

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**PRIHODNOST OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI
V PRIMERU IZGRADNJE DRUGEGA BLOKA JEDRSKE
ELEKTRARNE KRŠKO**

Ljubljana, junij 2023

ŽAN ZAJC

IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Žan Zajc, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Prihodnost oskrbe z električno energijo v Sloveniji v primeru izgradnje drugega bloka jedrske elektrarne Krško, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem izr. prof. dr. Matejem Švigljem

IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne _____

Podpis študenta: _____

KAZALO

UVOD	1
1 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SVETU	3
1.1 Proizvodnja električne energije na svetovni ravni.....	5
1.2 Poraba električne energije na svetovni ravni	7
1.3 Uporaba jedrske energije v svetu	9
1.3.1 Splošno o uporabi jedrske energije.....	9
1.3.2 Rudarjenje, pridobivanje in zaloge urana	11
1.3.3 Jedrska varnost in nesreče	12
1.3.4 Jedrski odpadki	14
1.3.5 Napovedi uporabe jedrske energije	14
2 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V EU	16
2.1 Zgodovina in razvoj energetske politike EU.....	16
2.1.1 Pretekle energetske politike in implementirani ukrepi	18
2.1.1.1 Obnovljivi viri energije	18
2.1.1.2 Učinkovita raba energije	19
2.1.1.3 Notranji energetski trgi.....	20
2.1.1.4 Zanesljivost oskrbe z energijo in energetska varnost	21
2.1.1.5 Varovanje okolja in podnebne spremembe	22
2.1.1.6 Raziskave, razvoj in inovacije.....	24
2.1.1.7 Taksonomija.....	25
2.2 Trenutno stanje v oskrbi z električno energijo v EU	25
2.2.1 Proizvodnja električne energije v EU	25
2.2.2 Poraba električne energije v EU	27
2.2.3 Doseganje EU ciljev v letu 2020	29
2.3 Projekcije in trendi oskrbe z električno energijo v EU	30
2.4 Jedrska energija v EU	32
2.4.1 Jedrska varnost v EU	34
2.4.2 Ravnanje z jedrskimi odpadki v EU	35
3 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI.....	35
3.1 Proizvodnja električne energije v Sloveniji	35
3.2 Poraba električne energije v Sloveniji	37
3.3 Energetska odvisnost	39
3.4 Doseganje EU ciljev v letu 2020	40
3.5 Trg z električno energijo	41
3.6 Energetska strategija Slovenije	42

3.6.1	Strateški energetske in podnebne cilje Slovenije	42
3.7	Jedrske reaktorje v Sloveniji.....	44
3.7.1	Jedrska elektrarna Krško	44
3.7.2	Raziskovalni reaktor TRIGA MARK II	44
3.8	Projekcije porabe električne energije v Sloveniji	45
4	PROJEKTI IZGRADNJE JEDRSKIH ELEKTRARN	48
4.1	Problematika megaprojektov	48
4.2	Stroškovni vidik	49
4.3	Družbeni vidik.....	52
4.4	Okoljski vidik	53
4.5	Varnostni vidik.....	54
4.6	Politični vidik.....	55
4.7	Organizacijski vidik.....	56
4.8	Vidik zanesljivosti oskrbe z električno energijo.....	56
4.9	Primeri projektov izgradnje jedrske elektrarne	56
5	POMEN IZGRADNJE JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO 2 ZA	
	PRIHODNO OSKRBO Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI.....	60
5.1	Predstavitev projekta	60
5.2	SWOT analiza	61
	SKLEP	63
	LITERATURA IN VIRI	64

KAZALO TABEL

Tabela 1: Delež identifikiranih virov urana s ceno, ki je bila dne 1. januarja 2019 niža od 130 USD/kgU	11
Tabela 2: Jedrske reaktorje, ki so trenutno v izgradnji	15
Tabela 3: Projekcije kapacitet jedrske elektrarne do leta 2050 v GWe	16
Tabela 4: Proizvodne kapacitete jedrske elektrarne 13 držav članic EU, ki v svoji energetski mešanici uporabljajo jedrsko energijo	33
Tabela 5: Seznam nedavno izvedenih projektov izgradnje jedrske elektrarne ter projektov, ki so še v procesu izgradnje.....	58

KAZALO SLIK

Slika 1: Primerjava svetovne energetske mešanice in svetovne energetske mešanice pri proizvodnji električne energije za leto 2019	4
Slika 2: Svetovna proizvodnja električne energije deljena glede na vire	5

Slika 3: Svetovna energetska mešanica pri proizvodnji električne energije	6
Slika 4: Svetovna končna raba energije glede na vir	7
Slika 5: Struktura svetovne končne rabe energije glede na vir.....	8
Slika 6: Svetovna končna raba električne energije glede na sektor.....	9
Slika 7: Delež jedrske energije v proizvodnji električne energije v letu 2021	10
Slika 8: Deleži bruto proizvodnje električne energije v EU-27 glede na proizvodni vir za leto 2020	26
Slika 10: Bruto proizvodnja električne energije v EU-27 glede na vir	27
Slika 11: Delež električne energije v končni rabi energije (EU-27).....	28
Slika 12: Končna raba električne energije glede na sektor v EU-27	29
Slika 13: Končna raba energije glede na vir (levo) in sektor (desno) v EU-27.....	31
Slika 14: Primerjava deležev proizvodnje električne energije na sponkah generatorjev in razsmernikov v Sloveniji glede na vrsto elektrarne v letu 2021	36
Slika 15: Proizvodnja električne energije na pragu glede na vrsto elektrarn	37
Slika 16: Končna raba energije v Sloveniji glede na vir	38
Slika 17: Delež električne energije v končni rabi energije.....	38
Slika 18: Končna raba električne energije v Sloveniji glede na sektor	39
Slika 19: Končna raba električne energije v Sloveniji po scenarijih.....	45
Slika 20: Projekcije deležev električne energije v končni rabi energije v Sloveniji po scenarijih	46
Slika 21: Projekcije deležev električne energije v transportu po scenarijih	47
Slika 22: Projekcije deležev električne energije v gospodinjstvu po scenarijih.....	47
Slika 23: Izračun LCOE, izveden na podlagi podatkov iz 24 držav in 243 elektrarn	51
Slika 24: Projekcija LCOE v EU leta 2040 glede na proizvodnji vir.....	52
Slika 25: Ekvivalent emisij CO ₂ za 1 GWh električne energije skozi celoten življenjski cikel elektrarn.....	54
Slika 26: Število smrtnih žrtev pri proizvodnji 1 TWh električne energije glede na vir (upoštevanje nesreč in onesnaževanje zraka).....	55
Slika 27: Predvidene faze izvedbe načrtovane investicije v projekt JEK2.....	60

SEZNAM KRATIC

angl. – angleško

ACER – (angl. The EU agency for the Cooperation of Energy Regulators); Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev

ENSREG – (angl. European nuclear safety regulators group); Evropska skupina regulatorjev za jedrsko varnost

EU – (angl. European Union); Evropska unija

EU-27 – trenutnih 27 držav članic EU

EU-28 – 28 držav članic EU (vključno z Združenim kraljestvom, ki je iz EU izstopilo leta 2020)

EU-ETS – (angl. EU Emissions Trading System); sistem EU za trgovanje z emisijami

IAEA – (angl. International atomic energy agency); Mednarodna agencija za jedrsko energijo

IEA – (angl. International energy agency); Mednarodna agencija za energijo

IJS – Inštitut Jožef Štefan

JEK2 – drugi blok jedrske elektrarne Krško

LCOE – (angl. levelized cost of electricity); izravnani strošek električne energije

NEA – (angl. Nuclear energy agency); Agencija za jedrsko energijo

NEK – Nuklearna elektrarna Krško

OPEC – (angl. Organization of the Petroleum Exporting Countries); Organizacija držav izvoznic nafte

OV – obnovljivi viri

OVE – obnovljivi viri energije

RS – Republika Slovenija

SURS – Statistični urad Republike Slovenije

TGP – (angl. greenhouse gases); toplogredni plini

U (kgU) – uran (kg urana)

ULFE – Fakulteta za elektrotehniko Univerze v Ljubljani

UNSCEAR – (angl. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation); Znanstveni odbor Združenih narodov za učinke sevanja

USD – (angl. United States dollar); ameriški dolar

WNA – (angl. World nuclear association); Svetovno jedrsko združenje

ZAE – Združeni arabski emirati

ZDA – Združene države Amerike

ZK – Združeno kraljestvo

UVOD

Udobje sodobnega življenja, ki ga predstavljajo transport, ogrevanje bivalnih prostorov, uporaba sodobnih električnih naprav in izkoriščanje drugih ekonomskih dobrin, je vzrok za stalno povečevanje porabe električne energije. Temu mora slediti tudi povečanje proizvodnje električne energije ali je treba energijo uvoziti iz tujine. Seveda lahko z ukrepi, kot je izboljšanje energetske učinkovitosti infrastrukture in naprav, skrbimo za učinkovito rabo energije, vendar kljub temu dolgoročne napovedi porabe električne energije v Sloveniji napovedujejo njeno povečanje (ELES, 2021). Poudariti je treba, da je uporaba energije močno povezana z ekonomskim razvojem države. Obstaja pozitivna korelacija med višino bruto domačega proizvoda (v nadaljevanju BDP) države in velikostjo porabe električne energije, dostopnostjo priključitve na omrežje, zanesljivostjo in cenovno dostopnostjo električne energije (Stern, Burke & Bruns, 2017). Če torej želimo, da odjemalci prispevajo k ekonomskemu razvoju države, jim je treba zagotoviti dostopno, zanesljivo in cenovno ugodno električno energijo. Ob vsem tem se v energetske sektorju obetajo velike spremembe, saj se je Evropska unija zavezala k podnebni nevtralnosti do leta 2050. Tako lahko v energetske sektorju pričakujemo številne ovire oziroma izzive, predvsem če želimo ohraniti ali celo izboljšati kakovost življenjskega sloga, ki nam ga široko dostopna raba električne energije omogoča.

Leta 2019 je bilo na svetovni ravni približno 37 % vse električne energije proizvedene z nizkoogljčnim odtisom, 36 % električne energije so proizvedle elektrarne na premog, 23 % plinske elektrarne in 3 % termoelektrarne na nafto (IEA, 2020b). Seveda se energetske mešanice zelo razlikujejo med posameznimi regijami in državami. Močno so povezane z razvitostjo, naravnimi viri in energetskimi politikami držav. Iz podatkov je razvidno, da bo v sklopu podnebne nevtralnosti potrebna popolna preureditev energetskega in transportnega sektorja. S podnebno tranzicijo prihaja do implementacije raznolikih ukrepov in politik na strani proizvodnje in odjema električne energije ter trga z električno energijo, s čimer želimo izboljšati učinkovitost njihovega delovanja (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Uporaba jedrske energije pri proizvodnji električne energije je po svetu široko uporabljena, ampak ima svoje prednosti in slabosti, tako kot vsi ostali načini proizvodnje električne energije. Jedrske elektrarne odlikujejo lastnosti, kot so neodvisnost proizvodnje od vremenskih razmer, dolga življenjska doba, podnebna nevtralnost, manjša količina odpadkov itd. Glavne slabosti jedrskih elektrarn so shranjevanje jedrskih odpadkov, potencialno hude posledice jedrske nesreče, visoka začetna investicija in podpora javnosti (Adar, 2020). Evropska energetska politika se o uporabi jedrske energije v energetski mešanici njenih držav članic ne opredeljuje. Tako imamo v Evropski uniji tri pole držav, tiste, ki jedrske energije ne uporabljajo, tiste, ki so v procesu prenehanja uporabe, in tiste, ki nadaljujejo z njeno uporabo (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Slovenija se, tako kot druge evropske države, trenutno spopada z izzivom doseganja podnebne nevtralnosti. Problematika podnebne nevtralnosti je močno povezana z energetske strategijo, zato je izbira primerne energetske mešanice ključna. Pri tem se moramo zavedati, da mora biti izbrana energetska strategija tudi okoljsko, družbeno in finančno sprejemljiva.

Leta 2021 so proizvodne enote v Sloveniji na pragu elektrarn proizvedle 15,05 TWh električne energije. Od tega je Nuklearna elektrarna Krško (v nadaljevanju NEK) proizvedla 5,42 TWh oziroma kar 36,01 % (vključena celotna proizvodnja NEK). Hidroelektrarne so proizvedle 32,8 % električne energije, termoelektrarne (brez NEK) 28,2 %, sončne elektrarne 3,0 % in vetrne 0,04 % (SURS, brez datuma b).

V sklopu preureditve energetske mešanice se ponujajo različne rešitve, pri čemer je mnenje, tako javnosti kot tudi stroke, za enkrat še deljeno. Kot glavne možne rešitve se predstavljajo izgradnja drugega bloka jedrske elektrarne Krško (v nadaljevanju JEK2), implementacija visokega deleža OVE in uvoz električne energije iz tujine (Muhič in drugi, 2017). Seveda se moramo zavedati, da vse rešitve s seboj prinašajo tako prednosti kot tudi slabosti in tveganja.

Projekti izgradnje jedrskih elektrarn imajo lastnosti visoke investicijske vrednosti ter velikega vpliva na okolje, ekonomijo in družbo. Prav tako so tehnično in organizacijsko zelo zahtevni, zaradi česar jih lahko označimo kot megaprojekte. Lastnost megaprojektov je velika tveganost. Pogosto so podvrženi prekoračitvi načrtovanih stroškov, zamudam in mnogokrat vsaj kratkoročno ne dosegajo svojih ciljev (Locatelli, 2018). Prav zaradi tega je treba njihovo upravičenost zelo dobro analizirati. V obzir je treba vzeti vse dejavnike in analizirati širok spekter vplivov, ki jih imajo tako veliki in kompleksni projekti na svoje deležnike.

Projekt JEK2 je projekt izgradnje drugega bloka jedrske elektrarne ob že obstoječi jedrski elektrarni v Krškem. V JEK2 bi se uporabljala tehnologija tlačnovodnega jedrskega reaktorja, ki se v že obstoječem jedrskem reaktorju v Krškem že uporablja. Predvidena nazivna moč na pragu elektrarne je približno 1.100 MW z možnim 10-odstotnim odstopanjem. JEK2 bi bila na letni ravni zmožna proizvesti 8.800 GWh električne energije in bi bila priključena na 400 kV napetostni nivo prenosnega elektroenergetskega omrežja Slovenije. Elektrarna bi bila sposobna izvajati tudi sistemske storitve, kot so primarna in sekundarna regulacija frekvence ter regulacija napetosti oziroma jalove moč (Glaser, 2021). Namen magistrskega dela je preučiti prihodnost oskrbe z električno energijo v Sloveniji, pri čemer bom raziskal vpliv izgradnje projekta JEK2. V okviru analize projekta bom osvetlil vse dejavnike, ki lahko vplivajo na uspešnost tako velikega in kompleksnega projekta. Prav tako želim prispevati k razvoju stroke, osvetliti glavno problematiko in preučiti vplive projekta na njegove deležnike.

Cilja magistrskega dela sta pregledati stanje oskrbe z električno energijo na svetovni ravni, ravni Evropske unije in Slovenije ter opraviti analizo pomena projekta JEK2. Pregledal bom evropsko energetske politiko, raziskal uporabo jedrske energije za proizvodnjo električne energije v Evropski uniji, pregledal smernice razvoja elektroenergetike in analiziral razmere pri oskrbi z električno energijo znotraj evropskega in slovenskega elektroenergetskega sistema. Opravil bom tudi analizo prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti projekta JEK2, pri čemer se bom osredotočal na okoljski, družbeni, varnostni, tehnični in finančni vidik.

Magistrsko delo temelji na obširnem in poglobljenem pregledu strokovne in znanstvene literature ter tematsko primernih poročil in projekcij relevantnih institucij. Z uporabo opisne metode in metode kompilacije bom zaobjel širok spekter ugotovitev in mnenj strokovnjakov s področja obravnavane tematike.

Delo je razčlenjeno na pet glavnih vsebinskih poglavij. V prvem poglavju je predstavljena energetska slika na svetovni ravni. Prav tako je nekoliko bolj splošno izveden pregled uporabe jedrskih elektrarn v svetu. Obravnavani sta tudi tematiki zalog uranove rude in jedrskih nesreč. Drugo poglavje obsega pregled strukture proizvodnje in odjema električne energije ter evropskih energetske politik in ukrepov. Prikazan je odnos držav članic Evropske unije (v nadaljevanju EU) do uporabe jedrske energije za namen proizvodnje električne energije. Tretje poglavje bo obsegalo natančnejši pregled elektroenergetske bilance Slovenije. Izveden je pregled slovenske energetske-podnebne strategije. Predstavljena je tudi zgodovina uporabe jedrskih reaktorjev v Sloveniji. V četrtem poglavju so projekti jedrskih elektrarn raziskani z različnih vidikov. Zadnje vsebinsko poglavje obsega analizo pomena projekta JEK2 na oskrbo z električno energijo, kjer so na podlagi SWOT-analize pregledne prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti projekta. Magistrsko delo je zaključeno s sklepnimi ugotovitvami.

