27	Gradbeništvo	345.352	117.957	3.217	127.246	250	6.367
28	Prodaja in servis vozil	1888	995	29	1343	2	0
29	Veleprodaja	13.717	7.274	148	9.741	17	155
30	Maloprodaja	3.151	1.887	76	4.844	9	0
31	Kopenski prevoz	5.930	2.566	63	6.079	9	907
32	Vodni prevoz	5	2	0	9	0	35
33	Letalski prevoz	22	5	0	20	0	91
34	Skladiščenje	1.814	820	11	7.529	11	55
35	Pošta	510	349	14	431	1	27
36	Turizem	1.486	685	32	2.702	4	994
37	Založništvo	104	43	2	51	0	84
38	Film, televizija, radio	79	31	1	81	0	17

39	Telekomunikacije	836	346	4	1.647	3	275
40	Informatika	1.098	666	14	311	1	263
41	Bančništvo in posredništvo	3.209	1948	37	4.780	8	533
42	Zavarovanja in pokojnine	630	337	5	224	0	93
43	Pomožne finančne storitve	537	334	7	309	0	0
44	Nepremičnine	4.593	4.069	7	51.586	95	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	3.466	2.133	89	5.988	8	677
46	Projektiranje, arhitektura...	2.756	1.184	45	3.422	4	243
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	643	174	4	190	0	488
49	Veterina in ostale storitve	1.004	759	28	322	0	637
50	Dajanje v najem	766	414	3	414	1	1.209
51	Storitve pri zaposlovanju	1.871	1.748	83	76	0	0
52	Turistične agencije	17	2	0	2	0	36
53	Varovanje, oskrba stavb,...	1.898	1.097	57	794	1	0
54	Javna uprava, obramba	560	396	10	3.171	9	138
55	Izobraževanje	288	234	9	508	18	14
56	Zdravstvo	110	72	2	117	1	18
57	Socialno varstvo	7	5	0	10	0	0
58	Kultura, igre na srečo	14	9	0	16	0	2
59	Šport	26	8	0	48	0	0
60	Članske organizacije	148	50	2	136	1	0
61	Servis izdelkov široke rabe	75	35	1	32	0	0
62	Druge osebne storitve	94	65	3	99	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

Tabela 43: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo izvajanja gradbenih del na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	3237	4,5

Dodana vrednost	1203	3,6
Sredstva za zaposlene	639	3,5
Poraba stalnega kapitala	159	2,0
Poslovni presežek, neto	355	5,6
Delovno aktivni (število)	33	3,5
Osnovna sredstva	2106	1,6
Sredstva za R&D	4	1,0
Javnofinančni prihodki	446	3,1
Uvoz blaga in storitev	950	3,7

Rezultati v tabeli 43 kažejo, da bodo gradbena dela v projektu postavitve JEK 2 slovenskemu gospodarstvu v primeru investicije vodene po evropskih standardih in cenah (zgornja meja vrednosti investicije) vplivala na dobre 3,2 milijarde evrov prihodka v slovenskem gospodarstvu (4,5% na letni ravni) ter 1,2 milijarde evrov dodane vrednosti (3,6% naletni ravni). V tem primeru bo angažirano 33 tisoč zaposlenih ter 2,1 milijarde evrov osnovnih sredstev. Javnofinančni prihodki bodo znašali 446 milijonov evrov, poslovni presežek 355 milijonov evrov, amortizacija pa 159 milijonov evrov. V kolikor bo investicija vodena hitro, bo učinek skoncentriran na eno ali dve leti in bo pomembno vplival na slovensko konjunkturo. Direktni in posredni uvoz dobrin povezanih z gradbenimi deli za JEK 2 bo znašal 950 milijonov evrov ali 3,7% letnega slovenskega uvoza blaga in storitev.

Tabela 44: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo gradbenih del na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	441	219	29	1.363	2	397
2	Gozdarstvo	2.397	1.569	45	1.198	2	645
3	Ribištvo	18	7	0	17	0	44
4	Rudarstvo	2.0469	9.608	195	27.932	57	18.224
5	Živila, pijače, tobak	2.372	590	17	1.637	2	3.478
6	Tekstil	1.161	396	18	821	1	1.328
7	Predelava lesa	16.823	5.420	280	22.895	35	22.635
8	Papir	1.756	440	10	1.491	2	3.564
9	Tiskanje	4.006	1471	46	6.313	10	14
10	Naftni derivati	3	-1	0	25	0	29.524
11	Kemikalije	3.775	941	20	3.208	5	13.967
12	Farmacija	38	18	0	32	0	323
13	Gumarstvo	10.706	3.583	106	9.517	14	13.143
14	Nekovine	90.752	33.720	887	121.748	184	75.706

15	Kovine	30.909	5.921	114	17.547	26	48.859
16	Kovinski izdelki	55.592	21.000	782	59.725	90	57.593
17	Računalniki	7.575	3.121	91	3.862	6	12.267
18	Električne neprave	19.325	5.528	141	14.057	21	20.561
19	Stroji	14.404	4.876	122	7.814	12	13.541
20	Vozila	3.271	621	20	2.600	4	2.994
21	Plovila	1.193	329	8	1.606	2	910
22	Pohištvo in drugo	2.191	855	17	2.294	3	1.462
23	Popravila strojev	19.697	11.068	456	5.313	8	1.461
24	Elektrika, plin, para	18.146	8.150	83	71.131	88	3.698
25	Voda	1.052	514	19	8.958	14	0
26	Ravnanje z odpadki	5.279	506	47	6.717	10	6.113
27	Gradbeništvo	2.514.829	858.956	23.424	926.597	1.823	46.365
28	Prodaja in servis vozil	13.746	7.242	212	9.777	17	0
29	Veleprodaja	99.883	52.972	1.078	70.936	127	1.126
30	Maloprodaja	22.948	13.742	554	35273	63	0
31	Kopenski prevoz	43.181	18.688	460	44.269	65	6.606
32	Vodni prevoz	40	11	0	63	0	254
33	Letalski prevoz	162	35	0	144	0	666
34	Skladiščenje	13.207	5.973	81	54.825	81	402
35	Pošta	3.717	2.538	100	3.140	5	195
36	Turizem	10.817	4987	235	19.675	30	7.239
37	Založništvo	759	311	12	371	1	613
38	Film, televizija, radio	574	227	8	592	1	127
39	Telekomunikacije	6.086	2.518	27	11.992	21	2.001
40	Informatika	7.993	4.851	103	2.265	4	1.917
41	Bančništvo in posredništvo	23.367	14.183	273	34.807	55	3.881
42	Zavarovanja in pokojnine	4.590	2.454	38	1.634	3	677
43	Pomožne finančne storitve	3.911	2.435	53	2.250	4	0
44	Nepremičnine	33.447	29.634	49	375.649	692	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	25.239	15.535	646	43.608	56	4.929
46	Projektiranje, arhitektura...	20.069	8.619	328	24.919	32	1.770
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0

48	Oglaševanje	4.684	1.268	28	1.386	2	3.551
49	Veterina in ostale storitve	7.314	5.529	206	2.342	3	4.637
50	Dajanje v najem	5.579	3.012	21	3.012	4	8.804
51	Storitve pri zaposlovanju	13.623	12.725	601	554	1	0
52	Turistične agencije	125	16	1	15	0	260
53	Varovanje, oskrba stavb,...	13.818	7.989	418	5.781	7	0
54	Javna uprava, obramba	4.074	2.883	75	23.088	66	1.004
55	Izobraževanje	2.094	1.704	67	3.698	131	99
56	Zdravstvo	798	521	15	852	10	127
57	Socialno varstvo	50	37	2	72	1	0
58	Kultura, igre na srečo	99	66	2	118	1	11
59	Šport	187	61	2	348	2	3
60	Članske organizacije	1078	361	14	991	11	0
61	Servis izdelkov široke rabe	549	258	10	230	0	0
62	Druge osebne storitve	681	472	21	723	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

Razdelitev rezultatov iz tabele 43 na panoge je prikazana v tabeli 44. Tu vidimo, da bo vpliv investicije v JEK 2 v primeru njene najvišje pričakovane vrednosti preko povpraševanja po gradbenih storitvah v strukturi podoben kot pri analizi rezultatov najnižje vrednosti investicije, po obsegu pa seveda precej večji. Dodana vrednost gradbenega sektorja se bo povečala za 859 milijonov evrov s preko 23 tisoč zaposlenimi. Nad 10 milijonov evrov dodane vrednosti bodo ustvarili še v industriji nekovin (887 zaposlenih), kovinski industriji (782 zaposlenih), pri servisiranju strojev (122 zaposlenih), v trgovini na debelo in drobno (1632 zaposlenih), v kopenskem prevozu (460 zaposlenih), v bančnem posredništvu (14 tisoč zaposlenih), pri poslovanju z nepremičninami (49 zaposlenih), v računovodskem svetovanju (646 zaposlenih) ter pri storitvah v zvezi z zaposlovanjem (601 zaposleni).

8.5 MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI DOBAVE IN NAMESTITVE OPREME TER INŽENIRINGA

Pri delih v zvezi z dobavo in namestitvijo opreme ter inženiringom ob postavitvi JEK 2 predvidevamo, da bo slovenski del ponudbe izvedel sektor »Arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje« in da bo ponudbo v primeru najnižje pričakovane vrednosti domači sektor pokrtil v višini 113

milijonov evrov, uvoz pa v višini 1,7 milijarde evrov, medtem ko bo v primeru najvišje pričakovane ravni investicije domači sektor pokril 387 milijonov evrov, tuji izvajalci pa 2,5 milijarde evrov. Rezultate za spodnjo mejo pričakovane vrednosti investicije v JEK 2 prikazujemo v tabelah 45 in 46, za zgornjo pričakovano vrednost investicije pa v tabelah 47 in 48.

V tabeli 45 vidimo, da bi ob najnižji simulirani vrednosti investicije v JEK 2 ter temu primerno nizki udeležbi slovenskega gospodarstva ob izvajanju te investicije v fazi dobave ter namestitve opreme naše gospodarstvo ustvarilo 205 milijonov evrov prihodka (0,3% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), 89 milijonov evrov dodane vrednosti (0,3% slovenskega letnega BDP), 18 milijonov evrov dobička ter še 14 milijonov evrov amortizacije. Angažirano bi bilo 3 tisoč zaposlenih (človek leto) ter osnovna sredstva v višini 223 milijonov evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali 33 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden (preko dobaviteljev domačemu sektorju) uvoz blaga in storitev v vrednosti 1,7 milijarde evrov (6,7% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev).

Tabela 45: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in namestitve opreme na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	205	0,3
Dodana vrednost	89	0,3
Sredstva za zaposlene	57	0,3
Poraba stalnega kapitala	14	0,2
Poslovni presežek, neto	18	0,3
Delovno aktivni (število)	3	0,3
Osnovna sredstva	223	0,2
Sredstva za R&D	0	0,1
Javnofinančni prihodki	33	0,2
Uvoz blaga in storitev	1724	6,7

Razrez rezultatov vpliva dobave ter postavitve opreme pri gradnji JEK 2 na slovensko gospodarstvo, ob predpostavki najnižje možne cene (tabela 46), kaže, da bo vpliv strnjen v sektorju projektiranje, arhitektura... z več kot 57 milijoni evrov dodane vrednosti ter 2.177 delovnimi mesti, v gradbeništvu (skoraj 11 milijonov evrov dodane vrednosti ter blizu 300 delovnimi mesti) ter pri servisiranju strojev (okoli 7 milijonov evrov dodane vrednosti in 274 delovnih mest). Okoli milijon evrov dodane vrednosti ter po nekaj deset delovnih mest bodo pridobili še trgovina na drobno in debelo, bančno posredovanje, informatika, poslovanje z nepremičninami ter sektor drugih strokovnih in tehničnih storitev z veterino.

Tabela 46: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in namestitve opreme na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	31	15	2	95	0	20
2	Gozdarstvo	234	153	4	117	0	62
3	Ribištvo	1	0	0	1	0	1
4	Rudarstvo	319	150	3	435	1	302
5	Živila, pijače, tobak	83	21	1	57	0	143
6	Tekstil	35	12	1	25	0	335
7	Predelava lesa	1.970	635	33	2.681	4	2.370
8	Papir	48	12	0	41	0	351
9	Tiskanje	278	102	3	438	1	1
10	Naftni derivati	0	-0	0	0	0	647
11	Kemikalije	76	19	0	65	0	452
12	Farmacija	5	2	0	4	0	46
13	Gumarstvo	293	98	3	260	0	281
14	Nekovine	1.160	431	11	1.556	2	1.012
15	Kovine	1.318	252	5	748	1	1.816
16	Kovinski izdelki	960	363	14	1.031	2	988
17	Računalniki	1.052	433	13	536	1	2.981
18	Električne neprave	2.135	611	16	1.553	2	3.657
19	Stroji	226	76	2	122	0	330
20	Vozila	119	23	1	95	0	308
21	Plovila	346	96	2	466	1	212
22	Pohištvo in drugo	349	136	3	366	1	268
23	Popravila strojev	11.816	6.639	274	3.187	5	743
24	Elektrika, plin, para	678	304	3	2.656	3	132
25	Voda	75	37	1	638	1	0
26	Ravnanje z odpadki	141	14	1	179	0	293
27	Gradbeništvo	31.738	10.840	296	11694	23	1.599
28	Prodaja in servis vozil	639	336	10	454	1	0
29	Veleprodaja	1.832	972	20	13.01	2	37
30	Maloprodaja	445	266	11	684	1	0
31	Kopenski prevoz	778	337	8	798	1	124
32	Vodni prevoz	1	0	0	1	0	5
33	Letalski prevoz	47	10	0	42	0	191

34	Skladiščenje	262	119	2	1.090	2	9
35	Pošta	294	201	8	248	0	10
36	Turizem	534	246	12	972	1	269
37	Založništvo	168	69	3	82	0	119
38	Film, televizija, radio	25	10	0	25	0	5
39	Telekomunikacije	427	177	2	842	1	145
40	Informatika	1.757	1.066	23	498	1	300
41	Bančništvo in posredništvo	1.527	927	18	2.275	4	247
42	Zavarovanja in pokojnine	275	147	2	98	0	32
43	Pomožne finančne storitve	123	77	2	71	0	0
44	Nepremičnine	1.125	996	2	12.631	23	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	1.606	989	41	2.776	4	255
46	Projektiranje, arhitektura...	133.195	57.200	2.177	165.377	212	1.666
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	129	35	1	38	0	100
49	Veterina in ostale storitve	1.451	1.097	41	465	1	890
50	Dajanje v najem	199	108	1	108	0	301
51	Storitve pri zaposlovanju	566	529	25	23	0	0
52	Turistične agencije	37	5	0	5	0	58
53	Varovanje, oskrba stavb,...	1.058	612	32	443	1	0
54	Javna uprava, obramba	200	142	4	1.134	3	52
55	Izobraževanje	456	371	14	806	29	18
56	Zdravstvo	62	40	1	66	1	4
57	Socialno varstvo	11	8	0	16	0	0
58	Kultura, igre na srečo	8	6	0	10	0	1
59	Šport	9	3	0	17	0	0
60	Članske organizacije	253	85	3	233	3	0
61	Servis izdelkov široke rabe	96	45	2	40	0	0
62	Druge osebne storitve	162	112	5	172	0	0

63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0
----	-----------------------------	---	---	---	---	---	---

V tabeli 47 vidimo, da bi bil, ob zgornji verjetni vrednosti investicije v JEK 2 (5,9 milijarde evrov) ter večji udeležbi slovenskega gospodarstva ob izvajanju te investicije v fazi dobave in namestitve opreme, prihodek v Sloveniji preko 700 milijonov evrov (1% skupnega prihodka na letni ravni). V tem primeru bi slovensko gospodarstvo ustvarilo dobre 300 milijonov evrov dodane vrednosti (0,9% slovenskega letnega BDP), 60 milijonov evrov dobička ter še blizu 50 milijonov evrov amortizacije. Angažirano bi bilo 11 tisoč delovno aktivnih ter osnovna sredstva v višini 763 milijonov evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali 113 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz blaga in storitev v vrednosti skoraj 2,6 milijarde evrov (dobrih 10% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev).