1 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SVETU

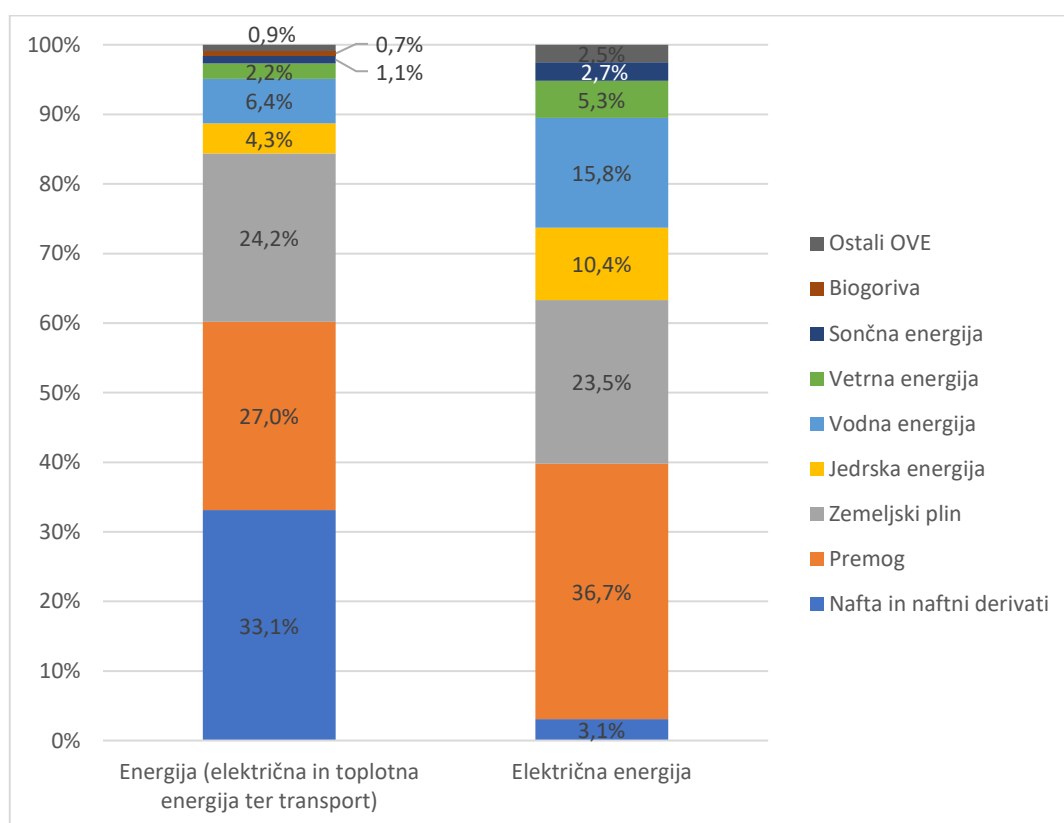
Energija velja za edino univerzalno valuto. Njena transformacija nam omogoča opravljanje dela, ki ga lahko koristno porabimo. Razvoj človeških družb je bil v preteklosti in bo najverjetneje tudi v prihodnosti odvisen od zmožnosti povečevanja količine transformirane energije v vedno bolj koncentrirane in uporabne oblike. Z naravo-znanstvenega vidika lahko razvoj človeka in potek zgodovine opazujemo kot iskanje nadzora nad velikimi zalogami energije. Slednje je omogočalo razvoj vedno kompleksnejših družb in stalno izboljševanje kakovosti življenja (Smil, 1994). Proizvodnjo oziroma transformacijo energije v grobem delimo v tri skupine (Ritchie, Roser & Rosado, 2020):

- energijo, ki jo uporabimo v obliki električne energije,
- energijo, ki jo uporabimo za ogrevanje in

- energijo, ki jo uporabimo za transport.

Z izrazom energetska mešanica opišemo strukturo rabe primarne energije, s katero v določeni geografski enoti zadostimo potrebe po energiji (Združeni narodi, 2016). Z izrazom energetska mešanica pri proizvodnji električne energije zaobjamemo le tisto primarno energijo, ki se v določeni geografski enoti uporabi za proizvodnjo električne energije. Energetska mešanica in energetska mešanica pri proizvodnje električne energije se med seboj bistveno razlikujeta, kar je jasno prikazano tudi na sliki 1. Za prikaz razlike so uporabljeni podatki iz leta 2019, saj v tem letu še ni bilo vpliva krize zaradi pandemije koronavirusne bolezni covid-19 na trg z električno energijo. Z istim razlogom so podatki iz leta 2019 poudarjeni večkrat med delom. Z nizkoogljičnimi tehnologijami je bila v letu 2019 proizvedena več kot tretjina vse električne energije, medtem ko je ta delež v celotni energiji znatno nižji in znaša manj kot šestino vse energije. Največ nizkoogljične električne energije proizvedemo iz vodne (6,4 %) in jedrske energije (4,3 %). Največji svetovni energetski vir je nafta z njenimi derivati, medtem ko je največ električne energije proizvedene iz premoga (Ritchie, Roser & Rosado, 2020).

Slika 1: Primerjava svetovne energetske mešanice in svetovne energetske mešanice pri proizvodnji električne energije za leto 2019



Opomba:

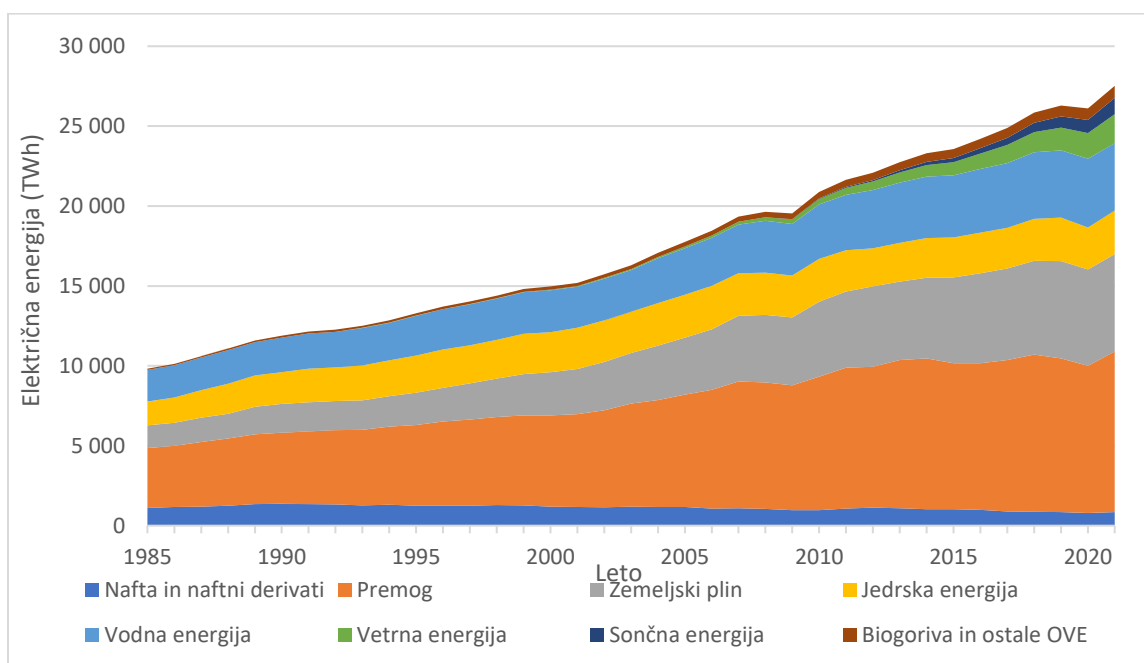
*Pod ostale OVE spadajo geotermalna energija, energija iz biomase in energija, ki je pridobljena s pomočjo plimovanja in valovanja morja.

Vir: Ritchie, Roser & Rosado (2020).

1.1 Proizvodnja električne energije na svetovni ravni

Slika 2 prikazuje svetovno proizvodnjo električne energije od leta 1985 do leta 2021, razdeljeno glede na primarne vire, ki so se pri proizvodnji električne energije uporabljali. Celotna svetovna proizvodnja električne energije je v letu 2021 znašala 27 521 TWh (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Prav tako je na sliki razvidno znatno zmanjšanje proizvodnje električne energije v času svetovne gospodarske krize v obdobju od leta 2007 do leta 2009 in krize zaradi nedavne pandemije, do katere je prišlo leta 2019.

Slika 2: Svetovna proizvodnja električne energije, deljena glede na vire



Opomba:

*Pod ostale OVE spadajo geotermalna energija, energija iz biomase in energija, ki je pridobljena s pomočjo plimovanja in valovanja morja.

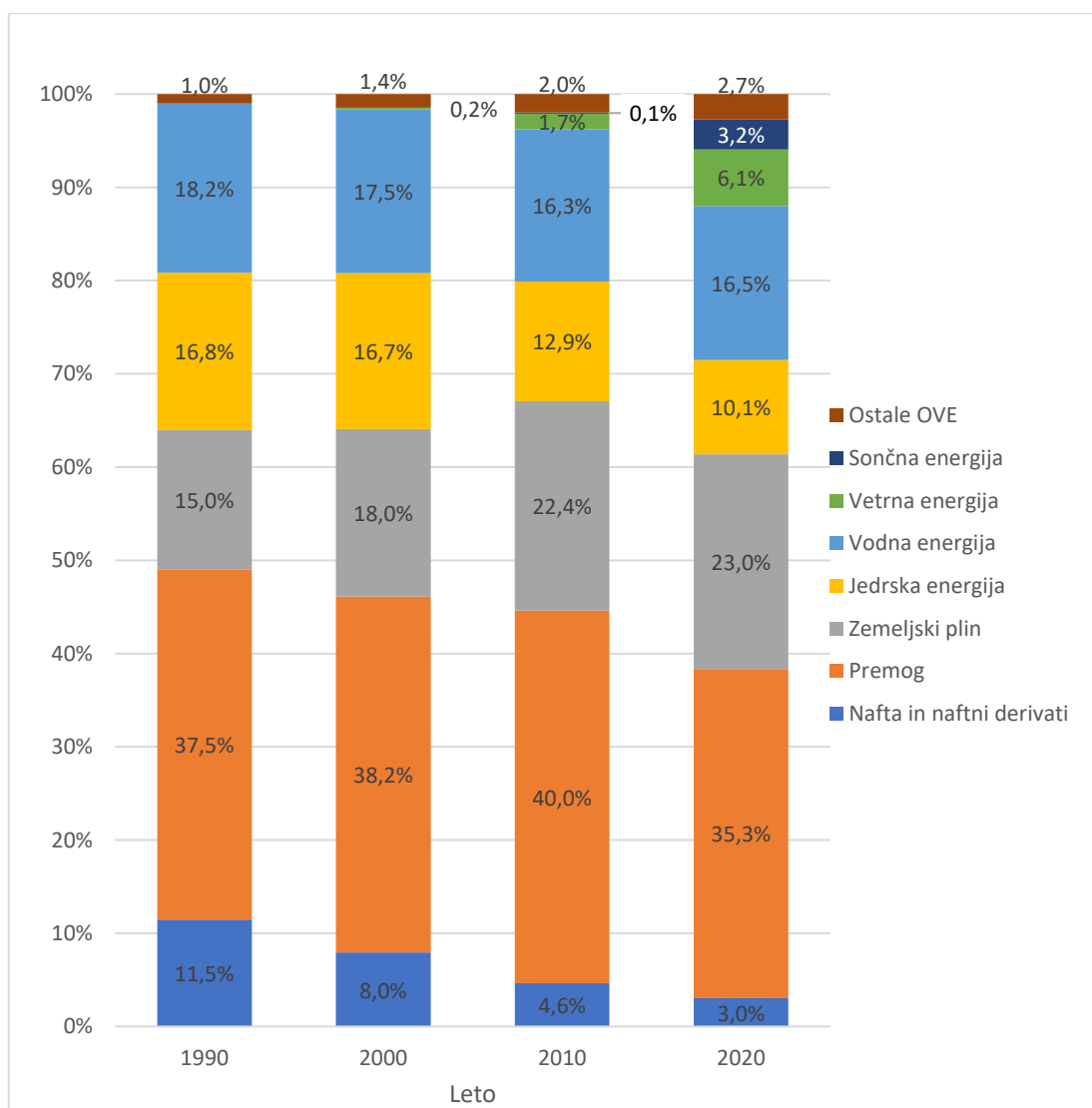
Vir: Ritchie, Roser & Rosado (2020).

Uporaba različnih energetskega virov za proizvodnjo električne energije in njihovi deleži so se v zadnjih 30 letih močno spremenili, kar je prikazano tudi na sliki 3. Slika prikazuje svetovno energetska mešanico pri proizvodnji električne energije za leta 1990, 2000, 2010 in 2020. Delež električne energije, proizvedene iz premoga, je med leti 2000 in 2010 nekoliko narasel, nato je bil do leta 2020 v upadu. Delež zemeljskega plina v proizvodnji električne energije je narasel s 15 % leta 1990 na 23 % leta 2020, medtem ko je delež nafte in naftnih derivatov, ki je leta 1990 dosegal dobrih 11 %, leta 2020 upadel na 3 % (Ritchie, Roser & Rosado, 2020).

Delež fosilnih goriv na področju proizvodnje električne energije znaša okoli 60 %, vendar se, kljub povečanju proizvodnje iz jedrskih elektrarn in elektrarn na OVE, v zadnjih 40 letih ni bistveno spremenil oziroma zmanjšal (IAEA, 2021).

Delež vodne energije v proizvodnji električne energije ostaja dokaj nespremenljiv s približno 16,5 % in je največji nizkoogljični vir. Delež proizvodnje električne energije iz jedrskih elektrarn se je od leta 1980 do leta 1990 skoraj podvojil (IAEA, 2021), medtem ko od leta 2010 naprej njen delež upada in je bil leta 2020 okoli 10 %. Delež proizvedene električne energije iz vetrne in sončne energije je bil leta 2000 manj kot 0,5 %, medtem ko je leta 2020 dosegel več kot 9 % (Ritchie, Roser & Rosado, 2020).

Slika 3: Svetovna energetska mešanica pri proizvodnji električne energije



Opomba:

*Pod ostale OVE spadajo geotermalna energija, energija iz biomase in energija, ki je pridobljena s pomočjo plimovanja in valovanja morja.

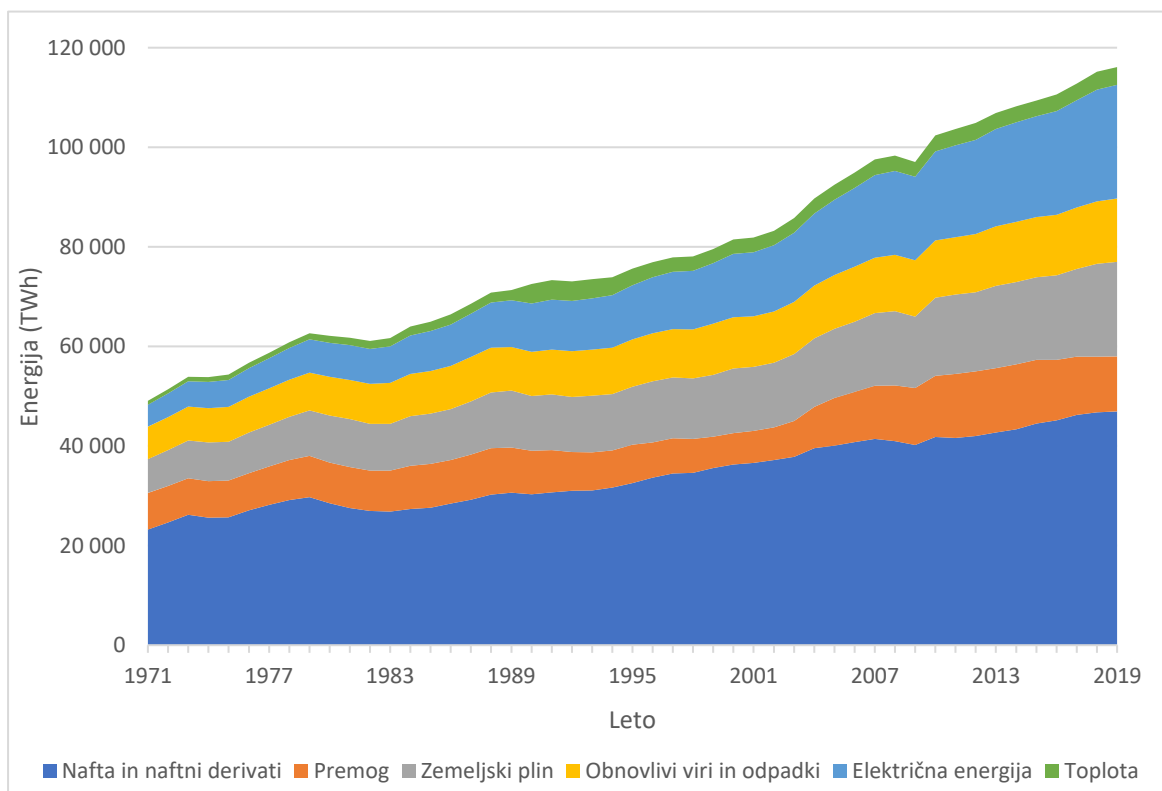
Vir: Ritchie, Roser & Rosado (2020).