Tabela 47: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in postavitve opreme na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	703	1,0
Dodana vrednost	304	0,9
Sredstva za zaposlene	196	1,1
Poraba stalnega kapitala	49	0,6
Poslovni presežek, neto	60	0,9
Delovno aktivni (število)	11	1,2
Osnovna sredstva	763	0,6
Sredstva za R&D	1	0,3
Javnofinančni prihodki	113	0,8
Uvoz blaga in storitev	2583	10,1

Rezultati, v tabeli 48 kažejo, da bi ob predpostavki višje možne cene in večjega deleža slovenskega gospodarstva pri postavitvi JEK 2 sektor arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje pridobil blizu 200 milijonov evrov dodane vrednosti s skoraj 7.500 angažiranih delavcev (človek leto) ter 566 milijonov evrov izkoriščenih osnovnih sredstev. Pri tem bi za raziskave in razvoj namenil skoraj 730 tisoč evrov. Investicijsko povpraševanje v zvezi s postavitvijo opreme ter inženiringom pri gradnji JEK 2 bi v primeru zgornje možne cene investicije (evropski standardi in stroški gradnje) v Sloveniji znatneje vplivalo še na dodano vrednost v dveh drugih gospodarskih panogah. Dodana vrednost v gradbeništvu bi se povečala za dobre 37 milijonov evrov, pri popravilu strojev pa za skoraj 23 milijonov evrov. V obeh primerih bi naročila v zvezi z gradnjo JEK 2 omogočila delo po okoli 1000 zaposlenim. V analiziranem primeru (zgornja verjetna cena gradnje JEK 2) bi nabava in postavitve opreme znatneje vplivala na dodano vrednost slovenskega gospodarstva še v trgovini na debelo in drobno (preko 4 milijone evrov), v sektorju druge strokovne in tehnične storitve ter

veterinarske storitve (3,8 milijona evrov), v informatiki (3,7 milijona evrov), pri poslovanju z nepremičninami (3,4 milijona evrov), v bančnem posredništvu (3,2 milijona evrov), v predelavi lesa (2,2 milijona evrov), v sektorju varovanja in oskrbi stavb (2,1 milijona evrov), v elektroindustriji (2,1 milijona evrov), pri storitvah v zvezi z zaposlovanjem (1,8 milijona evrov), pri proizvodnji računalnikov (1,5 milijona evrov), v industriji nekovin (1,5 milijona evrov), v izobraževanju (1,3 milijona evrov), v kovinski industriji (1,2 milijona evrov) in kopenskem prevozu (1,1 milijona evrov). Od omenjenih gospodarskih panog bi več kot 100 zaposlenih letno angažirali pri računovodskih storitvah (141), v sektorju druge strokovne in tehnične storitve ter veterinarske storitve (140), v predelavi lesa (112), v sektorju varovanja in oskrbi stavb (110) ter v trgovini na debelo in drobno (skupaj 105).

Tabela 48: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 med fazo dobave in postavitve opreme na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	105	52	7	326	1	69
2	Gozdarstvo	801	524	15	400	1	211
3	Ribištvo	2	1	0	2	0	5
4	Rudarstvo	1.092	513	10	1.491	3	1.034
5	Živila, pijače, tobak	285	71	2	197	0	490
6	Tekstil	121	41	2	86	0	1.147
7	Predelava lesa	6.748	2174	112	9.184	14	8.117
8	Papir	166	42	1	141	0	1.200
9	Tiskanje	951	349	11	1.499	2	3
10	Naftni derivati	0	-0	0	2	0	2.214
11	Kemikalije	261	65	1	222	0	1.547
12	Farmacija	18	8	0	15	0	156
13	Gumarstvo	1.002	335	10	891	1	964
14	Nekovine	3.973	1.476	39	5.330	8	3.465
15	Kovine	4.513	865	17	2.562	4	6.221
16	Kovinski izdelki	3.288	1.242	46	3.533	5	3383
17	Računalniki	3.603	1.485	43	1.837	3	10.209
18	Električne neprave	7.311	2.092	53	5.318	8	12.523
19	Stroji	773	262	7	419	1	1.130
20	Vozila	409	78	2	325	0	1.055
21	Plovila	1.186	327	8	1.597	2	726
22	Pohištvo in drugo	1.196	467	9	1.252	2	919
23	Popravila strojev	40.466	22.738	937	10.914	16	2.545
24	Elektrika, plin, para	2.321	1.042	11	9.096	11	450

25	Voda	256	125	5	2.184	3	0
26	Ravnanje z odpadki	483	46	4	614	1	1003
27	Gradbeništvo	108.695	37.125	1012	40.049	79	5.475
28	Prodaja in servis vozil	2.187	1.152	34	1.555	3	0
29	Veleprodaja	6.275	3.328	68	4.456	8	126
30	Maloprodaja	1.524	913	37	2.343	4	0
31	Kopenski prevoz	2.666	1.154	28	2.733	4	423
32	Vodni prevoz	3	1	0	4	0	18
33	Letalski prevoz	162	35	0	144	0	653
34	Skladiščenje	899	407	5	3.731	6	30
35	Pošta	1.007	687	27	850	1	33
36	Turizem	1.830	843	40	3.328	5	920
37	Založništvo	577	236	9	282	0	409
38	Film, televizija, radio	84	33	1	87	0	18
39	Telekomunikacije	1.463	605	6	2.882	5	495
40	Informatika	6.016	3.652	77	1.705	3	1.026
41	Bančništvo in posredništvo	5.231	3.175	61	7.792	12	846
42	Zavarovanja in pokojnine	942	504	8	335	1	110
43	Pomožne finančne storitve	421	262	6	242	0	0
44	Nepremičnine	3.852	3.413	6	43.258	80	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	5.502	3.386	141	9.506	12	872
46	Projektiranje, arhitektura...	456.163	195.897	7.457	566.379	726	5.704
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	443	120	3	131	0	341
49	Veterina in ostale storitve	4.969	3.756	140	1.591	2	3.050
50	Dajanje v najem	682	368	3	368	0	1.031
51	Storitve pri zaposlovanju	1.938	1.810	85	79	0	0
52	Turistične agencije	126	17	1	16	0	200
53	Varovanje, oskrba stavb,...	3.623	2.095	110	1.516	2	0
54	Javna uprava, obramba	686	485	13	3.885	11	177
55	Izobraževanje	1.562	1.271	50	2.759	98	60

56	Zdravstvo	212	139	4	227	3	15
57	Socialno varstvo	37	27	1	53	1	0
58	Kultura, igre na srečo	29	19	1	34	0	4
59	Šport	31	10	0	58	0	1
60	Članske organizacije	867	290	12	797	9	0
61	Servis izdelkov široke rabe	329	155	6	138	0	0
62	Druge osebne storitve	554	384	17	589	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

8.6 MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI FINANCIRANJA INVESTICIJE

Pri finančnih storitvah predvidevamo, da bo v zvezi s postavitvijo JEK 2 slovenski del ponudbe izvedel sektor bančnega posredništva, tako da bo nudil 20% potrebnih storitev. V primeru najnižje pričakovane vrednosti predpostavljamo, da bo domači sektor z zagotovljenimi krediti ustvaril 80 milijonov evrov, tuji gospodarski subjekti tega sektorja pa 320 milijonov evrov prihodkov (stroškov z vidika investitorja v JEK 2). V primeru najvišje pričakovane ravni investicije bo, po naši predpostavki, domači sektor ustvaril 128 milijonov evrov, tuji ponudniki finančnih storitev pa 513 milijonov evrov prihodkov (stroškov z vidika investitorja v JEK 2). Rezultate za spodnjo mejo pričakovane vrednosti investicije v JEK 2 prikazujemo v tabelah 49 in 50, za zgornjo pričakovano vrednost investicije pa v tabelah 51 in 52.

V tabeli 49 vidimo, da bi pri najnižji simulirani vrednosti investicije v JEK 2 ob financiranju te investicije slovensko gospodarstvo ustvarilo 125 milijonov evrov prihodka (0,2% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), 72 milijonov evrov dodane vrednosti (0,2% slovenskega letnega BDP), 8 milijonov evrov dobička ter še 15 milijonov evrov amortizacije. Angažirano bi bilo 2 tisoč zaposlenih (človek leto) ter osnovna sredstva v višini 184 milijonov evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali 27 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in v manjši meri posreden uvoz v vrednosti 328 milijonov evrov (1,3% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev).

Rezultati, v tabeli 50 kažejo kako bi bil v primeru najnižje možne cene gradnje JEK 2 neposreden in posreden vpliv povpraševanja po storitvah finančnega sektorja (bančnega posredništva) razporejen po slovenskih gospodarskih panogah. V tej tabeli vidimo, da bi bil učinek skoncentriran v sedmih panogah. Dodana vrednost bi se najbolj povečala v bančnem posredništvu (dobro 53 milijonov evrov), gradbeništvu (4 milijone evrov), pri računovodskem svetovanju, v informatiki ter pri poslovanju z nepremičninami (po slaba 2 milijona evrov), pri poštnih storitvah (1 milijon evrov) in v sektorju pomožne finančne storitve (slab milijon evrov). Vpliv na delovna mesta bi bil omejen pretežno na tri gospodarske panoge. V bančnem posredništvu bi bilo angažirano 1.000 zaposlenih, v gradbeništvu 111 in v računovodskem svetovanju 81. V bančnem sektorju bi bila angažirana osnovna

sredstva v vrednosti 131 milijonov, panoga pa bi investirala tudi 207 tisoč evrov v raziskave in razvoj.

Tabela 49: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	125	0,2
Dodana vrednost	72	0,2
Sredstva za zaposlene	41	0,2
Poraba stalnega kapitala	15	0,2
Poslovni presežek, neto	8	0,1
Delovno aktivni (število)	2	0,2
Osnovna sredstva	184	0,1
Sredstva za R&D	0	0,1
Javnofinančni prihodki	27	0,2
Uvoz blaga in storitev	328	1,3

Tabela 50: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 3,7 milijarde evrov (spodnja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	74	37	5	229	0	87
2	Gozdarstvo	18	12	0	9	0	4
3	Ribištvo	0	0	0	0	0	0
4	Rudarstvo	145	68	1	198	0	141
5	Živila, pijače, tobak	431	107	3	297	0	529
6	Tekstil	12	4	0	8	0	18
7	Predelava lesa	95	31	2	129	0	132
8	Papir	21	5	0	18	0	414
9	Tiskanje	1.105	406	13	1.742	3	2
10	Naftni derivati	0	0	0	0	0	257
11	Kemikalije	28	7	0	24	0	129
12	Farmacija	2	1	0	2	0	36
13	Gumarstvo	58	20	1	52	0	92
14	Nekovine	434	161	4	583	1	366
15	Kovine	187	36	1	106	0	285
16	Kovinski izdelki	297	112	4	319	0	295
17	Računalniki	72	30	1	37	0	219

18	Električne neprave	127	36	1	92	0	152
19	Stroji	93	32	1	51	0	94
20	Vozila	44	8	0	35	0	41
21	Plovila	15	4	0	20	0	11
22	Pohištvo in drugo	42	16	0	43	0	279
23	Popravila strojev	342	192	8	92	0	24
24	Elektrika, plin, para	909	408	4	3.564	4	152
25	Voda	56	28	1	480	1	0
26	Ravnanje z odpadki	62	6	1	78	0	49
27	Gradbeništvo	11.937	4.077	111	4.398	9	497
28	Prodaja in servis vozil	377	199	6	268	0	0
29	Veleprodaja	754	400	8	535	1	12
30	Maloprodaja	149	90	4	230	0	0
31	Kopenski prevoz	391	169	4	401	1	62
32	Vodni prevoz	0	0	0	0	0	2
33	Letalski prevoz	21	4	0	18	0	68
34	Skladiščenje	224	101	1	931	1	8
35	Pošta	1.641	1.120	44	1.386	2	51
36	Turizem	126	58	3	229	0	74
37	Založništvo	156	64	2	76	0	108
38	Film, televizija, radio	55	22	1	56	0	7
39	Telekomunikacije	381	158	2	751	1	126
40	Informatika	3.195	1.939	41	906	2	580
41	Bančništvo in posredništvo	87.960	53.387	1.026	131.024	207	1.101
42	Zavarovanja in pokojnine	499	267	4	178	0	59
43	Pomožne finančne storitve	1.378	858	19	793	1	0
44	Nepremičnine	1.889	1.674	3	21.218	39	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	3.171	1.952	81	5.478	7	633
46	Projektiranje, arhitektura...	887	381	15	1.101	1	71
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	516	140	3	153	0	372
49	Veterina in ostale storitve	658	497	18	211	0	394
50	Dajanje v najem	84	46	0	46	0	134

51	Storitve pri zaposlovanju	301	281	13	12	0	0
52	Turistične agencije	5	1	0	1	0	9
53	Varovanje, oskrba stavb,...	1.767	1.022	54	739	1	0
54	Javna uprava, obramba	577	408	11	3.270	9	127
55	Izobraževanje	285	232	9	503	18	12
56	Zdravstvo	41	27	1	44	0	3
57	Socialno varstvo	17	13	1	25	0	0
58	Kultura, igre na srečo	24	16	1	29	0	16
59	Šport	29	9	0	53	0	0
60	Članske organizacije	408	137	5	375	4	0
61	Servis izdelkov široke rabe	291	137	5	122	0	0
62	Druge osebne storitve	18	12	1	19	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

Tabela 51: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovensko gospodarstvo pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	200	0,3
Dodana vrednost	115	0,3
Sredstva za zaposlene	66	0,4
Poraba stalnega kapitala	25	0,3
Poslovni presežek, neto	13	0,2
Delovno aktivni (število)	2	0,3
Osnovna sredstva	294	0,2
Sredstva za R&D	1	0,1
Javnofinančni prihodki	43	0,3
Uvoz blaga in storitev	526	2,1

V tabeli 51 vidimo, da bi v primeru financiranja večje predpostavljene vrednosti investicije v JEK 2 slovensko gospodarstvo ustvarilo 200 milijonov evrov prihodka (0,3% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), 115 milijonov evrov dodane vrednosti (0,3% slovenskega letnega BDP), 13 milijonov evrov dobička ter še 25 milijonov evrov amortizacije. Angažirano bi bilo 2 tisoč zaposlenih (človek leto) ter osnovna sredstva v višini 294 milijonov evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali 43

milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti 526 milijonov evrov (2,1% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev).