1.2 Poraba električne energije na svetovni ravni

Svetovna končna raba energije je v leta 2019 znašala 116 104 TWh (IEA, 2022c). Slika 4 prikazuje svetovno končno rabo energije glede na vir za obdobje med letoma 1971 in 2019, medtem ko slika 5 podrobneje prikazuje strukturo svetovne končne rabe energije.

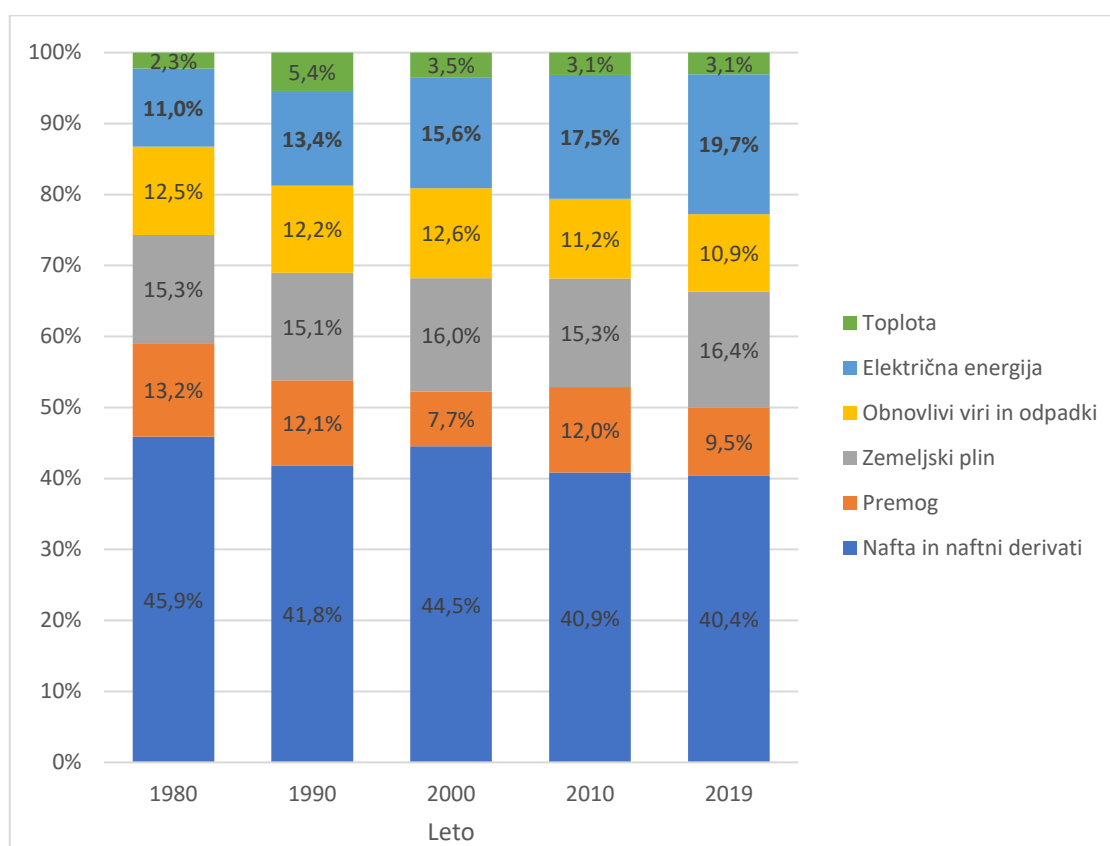
V svetovni končni rabi energije prevladujejo fosilna goriva, ki so leta 1980 predstavljala 74 %. Delež je do leta 2019 upadel na približno 66 % (IEA, 2022c). Delež električne energije v končni rabi energije se je od leta 1980 najbolj spremenil in je narasel za 8 odstotnih točk, medtem ko je končna raba električne energije med letoma 1980 in 2020 v povprečju naraščala po 3-odstotni letni stopnji (IEA, 2021).

Slika 4: Svetovna končna raba energije glede na vir



Vir: IEA (2022c).

Slika 5: Struktura svetovne končne rabe energije glede na vir

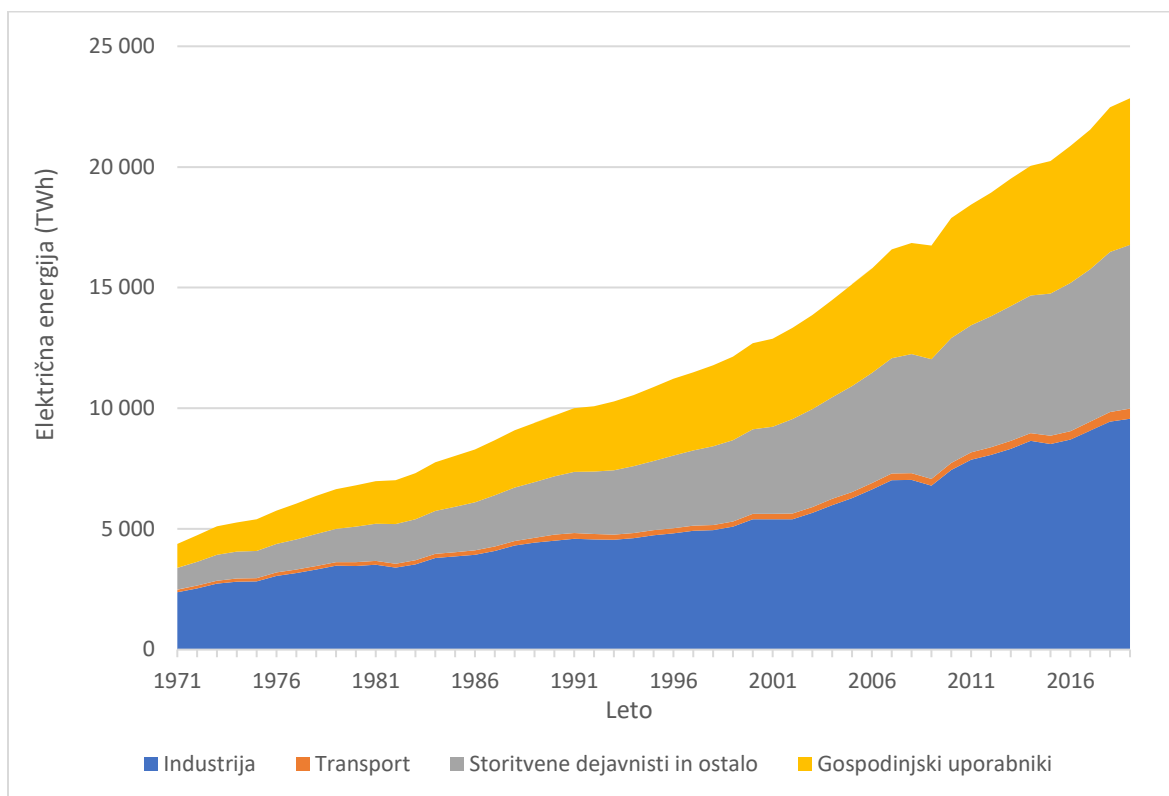


Vir: IEA (2022c).

Mednarodna agencija za jedrsko energijo (angl. International atomic energy agency, v nadaljevanju IAEA) je v svojem letnem poročilu o energiji, električni energiji in oceni jedrske moči za obdobje do leta 2050 (2021) ocenila, da pričakuje zviševanje porabe električne energije po 2,4-odstotni povprečni letni stopnji oziroma podvojitve končne rabe električne energije do leta 2050. Pričakujejo, da se bo svetovna končna raba energije povprečno zviševala po 1-odstotni letni stopnji ter tako dosegla 15-odstotno zvišanje do leta 2030 in 30-odstotno zvišanje do leta 2050. Slednje bo razlog za še nadaljnje poviševanje deleža električne energije v svetovni končni rabi energije (IAEA, 2021). Leta 2050 je pričakovati približno 40-odstotni delež električne energije v svetovni končni rabi energije (McKinsey & Company, 2022).

Slika 6 prikazuje svetovno končno rabo električne energije glede na sektor. Največ električne energije je v letu 2019 porabil industrijski sektor (41,9 %), sledil mu je sektor storitvenih dejavnosti in ostale končne rabe (kmetijstvo, gozdarstvo, ribolov itd.) z 29,7 %. Gospodinjiski uporabniki so uporabili 26,6 % vse električne energije, medtem ko je bilo 1,8 % električne energije porabljenega za transport (IEA, 2022c).

Slika 6: Svetovna končna raba električne energije glede na sektor



Vir: IEA (2022c).

1.3 Uporaba jedrske energije v svetu

1.3.1 Splošno o uporabi jedrske energije

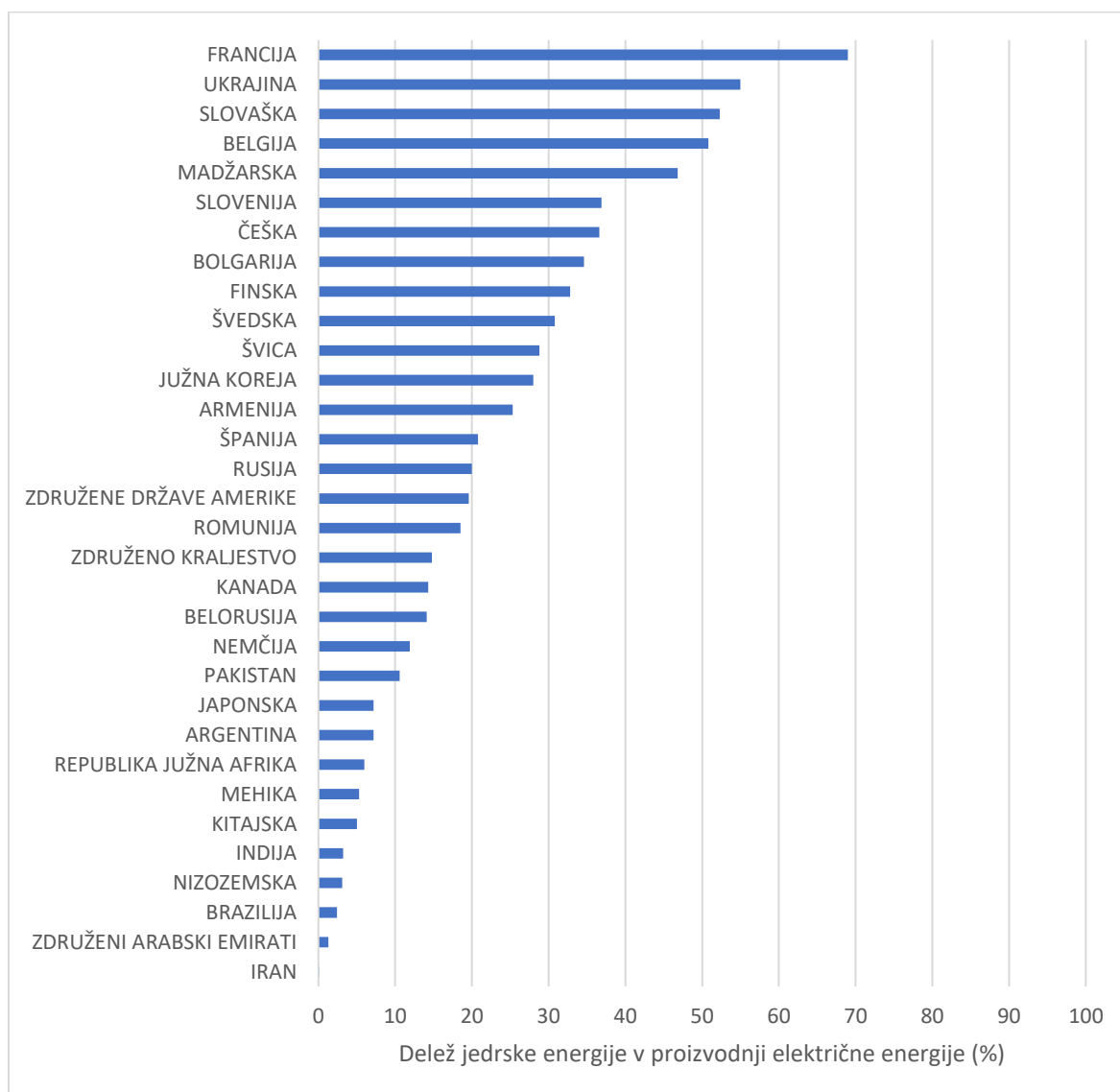
Razvoj jedrske tehnologije se je začel v 40. letih 20. stoletja, v času druge svetovne vojne, ter je bil sprva osredotočen na izdelavo orožja in nekoliko kasneje še na proizvodnjo električne energije. Prve komercialne jedrske elektrarne so začele obratovati v 50. letih 20. stoletja. Jedrske elektrarne izkoriščajo energijo, ki se sprošča pri cepitvi atomov oziroma pri jedrski fisiji. Trenutna proizvodnja iz približno 440 jedrskih reaktorjev v 32 državah predstavlja okoli 10 % vse svetovne proizvodnje električne energije (2553 TWh v letu 2020) in je drugi največji vir nizkoogljične energije na svetu. Nazivna električna moč vseh svetovnih jedrskih elektrarn znaša približno 394 GW (WNA, 2022h).

Več kot 50 držav uporablja jedrsko energijo v približno 220 raziskovalnih reaktorjih za raziskave in usposabljanje, nekaj izmed njih jih proizvaja tudi izotope, ki se uporabljajo v medicini in industriji. Jedrski reaktorji se uporabljajo tudi za pomorski pogon. V večini ga za pogon podmornic in drugih večjih plovil uporabljajo predvsem vse glavne vojne mornarice. Jedrska tehnologija se na tem področju uporablja že več kot 50 let in ima tu že

več kot 1.300 reaktorskih let izkušenj. Prav tako sta ruska in ameriška vojna mornarica že razgradili vrsto podmornic iz časa hladne vojne (WNA, 2022h).

V letu 2021 je 13 držav proizvedlo vsaj eno četrtno svoje električne energije iz jedrskih elektrarn (slika 7). Francija je proizvede okoli 70 %, medtem ko Ukrajina, Slovaška, Belgija in Madžarska okvirno polovico (IAEA, 2023a). Delež na Japonskem je bil pred jedrsko nesrečo leta 2011 višji od četrtnskega. Napoveduje se, da bo v prihodnosti ponovno dosegel te vrednosti (WNA, 2022h). V letu 2021 se je največ električne energije iz jedrskih elektrarn proizvedlo v Združenih državah Amerike (v nadaljevanju ZDA, 772 TWh), na Kitajskem (383 TWh) in v Franciji (363 TWh). Proizvodnja električne energije iz jedrskih elektrarn v letu 2021 je bila v ostalih državah nižja od 210 TWh (IAEA, 2023a).

Slika 7: Delež jedrske energije v proizvodnji električne energije v letu 2021



Vir: IAEA (2023a).

1.3.2 Rudarjenje, pridobivanje in zaloge urana

Proces rudarjenja in mletja uranove rude je podoben procesom rudarjenja in mletja pri pridobivanju bakra, cinka in drugih kovin. Uran pogosto najdemo skupaj z bakrom, s fosfati in z drugimi minerali ter je tako pogosto stranski produkt (angl. co-product) drugih rudarskih obratov (Massachusetts Institute of Technology, 2011). Čeprav je uranova ruda geološko široko razpršena in najdemo nahajališča po vsem svetu, so večja nahajališča uranove rude le v nekaj državah sveta (Dahlkamp, 2013). Tabela 1 prikazuje deleže identificiranih virov (angl. identified resources) urana v državah, ki so velike proizvajalke urana ali imajo načrte znatnega povečanja zmogljivosti proizvodnje energije z jedrskimi elektrarnami. V tabeli so upoštevani le deleži urana, katerega cena pridobivanja je bila dne 1. januarja 2019 v obratu za predelavo rude nižja od 130 USD/kgU. Na območju 16 držav je 95 % vsega urana v tej cenovni kategoriji. Ostalih 5 % urana je porazdeljenih med 21 drugih držav. Taka razpršenost energetskega vira predstavlja pomembno lastnost jedrske energije z vidika energetske varnosti (NEA, 2020).

Tabela 1: Deleži identificiranih virov urana s ceno, ki je bila dne 1. januarja 2019 nižja od 130 USD/kgU

Država	Svetovni delež identificiranih virov urana (%)
Avstralija	28
Kazahstan	15
Kanada	9
Rusija	8
Namibija	7
Južnoafriška republika	5
Brazilijska	5
Kitajska	4
Niger	4
Ukrajina	2
Uzbekistan	2
Mongolija	2
ZDA	1
Tanzanija	1
Jordanija	1
Bocvana	1

Vir: NEA (2020).

IAEA in Agencija za jedrsko energijo (angl. Nuclear energy agency, v nadaljevanju NEA) sta v skupnem poročilu, znanem tudi pod imenom »Rdeča knjiga« (angl. *Red Book*) podali celovito oceno o ponudbi in povpraševanju urana ter nadaljnje projekcije do leta 2040.

Glavna ugotovitev poročila je bila zagotovilo zadostnosti urana za vsaj še 135 let, ob zavedanju, da bo treba nadalje izvajati raziskave, inovirati tehnologijo in investirati v naložbe, usmerjene v pridobivanje urana (NEA, 2020).

Ekonomika rudnikov uranove rude je med drugim odvisna od države, kjer je dotični rudnik, kakovosti in vrste nahajališča ter globine in infrastrukturnih težav, ki jih izkop lahko predstavlja. Države imajo med seboj različne stopnje tveganja naložb (angl. degrees of sovereign risk), kar vpliva na privlačnost investiranja v rudnike. Prav tako v državah prihaja do različnih licenčnih (angl. royalty) in davčnih režimov ter razpoložljivosti in usposobljenosti delovne sile (WNA, 2022k).

Če želimo zagotoviti gorivo za jedrsko elektrarno, ki uporablja lahkovodni reaktor (angl. light water reactor, LWR) in ima izhodno električno moč 1.000 MW, moramo letno izkopati približno 200 ton uranove rude (Massachusetts Institute of Technology, 2011).

1.3.3 Jedrska varnost in nesreče

V svetovnem merilu se jedrska varnost jedrskih objektov ureja na podlagi nacionalne zakonodaje in mednarodnih konvencij (ENSREG, brez datuma b). Jedrska varnost zajema ukrepe za preprečevanje oziroma omejitev posledic jedrskih ali radioloških nesreč (Iqbal, Howari, Mohamed & Paleologos, 2021). Do jedrskih ali radioloških nesreč lahko pride pri uporabi virov ionizirajočega sevanja, pri prevozu radioaktivnih odpadkov, zaradi najdenih virov v odpadnih kovinah, zaradi terorističnih napadov itd. (Uprava RS za jedrsko varnost, 2022).

K jedrski varnosti se v jedrski industriji navadno pristopa z izvajanjem tehničnih varnostnih analiz, npr. (Hyvärinen, Vihavainen, Ylönen & Valkonen, 2022):

- determinističnih varnostnih analiz,
- analiz celovitosti materialov in
- verjetnostnih varnostnih analiz
- ter analiz v povezavi z organiziranostjo, npr.:
- revizij sistema upravljanja varnosti in
- ocen varnostne kulture.

Ocene tveganja v povezavi z jedrsko varnostjo obsegajo proces izboljševanja jedrske varnosti in so sestavljene iz treh glavnih elementov (Niehaus, 1983):

- prepoznavanje tveganj: proces identifikacije in kvantifikacija tveganj,
- ovrednotenja tveganj: proces vrednotenja in primerjanja različnih vidikov tveganj,
- obvladovanja tveganj: proces oblikovanja in izvajanja varnostnih politik.

Tveganje za nastop jedrske nesreče se izračuna kot produkt verjetnosti, da bo do nesreče prišlo, in posledic jedrske nesreče. Vrednosti verjetnosti so zelo nizke, medtem ko so vrednosti posledic jedrskih nesreč zelo visoke (Lévêque, 2013). Letna verjetnost nastopa jedrske nesreče v jedrski elektrarni je reda 10^{-5} . Pri tem se moramo zavedati, da je letna verjetnost za jedrske nesreče, katerih finančna škoda presega 8 milijard USD, še nekoliko nižja (reda 10^{-8}) (Hofert & Wüthrich, 2012).

Do zdaj je v vsej zgodovini uporabe jedrske energije za proizvodnjo električne energije prišlo v jedrskih elektrarnah do dveh večjih nesreč. Do prve je prišlo leta 1986 v Černobilu v Ukrajini, ki je bila tedaj še del Sovjetske zveze. Vzrok za nesrečo je bil neuspešno izveden varnostni test in nesreča je bila med drugim posledica pomanjkljivosti v načrtovanju reaktorja in slabe varnostne kulture (WNA, brez datuma). Dva delavca v elektrarni sta umrla skoraj takoj po nesreči, medtem ko je bilo 134 reševalcev, delavcev v elektrarni in gasilcev diagnosticiranih z akutnim radiacijskim sindromom (angl. acute radiation syndrome, ARS). Od teh 134 ljudi jih je v nekaj tednih po nesreči umrlo 28, kar pomeni, da je kratkoročno po nesreči umrlo 30 oseb (Ritchie, 2017; WNA, 2022a). Po poročilu Znanstvenega odbora Združenih narodov za učinke sevanja (angl. United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, v nadaljevanju UNSCEAR, 2008) je do leta 2006 umrlo 19 od ostalih 106 delavcev, vendar njihov vzrok smrti ni bil ARS in načeloma ni bil povezan z izpostavljenostjo sevanju. Zaradi počasnega odziva na jedrsko nesrečo v Černobilu so bili posamezniki s kontaminacijo mleka izpostavljeni tudi kratkoživemu radionuklidu ^{131}I , kar je bil vzrok za pojav raka ščitnice pri otrocih in mladostnikih. Zaradi slednjega je do leta 2005 umrlo 15 ljudi (UNSCEAR, 2008). Ob nastopu nesreče je nastala tudi velika zaskrbljenost glede tveganja za pojav raka na širši populaciji v Ukrajini, Belorusiji, Rusiji in v ostalih delih Evrope. Svetovna zdravstvena organizacija (angl. World Health Organization, WHO) je leta 2005 ocenila potencialno število smrtnih žrtev na 4.000. Novejše študije so pokazale, da je bila ta ocena previsoka. V poročilu UNSCEAR (2008) je bilo ugotovljeno, da je bila izpostavljenost širše javnosti radioaktivnemu sevanju zelo nizka in zato ne pričakujejo škodljivega vpliva na zdravje. Njihovo nadaljnje poročilo iz leta 2018 je te ugotovitve ponovno potrdilo. Skupno število potrjenih smrtnih žrtev zaradi jedrske nesreče v Černobilu je manj kot 100, medtem ko dejansko število še vedno ni znano (Ritchie, 2017).

Leta 2011 je prišlo do jedrske nesreče v elektrarni Fukušimi Daiči na Japonskem. Jedrska nesreča je bila posledica najmočnejšega potresa, ki je bil na Japonskem kadar koli zabeležen, sledil mu je tudi cunami (Ritchie, 2017; WNA, 2022c). Japonska vlada je leta 2018 oznanila prvo neposredno smrtno žrtev jedrske nesreče, ki je umrla za pljučnim rakom (BBC, 2018). Izvleček poročila UNSCEAR (2022) je, da med prebivalci Fukušime ni bilo dokumentiranih nobenih škodljivih učinkov na zdravje, ki bi jih lahko neposredno pripisali jedrski nesreči. Prav tako ocenjujejo, da vplivi na zdravje, povezani s sevanjem, ne bodo opazni. Ocene posrednih žrtev je bilo zaradi povezanosti potresa, cunamija in jedrske nesreče težko natančno določiti. Posredne žrtve se nanašajo na smrtne žrtve zaradi evakuacije ter fizičnega in psihičnega stresa, ki ga je to imelo na ljudi. V obdobju do nekaj tednov po nesreči se je

več kot 160.000 ljudi odselilo iz območja okoli Fukušime. Leta 2020 je japonska oblast sporočila, da je bilo posredno število smrtnih žrtev zaradi jedrske nesreče v Fukušimi 2 313, od tega je bilo približno 90 % starejših od 66 let. Skupno število potrjenih smrtnih žrtev jedrske nesreče v Fukušimi je torej 2.314 (Ritchie, 2017; WNA, 2022c). Finančni stroški jedrske nesreče v Fukušimi se ocenjuje na približno 200 milijard USD (National Research Council, 2014).

1.3.4 Jedrski odpadki

Jedrski oziroma radioaktivni odpadki se v večini proizvedejo pri proizvodnji električne energije v jedrskih elektrarnah, v medicini, pri izvajanju raziskav, v industriji in v agrikulturi, kjer se uporabljajo radioaktivni materiali (Evropska komisija, brez datuma c). Jedrski odpadki iz jedrskih elektrarn predstavljajo najpomembnejši vir jedrskih odpadkov. Teh odpadkov je namreč največ in je z njimi treba najbolj dolgoročno ravnati (NEA, brez datuma).

Ravnanje z jedrskimi odpadki pomeni varno obdelavo, skladiščenje in odlaganje trdih, tekočih in plinastih odpadkov iz jedrske industrije z namenom varovanja ljudi in okolja. V splošnem radioaktivne odpadke delimo v kategorije nizko, srednje in visoko radioaktivnih odpadkov, ki se med seboj razlikujejo glede na stopnjo trajnosti radioaktivnosti. Odlaganje nizko in srednje radioaktivnih odpadkov predstavlja že utečeno prakso, medtem ko se visoko radioaktivni odpadki za enkrat še shranjujejo v temu namenjenih objektih. Znanstvena in tehnična skupnost se strinja, da je odlaganje visoko radioaktivnih odpadkov v globokih geoloških odlagališčih mogoča, vendar takšen koncept v velikem številu držav na družbeni ravni še ni sprejet. Dejavnosti v povezavi z ravnanjem z radioaktivnimi odpadki lahko opišemo s štirimi koraki (NEA, brez datuma):

- zmanjšanje količine jedrskih odpadkov,
- embaliranje jedrskih odpadkov na način, da omogoča varno rokovanje z njimi,
- vmesno skladiščenje jedrskih odpadkov in
- končno odlaganje jedrskih odpadkov.

1.3.5 Napovedi uporabe jedrske energije

Trenutno je v 18 državah sveta v gradnji 57 jedrskih reaktorjev s skupno močjo približno 60 GW (tabela 2). Največ jih je v gradnji na Kitajskem, kar 19 s skupno močjo na pragu okoli 20 GW. V Indiji je v gradnji osem reaktorjev s skupno močjo na pragu okoli 6 GW (IAEA, 2023b). Dodatno se poleg izgradnje novih jedrskih reaktorjev jedrske kapacitete ohranjajo s podaljševanjem obratovalnih dob jedrskih elektrarn. Prihaja tudi do nadgradenj že obstoječih jedrskih elektrarn, s čimer se jedrska kapaciteta še dodatno povečuje (WNA, 2022j).

Tabela 2: Jedrski reaktorji, ki so trenutno v izgradnji

Država	Skupna moč na pragu (MWe)	Število reaktorjev
Argentina	25	1
Bangladeš	2160	2
Belorusija	1110	1
Brazilija	1340	1
Kitajska	19642	19
Egipt	2388	2
Francija	1630	1
Indija	6028	8
Iran	974	1
Japonska	2653	2
Južna Koreja	4020	3
Rusija	3809	4
Slovaška	440	1
Turčija	4456	4
Ukrajina	2070	2
Združeni arabski emirati (v nadaljevanju ZAE)	1345	1
Združeno kraljestvo (v nadaljevanju ZK)	3260	2
ZDA	2234	2
Skupno	59584	57

Vir: IAEA (2023).

IAEA je v svojih projekcijah scenarija visoke ravni rabe jedrskih elektrarn v proizvodnji električne energije (angl. high case scenario, v nadaljevanju HCS) napovedala, da se bo proizvodna kapaciteta jedrskih elektrarn do leta 2030 povečala za 20 % in do leta 2050 podvojila, medtem ko scenarij najnižje ravni jedrskih elektrarn v proizvodnji električne energije (angl. low case scenario, v nadaljevanju LCS) napoveduje 7-odstotno znižanje njenih kapacitet do leta 2030 in nato leta 2050 doseganje ravni iz leta 2020 (IAEA, 2021). V tabeli 3 so prikazane projekcije po svetovnih regijah za leta 2030, 2040 in 2050. Projekcije kažejo, da bo do največjega števila izgradenj novih kapacitet prišlo v regiji centralne in vzhodne Azije.

Mednarodna agencija za energijo (angl. International energy agency, v nadaljevanju IEA, 2022a) je v tako imenovanem scenariju z obstoječimi ukrepi (angl. stated policies scenario, STEPS) določila, da bi se zmogljivost jedrskih elektrarn v letu 2050 povečala za približno 28 % glede na ravni iz leta 2022. Scenarij neto ničelnih emisij (angl. net zero emissions, NZE), podobno kot scenarij visoke ravni uporabe IEA, napoveduje skorajšnje podvojitev jedrskih zmogljivost do leta 2050 v primerjavi z letom 2022 (IEA, 2022b).

Tabela 3: Projekcije kapacitet jedrskih elektrarn do leta 2050 v GWe

	2021	2030		2040		2050	
Regija		LCS	HCS	LCS	HCS	LCS	HCS
Skupno	389,50	381	479	392	676	404	873
Severna Amerika	109,1	86	110	63	110	40	124
Latinska Amerika in Karibi	5,1	6	6	9	16	12	25
Severna, zahodna in južna Evropa	99,6	84	90	70	112	43	133
Vzhodna Evropa	53	53	62	55	93	63	104
Afrika	1,9	2	3	8	12	9	21
Zahodna Azija	3,2	8	9	12	19	14	24
Južna Azija	10	18	29	32	49	47	78
Centralna in vzhodna Azija	107,7	124	170	142	260	173	347
Jugovzhodna Azija				1	5	3	15
Oceanija							2

Opomba:

LSC – scenarij najnižje ravni jedrskih elektrarn v proizvodnji električne energije

HSC – scenarij visoke ravni rabe jedrskih elektrarn v proizvodnji električne energije

Vir: IAEA (2021).

2 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V EU

2.1 Zgodovina in razvoj energetskega politik EU

Začetki strateškega ekonomskega sodelovanja Evropskih držav segajo v leto 1951, ko je šest držav ustanovilo Evropsko skupnost za premog in jeklo, s čimer so izvedli začetni korak h gospodarskemu sodelovanju. Hkrati je Evropska skupnost prav tako prepoznala, da premog ne bo več gonilna sila gospodarske rasti in ga bo najverjetneje zamenjala jedrska energija, ki naj bi predstavljala cenejši vir energije. Slednje se je leta 1957 odrazilo v ustanovitvi Evropske skupnosti za jedrsko energijo (angl. European Atomic Energy Community), katere cilj je bil zagotavljanje jedrske varnosti in nadzora nad radioaktivnimi odpadki ter spodbujanje uporabe jedrske energije v miroljubne namene (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013). Leta 1957 je bila s tako imenovano Rimsko pogodbo prav tako ustanovljena Evropska gospodarska skupnost (angl. European economic community), ki se je kasneje razvila v Evropsko unijo (v nadaljevanju EU) (ENSREG, brez datuma a).