Rezultati, v tabeli 52 kažejo kako bi bil, v primeru cene gradnje JEK 2 v skladu z evropskimi standardi in stroški, neposreden in posreden vpliv povpraševanja po storitvah finančnega sektorja (bančnega posredništva) razporejen po slovenskih gospodarskih panogah. V bančnem posredništvu bi se dodana vrednost povečala za preko 85 milijonov evrov (ob 1.642 angažiranih zaposlenih), v gradbeništvu za 6,5 milijona evrov (178 delovno aktivnih), pri računovodskem svetovanju in v informatiki po dobre 3 milijone evrov, v sektorju nepremičnin za slabe 3 milijone evrov pri poštnih storitvah in sektorju varovanja ter oskrbe stavb po slaba 2 milijona evrov ter v sektorju pomožnih finančnih storitev za dober milijon evrov. Bančno posredništvo bi uspelo izkoristiti osnovna sredstva v vrednosti 210 milijonov evrov ter 332 tisoč evrov investirati v raziskave in razvoj.

Tabela 52: Neposreden in posreden vpliv investicije v JEK 2 na dohodke povezane z njenim financiranjem in naprej na slovenske gospodarske panoge pri vrednosti investicije v višini 5,9 milijarde evrov (zgornja meja vrednosti)

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni (število)	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	118	59	8	366	1	139
2	Gozdarstvo	29	19	1	14	0	6
3	Ribištvo	1	0	0	1	0	1
4	Rudarstvo	232	109	2	316	1	225
5	Živila, pijače, tobak	689	172	5	476	1	847
6	Tekstil	19	7	0	14	0	29
7	Predelava lesa	152	49	3	207	0	211
8	Papir	33	8	0	28	0	663
9	Tiskanje	1.768	649	20	2.787	4	4
10	Naftni derivati	0	0	0	0	0	411
11	Kemikalije	45	11	0	38	0	207
12	Farmacija	4	2	0	3	0	58
13	Gumarstvo	93	31	1	83	0	147
14	Nekovine	695	258	7	932	1	586
15	Kovine	299	57	1	170	0	457
16	Kovinski izdelki	475	180	7	511	1	472
17	Računalniki	115	47	1	59	0	351
18	Električne neprave	203	58	1	148	0	243
19	Stroji	149	51	1	81	0	151
20	Vozila	71	13	0	56	0	66
21	Plovila	24	7	0	32	0	17
22	Pohištvo in drugo	67	26	1	70	0	446
23	Popravila strojev	548	308	13	148	0	39

24	Elektrika, plin, para	1.455	653	7	5.702	7	244
25	Voda	90	44	2	768	1	0
26	Ravnanje z odpadki	99	9	1	126	0	79
27	Gradbeništvo	19.100	6.524	178	7.037	14	796
28	Prodaja in servis vozil	603	318	9	429	1	0
29	Veleprodaja	1.206	640	13	857	2	19
30	Maloprodaja	239	143	6	368	1	0
31	Kopenski prevoz	626	271	7	642	1	99
32	Vodni prevoz	0	0	0	1	0	3
33	Letalski prevoz	33	7	0	29	0	109
34	Skladiščenje	359	162	2	1.489	2	12
35	Pošta	2.625	1.793	71	2.218	3	82
36	Turizem	201	93	4	366	1	118
37	Založništvo	249	102	4	122	0	173
38	Film, televizija, radio	87	34	1	90	0	11
39	Telekomunikacije	610	252	3	1.202	2	202
40	Informatika	5.112	3.103	66	1.449	3	928
41	Bančništvo in posredništvo	140.736	85.420	1.642	209.639	332	1.762
42	Zavarovanja in pokojnine	798	427	7	284	0	94
43	Pomožne finančne storitve	2.205	1.373	30	1.269	2	0
44	Nepremičnine	3.023	2.678	4	33.948	63	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	5.073	3.123	130	8.765	11	1.012
46	Projektiranje, arhitektura...	1.419	610	23	1.762	2	114
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	826	223	5	244	0	596
49	Veterina in ostale storitve	1.052	795	30	337	0	630
50	Dajanje v najem	135	73	0	73	0	215
51	Storitve pri zaposlovanju	481	449	21	20	0	0
52	Turistične agencije	8	1	0	1	0	14
53	Varovanje, oskrba stavb,...	2.828	1.635	86	1.183	2	0
54	Javna uprava, obramba	923	653	17	5.232	15	204

55	Izobraževanje	455	371	14	804	29	19
56	Zdravstvo	65	43	1	70	1	4
57	Socialno varstvo	28	20	1	40	1	0
58	Kultura, igre na srečo	39	26	1	46	1	26
59	Šport	46	15	1	85	0	1
60	Članske organizacije	653	219	9	600	7	0
61	Servis izdelkov široke rabe	466	219	8	195	0	0
62	Druge osebne storitve	29	20	1	30	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

8.7 SKUPNI POTENCIALNI MAKROEKONOMSKI IN PANOŽNI UČINKI POSTAVITVE JEK 2

Vzeto v celoti predpostavljamo, da bo slovensko gospodarstvo pri postavitvi JEK 2 nudilo različne storitve skoncentrirano na ponudnike štirih panog. Sektor poslovanja z nepremičninami bi v primeru najnižje in najvišje simulirane ravni investicije prispeval storitve v vrednosti 260 milijonov evrov. Gradbeništvo bi v primeru najnižje simulirane cene investicije ter nižjega deleža slovenskega gospodarstva v pokrivanju investicijskega povpraševanja, prispevalo storitve v višini 227 milijonov evrov, v primeru največje pričakovane cene investicije in večjega deleža slovenskega gospodarstva pri ponudbi dobrin potrebnih za njeno dokončanje pa 1.653 milijona evrov. Sektor arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje (sem sodi inženiring) bi v primeru nižje simulirane cene investicije v JEK 2 nudil storitve v višini 113 milijonov evrov, v primeru največje pričakovane cene te investicije in večjega prispevka slovenskega gospodarstva pa 387 milijonov evrov. Končno bi bančno posredništvo pri pokrivanju financiranja investicije v primeru njene najnižje pričakovane vrednosti ustvarilo 80 milijonov evrov prihodkov (obresti), v primeru največje pričakovane vrednosti investicije pa 128 milijonov evrov prihodkov (obresti). Skupne rezultate vpliva investicije v JEK 2 na slovensko gospodarstvo za spodnjo mejo pričakovane vrednosti te investicije prikazujemo v tabelah 53 in 54, za zgornjo pričakovano vrednost investicije pa v tabelah 55 in 56.

Tabela 53: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo – varianta z minimalnimi stroški (3,7 milijarde evrov) in večjo uvozno odvisnostjo

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	1074	1,5
Dodana vrednost	577	1,7
Sredstva za zaposlene	204	1,1
Poraba stalnega kapitala	189	2,4

Poslovni presežek, neto	162	2,5
Delovno aktivni (število)	10	1,1
Osnovna sredstva	3723	2,9
Sredstva za R&D	7	1,7
Javnofinančni prihodki	214	1,5
Uvoz blaga in storitev	3123	12,2

V tabeli 53 vidimo, da bi v primeru najnižje možne predpostavljene vrednosti investicije v JEK 2 slovensko gospodarstvo ustvarilo dobro milijardo evrov prihodka (1,5% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), 577 milijonov evrov dodane vrednosti (1,7% slovenskega letnega BDP), dobre 200 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, 162 milijonov evrov dobička ter še 189 milijonov evrov amortizacije (preko 350 milijonov evrov prostega denarnega toka). Angažirano bi bilo 10 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 3,7 milijarde evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali 214 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti preko 3,1 milijarde evrov (12,2% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev). Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bi temu omogočila investicije za raziskave in razvoj višini 7 milijonov evrov (1,7% vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

Tabela 54: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovenske gospodarske panoge – varianta z minimalnimi stroški (3,7 milijarde evrov) in večjo uvozno odvisnostjo

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	172	85	11	532	1	177
2	Gozdarstvo	632	414	12	316	1	159
3	Ribištvo	4	1	0	4	0	9
4	Rudarstvo	3485	1636	33	4756	10	3323
5	Živila, pijače, tobak	879	219	6	607	1	1209
6	Tekstil	249	85	4	176	0	655
7	Predelava lesa	4483	1444	75	6101	9	5790
8	Papir	332	83	2	282	0	1399
9	Tiskanje	2139	785	24	3371	5	6
10	Naftni derivati	1	-0	0	4	0	5272
11	Kemikalije	719	179	4	611	1	3043
12	Farmacija	14	7	0	12	0	138
13	Gumarstvo	1901	636	19	1690	3	2522
14	Nekovine	14487	5383	142	19435	29	12197
15	Kovine	6607	1266	24	3751	6	9918
16	Kovinski izdelki	10439	3943	147	11215	17	9645
17	Računalniki	2331	960	28	1188	2	5152

18	Električne neprave	5649	1616	41	4109	6	7324
19	Stroji	2518	852	21	1366	2	2469
20	Vozila	642	122	4	510	1	805
21	Plovila	558	154	4	751	1	370
22	Pohištvo in drugo	941	367	7	984	1	975
23	Popravila strojev	15696	8819	363	4233	6	1032
24	Elektrika, plin, para	5859	2632	27	22967	28	1142
25	Voda	392	192	7	3338	5	0
26	Ravnanje z odpadki	1068	102	9	1359	2	1372
27	Gradbeništvo	400315	136730	3729	147497	290	9147
28	Prodaja in servis vozil	3043	1603	47	2165	4	0
29	Veleprodaja	17781	9430	192	12628	23	233
30	Maloprodaja	4048	2424	98	6223	11	0
31	Kopenski prevoz	7477	3236	80	7666	11	1154
32	Vodni prevoz	7	2	0	11	0	61
33	Letalski prevoz	93	20	0	83	0	363
34	Skladiščenje	2451	1108	15	10174	15	76
35	Pošta	2725	1861	73	2303	3	101
36	Turizem	2279	1051	50	4145	6	1394
37	Založništvo	452	185	7	221	0	331
38	Film, televizija, radio	181	71	3	186	0	34
39	Telekomunikacije	1850	766	8	3646	6	613
40	Informatika	6577	3992	85	1864	3	1248
41	Bančništvo in posredništvo	94285	57226	1100	140446	222	2157
42	Zavarovanja in pokojnine	2079	1111	17	740	1	284
43	Pomožne finančne storitve	2242	1396	31	1290	2	0
44	Nepremičnine	273987	242750	399	3077187	5670	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	11559	7115	296	19972	26	2131
46	Projektiranje, arhitektura...	137452	59028	2247	170663	219	2034
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	1562	423	9	462	1	1172
49	Veterina in ostale storitve	3412	2579	96	1092	1	2115
50	Dajanje v najem	1150	621	4	621	1	1799

51	Storitve pri zaposlovanju	3012	2813	133	123	0	0
52	Turistične agencije	61	8	0	8	0	107
53	Varovanje, oskrba stavb,...	6628	3832	201	2773	4	0
54	Javna uprava, obramba	2042	1445	37	11570	33	495
55	Izobraževanje	1106	900	35	1952	69	46
56	Zdravstvo	238	156	5	254	3	27
57	Socialno varstvo	38	28	1	54	1	0
58	Kultura, igre na srečo	53	35	1	63	1	19
59	Šport	70	23	1	129	1	1
60	Članske organizacije	877	294	12	807	9	0
61	Servis izdelkov široke rabe	531	250	10	222	0	0
62	Druge osebne storitve	375	260	12	398	0	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

Učinke po posameznih gospodarskih panogah prikazujemo v tabeli 54. Vpliv na dodano vrednost bo največji pri poslovanju z nepremičninami (243 milijonov evrov ob skoraj 400 delovnih mestih), pri gradbeništvu (137 milijonov evrov ter preko 3.700 delovno aktivnih), sektorju arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje (skoraj 60 milijonov evrov ter preko 2.200 delovnih mest), v bančnem posredništvu (57 milijonov evrov ob 1.100 delovno aktivnih), v trgovini na debelo in drobno (skoraj 12 milijonov evrov in 290 delovno aktivnih), pri popravilu strojev (blizu 9 milijonov evrov ter 363 zaposlenih), pri računovodskem svetovanju (dobro 7 milijonov evrov ter skoraj 300 delovno aktivnih), v industriji nekovin (preko 5 milijonov evrov in 142 delavcev), v informatiki (4 milijone evrov in 85 zaposlenih), v kovinski industriji (blizu 4 milijone evrov in 147 zaposlenih), pri varovanju in oskrbi stavb (tudi blizu 4 milijone evrov in preko 200 zaposlenih), v kopenskem prevozu (dobro 3 milijone evrov in 80 delovno aktivnih), pri storitvah v zaposlovanju (skoraj 3 milijone evrov in 133 delovnih mest), v energetiki (2,6 milijona evrov in 27 zaposlenih) ter v sektorju druge strokovne in tehnične storitve ter veterinarske storitve (2,5 milijona evrov in 96 delovnih mest).

Tabela 55: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovensko gospodarstvo – varianta s stroški običajnimi v EU (zgornja meja vrednosti 5,9 milijarde evrov) ter večjim pomenom domače ponudbe

	V milijonih evrov	Delež na makroekonomski ravni (%)
Produkcija	4439	6,2
Dodana vrednost	1873	5,6

Sredstva za zaposlene	919	5,0
Poraba stalnega kapitala	370	4,7
Poslovni presežek, neto	515	8,1
Delovno aktivni (število)	47	5,0
Osnovna sredstva	6191	4,8
Sredstva za R&D	11	2,8
Javnofinančni prihodki	695	4,8
Uvoz blaga in storitev	4068	15,9

Končno v tabeli 55 vidimo, da bi v primeru gradnje JEK 2 po evropskih standardih in stroških ter temu primerno večje vrednosti investicije (5,9 milijarde evrov) slovensko gospodarstvo potencialno lahko pridobilo 4,4 milijarde evrov prihodka (6,2% skupnega prihodka v Sloveniji na letni ravni), skoraj 1,9 milijarde evrov dodane vrednosti (5,6% slovenskega letnega BDP), preko 900 milijonov evrov prejemkov zaposlenih, dobrih 500 milijonov evrov dobička (8,1% skupnega letnega poslovnega presežka slovenskega gospodarstva) ter še 370 milijonov evrov amortizacije. Dobiček in amortizacija skupaj bi predstavljala blizu 900 milijonov evrov prostega denarnega toka. Za storitve v zvezi z investicijo bi bilo angažirano 47 tisoč zaposlenih ter osnovna sredstva v višini 6,2 milijarde evrov. Javnofinančni prihodki bi znašali skoraj 700 milijonov evrov. Ob tem bi bil potreben neposreden in posreden uvoz v vrednosti skoraj 4,1 milijarde evrov (16% slovenskega letnega uvoza blaga in storitev). Povpraševanje po storitvah slovenskega gospodarstva bi vodilo v 11 milijonov evrov investicij za raziskave in razvoj (2,8% vrednosti teh investicij na narodnogospodarski ravni).

Učinki po posameznih gospodarskih panogah so prikazani v tabeli 56. Šestnajst gospodarskih panog bi ustvarilo po več kot 10 milijonov evrov dodane vrednosti in tu bi bil tudi največji vpliv na angažma zaposlenih: (1) gradbeništvo (preko 900 milijonov evrov dodane vrednosti ter skoraj 25 tisoč delovno aktivnih), (2) poslovanje z nepremičninami (272 milijonov evrov dodane vrednosti ob 447 delovnih mestih), (3) arhitekturne storitve in projektiranje; tehnično preizkušanje in analiziranje (205 milijonov evrov dodane vrednosti ter preko 7.800 zaposlenih), (4) bančno posredništvo (skoraj 104 milijone evrov dodane vrednosti ob blizu 2.000 delovno aktivnih), (5) trgovina na debelo in drobno (skoraj 73 milijonov evrov dodane vrednosti in blizu 1.800 delovno aktivnih), (6) industrija nekovin (preko 36 milijonov evrov dodane vrednosti in 937 delavcev), (7) popravilo strojev (skoraj 35 milijonov evrov dodane vrednosti ter preko 1.400 zaposlenih), (8) računovodsko svetovanje (24 milijonov evrov dodane vrednosti ter 1.000 delovno aktivnih), (9) kovinska industrija (23 milijonov evrov dodane vrednosti in skoraj 900 zaposlenih), (10) kopenski prevoz (dobre 20 milijonov evrov dodane vrednosti in skoraj 500 delovno aktivnih), (11) storitve pri zaposlovanju (15 milijonov evrov dodane vrednosti in 720 delovnih mest), varovanje in oskrba stavb (blizu 13 milijonov evrov dodane vrednosti in 672 zaposlenih), (13) informatika (12 milijonov evrov dodane vrednosti in 253 zaposlenih), (14) energetika (skoraj 11 milijonov evrov dodane vrednosti in 109 delavcev), (15) rudarstvo (10 milijonov evrov dodane vrednosti in 210 zaposlenih) ter (16) druge strokovne in tehnične storitve ter veterinarske storitve (tudi 10 milijonov evrov dodane vrednosti in 383 delovnih mest). V raziskave in razvoj bi največ vložila sektor poslovanja z

nepremičninami (preko 6 milijonov evrov) ter gradbeništvu (skoraj 2 milijona evrov).

Tabela 56: Skupen neposreden in posreden vpliv gradnje JEK 2 na slovenske gospodarske panoge – varianta s stroški običajnimi v EU (zgornja meja vrednosti 5,9 milijarde evrov) ter večjim pomenom domače ponudbe

V tisočih evrov		Prihodek	Dodana vrednost	Zaposleni	Osnovna sredstva	Sredstva za R&D	Uvoz
1	Kmetijstvo	671	333	44	2.076	3	620
2	Gozdarstvo	3.277	2.145	61	1.638	3	867
3	Ribištvo	21	8	0	20	0	51
4	Rudarstvo	22.004	10.329	210	30.026	61	19.861
5	Živila, pijače, tobak	3.386	843	24	2.337	4	4.874
6	Tekstil	1.344	458	21	950	1	2.624
7	Predelava lesa	23.831	7.678	396	32.432	49	31.143
8	Papir	1.976	495	11	1.678	3	5.572
9	Tiskanje	6.931	2.545	79	10.923	16	21
10	Naftni derivati	3	-1	0	27	0	32.463
11	Kemikalije	4.177	1.041	22	3.550	5	16.265
12	Farmacija	61	28	0	52	0	550
13	Gumarstvo	11.881	3.976	118	10.562	16	14.598
14	Nekovine	95.849	35.614	937	128.587	194	80.179
15	Kovine	36.578	7.007	135	20.766	31	56.643
16	Kovinski izdelki	60.903	23.006	857	65.431	99	61.901
17	Računalniki	11.459	4.721	138	5.843	9	23.095
18	Električne neprave	27.573	7.888	202	20.056	30	34.019
19	Stroji	15.548	5.263	131	8.434	13	15.007
20	Vozila	3.780	717	23	3.005	5	4.159
21	Plovila	2.436	672	17	3.278	5	1.675
22	Pohištvo in drugo	3.703	1.445	28	3.876	6	3.054
23	Popravila strojev	61.543	34.581	1.425	16.599	25	4.109
24	Elektrika, plin, para	23.701	10.646	109	92.909	114	4.743
25	Voda	1.515	741	27	12.900	20	0
26	Ravnanje z odpadki	6.000	575	53	7.635	12	7.385
27	Gradbeništvu	2.653.912	906.461	24.720	977.843	1.924	53.320
28	Prodaja in servis vozil	16.677	8.786	257	11.861	21	0
29	Veleprodaja	108.842	57.723	1.175	77.298	138	1.301
30	Maloprodaja	25.014	14.979	604	38.449	69	0

31	Kopenski prevoz	46.851	20.276	499	48.031	71	7.189
32	Vodni prevoz	43	12	0	69	0	294
33	Letalski prevoz	360	79	1	320	0	1.441
34	Skladiščenje	14.615	6.610	89	60.670	89	449
35	Pošta	7.629	5.209	205	6.445	9	324
36	Turizem	12.982	5.985	282	23.612	36	8.335
37	Založništvo	1.608	658	25	786	1	1.214
38	Film, televizija, radio	768	303	11	792	1	160
39	Telekomunikacije	8.365	3.461	36	16.482	29	2.765
40	Informatika	19.649	11.926	253	5.569	10	3.976
41	Bančništvo in posredništvo	170.923	103.741	1.994	254.604	403	6.765
42	Zavarovanja in pokojnine	7.004	3.745	58	2.494	4	981
43	Pomožne finančne storitve	6.741	4.197	92	3.878	6	0
44	Nepremičnine	306.701	271.735	447	3.444.607	6.347	0
45	Računovodstvo, svetovanje,...	39.130	24.085	1.001	67.609	87	7.380
46	Projektiranje, arhitektura...	478.266	205.389	7.818	593.823	762	7.642
47	Znanost in razvojne storitve	0	0	0	0	0	0
48	Oglaševanje	6.226	1.685	38	1.842	2	4.701
49	Veterina in ostale storitve	13.634	10.306	383	4.365	6	8.511
50	Dajanje v najem	6.496	3.507	24	3.507	5	10.204
51	Storitve pri zaposlovanju	16.316	15.241	720	664	1	0
52	Turistične agencije	262	34	1	32	0	478
53	Varovanje, oskrba stavn,...	22.174	12.819	672	9.276	12	0
54	Javna uprava, obramba	6.388	4.520	117	36.200	104	1.563
55	Izobraževanje	4.189	3.409	133	7.397	263	181
56	Zdravstvo	1.102	720	21	1.176	13	149
57	Socialno varstvo	117	87	4	169	2	0
58	Kultura, igre na srečo	173	115	4	206	2	42
59	Šport	270	87	4	503	3	5
60	Članske organizacije	2.666	893	36	2.451	27	0
61	Servis izdelkov široke rabe	1.413	665	26	591	0	0

62	Druge osebne storitve	1.366	946	42	1.450	1	0
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0	0	0	0	0

8.8 VIRI

- [1] Košnjek Z., Bugeza M., Sirk T., Kopše D., Križanič F., Mencinger J., Kavkler A., Kolšek V., Bučar A., 2015, Razvoj sektorja proizvodnje električne energije v Sloveniji do leta 2050, Študija, ELEK d.o.o., EIPF d.o.o., Ljubljana.
- [2] Bugeza M., Kopše D., Košnjek Z., Križanič F., Volčjak R., Kolšek V., Mencinger J., 2016, Vloga elektroenergetskega sistema pri prehodu na nizkoogljično družbo, Študija, ELEK d.o.o., EIPF d.o.o., Ljubljana.

9 PRIČAKOVANI DONOS INVESTICIJE V JEK 2

Pri izračunavanju pričakovanega donosa investicije v JEK 2 so bile uporabljene naslednje predpostavke:

- investicija v JEK 2:
 - o upošteva se dve oceni vrednosti investicije: spodnja (v vrednosti 3.300 mio EUR) in zgornja (v vrednosti 5.300 mio EUR),
 - o trajanje gradnje: 7 let,
 - o zadnje plačilo za gradnjo v prvem letu delovanja JEK 2,
 - o v 30. letu po začetku gradnje se JEK 2 obnovi (tako imenovano investicijsko vzdrževanje), za kar se bo re-investiralo približno 58% prvotne vrednosti (približna vrednost prvotnih postavk »oprema«, »ostalo« in »nepredvideno«);
- financiranje investicije v JEK 2:
 - o lastniški delež: od 20% do 50%,
 - o delež soinvestitorja/dobavitelja: do 40%,
 - o lastniški delež večji od deleža investitorja/dobavitelja,
 - o delež kreditiranja: od 10% do 80%,
 - o letna obrestna mera: 1,1% (6-mesečni EURIBOR + 1,3 % p.a.),
 - o doba odplačila kredita: 30 let,
 - o moratorij na odplačevanje kredita v času trajanja gradnje JEK 2,
 - o v času moratorija na odplačevanje kredita lastnik vplačuje le svoj (lastniški) delež investicije;
- prihodki iz prodaje električne energije:
 - o količina proizvedene in prodane električne energije: 7,5 TWh,
 - o cena prodane električne energije: linearna rast v skladu z napovedjo Evropske komisije do leta 2030 (ob začetni ceni 62,73 EUR/MWh v letu 2010) in nato stabilizacija cene električne energije do leta 2040 na ravni 20% nad ceno iz leta 2010;
- stroški delovanja JEK 2:
 - o skupni letni stroški obratovanja JEK 2 so ocenjeni na 160 milijonov EUR, od tega:
 - stroški jedrskega goriva (letno povprečje): 57 milijonov EUR,
 - stroški surovin in energije: 15 milijonov EUR,
 - stroški dela: 17 milijonov EUR,
 - ostali stroški: 16 milijonov EUR;
- uporabljena diskontna stopnja: 4%.

Obe ocenjeni vrednosti investicije prikazuje naslednja tabela.

Tabela 57: Ocenjeni vrednosti investicije v JEK 2

Osnovna sredstva	Vrednost SPODNJA (mio EUR)	Vrednost ZGORNJA (mio EUR)
Zemljišče in priprava gradbišča	230	230
Gradbeni objekt z instalacijami	1.200	2.000
Oprema	1.500	2.500
Ostalo	120	120
Nepredvideno	250	450
SKUPAJ	3.300	5.300

Dinamiko investicijskih vlaganj v primeru obeh ocenjenih vrednosti investicije v JEK 2 prikazujeta naslednji dve tabeli. Ocenjena vrednost (dodatnega) investicijskega vzdrževanja (v 30. letu po začetku gradnje) znaša pri spodnji vrednosti investicije 1,9 milijarde EUR, pri zgornji pa 3,1 milijarde EUR.

Tabela 58: Dinamika investicijskih vlaganj v primeru spodnje vrednosti investicije v JEK 2 (v mio EUR)

Leto	Zemljišče in priprava gradbišča	Gradbeni objekt z instalacijami	Oprema	Ostalo	Nepredvideno	SKUPAJ
0	130	0	0	20	0	150
1	100	0	200	30	20	350
2	0	100	300	50	50	500
3	0	300	200	20	30	550
4	0	300	200	0	50	550
5	0	300	300	0	50	650
6	0	100	200	0	50	350
7	0	100	100	0	0	200
SKUPAJ	230	1.200	1.500	120	250	3.300

Tabela 59: Dinamika investicijskih vlaganj v primeru zgornje vrednosti investicije v JEK 2 (v mio EUR)

Leto	Zemljišče in priprava gradbišča	Gradbeni objekt z instalacijami	Oprema	Ostalo	Nepredvideno	SKUPAJ
0	130	0	0	20	0	150
1	100	0	300	30	20	450
2	0	200	500	50	50	800
3	0	500	500	20	80	1.100
4	0	500	400	0	100	1.000
5	0	500	300	0	100	900
6	0	200	300	0	100	600
7	0	100	200	0	0	300
SKUPAJ	230	2.000	2.500	120	450	5.300

Prihodke iz prodaje električne energije (v primeru začetka obratovanja leta 2030) prikazuje naslednja tabela.

Tabela 60: Izračunani letni prihodki JEK 2 (v mio EUR)

Leto	Prodana EE (TWh)	Cena (EUR/MWh)	Prihodek (mio EUR)
2023	0	70,49	0,0
2024	0	71,08	0,0
2025	0	71,66	0,0
2026	0	72,25	0,0
2027	0	72,84	0,0
2028	0	73,42	0,0
2029	0	74,01	0,0
2030	7,49	74,01	554,3
2031	7,49	74,26	556,2
2032	7,49	74,39	557,2
2033	7,49	74,52	558,1
2034	7,49	74,65	559,1
2035	7,49	74,77	560,0
2036	7,49	74,90	561,0
2037	7,49	75,03	561,9
2038	7,49	75,15	562,9
2039	7,49	75,28	563,8
2040	7,49	75,28	563,8
2041	7,49	75,28	563,8
2042	7,49	75,28	563,8
2043	7,49	75,28	563,8
2044	7,49	75,28	563,8
2045	7,49	75,28	563,8
2046	7,49	75,28	563,8
2047	7,49	75,28	563,8
2048	7,49	75,28	563,8
2049	7,49	75,28	563,8
2050	7,49	75,28	563,8
2051	7,49	75,28	563,8
2052	7,49	75,28	563,8
2053	7,49	75,28	563,8
2054	7,49	75,28	563,8
2055	7,49	75,28	563,8
2056	7,49	75,28	563,8
2057	7,49	75,28	563,8
2058	7,49	75,28	563,8
2059	7,49	75,28	563,8
2060	7,49	75,28	563,8
2061	7,49	75,28	563,8

Leto	Prodana EE (TWh)	Cena (EUR/MWh)	Prihodek (mio EUR)
2062	7,49	75,28	563,8
2063	7,49	75,28	563,8
2064	7,49	75,28	563,8
2065	7,49	75,28	563,8
2066	7,49	75,28	563,8
2067	7,49	75,28	563,8
2068	7,49	75,28	563,8
2069	7,49	75,28	563,8
2070	7,49	75,28	563,8
2071	7,49	75,28	563,8
2072	7,49	75,28	563,8
2073	7,49	75,28	563,8
2074	7,49	75,28	563,8
2075	7,49	75,28	563,8
2076	7,49	75,28	563,8
2077	7,49	75,28	563,8
2078	7,49	75,28	563,8
2079	7,49	75,28	563,8
2080	7,49	75,28	563,8
2081	7,49	75,28	563,8
2082	7,49	75,28	563,8
2083	7,49	75,28	563,8
2084	7,49	75,28	563,8
2085	7,49	75,28	563,8
2086	7,49	75,28	563,8
2087	7,49	75,28	563,8
2088	7,49	75,28	563,8
2089	7,49	75,28	563,8

Naslednji tabeli prikazujeta denarni tok v primeru, da bi lastnik popolnoma sam investiral v JEK 2 (ob hkratnem upoštevanju vseh preostalih predhodno opisanih predpostavk).