Različne vizije na državnih ravneh so v 60. letih vodile v različne strategije na nacionalnih ravneh. Zahodnoevropske države so spodbujale uporabo jedrske energije, s čimer naj bi

zmanjševale njihovo povečevanje odvisnosti od uvoza nafte, premoga in zemeljskega plina. Tehnologije OVE, z izjemo vodne energije v državah z velikim potencialom vodne energije, zaradi svoje visoke cene še niso bile privlačne (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Leta 1973 je nastopila prva energetska kriza, ki je bila posledica nasprotovanja med Organizacijo držav izvoznic nafte (OPEC) in državami razvitega sveta (Issawi, 2015). Prišlo je do embarga na izvoz nafte z Bližnjega vzhoda v Združene države Amerike, na Nizozemsko, Portugalsko itd. Slednje je povzročilo štirikratno povečanje cene naftnega sodčka (Britannica, 2020). Energetska kriza in srečanje držav članic leta 1974 v Københavnu sta vodila v razvoj skupne energetske politike, katere cilj je bil razviti smernice glede oskrbe z energijo. Kljub problematiki deregulacije energetskih trgov, varovanja okolja in podnebnih sprememb je v 80. in 90. letih Evropska skupnost kot glavno težavo prepoznala zanesljivost oskrbe z energijo (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Prvo ocenjevalno poročilo, ki ga je leta 1990 pripravil Medvladni forum o podnebnih spremembah, in Kjotski protokol (European Union, brez datuma) sta predstavljala temeljna dokumenta za razvoj enotnih stališč glede podnebnih sprememb in zanesljivosti oskrbe z energijo. Leta 2005 je bil na zasedanju Evropskega sveta v Londonu sprejet obvezen koncept energetske politike Evropske unije, ki predstavlja prvi zakonodajni koncept na področju energetike (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Evropska komisija je leta 2007 pripravila »Energetsko politiko za Evropo«, ki velja za prvi načrt, v katerem so predstavljeni trije največji izzivi Evropske energetske politike. To so (Evropska komisija, 2007):

- trajnost,
- konkurenčnost in
- zanesljivost oskrbe.

Z enakimi izzivi se spopadamo še danes. Prav tako so bili tedaj zapisani dolgoročni cilji evropske energetske politike, znani tudi pod oznako »20/20/20 do leta 2020«. Cilj je bilo doseči 20-odstotni delež obnovljivih virov energije (v nadaljevanju OVE) v končni porabi, zmanjšati emisije TGP za 20 % glede na leto 1990 in 20-odstotno izboljšanje učinkovitosti rabe energije ter s tem doseči zmanjšanje rabe primarne in končne energije (Evropska komisija, 2007).

Leta 2019 je Evropska komisija predstavila Evropski zeleni dogovor (angl. European green deal), s katerim se je EU zavezala k neto ničnim izpustom do leta 2050. Glavni elementi zelenega dogovora so (Evropska komisija, 2019):

- povečanje ambicioznosti podnebnih ciljev EU,
- oskrba s čisto in z varno energijo,

- čisto in krožno gospodarstvo,
- učinkovita raba energije in virov,
- prizadevanje za ničelno onesnaženost,
- ohranjanje in obnavljanje ekosistemov ter biotske raznovrstnosti,
- pravičen, zdrav in okolju prijazen prehranski sistem ter
- pospešen prehod na trajnostno in pametno mobilnost.

Za doseganje Evropskega zelenega dogovora bo treba gospodarstvo EU popolnoma preobraziti ter v EU sprejemati politike in ukrepe, katerih glavni cilj je trajnostni razvoj (Evropska komisija, 2019).

Leta 2022 je Evropska komisija predstavila načrt REPower EU. Cilji načrta so varčevanje z energijo, proizvodnja »čiste« energije in diverzifikacija oskrbe z energijo. Načrt je nastal kot posledica motenj na svetovnem energetske trgu, ki jih je povzročil ruski napad na Ukrajino. Komisija ocenjuje, da bi bilo treba za doseganje ciljev do leta 2027 izvesti dodatne naložbe v višini 210 milijard evrov (Evropska komisija, 2022b).

2.1.1 Pretekle energetske politike in implementirani ukrepi

V preteklosti se je na področju energetike v EU uvedla že vrsta ukrepov, katerih namen je bilo doseganje trajne, konkurenčne in zanesljive oskrbe z energijo. V tem poglavju so nekoliko podrobneje predstavljene glavne energetske in podnebne politike ter njihov razvoj skozi čas.

2.1.1.1 Obnovljivi viri energije

Evropska komisija je leta 1995 pripravila Belo knjigo z naslovom »Energetska politika za EU« (angl. An energy policy for European Union), kjer je OVE prepoznala kot eno od rešitev pri doseganju takratnih ciljev na področju razvoja energetskega sektorja (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013). Glavni cilji energetskega sektorja tedaj so bili splošna konkurenčnost, zanesljivost oskrbe in varovanje okolja ter so se močno prekrivali s splošnimi cilji integracije trgov, trajnostno gospodarsko rastjo ter z ustvarjanjem novih delovnih mest in blaginje za evropskih prebivalce (Evropska komisija, 1995). Leta 1997 sta izšla Bela knjiga in akcijski načrt z naslovom »Energija prihodnosti: Obnovljivi viri energije«, kjer si je Evropska komisija kot strateški cilj zadala 12-odstotni delež proizvodnje iz OVE v končni rabi energije do leta 2010. Za sektor električne energije je bil prepoznan še nekoliko bolj ambiciozen potencial, kjer so predvidevali, da bi delež OVE do leta 2010 lahko dosegel 23,5 % (Evropska komisija, 1997). Slednje se je kasneje tudi odrazilo v Direktivi 2001/77/EC, katere namen je bilo spodbuditi rast deleža proizvedene električne energije iz OVE (Evropski parlament & Svet Evropske unije, 2001). Leta 2003 je Evropska komisija sprejela Direktivo 2003/30/EC, namenjeno promoviranju biogoriv in drugih obnovljivih

goriv s ciljnim referenčnimi vrednostmi 2 % rabe do leta 2005 in 5,75 % do leta 2010 (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Leta 2009 so bili določeni natančni cilji posameznih držav pri doseganju deleža OVE v končni rabi energije do leta 2020. Cilji so bili določeni glede na začetni delež energije iz obnovljivih virov (v nadaljevanju OV), energetskega potenciala držav in BDP-ja (Evropski parlament & Svet Evropske unije, 2009b). Prav tako so bili določeni vmesni cilji, ki so bili namenjeni spremljanju napredka. Nacionalni akcijski načrti za OV so bili ključni pri doseganju zadanih ciljev. Ti vsebujejo načrtane ciljne deleže OVE v sektorjih transporta, električne energije, ogrevanja in hlajenja, prav tako vsebujejo ustrezne ukrepe, s katerimi je doseganje ciljnih vrednosti mogoče doseči (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Naložbe v obnovljive vire so v EU zmanjšale potrebe po uvozu fosilnih goriv in električne energije, kar je izboljšalo energetske varnosti na ravni EU. Vendar je zaradi različnih pristopov k spodbujanju uporabe OVE na državnih ravneh prišlo tudi do razlik v uspešnosti implementiranja politik in s tem rezultatov (Gökgöz & Güvercin, 2018). Seveda je treba v zakup vzeti tudi razlike med naravnimi viri posameznih držav oziroma njihovimi energetskega potenciali.

2.1.1.2 Učinkovita raba energije

Politika EU že od 70. let promovira politiko učinkovite rabe energije, medtem ko so se od 80. let naprej politike učinkovite rabe energije močno usmerile v povečevanje energetske učinkovitosti stavb. Usmerjenost politike se je postopoma krepila predvsem zaradi doseganja ciljev oziroma zavez na področju podnebnih sprememb in povečanja zanesljivosti oskrbe z energijo (Economidou in drugi, 2020).

Učinkovita raba energije je najpogostejše predstavljena kot najhitrejša in stroškovno najučinkovitejša rešitev izboljšanja zanesljivosti oskrbe in zmanjševanja emisij toplogrednih plinov (v nadaljevanju TGP). Prav zaradi tega predstavlja enega od stebrov energetske politike EU in je bila neposredno vključena v podnebne cilje 20/20/20 do leta 2020. Nekateri od ukrepov, ki so jih države članice EU vključile v njihovo politiko izboljševanja učinkovitosti rabe energije, so (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013):

- kogeneracija,
- izboljšanje energetske učinkovitosti stavb in naprav,
- zelena javna naročila,
- sistem okoljskega ravnanja in presojanja,
- obdavčitev,
- javne finančne spodbude,
- izobraževanje in krepitev zavedanja ter

- spremljanje in ovrednotenje napredka.

Gökgöz in Güvercin (2018) ugotavljata, da se je med leti 2010 in 2014, kljub naraščanju BDP-ja Evropske unije, zmanjšalo povpraševanje po električni energiji in uvozu energije iz tujine. Slednje je odraz uspešne politike energetske učinkovitosti in zmanjšanja odvisnosti od uvoza energije.

Bertoldi in Mosconi (2020) sta v svoji študiji, ki je obravnavala 28 držav članic EU (EU-28) in Norveško, ugotovila, da so energetske politike vplivale na približno 12,1-odstotno zmanjšanje porabe energije v letu 2013. Od tega je bilo zmanjšanje v industriji za 20,4 %, v transportu za 11,9 %, pri gospodinskih porabnikih za 8,5 % in v sektorju storitveni dejavnosti le za 1,9 %. Razlog za največje zmanjšanje v industrijskem sektorju sta predvsem manjše število podjetij in njihova velika energetska intenziteta. Tako jim je njihovo dejavno sodelovanje z državnimi institucijami prinašalo bistvene konkurenčne prednosti in omogočalo uspešno implementacijo energetskega politik. Do najmanjšega zmanjšanja porabe je zaradi prevladanja manjših in srednjih podjetja ter nižjih ekonomskih prednosti prišlo v sektorju storitvenih dejavnosti (Bertoldi & Mosconi, 2020).

2.1.1.3 Notranji energetski trgi

Napori EU za uvedbo liberalizacije v večini držav članic prej monopolnega trga na področju električne energije in plina so se začeli v 90. letih. Pogajanja med zadevnimi organi EU, državami članicami in deležniki trga so pripeljala do Direktive 96/92/ES, v povezavi s trgov z električno energijo, in Direktive 98/30/ES, ki se je nanašala na trg z zemeljskim plinom. Direktivi sta sestavljali tako imenovani prvi energetskega paket, ampak sta zaradi močnega nasprotovanja nekaterih držav članic vključevali le manjše reforme (Ciucci, 2021; IEA, 2008; Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Direktive v sklopu drugega energetskega paketa (2003) so omogočale industrijskim in gospodinskim odjemalcem svobodno izbiro dobavitelja plina in električne energije (Ciucci, 2021). Leta 2007 je v veljavo stopila uredba, ki je določala pogoje za čezmejno izmenjavo električne energije in popolno odprtje trga za vse odjemalce (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Podrobne letne ocene in primerjalne analize (angl. benchmark) so bile zelo kritične do pomanjkljivega implementiranja direktiv in uredb v velikem številu držav, zaradi česar je Evropska komisija predlagala sprejetje tretjega energetskega paketa. Slednji je bil sprejet leta 2009. Njegov namen sta bila krepitev drugega energetskega svežnja in ohranjanje vizije o popolnoma konkurenčnem notranjem trgu (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013). Leta 2019 je bil sprejet četrti energetskega paket, v sklopu katerega so bile sprejete Direktiva o skupnih pravilih notranjega električnega trga (2019/944/EU), Uredba o notranjem trgu z električno energijo (2019/943/EU), Uredba o pripravljenosti na tveganja v

sektorju električne energije (2019/941/EU) in Uredba o ustanovitvi Agencije Evropske unije za sodelovanje energetske regulatorje (ACER, 2019/942/EU). Četrti paket je vseboval nova pravila na trgu z električno energijo z namenom doseganja ciljev OVE in privabljanja novih investicij. Prav tako je vključeval spodbude za odjemalce in vseboval nekatere novosti glede upravičenosti prejemanja subvencij elektrarn, ki sodelujejo v mehanizmu za zmogljivost. Prav tako se je od držav članic zahtevala priprava načrta ob potencialni krizi pri oskrbi z električno energijo (Ciucci, 2021).

Peti energetski paket z naslovom »Uresničevanje evropskega zelenega dogovora« je bil sprejet leta 2021 z namenom uskladitve energetske ciljeve s podnebnimi ambicijami EU do leta 2030 in 2050. Razprava o urejanju energetskega vidika še poteka (Ciucci, 2021). V sklopu zelenega dogovora želi EU do leta 2030 zmanjšati emisije za vsaj 55 % glede na ravni iz leta 1990 in postati podnebno nevtralna do leta 2050 (Evropska komisija, brez datuma d).

2.1.1.4 Zanesljivost oskrbe z energijo in energetska varnost

IEA je energetska varnost opredelila kot zanesljivo oskrbo z energijo po dostopni ceni (IEA, 2019). Zaradi energetske odvisnosti EU od drugih držav je ta močno občutljiva na težave z oskrbo na svetovnih trgih z energijo in na cenovne šoke (Mišić, 2022). Odvisnost EU od uvoza energije raste in je bila leta 1999 55-odstotna in leta 2019 že 60,5-odstotna (Eurostat, 2022c).

Že v začetnih fazah razvoja skupne energetske politike znotraj EU je bila zanesljivost oskrbe z energijo prepoznana kot ključni cilj medsebojnega sodelovanja. Države članice so v različnih merah odvisne od uvoza nafte, zemeljskega plina, premoga in električne energije. Nekatere so pri uvozu določenega energenta tudi neodvisne ali so celo neto izvoznice energije (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Dogodki, kot so Sueška kriza (1956 do 1957), energetski oziroma naftni krizi (1973 in 1979), prekinitve dobave zemeljskega plina iz Rusije (2006) in velik izpad oskrbe z električno energijo v Evropi (2006), so EU jasno pokazali, kako pomembna je zanesljiva oskrba z energijo. Temu primerno je bila načrtovana tudi evropska energetska politika, ki je sprejela vrsto ukrepov, s katerimi je želela zanesljivost oskrbe še povečati. Eden od prvih sprejetih ukrepov je bila vzpostavitev zaloga nafte. Potrebna naftna rezervna se je s prvotne 65-dnevne povečala na 90-dnevno. V primeru večje motnje v oskrbi z energijo morajo imeti države članice pripravljen načrt za izredne razmere, v katerem so zapisani postopki, ki bodo pristojnim organom omogočali hitro in pregledno sproščanje potrebnih rezerv. V načrtu je prav tako predpisano prednostno razporejanje naftnih derivatov ključnim skupinam. Države članice so z namenom zagotavljanja zanesljivosti delovanja notranjih trgov s plinom in električno energijo sprejele vrsto določb, s katerimi naj bi v negotovih časih zagotovili pravilno in neprekinjeno delovanje sistemov (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

V sklopu programa TEN-E (angl. trans-European networks-energy) je prišlo do okrepitve meddržavnih povezav, ki v sektorju z električno energijo omogočajo izmenjavo električne energije znotraj EU in v sektorju z zemeljskim plinom ciljajo na diverzifikacijo virov zemeljskega plina. Slednje so dosegli z izgradnjo plinovodov in rezerv zemeljskega plina ter izgradnjo terminalov za utekočinjen zemeljski plin. EU je v sklopu Svetovne trgovinske organizacije (angl. World Trade Organization – WTO) in Pogodbe o energetske listini (angl. The Energy Charter Treaty – ECT) z dobavitelji in tranzitnimi državami (po katerih »teče« plin do EU) sprejela vrsto, tudi pravno obvezujočih dogovorov. Ukrepi na področjih OVE, učinkovite rabe energije in notranjih energetskih trgov prav tako ciljajo k povečanju zanesljivosti oskrbe z energijo (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

2.1.1.5 Varovanje okolja in podnebne spremembe

Začetek izvajanja okoljskih politik v EU sega v 70. leta 20. stoletja s prvim okoljskim akcijskim načrtom (WECOOP, brez datuma). Zaradi vedno večje onesnaženosti zraka število mednarodno sprejetih sporazumov in politik, katerih cilj je zmanjšanje onesnaževanja, od 70. let 20. stoletja eksponentno raste (Maamoun, 2019).

Problematika podnebnih sprememb je bila na ravni EU prvič obravnavana s četrtem okoljskim akcijskim načrtom, ki je zajemal obdobje od leta 1987 do leta 1992. Peti okoljski akcijski načrt je podnebne spremembe prepoznal kot eno od sedmih prioritarnih področij pri varovanju okolja in od tedaj naprej prihaja nevtralizacija podnebnih sprememb vedno bolj v ospredje evropske politike.

Evropska agencija za okolje (angl. European Environment Agency, v nadaljevanju EEA) je bila ustanovljena leta 1990 na podlagi Uredbe 1210/1990. Namen agencije je bilo zbiranje, obdelava in analiza podatkov ter s tem nudenje objektivnih informacij državam članicam, ki so za oblikovanje in izvajanje smotrniških okoljskih politik in ukrepov nujno potrebne (Svet Evropske unije, 1990).