Tabela 61: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru spodnje ocenjene vrednosti investicije

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2023	150,0		-150,0	-150,0
2024	350,0		-350,0	-336,5
2025	500,0		-500,0	-462,3
2026	550,0		-550,0	-488,9
2027	550,0		-550,0	-470,1

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2028	650,0		-650,0	-534,3
2029	350,0		-350,0	-276,6
2030	360,0	554,3	194,3	147,7
2031	160,0	556,2	396,2	289,5
2032	160,0	557,2	397,2	279,1
2033	160,0	558,1	398,1	269,0
2034	160,0	559,1	399,1	259,2
2035	160,0	560,0	400,0	249,9
2036	160,0	561,0	401,0	240,8
2037	160,0	561,9	401,9	232,1
2038	160,0	562,9	402,9	223,7
2039	160,0	563,8	403,8	215,6
2040	160,0	563,8	403,8	207,3
2041	160,0	563,8	403,8	199,4
2042	160,0	563,8	403,8	191,7
2043	160,0	563,8	403,8	184,3
2044	160,0	563,8	403,8	177,2
2045	160,0	563,8	403,8	170,4
2046	160,0	563,8	403,8	163,9
2047	160,0	563,8	403,8	157,5
2048	160,0	563,8	403,8	151,5
2049	160,0	563,8	403,8	145,7
2050	160,0	563,8	403,8	140,1
2051	160,0	563,8	403,8	134,7
2052	160,0	563,8	403,8	129,5
2053	160,0	563,8	403,8	124,5
2054	160,0	563,8	403,8	119,7
2055	160,0	563,8	403,8	115,1
2056	160,0	563,8	403,8	110,7
2057	160,0	563,8	403,8	106,4
2058	160,0	563,8	403,8	102,3
2059	2.060,0	563,8	-1.496,2	-364,6
2060	160,0	563,8	403,8	94,6
2061	160,0	563,8	403,8	91,0
2062	160,0	563,8	403,8	87,5
2063	160,0	563,8	403,8	84,1
2064	160,0	563,8	403,8	80,9
2065	160,0	563,8	403,8	77,8
2066	160,0	563,8	403,8	74,8
2067	160,0	563,8	403,8	71,9
2068	160,0	563,8	403,8	69,1
2069	160,0	563,8	403,8	66,5
2070	160,0	563,8	403,8	63,9

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2071	160,0	563,8	403,8	61,5
2072	160,0	563,8	403,8	59,1
2073	160,0	563,8	403,8	56,8
2074	160,0	563,8	403,8	54,6
2075	160,0	563,8	403,8	52,5
2076	160,0	563,8	403,8	50,5
2077	160,0	563,8	403,8	48,6
2078	160,0	563,8	403,8	46,7
2079	160,0	563,8	403,8	44,9
2080	160,0	563,8	403,8	43,2
2081	160,0	563,8	403,8	41,5
2082	160,0	563,8	403,8	39,9
2083	160,0	563,8	403,8	38,4
2084	160,0	563,8	403,8	36,9
2085	160,0	563,8	403,8	35,5
2086	160,0	563,8	403,8	34,1
2087	160,0	563,8	403,8	32,8
2088	160,0	563,8	403,8	31,6
2089	160,0	563,8	403,8	30,3

Tabela 62: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru zgornje ocenjene vrednosti investicije

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2023	150,0		-150,0	-150,0
2024	450,0		-450,0	-432,7
2025	800,0		-800,0	-739,6
2026	1.100,0		-1.100,0	-977,9
2027	1.000,0		-1.000,0	-854,8
2028	900,0		-900,0	-739,7
2029	600,0		-600,0	-474,2
2030	460,0	554,3	94,3	71,7
2031	160,0	556,2	396,2	289,5
2032	160,0	557,2	397,2	279,1
2033	160,0	558,1	398,1	269,0
2034	160,0	559,1	399,1	259,2
2035	160,0	560,0	400,0	249,9
2036	160,0	561,0	401,0	240,8
2037	160,0	561,9	401,9	232,1
2038	160,0	562,9	402,9	223,7
2039	160,0	563,8	403,8	215,6
2040	160,0	563,8	403,8	207,3
2041	160,0	563,8	403,8	199,4

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2042	160,0	563,8	403,8	191,7
2043	160,0	563,8	403,8	184,3
2044	160,0	563,8	403,8	177,2
2045	160,0	563,8	403,8	170,4
2046	160,0	563,8	403,8	163,9
2047	160,0	563,8	403,8	157,5
2048	160,0	563,8	403,8	151,5
2049	160,0	563,8	403,8	145,7
2050	160,0	563,8	403,8	140,1
2051	160,0	563,8	403,8	134,7
2052	160,0	563,8	403,8	129,5
2053	160,0	563,8	403,8	124,5
2054	160,0	563,8	403,8	119,7
2055	160,0	563,8	403,8	115,1
2056	160,0	563,8	403,8	110,7
2057	160,0	563,8	403,8	106,4
2058	160,0	563,8	403,8	102,3
2059	3.260,0	563,8	-2.696,2	-657,0
2060	160,0	563,8	403,8	94,6
2061	160,0	563,8	403,8	91,0
2062	160,0	563,8	403,8	87,5
2063	160,0	563,8	403,8	84,1
2064	160,0	563,8	403,8	80,9
2065	160,0	563,8	403,8	77,8
2066	160,0	563,8	403,8	74,8
2067	160,0	563,8	403,8	71,9
2068	160,0	563,8	403,8	69,1
2069	160,0	563,8	403,8	66,5
2070	160,0	563,8	403,8	63,9
2071	160,0	563,8	403,8	61,5
2072	160,0	563,8	403,8	59,1
2073	160,0	563,8	403,8	56,8
2074	160,0	563,8	403,8	54,6
2075	160,0	563,8	403,8	52,5
2076	160,0	563,8	403,8	50,5
2077	160,0	563,8	403,8	48,6
2078	160,0	563,8	403,8	46,7
2079	160,0	563,8	403,8	44,9
2080	160,0	563,8	403,8	43,2
2081	160,0	563,8	403,8	41,5
2082	160,0	563,8	403,8	39,9
2083	160,0	563,8	403,8	38,4
2084	160,0	563,8	403,8	36,9

Leto	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2085	160,0	563,8	403,8	35,5
2086	160,0	563,8	403,8	34,1
2087	160,0	563,8	403,8	32,8
2088	160,0	563,8	403,8	31,6
2089	160,0	563,8	403,8	30,3

Kazalnike uspešnosti 100-odstotno lastniško financirane investicije v JEK 2 v primeru obeh ocen vrednosti investicije prikazuje naslednja tabela.

Tabela 63: Kazalniki uspešnosti v primeru 100- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2

Kazalnik	Spodnja ocena	Zgornja ocena
IRR (%)	9,3%	5,9%
Izid (mio EUR)	18.987	15.787
4% NPV (mio EUR)	3.857	1.838
LCOE (EUR/MWh)	46,26	61,33

V primeru upoštevanja vseh navedenih predpostavk (in ob dodatni predpostavki o 35-odstotnem lastniškem financiranju investicije v JEK 2) se denarni tok lastnika seveda spremeni. Naslednji tabeli prikazujeta ta denarni tok na primeru obeh ocenjenih vrednosti investicije.

Tabela 64: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru spodnje ocenjene vrednosti investicije

Leto	Stanje dolga konec leta	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2023	98,6	52,5		-52,5	-52,5
2024	329,7	122,5		-122,5	-117,8
2025	661,9	175,0		-175,0	-161,8
2026	1.030,6	192,5		-192,5	-171,1
2027	1.403,3	192,5		-192,5	-164,5
2028	1.845,9	227,5		-227,5	-187,0
2029	2.096,2	122,5		-122,5	-96,8
2030	2.250,7	70,0	554,3	484,3	368,1
2031	2.187,0	248,5	556,2	307,7	224,9
2032	2.122,6	248,5	557,2	308,7	216,9
2033	2.057,4	248,5	558,1	309,6	209,2
2034	1.991,6	248,5	559,1	310,6	201,8
2035	1.925,0	248,5	560,0	311,6	194,6
2036	1.857,7	248,5	561,0	312,5	187,7
2037	1.789,6	248,5	561,9	313,5	181,0

Leto	Stanje dolga konec leta	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2038	1.720,8	248,5	562,9	314,4	174,6
2039	1.651,2	248,5	563,8	315,4	168,4
2040	1.580,9	248,5	563,8	315,4	161,9
2041	1.509,8	248,5	563,8	315,4	155,7
2042	1.437,9	248,5	563,8	315,4	149,7
2043	1.365,2	248,5	563,8	315,4	143,9
2044	1.291,8	248,5	563,8	315,4	138,4
2045	1.217,5	248,5	563,8	315,4	133,1
2046	1.142,4	248,5	563,8	315,4	127,9
2047	1.066,5	248,5	563,8	315,4	123,0
2048	989,7	248,5	563,8	315,4	118,3
2049	912,1	248,5	563,8	315,4	113,7
2050	833,6	248,5	563,8	315,4	109,4
2051	754,3	248,5	563,8	315,4	105,2
2052	674,1	248,5	563,8	315,4	101,1
2053	593,1	248,5	563,8	315,4	97,2
2054	511,1	248,5	563,8	315,4	93,5
2055	428,2	248,5	563,8	315,4	89,9
2056	344,4	248,5	563,8	315,4	86,4
2057	259,7	248,5	563,8	315,4	83,1
2058	174,1	248,5	563,8	315,4	79,9
2059	87,5	2.148,5	563,8	-1.584,6	-386,1
2060	0,0	248,5	563,8	315,4	73,9
2061		160,0	563,8	403,8	91,0
2062		160,0	563,8	403,8	87,5
2063		160,0	563,8	403,8	84,1
2064		160,0	563,8	403,8	80,9
2065		160,0	563,8	403,8	77,8
2066		160,0	563,8	403,8	74,8
2067		160,0	563,8	403,8	71,9
2068		160,0	563,8	403,8	69,1
2069		160,0	563,8	403,8	66,5
2070		160,0	563,8	403,8	63,9
2071		160,0	563,8	403,8	61,5
2072		160,0	563,8	403,8	59,1
2073		160,0	563,8	403,8	56,8
2074		160,0	563,8	403,8	54,6
2075		160,0	563,8	403,8	52,5
2076		160,0	563,8	403,8	50,5
2077		160,0	563,8	403,8	48,6
2078		160,0	563,8	403,8	46,7
2079		160,0	563,8	403,8	44,9
2080		160,0	563,8	403,8	43,2

Leto	Stanje dolga konec leta	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2081		160,0	563,8	403,8	41,5
2082		160,0	563,8	403,8	39,9
2083		160,0	563,8	403,8	38,4
2084		160,0	563,8	403,8	36,9
2085		160,0	563,8	403,8	35,5
2086		160,0	563,8	403,8	34,1
2087		160,0	563,8	403,8	32,8
2088		160,0	563,8	403,8	31,6
2089		160,0	563,8	403,8	30,3

Tabela 65: Izračunani denarni tok (v mio EUR) v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2 na primeru zgornje ocenjene vrednosti investicije

Leto	Stanje dolga konec leta	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2023	98,6	52,5		-52,5	-52,5
2024	395,4	157,5		-157,5	-151,4
2025	925,4	280,0		-280,0	-258,9
2026	1.658,5	385,0		-385,0	-342,3
2027	2.333,9	350,0		-350,0	-299,2
2028	2.951,0	315,0		-315,0	-258,9
2029	3.377,7	210,0		-210,0	-166,0
2030	3.612,0	265,0	554,3	449,3	341,5
2031	3.509,8	302,0	556,2	254,2	185,8
2032	3.406,4	302,0	557,2	255,2	179,3
2033	3.301,8	302,0	558,1	256,1	173,0
2034	3.196,1	302,0	559,1	257,1	167,0
2035	3.089,3	302,0	560,0	258,0	161,2
2036	2.981,2	302,0	561,0	259,0	155,5
2037	2.872,0	302,0	561,9	259,9	150,1
2038	2.761,6	302,0	562,9	260,9	144,9
2039	2.650,0	302,0	563,8	261,8	139,8
2040	2.537,1	302,0	563,8	261,8	134,4
2041	2.423,0	302,0	563,8	261,8	129,2
2042	2.307,6	302,0	563,8	261,8	124,3
2043	2.191,0	302,0	563,8	261,8	119,5
2044	2.073,1	302,0	563,8	261,8	114,9
2045	1.953,9	302,0	563,8	261,8	110,5
2046	1.833,4	302,0	563,8	261,8	106,2
2047	1.711,5	302,0	563,8	261,8	102,1
2048	1.588,3	302,0	563,8	261,8	98,2
2049	1.463,8	302,0	563,8	261,8	94,4
2050	1.337,9	302,0	563,8	261,8	90,8
2051	1.210,6	302,0	563,8	261,8	87,3

Leto	Stanje dolga konec leta	Denarni odtok	Denarni pritok	Denarni tok	Diskontirani denarni tok
2052	1.081,9	302,0	563,8	261,8	84,0
2053	951,8	302,0	563,8	261,8	80,7
2054	820,2	302,0	563,8	261,8	77,6
2055	687,2	302,0	563,8	261,8	74,6
2056	552,8	302,0	563,8	261,8	71,8
2057	416,8	302,0	563,8	261,8	69,0
2058	279,4	302,0	563,8	261,8	66,4
2059	140,5	3.402,0	563,8	-2.838,2	-691,6
2060	0,0	302,0	563,8	261,8	61,3
2061		160,0	563,8	403,8	91,0
2062		160,0	563,8	403,8	87,5
2063		160,0	563,8	403,8	84,1
2064		160,0	563,8	403,8	80,9
2065		160,0	563,8	403,8	77,8
2066		160,0	563,8	403,8	74,8
2067		160,0	563,8	403,8	71,9
2068		160,0	563,8	403,8	69,1
2069		160,0	563,8	403,8	66,5
2070		160,0	563,8	403,8	63,9
2071		160,0	563,8	403,8	61,5
2072		160,0	563,8	403,8	59,1
2073		160,0	563,8	403,8	56,8
2074		160,0	563,8	403,8	54,6
2075		160,0	563,8	403,8	52,5
2076		160,0	563,8	403,8	50,5
2077		160,0	563,8	403,8	48,6
2078		160,0	563,8	403,8	46,7
2079		160,0	563,8	403,8	44,9
2080		160,0	563,8	403,8	43,2
2081		160,0	563,8	403,8	41,5
2082		160,0	563,8	403,8	39,9
2083		160,0	563,8	403,8	38,4
2084		160,0	563,8	403,8	36,9
2085		160,0	563,8	403,8	35,5
2086		160,0	563,8	403,8	34,1
2087		160,0	563,8	403,8	32,8
2088		160,0	563,8	403,8	31,6
2089		160,0	563,8	403,8	30,3

Kazalnike uspešnosti 35-odstotno lastniško (in 65-odstotno dolžniško) financirane investicije v JEK 2 v primeru obeh ocen vrednosti investicije prikazuje naslednja tabela.

Tabela 66: Kazalniki uspešnosti v primeru 35- odstotnega lastniškega financiranja JEK 2

Kazalnik	Spodnja ocena	Zgornja ocena
IRR (%)	18,0%	10,9%
Izid (mio EUR)	18.477	14.972
4% NPV (mio EUR)	4.560	2.960
LCOE (EUR/MWh)	41,00	52,95

V primeru obstoja soinvestitorja/dobavitelja (in hkratnega dolžniškega financiranja investicije) so izračuni podobni kot pri delnem lastniškem in hkratnem delnem dolžniškem financiranju, pri tem je pravzaprav pomemben le delež dolžniškega financiranja.

Ključne ugotovitve so:

- investicija v JEK 2 je donosna (NPV je vedno pozitiven, IRR je (pri 100-odstotnem lastniškem financiranju) najmanj 5,9% pri zgornji vrednosti investicije oziroma 9,4% pri spodnji vrednosti investicije in se z uporabo dolžniškega financiranja povečuje),
- s podaljševanjem začetka obratovanja se donosnost (malenkostno) poveča (NPV malo poveča, IRR le neznatno poveča) zaradi povečevanja cen električne energije,
- donosnost je (jasno) večja pri manjši investicijski vrednosti, saj le-ta ne vpliva na prihodke,
- s povečevanjem diskontne stopnje se LCOE povečuje,
- LCOE znaša nekaj nad 40 EUR/MWh,
- ob uporabi kreditiranja ("finančnega vzvoda"), se donosnost povečuje (velja: večji delež kreditiranja zagotavlja večjo donosnost), a se povečujejo tudi tveganja,
- s povečevanjem obrestne mere kreditiranja, se zmanjšuje donosnost investiranja lastnika v JEK 2,
- s skrajševanjem dobe odplačila kredita (in posledično povečevanjem vrednosti letnih anuitet), se zmanjšuje donosnost,
- donosnost lastnika je odvisna od deleža kreditiranja v investiranju in ne (neposredno) od (vmesnega) deleža soinvestitorja/dobavitelja pri investiranju: če lastnik želi imeti vsaj 20-odstotni delež lastništva in ima dovolj lastnih sredstev za tolikšno investiranje (skupaj vsaj 660 mio EUR v osmih letih), je (za povečanje donosnosti investiranja) bolj smiselno pridobiti kredit kot soinvestitorja.

Investicija v JEK 2 je izjemno donosna in v primeru, da bo zgrajena v skladu s predpostavkami, tudi ni tvegana. Uporabljen model izračunavanja donosnosti investicije je namreč zelo robusten, saj preliminarne analize občutljivosti kaže, da bi bila investicija v JEK 2 donosna celo, če bi (ob nespremenjenih drugih predpostavkah ali »*ceteris paribus*«):

- letna obrestna mera znašala 11,8% (oziroma 6,9% pri zgornji vrednosti investicije),

- količina proizvedene in prodane električne energije znašala le 4,1 TWh (oziroma le 5,3 TWh pri zgornji vrednosti investicije),
- cena prodane električne energije znašala le 55% predpostavljene cene (oziroma le 71% predpostavljene cene pri zgornji vrednosti investicije),
- stroški jedrskega goriva (letno povprečje) znašali celo več kot 5,3-krat toliko kot predpostavljeni stroški (oziroma kar več kot 3,6-krat toliko kot predpostavljeni stroški jedrskega goriva pri zgornji vrednosti investicije).

10 VPLIV JEK 2 NA GOSPODARSKO STABILNOST SLOVENIJE

10.1 VPLIV MOTENJ V DOBAVI ALI STABILNOSTI CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA IZVOZNO ORIENTACIJO SLOVENSKEGA GOSPODARSTVA – VIDIK KONKURENČNOST

10.1.1 Vzroki za motnje dobave električne energije

Električna energija je izjemno pomembna dobrina, ki omogoča učinkovito delovanje sodobne družbe. Njeno pomanjkanje oziroma težave pri njeni dobavi imajo lahko velike neposredne in posredne posledice. Vzroki za motnje dobave so lahko:

- okvare v samem elektroenergetskem sistemu zaradi notranjih vzrokov (okvare na sistemu prenosa električne energije ali okvare v proizvodnih enotah – najbolj kritični so izpadi večjih proizvodnih enot),
- remont veliki proizvodnih enot,
- naravne nesreče (žledolom, poplave,...),
- nezadostnost proizvodnje iz hidroelektrarn zaradi neugodne hidrologije,
- nezadostnost proizvodnje zaradi povečanja porabe (posebej ob veliki predvideni rasti porabe – intenzivna elektrifikacija: promet, toplotne črpalke,...),
- nestabilnost proizvodnih sistemov - problematika obvladovanja sistemskih storitev (delež OVE - neobvladovanje VRE enot),
- nezadostne prenosne kapacitete (notranje in čezmejne povezave).

Dobava električne energije je lahko ogrožena, če se pojavijo okvare na sistemih za prenos električne energije med proizvajalci in porabniki. Prenos poteka tako preko prenosnega omrežja (povezava večjih proizvodnih enot, distribucijskega omrežja in velikih porabnikov na prenosnem omrežju), kot preko distribucijskega omrežja (distribucija električne energije med porabnike). Situacija se v sodobnem času nekoliko spreminja, saj se zaradi povečevanja števila distribuiranih proizvodnih enot oziroma VRE povečuje delež proizvodnje, ki se prenaša k porabnikom direktno preko distribucijskega omrežja. Sistem za prenos električne energije je sestavljen iz veliko sklopov (daljnovidne povezave, razdelilne transformatorske postaje s transformatorji in stikalnimi elementi, sekundarna zaščitna in krmilna oprema,...). Da bi vsi sklopi delovali in omogočali nemoteno dobavo električne energije, jih je potrebno dobro vzdrževati. V prvi vrsti pa je potrebno sistem za prenos električne energije ustrezno načrtovati, razvijati in graditi.

Tudi proizvodne enote so sestavljene iz veliko tehničnih sklopov, ki jih je potrebno optimalno načrtovati, kakovostno graditi in ustrezno vzdrževati. Poleg tega je tukaj lahko veliko različnih tehnologij z različnimi posebnostmi. Te morajo lastniki proizvodnih enot dobro obvladovati, kar je v sodobnem času lahko velik izziv, tako s tehničnega stališča (razvoj tehnologij, izboljšave materialov,...), kot z ekonomskega stališča (optimizacija poslovanja, visoki investicijski stroški,...). Za nemoteno dobavo električne energije je pomembno ohranjati in nadgrajevati

visoke standarde za vse deležnike, ki pri proizvodnji električne energije nastopajo. Velik vpliv na dobavo električne energije v relativno majhnem EES imajo lahko izpadi velikih proizvodnih enot. V Sloveniji je velik delež električne energije proizveden tudi v hidroelektrarnah, zato je nemotena dobava elektrike odvisna tudi od hidrologije.

Delovanje elektroenergetskega sistema je v veliki meri odvisno od nepredvidljivih naravnih dogodkov. Zaradi tega so sistemi elektroenergetske infrastrukture grajeni z visoko mero odpornosti na neugodne naravne dejavnike. Podnebne spremembe s pogostejšim pojavom ekstremnih dogodkov pa vsekakor predstavljajo pomemben dejavnik, ki ga bo potrebno v vse večji meri upoštevati.

Glede na razvoj družbe in predvsem procese zmanjševanja izpustov toplogrednih plinov je pričakovati povečano porabo električne energije. Pomemben segment povečanja porabe je pričakovati na področju prometa, kjer se v prihodnosti pričakuje velik prehod na električne avtomobile. Skladno s politiko zmanjševanja izpustov toplogrednih plinov so določene države že sprejele načrte o prihodnjem znatnem zmanjševanju oziroma prepovedi avtomobilov z notranjim zgorevanjem. Pomemben segment predstavljajo tudi sistemi ogrevanja, kjer naj bi v veliki meri prehajali s fosilnih goriv na ostale vire, kjer lahko elektrika za poganjanje toplotnih črpalk predstavlja učinkovito osnovo. Zaradi tega lahko pričakovano povečanje porabe ob pomankanju zadostnih proizvodnih kapacitet bistveno vpliva na motnje pri dobavi električne energije.

Za nemoteno dobavo električne energije so izrednega pomena ustrezno obvladovane sistemske storitve. Te omogočajo ustrezno izravnavo med proizvodnjo in porabo električne energije ter zagotavljanje ohranjanja delovanja sklopov sistema ter ponovno vzpostavitev delovanja ob morebitnih izpadih. Že večkrat omenjeno povečevanje deleža proizvodnje iz nepredvidljivih VRE proizvodnih enot postavlja dodatne zahteve za učinkovito vodenje sistema. Neustrezen razvoj elektroenergetskega sistema z velikim deležem VRE lahko bistveno ogrozi varnost dobave električne energije porabnikom.

Zadostne prenosne povezave so ključne za delovanje elektroenergetskega sistema saj omogočajo prenos električne energije do porabnikov. Če gledamo na meddržavni ravni, pa so zelo pomembne tudi zadostne povezave s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi. S temi povezavami je sistem lahko veliko bolj robusten. Vsekakor pa mora bitu celostno grajen in voden, saj se ob večjih napakah na določenem delu le te lahko prenesejo tudi na sosednje sisteme.

10.1.2 Vidik konkurenčnosti glede na stabilno dobavo električne energije

Pri analizi različnih scenarijev dolgoročnega razvoja slovenskega elektroenergetskega sistema smo v 3. poglavju (zlasti podpoglavje: »3.3 Vpliv obeh alternativnih možnosti razvoja elektroenergetskega sistema na slovensko gospodarstvo«) videli, da je slovensko gospodarstvo, kot vsa ostala sodobna gospodarstva, zelo občutljivo na višino cene električne energije. Primerjali smo poenoteni strošek proizvodnje električne energije (LCOE) v jedrski elektrarni (36 EUR/MWh do 84 EUR/MWh) ter konvencionalni plinsko parni elektrarni (53 EUR/MWh do 168 EUR/MWh) in razliko med najnižjima vrednostma 17 EUR/MWh in najvišjima vrednostma 84 EUR/MWh ter ju preračunali za 7,5 TWh pričakovane letne porabe električne energije, ki jo bo po projekciji (podpoglavje »3.1: Opredelitev dveh scenarijev razvoja slovenskega elektroenergetskega

sistema») v prihodnosti potrebovala Slovenija in je ne bo mogla zagotoviti iz drugih virov. Za uvoz električne energije predpostavljamo, da se bo cena ustalila na proizvodni ceni mejnega (najmanj konkurenčnega) proizvodnega agregata – konvencionalne plinsko parne elektrarne. Videli smo, da bi v tem primeru Slovenija zaradi poslabšane konkurenčnosti (višjih stroškov) izgubila med 181 milijonov evrov in 317 milijonov evrov izvoza blaga in storitev. Izvoz bi upadel od slabega odstotka do odstotka in pol, negativni rezultati pa bi se po letih seštevali.

Upoštevajmo pričakovano lastno ceno (LCOE) električne energije proizvedene v JEK 2 v pričakovanem obsegu 7,5 TWh letno in po obeh možnih pristopih gradnji tega objekta (cena s stroški financiranja v višini 3,7 milijarde evrov ali pa 5,9 milijarde evrov) v višini 46,3 EUR/MWh oziroma 61,3 EUR/MWh.⁵ Na drugi strani se v shematičnem prikazu omejimo na povprečno proizvodno ceno električne energije iz plinsko parne elektrarne ($[(53 \text{ EUR/MWh} + 168 \text{ EUR/MWh})/2] = 110,5 \text{ EUR/MWh}$)⁶. Poenostavitev z upoštevanjem povprečne cene je smiselna, saj je cena električne energije iz plinsko parne elektrarne pogojena predvsem s ceno zemeljskega plina in ta niha v povezavi z gospodarskim ciklusom, morfologijo trga (oblikovanjem in razgradnjo monopolov), okoljskimi taksami, ipd. Ni torej pričakovati, da bo desetletje ali več ves čas visoka oziroma nizka. Scenarij oskrbe slovenskega trga z električno energijo po stroških, ki bi omogočali delovanje konvencionalne plinsko-parne elektrarne imenujemo, podobno kot v 3. poglavju te študije, »alternativni scenarij«. S tem zaobjamemo možnost delovanja takšne proizvodnje v Sloveniji ali pa dobavo na enak način proizvedene električne energije iz uvoza.

Razliko v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem pri 7,5 TWh letne proizvodnje električne energije po podatkih za 2014⁷ prikazujemo v tabeli 67. Tu vidimo, da bi bila letna razlika stroška proizvodnje električne energije med JEK 2 ter alternativno obliko dobave te dobrine med 481,5 milijona evra ter 369 milijoni evrov. V analizi upoštevamo, da je bil 2014 vrednostno (ne gre za količino porabljene električne energije) delež gospodarstva (ne-gospodinjstev) v skupni slovenski porabi električne energije 64%, delež gospodinjstev pa 36%.

V predzadnjem stolpcu tabele 67 vidimo, da bo stroškovni pritisk na slovensko gospodarstvo zaradi dražje elektrike med alternativnim scenarijem in proizvodnjo v JEK 2 znašal med 308 milijona evrov in 236 milijonov evrov. Ta dodatno višji strošek bo učinkoval preko direktnega vpliva na porabnike električne energije v podjetjih ter institucijah in tudi na kupce njihovega blaga oziroma storitev ter naprej po proizvodni verigi. Gre za učinek zmanjšanja gospodarskih zmogljivosti oziroma za stagflacijski pritisk znižane ponudbe dobrine kot je električna energija (podobno kot pri upadu ponudbe in podražitvi tekočih goriv).