Leta 2000 je Evropska komisija začela Evropski program za podnebne spremembe (ECCP), kar je veljalo za uveljavitev prve politike za blažitev podnebnih sprememb. Kasnejši cilj programa je bilo raziskovanje cenovno učinkovitih rešitev za zmanjšanje emisij TGP (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Leta 1997 je bil sprejet Kjotski protokol k Okvirni konvenciji združenih narodov o spremembi podnebja (UNFCCC). S protokolom so se sodelujoče razvite države in države v razvoju zavezale k zmanjševanju emisij TGP, vendar je zaradi njegovega zapletenega postopka ratifikacije protokol v veljavo stopil šele leta 2005. V prvem ciljnem obdobju, med leti 2008 in 2012, so si zadali cilj povprečnega 5-odstotnega zmanjšanja emisij TGP zavezanih držav v primerjavi z njihovimi emisijami leta 1990. Ambicije takrat 15 držav

članic EU so bile še nekoliko višje, zato so se kot celota zavezale k 8-odstotnemu zmanjšanju emisij. Drugo ciljno obdobje, od leta 2013 do leta 2020, je od sodelujočih držav zahtevalo 18-odstotno znižanje emisij TGP glede na njihove vrednosti iz leta 1990. Prav tako so si države EU skupaj z Islandijo ponovno zadale nekoliko višji cilj, 20-odstotno zmanjšanje emisij TGP. Trenutno je h Kjotskemu protokolu zavezanih 191 držav (Publications Office of the European Union, brez datuma; Maamoun, 2019; Združeni narodi, brez datuma b).

Eden od glavnih ukrepov EU pri doseganju ciljev zmanjšanja izpustov TGP je bil vzpostavitev sistema EU za trgovanje z emisijami oziroma emisijskimi kuponi (angl. emission trading system, v nadaljevanju ETS), do katerega je prišlo leta 2005. V sistemu so poleg evropskih držav sodelovale še Islandija, Norveška in Lihtenštajn in zaobjema približno 45 % emisij CO₂ v EU (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013). Bistvo sistema je postopno zmanjševanje števila kuponov, kar naj bi podjetja, ki v ozračje prispevajo največ emisij, prisililo v zmanjševanje izpustov. V sistem je vključenih več kot 10.000 evropskih podjetij in upravljavcev naprav, kot so termoelektrarne, naftne rafinerije, proizvodnje jekla, stekla, keramike, cementa, apna, opeke, celuloze, papirja in kartona (Daugul, 2022; Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Države članice so morale pripraviti državne načrte razdelitve emisijskih kuponov, v katerih so določile skupno dodeljene emisije in emisije za posamezne naprave. Prav tako so se omejile tudi emisije žveplovega dioksida, dušikovih oksidov in prahu za velike kurilne naprave, katerih vhodna toplotna moč presega 50 MW (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Leta 2008 je bila sprejeta direktiva 2008/1/ES, katere namen je bil doseči celovito preprečevanje in nadzorovanje onesnaževanja okolja. Direktiva je posegala v delovanje kovinske, nekovinske in kemične industrije, energetskih obratov in še nekaterih drugih dejavnosti (Direktiva 2008/1/ES, 2008).

Na področju prodaje motornih vozil so morali prodajalci vozilom priložiti oznake s porabo goriva in/ali izpustov CO₂. Kupci so tako preprosto ocenili ekonomski in okoljski standard, ki ga vozilo dosega (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Direktiva 2009/31/ES, ki je bila sprejeta leta 2009, je vzpostavila pravni okvir za okolju varno geološko shranjevanje CO₂. Namen shranjevanja je trajno zadrževanje CO₂, s čimer se preprečijo negativni vplivi na okolje in zdravje ljudi (Evropski parlament & Svet Evropske unije, 2009a).

Leta 2015 se je na konferenci Združenih narodov o podnebnih spremembah (COP) oblikoval Pariški sporazum. Dolgoročni cilji sporazuma so bili omejitev globalnega segrevanja pod 2 °C glede na ravni pred industrializacijo, ponavljajoč pregled zavez držav na vsakih pet let in zagotavljanje financiranja državam v razvoju za blažitev podnebnih sprememb, krepitev

odpornosti in povečanje sposobnosti prilagajanja vplivom podnebja. Pariški sporazum je do sedaj sprejelo že 193 držav in EU ter predstavlja prvi korak proti podnebno nevtralnemu svetovnemu gospodarstvu (Združeni narodi, brez datuma a).

Za obdobje do leta 2030 je v veljavi osmi okoljski akcijski načrt, katerega cilji so (WECOOP, brez datuma):

- doseganje ciljev zmanjševanja emisij TGP do leta 2030 in podnebne nevtralnosti do leta 2050,
- krepitev odpornosti in povečanje sposobnosti prilagajanja podnebnim spremembam,
- ločevanje gospodarske rasti od rabe virov in degradacije okolja ter pospeševanje prehoda v krožno gospodarstvo,
- prizadevanje za ničelno onesnaženje in varovanje zdravja Evropejcev,
- varovanje, ohranjanje in obnavljanje biotske raznovrstnosti ter krepitev naravnega kapitala in
- zmanjšanje okoljskih in podnebnih pritiskov kot posledica proizvodnje in porabe.

2.1.1.6 Raziskave, razvoj in inovacije

Energetska politika investiranja v raziskave in razvoj ima v EU dolgoletno zgodovino in velja za eno od ključnih politik pri doseganju nizkoogljične prihodnosti. Že od leta 1984 večletni okvirni programi predstavljajo poglavitno orodje za implementacijo politike raziskav in tehnološkega razvoja. Programi pokrivajo skoraj vse raziskovalne tematike ter so glavni finančni in pravni instrument, s katerim lahko EU implementira politiko raziskav, razvoja in inovacij (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Leta 2008 je Evropska komisija sprejela Strateški načrt za energetske tehnologije (angl. Strategic energy technology plan), katerega cilj sta bili pospešitev razvoja in implementacije nizkoogljičnih tehnologij ter krepitev udejstvovanja evropske industrije pri raziskavah in razvoju energetskih tehnologij (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

Trenutno je v teku okvirni program Obzorje Evropa (angl. Horizon Europe) za obdobje od leta 2021 do leta 2027 in je nasledil okvirni projekt Obzorje 2020 (angl. Horizon 2020) (Ministrstvo za visoko šolstvo, znanost in inovacije, 2021). Proračun projekta je okvirno 95,5 milijarde evrov (Evropska komisija, brez datuma b). Njegova struktura je sestavljena iz stebrov odlične znanosti, globalnih izzivov in evropske industrijske konkurenčnosti ter inovativne Evrope (Evropska komisija, brez datuma b; Ministrstvo za visoko šolstvo, znanost in inovacije, 2021).

Gökgöz in Güvercin (2018) sta ugotovila, da se je spodbujanje inovacij in velikih investicij v raziskave in razvoj na področju OVE ter energetske učinkovitosti na nacionalni in ravni EU odrazilo v širjenju znanja znotraj EU.

2.1.1.7 Taksonomija

Taksonomija EU je orodje, ki uvaja jasna merila uspešnosti projektov, s katerimi lahko določimo gospodarske dejavnosti, ki bistveno prispevajo k doseganju ciljev zelenega dogovora oziroma razogljičenju EU. Vzpostavitev taksonomije predstavlja velik napredek na področju vzpostavitve ekosistema za trajnostno financiranje (Evropska komisija, 2021a). Namen je vzpostaviti skupni sistem klasifikacije, ki bo spodbudil naložbe v trajnostno rast in s tem prispeval k podnebno nevtralnemu gospodarstvu ter omogočal uresničevanje ciljev iz Pariškega sporazuma do leta 2030 (Svet Evropske unije, 2020). Taksonomija EU je v veljavo stopila leta 2020 (Evropska komisija, brez datuma a).

Evropska komisija je sprejela dopolnilni delegirani akt o podnebjju, s katerim je pod strogimi pogoji med gospodarske dejavnosti, ki jih zajema taksonomija EU, uvrstila tudi nekatere jedrske in plinske dejavnosti (Evropska komisija, brez datuma a). Do dopolnitve je prišlo zaradi pozivov strokovnjakov, nevladnih organizacij in držav članic EU, ki jedrsko energijo že uporabljajo. Opozorili so na pomen jedrske energije pri doseganju stabilnosti in zanesljivosti nizkoogljičnih elektroenergetskih sistemov, ki so potrebni za doseganje zadanih ciljev. Sledila je raziskava Skupnega raziskovalnega središča Evropske komisije (angl. Joint research centre – JRC), kjer so presodili, da jedrska energija spada med trajnostne vire energije, saj je njen vpliv na okolje manjši ali primerljiv z ostalimi »zelenimi« viri energije, kot so vodna, sončna in vetrna energija (Abousahl in drugi, 2021). V taksonomijo so tako vključeni investicijski projekti gradnje novih jedrskih elektrarn za proizvodnjo električne energije, toplote in vodika, projekti pred-komercialnih, razvojnih in demonstracijskih jedrskih elektrarn ter projekti v obstoječih jedrskih elektrarnah (Društvo jedrskih strokovnjakov Slovenije, 2022; Edwardes-Evans, 2022). Mnenje organizacije Greenpeace je, da vključitev jedrske energije in plina v taksonomijo odvzema več milijard evrov sredstev OVE, ki bodo tako investirani v tehnologijo, kot sta jedrska energija in zemeljski plin, ki naj ne bi prispevala k boju proti podnebnim spremembam (Greenpeace v Sloveniji, 2022).

2.2 Trenutno stanje v oskrbi z električno energijo v EU

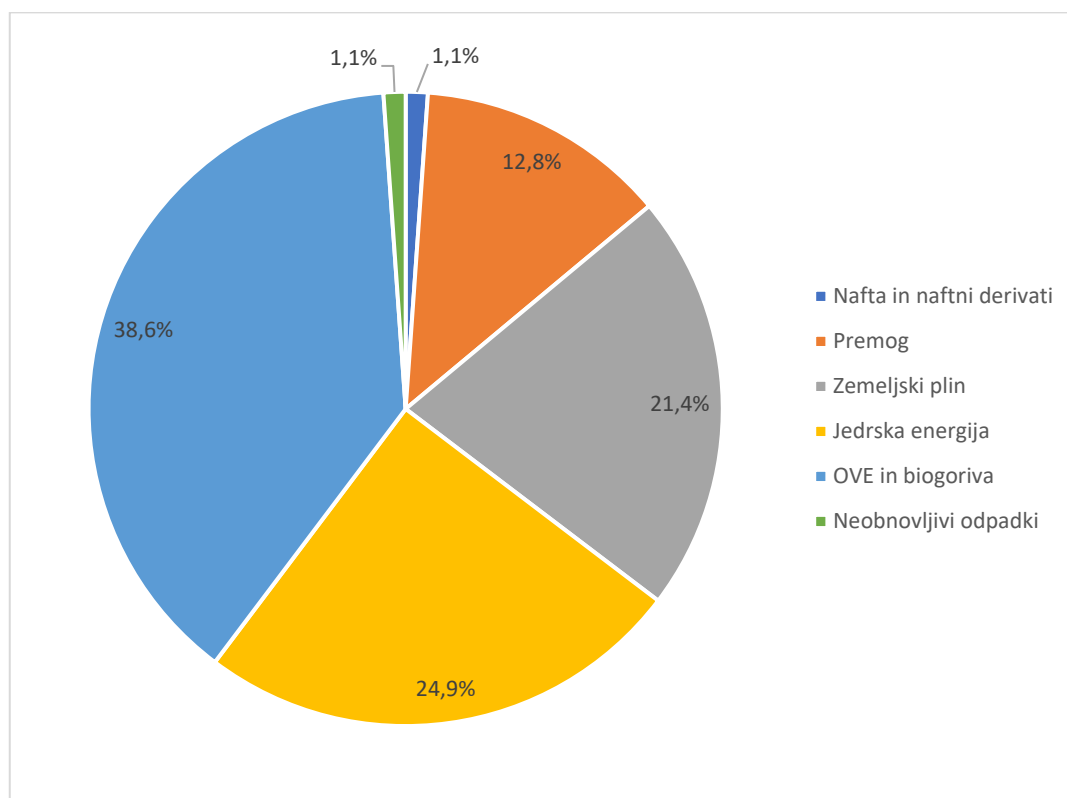
2.2.1 Proizvodnja električne energije v EU

Energetske mešanice držav članic EU pri proizvodnji električne energije se med seboj zelo močno razlikujejo (Evropska komisija, 2021b), saj energetska politika EU stoji na predpostavki suverenosti energetske mešanice. To pomeni, da ima vsaka država popolno avtonomijo pri določanju njene strukture.

Leta 2020 je bilo v 27 državah članicah EU (v nadaljevanju EU-27) proizvedene 2740 TWh električne energije. Od tega je bilo 35,3 % vse električne energije proizvedene v izrabo nafte in njenih derivatov, premoga ter zemeljskega plina. 24,9 % električne energije je bilo

proizvedene z jedrskimi elektrarnami. Iz OVE in biogoriv je bilo proizvedenih približno 38,6 % vse energije (slika 8). Pri tem so največ pripomogle vetrne, vodne in sončne elektrarne (Eurostat, 2022b). Iz ostalih virov (predvsem neobnovljivih industrijskih in komunalnih odpadkov) je bilo pridobljeno 1,1 % električne energije.

Slika 8: Deleži bruto proizvodnje električne energije v EU-27 glede na proizvodni vir za leto 2020



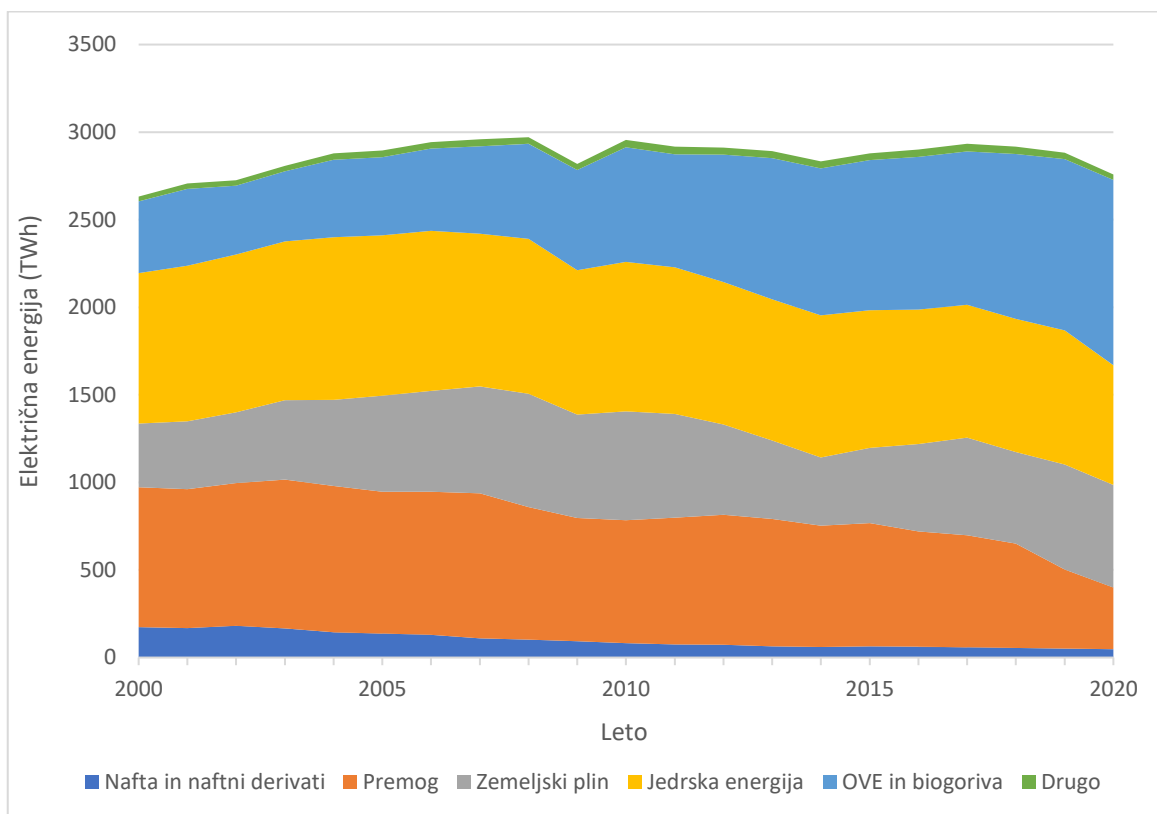
Opomba:

Med druge vire spadajo predvsem neobnovljivi industrijski in komunalni odpadki.

Vir: Eurostat (2022b).

Slika 9 prikazuje bruto proizvodnjo električne energije v državah EU-27 med leti 2000 in 2020 glede na vir. Opazimo lahko, da je bilo leta 2008, v obdobju pred svetovno gospodarsko krizo, v državah EU-27 proizvedene največ električne energije.

Slika 9: Bruto proizvodnja električne energije v EU-27 glede na vir



Opomba:

Med druge vire spadajo predvsem neobnovljivi industrijski in komunalni odpadki.