⁵ LCOE je preračunan glede na rezultate poglavja: »9. Pričakovani donos investicije v JEK 2«. Pri tem upoštevamo zahtevan 4% donos na kapital (ROE) za celotno vrednost. Gre za razmere, ki bi bile na trgu kapitala (in kreditnem trgu) precej slabše od teh v letu 2017. Dejstvo je, da pri 4% obrestni meri ali zahtevanem donosu s pridobivanjem investicijskih sredstev ne bo težav. Rezultati vpliva dražje električne energije na slovensko konkurenčnost in delovanje gospodarstva sploh so torej prikazani nekoliko ugodnejše v korist kapitalsko manj intenzivne plinsko parne elektrarne. LCOE nižje pričakovane vrednosti investicije v JEK 2 ob 35% samo-financiranju in ugodnih kreditih znaša 41 EUR/MWh, pri višji pričakovani vrednosti investicije v JEK 2 pa 52,95 EUR/MWh.

⁶ Podpoglavje »3.2 Razlika v cenovni učinkovitosti obeh scenarijev«.

⁷ Za leto 2014 imamo podatke input-output matrike slovenskega gospodarstva, kar nam omogoča analizo ne le neposrednih pač pa tudi posrednih učinkov različne strukture stroškov na dodano vrednost, izvoz, inflacijo, itd.

V zadnjem stolpcu tabele 67 je prikazan višji strošek električne energije za gospodinjstva. Podobno kot v 3. poglavju tudi sedaj predpostavljamo, da bo učinek inflacijski in da se bodo gospodinjstva znižanju realnega dohodka prilagodila tako, da bodo zmanjšala svojo porabo proporcionalno po različnih dobrinah (ne le porabe električne energije). Obenem bodo znižala prihranke, kar bo vplivalo na manjši kreditni potencial in, po naši predpostavki, ustrezen upad investicijskega povpraševanja. V zadnjem stolpcu tabele 67 vidimo, da se bodo stroški za gospodinjstva v primeru alternativnega scenarija glede na scenarij delovanja JEK 2 povečali za 133 milijonov evrov do 173 milijonov evrov. Ob 4,6% nagnjenosti slovenskih gospodinjstev k prihrankom⁸ se bo investicijsko povpraševanje zmanjšalo od dobrih 6 milijonov evrov do skoraj 8 milijonov evrov.

Tabela 67: Izračun razlike v stroških dobave električne energije med jedrskim scenarijem in alternativnim scenarijem pri 7,5 TWh letne proizvodnje električne energije

7,5 TWh letne proizvodnje električne energije	LCOE	Vrednost proizvodnje, strošek za uporabnike	Razlika med stroškom proizvodnje v JEK 2 in po alternativnem scenariju	Povečanje stroškov električne energije za gospodarstvo	Povečanje stroškov električne energije za gospodinjstva
	EUR/MWh	Milijoni evrov	Milijoni evrov	Milijoni evrov	Milijoni evrov
Nižja vrednost investicije v JEK 2	46,3	347,25	-481,5	-308,16	-173,34
Višja vrednost postavitve JEK 2	61,3	459,75	-369,0	-236,16	-132,84
Alternativni scenarij	110,5	828,75			

Podobno kot v 3. poglavju te študije vpliv različne višine stroška električne energije na slovensko gospodarstvo ocenjujemo z input-output analizo na podatkih input-output matrike slovenskega gospodarstva za 2014. V tem primeru simuliramo različne vrednosti, saj upoštevamo pričakovano LCOE v novem bloku Nuklearne elektrarne Krško ter povprečno ceno električne energije proizvedene v konvencionalni plinsko-parni elektrarni (drugi stolpec tabele 67). Ponovno poudarjamo, da ne gre za projekcijo, pač pa za prikaz, kakšne bi bile gospodarske posledice pri odločitvi za razvoj našega elektroenergetskega sistema z JEK 2 oziroma po alternativnem scenariju glede na stanje (gospodarsko strukturo, cene

⁸ Podatek SURS za 2016.

opreme in gradnje, cene električne energije,...) sredi drugega desetletja enaindvajsetega stoletja. Uporabljeno metodologijo smo prikazali v poglavju »2. Vizija – varnost in zanesljivost, učinkovitost (konkurenčnost) in trajnostni način zagotavljanja električne energije«, podpoglavje »2.1.6 Metodologija«.

Tabela 68: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem

		Vrednost	Delež na makroekonomski ravni
		Milijoni evrov	%
Dodana vrednost	Nižja vrednost investicije v JEK 2	-395	-1,1
	Višja vrednost investicije v JEK 2	-303	-0,9
Prejemki zaposlenih	Nižja vrednost investicije v JEK 2	-186	-1,0
	Višja vrednost investicije v JEK 2	-143	-0,8
Amortizacija in poslovni presežek	Nižja vrednost investicije v JEK 2	-174	-1,2
	Višja vrednost investicije v JEK 2	-133	-0,9

Gospodarstvo se bo večjemu strošku električne energije prilagodilo z zmanjšanjem proizvodnje, z njo bo upadla dodana vrednost in izvoz. Zmanjšale se bodo tudi plače, število zaposlenih, osebna in investicijska poraba, vlaganja v R&D, javnofinančni prihodki in morda tudi javna poraba. Obenem se bodo zvišale cene električne energije. Višji stroški dobave električne energije bodo negativno učinkovali na kreditni trg ter na neposredne tuje investicije.

V tabelah 68, 69 in 71 prikazujemo skupen vpliv kapacitetnega učinka dražje električne energije ter upada osebne oziroma investicijske porabe na proizvodno verigo v slovenskem narodnem gospodarstvu. V tabeli 68 vidimo, da bi se dodana vrednost v slovenskem gospodarstvu zaradi dražje električne energije v alternativnem scenariju glede na delovanje JEK 2 znižala med 303 milijoni evrov in 395 milijoni evrov oziroma za okoli 1% slovenskega BDP.

Rezultati v tabeli 69 kažejo, da bi bila izguba dodane vrednosti največja v energetiki (panoga »Elektrika, plin, para«), v sektorju poslovanja z nepremičninami (sem sodi tudi energetska oskrba stavb), v trgovini, turizmu, rudarstvu ter v vodnem gospodarstvu.

Tabela 69: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem po gospodarskih panogah*

	Dodana vrednost (v milijonih evrov)	Nižja vrednost investicije v JEK 2	Višja vrednost investicije v JEK 2
1	Kmetijstvo	-4	-3
2	Gozdarstvo	-2	-1
3	Ribištvo	-2	-2
4	Rudarstvo	-9	-7
5	Živila, pijače, tobak	-5	-4

6	Tekstil	-2	-1
7	Predelava lesa	-2	-2
8	Papir	-3	-3
9	Tiskanje	-2	-1
10	Naftni derivati	0	0
11	Kemikalije	-1	-1
12	Farmacija	-2	-1
13	Gumarstvo	-3	-2
14	Nekovine	-4	-3
15	Kovine	-6	-4
16	Kovinski izdelki	-2	-1
17	Računalniki	-1	-1
18	Električne nepravice	-1	-1
19	Stroji	-2	-2
20	Vozila	-1	-1
21	Plovila	-4	-3
22	Pohištvo in drugo	-2	-2
23	Popravila strojev	-3	-2
24	Elektrika, plin, para	-155	-119
25	Voda	-9	-7
26	Ravnanje z odpadki	-1	-1
27	Gradbeništvo	-5	-4
28	Prodaja in servis vozil	-5	-4
29	Veleprodaja	-9	-7
30	Maloprodaja	-16	-12
31	Kopenski prevoz	-4	-3
32	Vodni prevoz	0	0
33	Letalski prevoz	0	0
34	Skladiščenje	-4	-3
35	Pošta	-2	-2
36	Turizem	-10	-7
37	Založništvo	-1	-1
38	Film, televizija, radio	-3	-2
39	Telekomunikacije	-4	-3
40	Informatika	-2	-2
41	Bančništvo in posredništvo	-6	-5
42	Zavarovanja in pokojnine	-3	-3
43	Pomožne finančne storitve	-2	-1
44	Nepremičnine	-27	-20

45	Računovodstvo, svetovanje,...	-7	-5
46	Projektiranje, arhitektura...	-2	-1
47	Znanost in razvojne storitve	-3	-2
48	Oglaševanje	-1	-1
49	Veterina in ostale storitve	-2	-1
50	Dajanje v najem	-1	-1
51	Storitve pri zaposlovanju	-2	-2
52	Turistične agencije	-1	-1
53	Varovanje, oskrba stavb,...	-3	-2
54	Javna uprava, obramba	-4	-3
55	Izobraževanje	-5	-4
56	Zdravstvo	-4	-3
57	Socialno varstvo	-5	-4
58	Kultura, igre na srečo	-5	-4
59	Šport	-4	-3
60	Članske organizacije	-2	-2
61	Servis izdelkov široke rabe	-7	-6
62	Druge osebne storitve	-8	-6
63	Gospodinjstva z zaposlenimi	0	0

*Pri panogi Naftni derivati (10) je izguba upoštevana kot 0 dodane vrednosti. Temu je prilagojen tudi agregatni podatek o dodani vrednosti v tabeli 68.

V tabeli 70 smo razporedili⁹ učinek znižanja dodane vrednosti zaradi stroškovnega pritiska višje cene električne energije ob alternativnem scenariju glede na stroške proizvodnje te dobrine iz JEK 2 tudi po slovenskih statističnih regijah. V tej tabeli vidimo, da bi bila pričakovano najbolj prizadeta Osrednjeslovenska regija (35% skupnega upada dodane vrednosti), Podravska in Savinjska regija. Skupaj bi nosile skoraj dve tretjini bremena povečanih stroškov zaradi dražje električne energije dobavljene po alternativnem scenariju glede na električno energijo dobavljeno iz JEK 2.

Tabela 70: Stagflacijski pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem po slovenskih statističnih regijah

BDP	Nižja vrednost investicije v JEK 2	Višja vrednost investicije v JEK 2
Regije	milijoni evrov	milijoni evrov
Pomurska	-15	-11
Podravska	-50	-38
Koroška	-11	-8
Savinjska	-43	-33
Zasavska	-6	-5
Posavska	-12	-9

⁹ Predpostavljali smo, da se stroški dražje elektrike na znižanje dodane vrednosti razporedijo glede na delež regijskega BDP v skupnem slovenskem BDP.

Jugovzhodna Slovenija	-25	-19
Osrednjeslovenska	-140	-108
Gorenjska	-33	-25
Primorsko-notranjska	-7	-5
Goriška	-20	-15
Obalno-kraška	-20	-16

Vpliv dražje električne energije na konkurenčnost slovenskega gospodarstva in na izvoz smo ocenili preko kapacitetnega (stagflacijskega) učinka na krčenje proizvodnje in proporcionalno na upad dodane vrednosti ter izvoza. Tu vpliva le povečanje stroškov električne energije za gospodarstvo (predzadnji stolpec tabele 67). Rezultati so prikazani v tabeli 71. Vidimo, da bi razlika v proizvodnih stroških električne energije med relativno nižjimi v jedrski elektrarni ter relativno višjimi v konvencionalni plinsko parni elektrarni pri oskrbi trga s 7,5 TWh električne energije vplivala na upad slovenskega izvoza blaga in storitev od 186 milijonov evrov do 242 milijonov evrov (okoli 1% skupnega izvoza blaga in storitev) letno. V obdobju tridesetih let delovanja JEK 2 bi se ta razlika povečala na 5,6 milijarde evrov do skoraj 7,3 milijarde evrov. Kot smo omenili že v tretjem poglavju bi zmanjšani konkurenčnosti sledil proces deindustrializacije. Izgubljanje tržnih deležev ima spiralni učinek in deluje povratno na ponoven upad konkurenčnosti ter gospodarske dejavnosti spodbujene z izvoznim povpraševanjem. Ta je pri nas pretežno strnjena v industriji.

Tabela 71: Učinek poslabšanja konkurenčnosti ob višji ceni električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem

		Vrednost	Delež na makroekonomski ravni
		Milijoni evrov	%
Nižja vrednost investicije v JEK 2	Izvoz	-242	1,1
Višja vrednost investicije v JEK 2	Izvoz	-186	0,9

10.2 VPLIV MOŽNEGA VELIKEGA Nihanja cen električne energije na slovensko inflacijo in življenjski standard prebivalstva

10.2.1 Tehnični aspekti za nihanje cen električne energije

Nihanje cen električne energije kot posledica razlike med proizvodnjo in povpraševanjem je pogojeno tudi z nekaterimi tehničnimi vidiki, kot so:

- konkurenčnost tehnologij za proizvodnjo električne energije,
- težave glede napovedi proizvodnje iz VRE - nihanje proizvodnje ter problem presežkov in primanjkljajev,
- spremembe porabe zaradi večjih temperaturnih sprememb,
- doseganje tehničnih parametrov,
- zanesljivost obratovanja – odpornost na motnje.

V elektroenergetskem sistemu se uporabljajo različne tehnologije za proizvodnjo električne energije. Konkurenčnost posameznih tehnologij je lahko v določenem

trenutku zaradi takšnih ali drugačnih razlogov različna. Običajno pa kompleksnost tehnologij narekuje tudi morebitne dodatne stroške, ki se pojavijo med obratovanjem. V primeru nadgradnje tehnologije med obratovanjem elektrarne lahko cena električne energije iz takega objekta naraste.

Cena električne energije iz določenih obnovljivih virov je bila v preteklosti visoka, vendar so ti proizvajalci lahko na trgu nastopali z nizkimi cenami, saj je bila njihova proizvodnja v veliki meri subvencionirana, odkup pa zagotovljen. Skozi čas so se cene teh tehnologij zniževale (tehnološki razvoj, ekonomija obsega,...). Tovrstne tehnologije pa so povzročile dodatne izzive za elektroenergetski sistem, saj so veliko bolj odvisne od narave, tako da je količino proizvedene energije težje napovedati. Z velikimi presežki ali primanjkljaji električne energije, katerih količino težko napovemo, lahko bistveno vplivamo na ceno električne energije.

Ob spremembah temperature v različnih letnih časih se lahko hitro povečajo potrebe po električni energiji namenjeni za ogrevanje ob ohlaiditvah ali hlajenju ob večjemu porastu temperatur. Večje spremembe v okolju imajo tako lahko večji vpliv na spremembo cene električne energije.

Doseganje predvidenih tehničnih parametrov pri proizvodnji električne energije vpliva na ceno te energije in s tem vpliva na trg, na katerem nastopa. Poleg izkoristka, kot osnovnega parametra tu nastopajo tudi ostali parametri, kot na primer okoljski, ki so vse bolj pomembni. Zanesljivost obratovanja določene enote ima lahko velik vpliv na ceno električne energije na trgu, saj izpadi (posebej nenapovedani) predstavljajo osnovo za dvig cen.

10.2.2 Ocena vpliva dražje električne energije na slovensko inflacijo in življenjski standard

V tabeli 67 smo prikazali, da bi se dražja električna energija zaradi njene proizvodnje na relativno (glede na JEK 2) cenovno neučinkovit način (v konvencionalnih plinsko-parnih elektrarnah) prenesla v upad realnega dohodka gospodinjstev (povečane stroške gospodinjstev) od 133 milijonov evrov do 173 milijonov evrov. Temu moramo dodati še upad prihodkov zaradi stagflacijskega pritiska na gospodarstvo. V tabeli 68 vidimo, da bi se ob povečanih stroških za gospodarstvo prejemki zaposlenih (upoštevajoč direktne in posredne učinke) znižali od 143 milijonov evrov do 186 milijonov evrov. Če seštejemo učinek povečanih stroškov električne energije za gospodinjstva ter učinek upada prejemkov prebivalstva, vidimo, da gre za upad med 276 milijoni evrov in 359 milijoni evrov kupne moči, kar predstavlja med 1,5% in 2% osebne porabe.

Analiza vpliva dražje električne energije na inflacijo kaže, da bo učinek na upad življenjskega standarda še večji. Tu poleg direktnih upoštevamo tudi posredne vplive (po produkcijski verigi) dražje električne energije na gospodarstvo. Pri analizi smo upoštevali ceno električne energije (brez stroškov omrežja in davščin) v višini 110,5 EUR/MWh pri alternativnem scenariju ter 46,3 EUR/MWh oziroma 61,3 EUR/MWh pri delovanju JEK 2 postavljeni po najnižji ali najvišji pričakovani (simulirani) ceni investicije. Iz primerjave alternativnega scenarija in primera, če bi gradnja JEK 2 potekala po nižji vrednosti, izhaja, da bi bila cena električne energije na slovenskem trgu te dobrine v primeru alternativnega scenarija večja za 138,66%, v primeru manj učinkovite gradnje JEK 2 pa 80,26%. V primeru najnižje vrednosti gradnje JEK 2 bo cena električne energije (brez stroškov omrežja in davščin) na slovenskem trgu te dobrine v primeru alternativnega

scenarija večja za 138,66% (faktor je 2,3866), v primeru najnižje vrednosti pa za 80,26% (faktor je 1,8026).

Podatke o cenah električne energije (vsota cene energije, stroškov omrežja in davščin) za končnega kupca imamo ločeno za gospodinjiski in ne-gospodinjiski (gospodarstvo z vsemi institucijami kvartarnega sektorja in države) odjem ter po polletjih. Upoštevamo cene iz 2014, to je leta za katerega imamo podatke input-output matrike slovenskega gospodarstva. Za delež gospodinjanskega in ne-gospodinjanskega odjema električne energije upoštevamo fizično porabo te dobrine (v GWh). Gospodinjiski odjem v tem primeru zajema (ne upoštevamo torej vrednosti) 24,8826%, ne-gospodinjiski pa 75,1174% skupne končne rabe električne energije.

Ob upoštevanju višjih stroškov omrežja in davščin za gospodinjiski odjem od odjema ne-gospodinjstev dobimo glede na raven cen v 2014 pri nižji ceni gradnje JEK 2 za ne-gospodinjstva podražitev električne energije za končnega porabnika v višini 70,6% in za gospodinjstva v višini 48,9%; pri višji ceni gradnje JEK 2 pa dobimo za ne-gospodinjstva podražitev električne energije za končnega porabnika v višini 40,9% in za gospodinjstva v višini 28,3%. Višji stroški gradnje JEK 2 bodo vodili v manjšo razliko med cenami električne energije proizvedene v JEK 2 in po alternativnem scenariju (konvencionalna plinsko-parna elektrarna). Ponderirana vsota cen električne energije za končnega porabnika v ne-gospodinjanskem in gospodinjanskem odjemu nam da pri cenejši simulirani postavitvi JEK 2 podražitev električne energije za končnega porabnika v primeru njene dobave po alternativnem scenariju v višini 65,2%, pri dražji simulirani postavitvi JEK 2 pa 37,8%.

V input-output matriki slovenskega gospodarstva predstavlja proizvodnja, prenos in distribucija električne energije 83,3% prihodka (proizvodnje) sektorja »Oskrba z električno energijo, plinom in paro«¹⁰. Če upoštevamo omenjeni delež, dobimo faktor povečanja cen storitev te panoge v višini 1,5434 v primeru višje cene električne energije dobavljene po alternativnem scenariju in nižji simulirani investicijski vrednosti JEK 2 ter 1,3145 v primeru višje simulirane cene gradnje JEK 2. Gradnja JEK 2 po višji ceni nekoliko zniža konkurenčnost proizvedene električne energije v tej elektrarni, je pa ne odpravi. Predpostavljamo, da se bo raven cen električne energije na slovenskem trgu v celoti ustalila pri pokrivanju stroškov mejnega producenta te dobrine. V primeru alternativnega scenarija bo to plinsko parna elektrarna v primeru postavitve JEK 2 pa bo to domača nuklearna elektrarna.

Input-output analizo smo izvedli na podatkih in v skladu s predpostavkami prikazanimi v poglavju »2. Vizija – varnost in zanesljivost, učinkovitost (konkurenčnost) in trajnostni način zagotavljanja električne energije«, podpoglavje »2.1.6 Metodologija«. Dodajmo še enačbo za analizo neposrednega in posrednega vpliva spremembe cen v neki gospodarski panogi na inflacijo:

$$P = p^d * H + p^u * G$$

P je rezultat vpliva spremembe cen domače ponudbe panoge **p^d** oziroma uvozne ponudbe panoge **p^u**. Pri tem sta **p^d** in **p^u** vrstična vektorja sestavljena iz enic, le

¹⁰ Interna informacija SURS, 11. september 2017.

na mestu analizirane panoge je količnik povečanja (lahko tudi zmanjšanja) njenih cen. V našem primeru je gospodarska panoga »Oskrba z električno energijo, plinom in paro« na 24. mestu. V drugem poglavju, 2.1.6 Metodologija, smo videli, da predstavlja **H** matriko multiplikativnega vpliva na dodano vrednost, **G** pa matriko globalne (neposredne in posredne) uvozne odvisnosti slovenskega gospodarstva. Rezultate vpliva povečanja/zmanjšanje cen ponudbe dobrin, ki jih dobavlja dana panoga ponderiramo z deležem panog v osebni porabi in seštejemo. Dobimo oceno neposrednega in posrednega vpliva spremembe cen v dani panogi na inflacijo.

Rezultate naše ocene inflacijskega učinka dražje električne energije v primeru alternativnega scenarija oskrbe slovenskega trga z električno energijo glede na njeno potencialno dobavo iz JEK 2 prikazuje tabela 72. Tu vidimo, da je vpliv na inflacijo (in padec življenjskega standarda) velik. Raven cen življenjskih potrebščin bi bila v Sloveniji, po razmerjih iz 2014, v primeru alternativnega scenarija in v primerjavi konkurence JEK 2 postavljene z nižjo investicijsko vrednostjo (in cenejšo električno energijo) višja kar za 3,5%. V primeru višje investicijske vrednosti JEK 2 bi bila raven cen življenjskih potrebščin ob alternativnem scenariju še vedno višja za 2%. V spodnjih dveh vrsticah tabele 72 vidimo, da bi se neposreden in posreden (preko produkcijske verige) vpliv dražje proizvodnje električne energije po alternativnem scenariju glede na proizvodnjo iz JEK 2 sorazmerno enakomerno razporedila. Direktni vpliv (delež električne energije v življenjskih stroških) je sicer nekoliko večji od posrednega vpliva.

Tabela 72: Pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med jedrskim ter alternativnim scenarijem na slovensko inflacijo

	Nižja vrednost investicije v JEK 2	Višja vrednost Investicije v JEK 2
Skupen vpliv na inflacijo	3,5	2,0
Posreden vpliv na inflacijo	1,7	1,0
Direktni vpliv na inflacijo	1,8	1,1

10.3 VPLIV MOŽNEGA VELIKEGA NIHANJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA KREDITNI TRG IN NA NEPOSREDNE TUJE INVESTICIJE

Dražja električna energija zaradi dobave po alternativnem scenariju glede na dobavo po obeh simuliranih variantah njene proizvodnje v JEK 2 bo vplivala tudi na kapitalni trg. V spodnjih dveh vrsticah tabele 68 vidimo, da bi bila v slovenskem gospodarstvu v primeru cenovno neučinkovite (dražje) proizvodnje in dobave električne energije po alternativnem scenariju razvoja elektroenergetskega sistema amortizacija in poslovni presežek glede na cenejšo dobavo električne energije iz JEK 2 nižja za 133 milijonov evrov do 174 milijonov evrov. V tabeli 68 vidimo, da je razlika odvisna od končne vrednosti investicije v JEK 2. Na makroekonomski ravni gre za približno 1% poslabšanje. Ob predpostavki, da bi se za toliko poslabšala kreditna sposobnost našega gospodarstva in s tem povečale t.i. »slabe terjatve« (potreba po odpisu bančnih terjatev), bi se bilančna vsota slovenskega bančnega sistema zmanjšala za 0,4% oziroma 0,3%¹¹. Glede na velikost bančnih kreditov t.i. »nefinančnim družbam« (realnemu delu gospodarstva) v 2014 pa bi predpostavljeni odpisi znašali 1,6% oziroma 1,2%.

¹¹ Banka Slovenije, 2017, Bilten.

Negativni učinki se bodo z leti akumulirali in vodili v spremembe gospodarske strukture. V bilanci stanja gospodarskih subjektov z večjo odvisnostjo od porabe električne energije (večjim deležem stroškov električne energije) se bodo znižale obveznosti do bank in povečalo se bo samofinanciranje. Nekatera podjetja bodo preselila dejavnost na območje s cenovno ugodnejšo dobavo električne energije. Sklenemo lahko, da bi bil v primeru oskrbe slovenskega trga z električno energijo po alternativnem scenariju glede na oskrbo s to dobrino iz JEK 2 vpliv stroškovno slabšega gospodarjenja na kreditnem trgu opazen, a ne bi pa zamajal slovenskega bančnega sistema.

Končno pogledjmo kako bi poslabšanje gospodarskih rezultatov zaradi dražje električne energije vplivalo na neposredne tuje investicije (upoštevamo definicijo Banke Slovenije, po kateri so »neposredne naložbe« oblika čezmejnega investiranja rezidenta določenega gospodarstva v drugo gospodarstvo z namenom vzpostavitve dolgoročne povezave in vpliva na upravljanje povezane družbe¹²). Predpostavljamo, da se bo ta učinek prenesel preko akceleratorja. Da bo torej poslabšanje BDP vplivalo na manjše investicije. V tabeli 68 smo videli, da bo dodana vrednost slovenskega gospodarstva v primeru alternativnega scenarija dobave električne energije glede na dobavo te dobrine iz JEK 2 nižja za 303 milijone evrov do 395 milijonov evrov letno (odvisno od končne cene investicije v JEK 2). To so izhodišča za našo simulacijo vpliva upada dodane vrednosti na neposredne tuje investicije.

V tabeli 73 prikazujemo oceno akceleratorja pri neposrednih tujih investicijah v slovensko gospodarstvo. Rezultate smo za obdobje 2005 do 2016¹³ ocenili z regresijsko enačbo na podatkih o prvih diferencah¹⁴:

$$[NTI-NTI(-1)] = a * [BDP-BDP(-1)] + u$$

Kjer je:

NTI – neposredne tuje investicije v milijonih evrov (nominalno),
NTI(-1) – neposredne tuje investicije v milijonih evrov (nominalno) prejšnjega leta,
BDP – realni bruto domači produkt Slovenije v milijonih evrov (cene 2010),
BDP(-1) – realni bruto domači produkt Slovenije v milijonih evrov (cene 2010) prejšnjega leta,
a – akcelerator, to je vpliv BDP na NTI,
u – nepojasnjen ostanek.

Tabela 73: Vpliv BDP na neposredne tuje investicije (akcelerator)

	Vpliv na neposredne tuje naložbe
BDP	0,2075 (2,5)
Determinacijski količnik (R ²)	34,9%
Durbin-Watsonova statistika (DW)	1,7

¹² Ibid.

¹³ Izbrali smo obdobje polnopravnega članstva Slovenije v EU.

¹⁴ Enotnega korena (Unit Root) v seriji prvih diferenc neposrednih tujih investicij ni s 1% intervalom zaupanja, pri seriji prvih diferenc realnega BDP pa s 5% intervalom zaupanja.

Tabela 73 kaže, da vpliv spreminjanja realnega BDP na spremembe neposrednih tujih investicij pojasnjuje 35% njihove variabilnosti. Vidimo tudi, da ni avtokorelacije prve stopnje (DW statistika je blizu 2). V oklepajih pod regresijskim koeficientom je »t statistika«, ki kaže, da v enačbi prve difference realnega BDP statistično signifikantno pojasnjujejo prve difference neposrednih tujih investicij v Slovenijo. V tabeli 73 vidimo, da se za vsak milijon spremembe realnega BDP neposredne tuje investicije v enaki smeri spremenijo s faktorjem 0,2075. Ob enem milijonu večjem BDP se neposredne tuje investicije torej povečajo za skoraj 208 tisoč evrov.

Tabela 74: Pritisk dražje cene električne energije zaradi razlike med alternativnim in jedrskim scenarijem na upad neposrednih tujih investicij v Slovenijo

	Upad BDP v milijonih evrov ¹	Vpliv realnega BDP na NTI ²	Upad NTI v milijonih evrov	Odstotek upada NTI ³
Nižja vrednost investicije v JEK 2	-395	0,2075	82	6%
Višja vrednost Investicije v JEK 2	-303	0,2075	63	5%

¹ Rezultati iz tabele 68 kjer je upoštevana razlika med ceno proizvedene električne energije v JEK 2 glede na nižje ali višje pričakovane stroške investicije ter alternativni scenarij s povprečno ceno električne energije proizvedene v konvencionalni plinko-parni elektrarni.

² Rezultati iz tabele 73.

³ Odstotek je izračunan glede na obseg neposrednih tujih naložb na koncu ocenjevanega obdobja, torej v 2016.

Simulacijo rezultatov iz tabele 68 in 73 prikazuje tabela 74. Zaradi dražje električne energije dobavljene po alternativnem scenariju glede na potencialno ceno električne energije iz JEK 2, bo slovenski BDP manjši za 303 milijone evrov do 395 milijonov evrov. Pomnoženo s faktorjem vliva realnega BDP na neposredne tuje investicije pomeni, da se bodo te znižale od 63 milijona evrov do 82 milijona evrov. Glede na vrednost neposrednih tujih investicij v 2016 to pomeni upad za 5% do 6%.¹⁵ Vpliv stroškovne neučinkovitosti pri oskrbi z električno energijo, bo pri neposrednih tujih naložbah kar močan. Z leti se bo kopičil.

10.4 VIRI

- [1] Statistični urad Republike Slovenije, 2017, Interna informacija, Janja Kalin, 11. september 2017.

¹⁵ Neposredne tuje investicije so med 2005 in 2016 močno nihale; v 2009 so bile celo negativne.