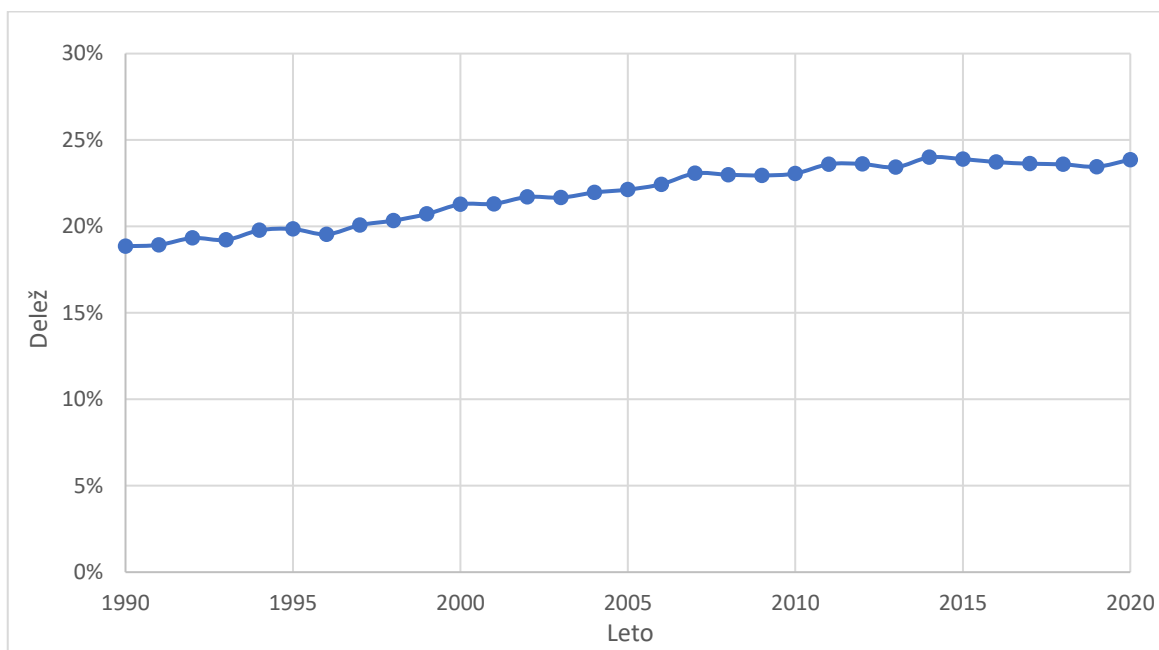
Vir: Eurostat (2022b).

2.2.2 Poraba električne energije v EU

Električna energija je v EU-27 leta 2019 predstavljala 23,5 % vse končno porabljene energije (Eurostat, 2022a). Za primerjavo je delež električne energije v svetovni končni rabi električne energije leta 2019 znašal 19,7 % (glej poglavje 1.2). Slika 10 prikazuje delež električne energije v končni rabi energije. Delež je dolgoročno gledano od 90. let 20. stoletja naraščal vse do leta 2014. Sledila je petletna doba blagega zmanjšanja deleža, kar je najverjetneje posledica visoke gospodarske rasti in s tem povečanja porabe nafte in naftnih derivatov ter zemeljskega plina. Leta 2020 se je ob nastopu pandemije koronavirusne bolezni covid-19 delež ponovno povečal.

V EU-27 je bilo leta 2019 porabljene 2.559 TWh električne energije (Eurostat, 2022e). Poraba električne energije v EU je bila po enakomerni rasti od sredine 90. let v zadnjem desetletju zelo konstantna (IEA, 2020a).

Slika 10: Delež električne energije v končni rabi energije (EU-27)

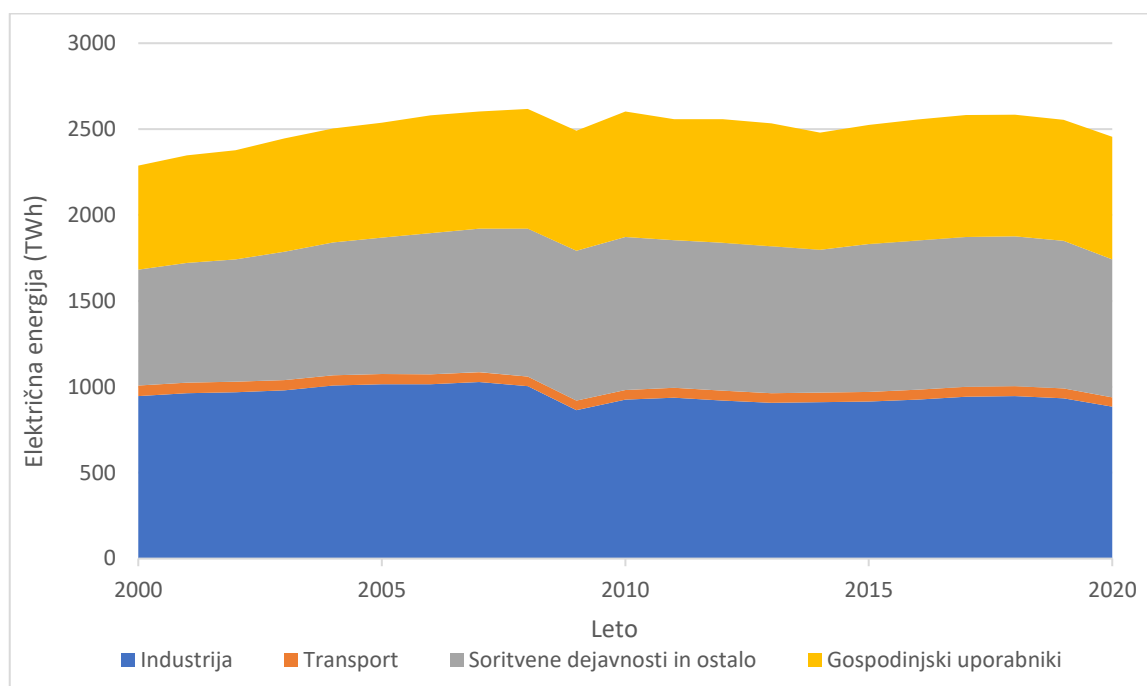


Vir: Eurostat (2022a).

Slika 11 prikazuje končno porabo električne energije v EU-27, deljeno po sektorjih. Kar 37 % celotne električne energije je leta 2019 v EU-27 porabil industrijski sektor, 34 % sektor storitvenih dejavnosti in ostalo (vključuje še energetske sektor, kmetijstvo in gozdarstvo), 28 % sektor gospodinskih porabnikov, 2 % električne energije je bilo porabljen za transport. Poraba električne energije industrijski porabnikov je po gospodarski krizi leta 2008 padla za 14 % in se do leta 2022 ni vrnila na predkrizno raven (Eurostat, 2022b). Poraba električne energije v sektorju storitvenih dejavnosti z izjemo pokriznega obdobja (leta 2008) konstantno narašča, medtem ko je poraba sektorja gospodinski porabnikov dokaj konstantna. Kljub temu prihaja iz leta v leto do nihanja porabe zaradi uporabe električne energije za ogrevanje. Slednje nakazuje, da je bilo povečanje števila električnih naprav v gospodinjstvih kompenzirano z izboljšanjem energetske učinkovitosti naprav (IEA, 2020a).

Odvisnost od uvoza električne energije držav članic EU z jedrsko infrastrukturo za proizvodnjo električne energije je v povprečju 46-odstotna in je nižja od držav članic brez jedrske infrastrukture. V povprečju je bila njihova odvisnost 54-odstotna (Gökgöz & Güvercin, 2018).

Slika 11: Končna raba električne energije glede na sektor v EU-27



Vir: Eurostat (2022b).

2.2.3 Doseganje ciljev EU v letu 2020

EU si je leta 2008 zadala cilje, da do leta 2020 za 20 % zmanjšanja emisije TGP v primerjavi z letom 1990, doseže 20-odstotni delež OVE v končni rabi energije in z ukrepi energetske učinkovitosti za 20 % zmanjša porabo energije. Ob tem je treba upoštevati, da je na gospodarstvo v letu 2020 močno vplivala pandemija koronavirusne bolezni covid-19. Pri doseganju ciljev je 11 od 27 držav članic te krepko preseglo, kar je bilo dovolj, da so bili cilji na ravni EU doseženi (EEA, 2021).

Emisije TGP so se v letu 2020 v primerjavi z letom 1990 v državah EU-27 zmanjšale za 31 % in neto emisije za 34 %. Pri tem je do 10-odstotnega padca emisij TGP prišlo ravno med letoma 2019 in 2020, ob nastopu pandemije koronavirusne bolezni covid-19, katere vpliv je težko določljiv. Za primerjavo so se emisije med letoma 2018 in 2019 zmanjšale za 4 %. Do največjega zmanjšanja je prišlo ravno v sektorjih, ki so vključeni v sistem EU za trgovanje z emisijami (angl. EU Emissions Trading System, v nadaljevanju EU ETS). Med te sodita npr. proizvodnja električne energije in težka industrija. Zmanjšanje emisij v sektorjih, ki niso vključeni v trgovanje z emisijskimi kuponi (npr. transport, stanovanjski sektor in kmetijstvo), je bilo bistveno manjše. Kljub pandemiji koronavirusne bolezni covid-19 Bolgariji, Cipru, Finski, Nemčiji, Irski in Malti ni uspelo doseči ciljev zmanjšanja emisij v sektorjih, ki niso vključeni v trgovanje z emisijami. Ostalim 21 državam je te cilje uspelo doseči (EEA, 2021).

Na področju OVE podatki nakazujejo, da je bil delež OVE v končni rabi energije 21,3-odstoten, kar pomeni, da je bil tudi ta cilj uspešno dosežen. Pri tem je bil cilj dosežen predvsem zaradi povečanja deleža OVE v električni energiji ter pri ogrevanju in hlajenju. Cilj je brez uporabe mehanizma statističnega prenosa doseglo 22 od 27 držav. Države, ki cilja brez uporabe mehanizma niso dosegle, so Slovenija, Belgija, Francija, Poljska in Romunija. Podatki nakazujejo, da je skupni delež OV v transportu komaj dosegel mejni 10-odstotni delež (EEA, 2021).

Doseganje tretjega glavnega cilja, 20-odstotno zmanjšanje porabe energije kot posledica izboljšanja energetske učinkovitosti, se je vse do pred nekaj leti zdelo precej neizvedljivo. Cilj ima dve mejni vrednosti za končno in primarno rabo energije. Nastop pandemije koronavirusne bolezni covid-19 je znatno vplival na porabo energije v EU, kar je bil glavni razlog za doseganje cilja. Tako je bila leta 2020 raven končne rabe energije držav EU-27 2,6 % nižja od ciljne vrednosti in raven rabe primarne energije 5,0 % nižja od ciljne vrednosti. Za primerjavo, ti dve vrednosti sta bili v letu 2019 2,0 % (konča raba energije) in 1,9 % (primarna raba energije) nad ciljnim vrednostmi za leto 2020. Cilja končne rabe energije na ravni držav članic ni doseglo sedem držav (Avstrija, Belgija, Bolgarija, Nemčija, Madžarska, Litva in Slovaška), medtem ko ciljev vrednosti rabe primarne energije niso dosegle tri države (Belgija, Bolgarija in Nizozemska). Skupno je tako cilje pri rabi primarne in končne energije doseglo le 19 držav članic. Za dolgoročno doseganje ciljev bo po okrevanju zaradi pandemije koronavirusne bolezni covid-19 potrebna vzpostavitev trajnih premikov na področju rabe energije (EEA, 2021).

2.3 Projekcije in trendi oskrbe z električno energijo v EU

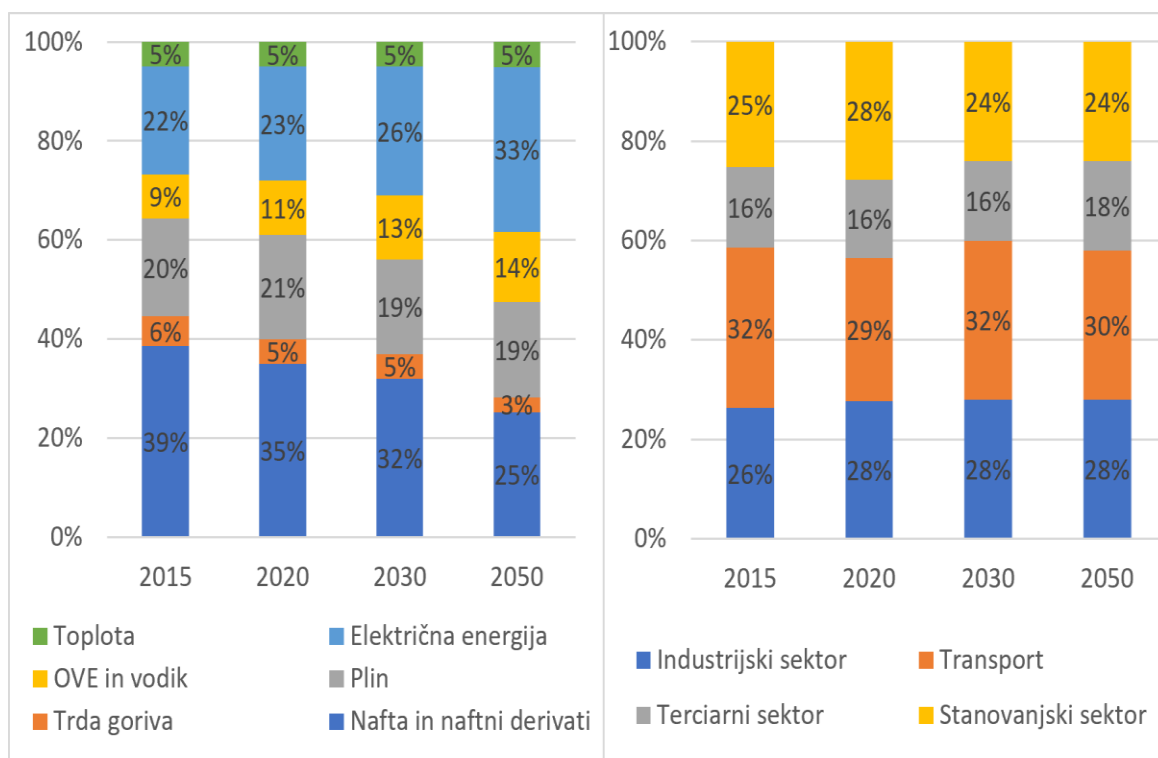
Želja po doseganju razogljičenja EU bo vzrok velikih sprememb v energetskega sistema, tako na strani proizvodnje kot tudi na strani odjema energije (Capros in drugi, 2018). Seveda se moramo zavedati, da so dolgoročne projekcije odvisne od velikega števila dejavnikov, ki jih je pogosto zelo težko natančno določiti. Tu lahko navedemo geopolitično negotovost, ki ima močan pozitiven vpliv na dolgoročno nestanovitnost oskrbe z energijo (Liu, Han & Xu, 2021).

Po obdobju visokega povpraševanja po energiji v EU v letu 2006 se je povpraševanje začelo zmanjševati že pred svetovno gospodarsko krizo v letih 2007 do 2009. Od tedaj naprej prihaja do trenda, kjer povpraševanje po električni energiji in gospodarska rast ne sovpadata. Napovedi kažejo, da se bo upad porabe energije ustavil šele leta 2025, ko se bo povpraševanje po energiji zaradi pandemije koronavirusne bolezni covid-19 ponovno povečalo. Prav tako izvajanje politik učinkovite rabe energije in OVE ta trend še nadalje podaljšujeta (Evropska komisija, 2021c).

Slika 12 prikazuje projekcijo končne rabe energije glede na vir (levo) in sektor (desno). Poraba energije bo v transportnem sektorju po letu 2025 začela postopoma upadati, vendar

bo njen delež v končni rabi energije kljub temu nekoliko narasel. Slednje bo posledica izboljšanja energetske učinkovitosti. Struktura končne rabe energije bo do konca obravnavanega obdobja, leta 2050, ostala dokaj konstantna. Sektor z največjim deležem končne rabe energije bo transport, sledila mu bosta industrijski in stanovanjski sektor. V industrijskem sektorju bosta izvajanje ukrepov energetske učinkovitosti in premik k izdelkom z višjo dodano vrednostjo ter manjšo energetsko intenziteto vodila k zmanjšanju povpraševanja po energiji. Delež porabe končne energije v stanovanjskem sektorju bo do leta 2030, zaradi ukrepov izboljšanja energetske učinkovitosti, nekoliko upadel. Prav tako bo sistem trgovanja z emisijami posredno vplival na izboljšanje energetske učinkovitosti in dvig proizvodnje energije in OVE v območju, kjer je ta sistem vzpostavljen (Evropska komisija, 2021c).

Slika 12: Končna raba energije glede na vir (levo) in sektor (desno) v EU-27



Vir: Evropska komisija (2021c).

Projekcije nakazujejo trend elektrifikacije končne rabe energije, kjer naj bi delež električne energije v končni rabi energije leta 2030 dosegel 26 % in leta 2050 33 % (slika 12). Do elektrifikacije bo prišlo predvsem zaradi prehoda na ogrevanje stavb s toplotnimi črpalkami, stalnega povečevanja uporabe električnih naprav v stanovanjskem in terciarnem sektorju (predvsem povečanja naprav informacijskih tehnologij ter naprav, uporabljenih za prosti čas in komunikacijo) in elektrifikacije transporta z električnimi vozili (Evropska komisija, 2021c). Prav elektrifikacija pogosto predstavlja stroškovno najučinkovitejši pristop k razogljičenju sektorja transporta in ogrevanja (Agora Energiewende, 2019).

Visok delež implementiranja spremenljivih OVE bo imel vpliv na manjšanje povpraševanja po pasovni porabi električne energije (angl. base load) in s tem na vlogo pasovne moči v sistemu. Z upravljanje porabe električne energije (angl. demand side management) in uporabo hranilnikov energije lahko ta trend nevtraliziramo in tako ponovno dosežemo izravnano (sploščenje) porabe električne energije. Prav tako je pričakovano, da bo v letu 2050 proizvodnja iz spreminjajočih se OVE večino časa višja od porabe. Te razlike bo treba v vsakem trenutku izenačevati, za kar bosta najverjetneje uporabljena upravljanje s porabo električne energije in tehnologija hranilnikov energije (Lise, van der Laan, Nieuwenhout & Rademaekers, 2013).

Ukrepi, kot so odziv na povpraševanje po električni energiji (angl. demand response), ojačenje meddržavnih povezav v sistemu in uporaba hranilnikov električne energije, predstavljajo manjše letne stroške od vgradnje rezervnih proizvodnih kapacitet ter bodo zaradi tega do določene mere pogosto uporabljene rešitve pri izravnavi porabe in proizvodnje električne energije v sistemu. Ojačitev prenosnega elektroenergetskega omrežja na optimalno raven lahko do leta 2030 oziroma 2050 zmanjša potrebo po elektrarnah, ki lahko proizvodnjo prilagajajo bremenu, za 100 GW oziroma 200 GW (Lise, van der Laan, Nieuwenhout & Rademaekers, 2013). Kljub temu bo v sistemu treba imeti vgrajene rezervne proizvodne kapacitete ali ogromne hranilnike energije, ki bodo lahko nadomestili proizvodnjo spremenljivih OVE, ko ti ne bodo zmožni proizvodnje energije (del Río, 2011). Količina oziroma delež rezerv glede na inštalirane kapacitete elektrarn na OVE bo odvisna od uporabe vseh ostalih ukrepov, s katerimi lahko v času, ko spremenljivi OVE ne morejo proizvajati energije, zadostimo povpraševanje po električni energiji.

Dodatni izziv, ki ga implementacija visokega deleža OVE predstavlja, je ohranjanje stabilnosti in zanesljivosti sistema. Tako bo v prihodnosti treba razrešiti težavo tako imenovanih vztrajnostnih rezerv v sistemu, po načelu katerih se v elektroenergetskem sistemu ohranja stabilnost (del Río, 2011).

2.4 Jedrska energija v EU

Zelo raznolike politike o jedrski energiji na državnih ravneh so EU preprečile razvijanje skupne evropske jedrske politike (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013). EU tako nima pristojnosti regulative na področjih, kot so obratovalna varnost jedrskih elektrarn, odlaganje in shranjevanje jedrskih odpadkov ter razgradnja jedrskih elektrarn (Fouquet, 2019). Prav zaradi zelo raznolikih pogledov se države članice same odločijo, ali bodo v svojo energetske mešanico vključile tudi jedrsko energijo (Kanellakis, Martinopoulos & Zachariadis, 2013).

V letu 2020 je proizvedena električna energija iz jedrskih elektrarn v 13 državah članicah EU predstavljala 24,6 % vse proizvedene električne energije v EU. Med letoma 2006 in 2020 se je proizvodnja električne energije iz jedrskih elektrarn zmanjšala za 25,2 % (Eurostat,

2022d). V tabeli 4 so prikazane proizvodne kapacitete jedrskih elektrarn 13 držav članic, ki za proizvodnjo električne energije uporabljajo jedrsko energijo.

Tabela 4: Proizvodne kapacitete jedrskih elektrarn 13 držav članic EU, ki v svoji energetske mešanici uporabljajo jedrsko energijo

	Proizvodnja električne energije iz jedrskih elektrarn v posamezni državi (2021)		Reaktorji v obratovanju (September 2022)		Reaktorji v izgradnji (September 2022)		Reaktorji v načrtovanju (September 2022)	
	Absolutno (TWh)	Delež glede na celotno proizvodnjo (%)	Št.	MWe na pragu	Št.	MWe na sponkah generatorja	Št.	MWe na sponkah generatorja
Belgija	48,0	50,8	6	4936	0	0	0	0
Bolgarija	15,8	34,6	2	2006	0	0	1	1000
Češka	29,0	36,6	6	3934	0	0	1	1200
Finska	22,6	32,8	5	4394	0	0	1	1170
Francija	363,4	69,0	56	61370	1	1650	0	0
Madžarska	15,1	46,8	4	1916	0	0	2	2400
Nemčija	65,4	11,9	3	4055	0	0	0	0
Nizozemska	3,6	3,1	1	482	0	0	0	0
Romunija	10,4	18,5	2	1300	0	0	2	1440
Slovaška	14,6	52,3	4	1868	2	942	0	0
Slovenija	5,4	36,9	1	688	0	0	0	0
Španija	54,2	20,8	7	7123	0	0	0	0
Švedska	51,4	30,8	6	6885	0	0	0	0

Vir: WNA (2022e).

Med vsemi državami članicami EU jedrske elektrarne proizvedejo največ električne energije v Franciji. Prav tako je v Franciji tudi najvišji delež proizvedene električne energije iz jedrskih elektrarn. Slednji je bil v letu 2021 kar 69,0-odstoten. Sledi ji Slovaška z 52,3 %, Belgija s 50,8 % in Madžarska s 46,8 %. Med tako imenovanimi jedrskimi državami EU je imela daleč najnižji delež v letu 2021 Nizozemska s 3,1 % (WNA, 2022g).

Francija je ena od držav EU, ki za proizvodnjo električne energije že dolgo uporablja jedrsko energijo. Njeno uporabo načrtuje tudi v prihodnosti. V obratovanju ima 56 jedrskih reaktorjev s skupno močjo 61 370 MWe na pragu elektrarne. Povprečna starost reaktorjev v Franciji je 37 let, saj je bila velika večina reaktorjev zgrajena v 70. in 80. letih 20. stoletja. Zaradi nizke proizvodne cene je bila Francija v preteklosti tudi največji svetovni izvoznik električne energije. Največ jo izvozi v Veliko Britanijo in Italijo, pri čemer Italija velja tudi

za največjega evropskega uvoznika električne energije. Leta 2014 se je Francija zavezala k diverzifikaciji energetske mešanice pri proizvodnji električne energije, zato si je postavila cilj, da do leta 2025 zmanjša delež jedrske energije v proizvodnji električne energije s približno 70 % na 50 %. Ciljno obdobje se je kasneje zamaknilo na leto 2035 (WNA, 2022d). Leta 2022 je Francija po dolgih letih velikega izvoza električne energije postala uvoznik (Reuters, 2022). Razlog za to je bila zaustavitev 25 jedrskih reaktorjev, 14 od tega zaradi popravil ali preiskav v povezavi s korozijo zvarov v primarnem krogu. Slednje je bilo sprva odkrito decembra 2021 pri vzdrževalnem pregledu enega od reaktorjev. Ostalih 11 reaktorjev je bilo zaustavljenih zaradi vzdrževalnih del (WNA, 2022d). V februarju 2022 je francoski predsednik Emmanuel Macron napovedal »renesanso« francoske jedrske industrije. Do leta 2050 načrtujejo izgradnjo od šest do 14 novih jedrskih reaktorjev (Chrisafis, 2022).

Nemčija spada v skupino držav, ki se je zaradi jedrskih nesreč v tujini odločila za popolno prenehanje uporabe jedrske energije. Dogovor o prenehanju uporabe jedrske energije za proizvodnjo električne energije je bil leta 2001 dosežen med takratno nemško vlado, izvoljeno leta 1998, in štirimi glavnimi energetske družbami. Dogovor je omejil življenjsko dobo reaktorjev na povprečno 32 let. Kasnejša vlada je leta 2009 politiko prenehanja uporabe preklicala. Tako je Nemčija do leta 2011 uporabljala 17 jedrskih reaktorjev in z njimi proizvedla približno četrtino vse svoje električne energije. Po jedrski nesreči v Fukušimi leta 2011 je prišlo do takojšnjega zaprtja osmih reaktorjev. Ostalih devet reaktorjev so sprva želeli postopoma zapreti do leta 2022. Zaradi vojne v Ukrajini in zmanjšane dobave plina iz Rusije so obratovanje trem reaktorjem podaljšali do aprila 2023 (WNA, 2022e).

2.4.1 Jedrska varnost v EU

Začetki združenega reševanja problematike jedrske varnosti na ravni Evropske skupnosti so se začeli leta 1957, ko je bila v Rimu ustanovljena Evropska skupnost za jedrsko energijo. Namen pogodbe je bil, da bi z deljenjem informacij in izkušenj ter s spodbujanjem raziskav razvoja jedrske energije kot energetskega vira prispevala tudi k zagotavljanju visoke ravni varnosti delavcev in javnosti (ENSREG, brez datuma a).

Dandanes se poleg nacionalne zakonodaje in mednarodnih konvencij jedrska varnost v EU nadgrajuje z dopolnjevanjem direktiv EU. Z Direktivo 2009/71/EURATOM (Svet Evropske unije, 2009), poimenovano tudi Direktiva o jedrski varnosti, je EU leta 2009 dosegla pravno zavezo držav članic k upoštevanju glavnih mednarodnih načel jedrske varnosti. Cilj direktive je zagotavljanje stalnih izboljšav na področju jedrske varnosti (ENSREG, brez datuma b).

Po jedrski nesreči v Fukušimi leta 2011 so na podlagi ocen jedrskega tveganja in varnosti, ki so bile izvedene leta 2011 in leta 2012, ter izkušenj iz jedrske nesreče in varnostnih zahtev Združenja evropskih upravnih organov za jedrsko varnost (angl. Western European Nuclear

Regulators Association) in IAEA EU leta 2014 nadgradili Direktivo o jedrski varnosti (Svet Evropske unije, 2009). Direktiva je od držav članic EU zahtevala, da jedrska varnost predstavlja glavno prioriteto v celotnem življenjskem ciklu jedrskih elektrarn, kar naj bi vplivalo tako na nove jedrske elektrarne kot tudi na že obratujoče.

Dodatni varnostni ukrep EU je bila zahteva, da državam, ki želijo pristopiti k EU, ne dovolijo uporabe jedrskih reaktorjev tipov VVER in RBNK (oba reaktorja sta bila zgodnje sovjetske tehnologije). Reaktor tipa RBNK je bil uporabljen v černobilski elektrarni, kjer je kasneje prišlo do nesreče. Tako so morale Bolgarija, Slovaška in Litva za sprejem v EU zapreti skupno osem jedrskih reaktorjev (WNA, 2019).

2.4.2 Ravnanje z jedrskimi odpadki v EU

Ravnanje z jedrskimi odpadki je na ravni EU urejeno s pogodbo o Euratomu in Direktivo 2011/70/EURATOM. Direktiva zagotavlja odgovorno in varno ravnanje z izrabljenim gorivom in ostalimi jedrskimi odpadki ter je sestavljena na podlagi vrste mednarodno sprejetih načel. Eno izmed glavnih načel je predvsem omejevanje ustvarjanja prevelikih bremen za prihodnje generacije (Svet Evropske unije, 2011). V EU vse države članice proizvajajo jedrske odpadke, 20 izmed njih z njimi tudi upravlja na svojem ozemlju (NEA, brez datuma).

Finska, Francija in Švedska so že določile lokacije za globoka geološka odlagališča. Prva tovrstna odlagališča bodo najverjetneje začela obratovati šele v obdobju med letoma 2024 in 2035 (NEA, brez datuma).

Francija se je ob začetku izvajanja svojega jedrskega programa odločila za tako imenovani zaprti gorivni cikel, ki vključuje predelavo izrabljenega jedrskega goriva. Slednje omogoča dodatno 30-odstotno izrabo goriva in se odraža v velikem zmanjšanju jedrskih odpadkov, tudi visoko radioaktivnih. Cenovno je zaprti gorivni cikel primerljiv z odprtim gorivnim ciklom, pri katerem se izrabljeno jedrsko gorivo neposredno po izrabi odloži (WNA, 2022d).

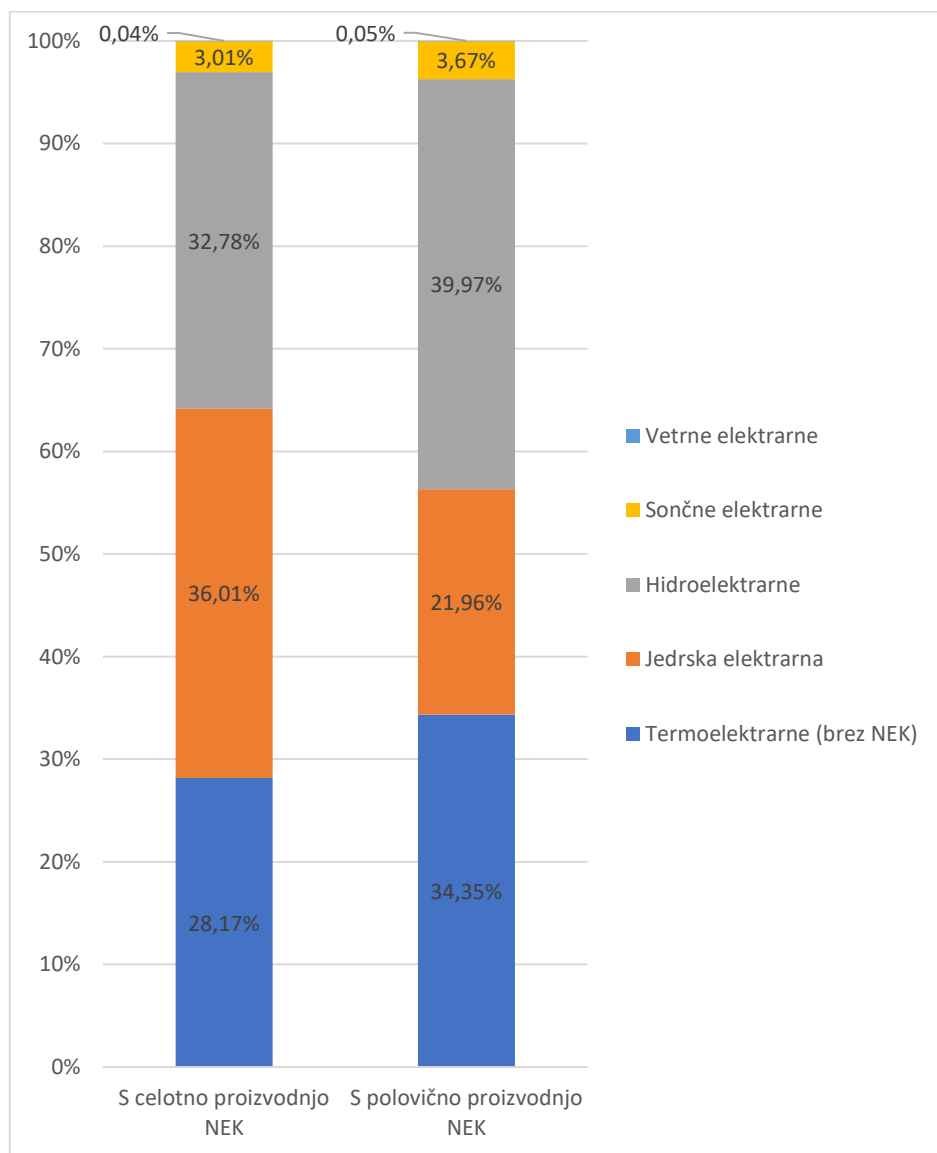
3 OSKRBA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI

3.1 Proizvodnja električne energije v Sloveniji

Leta 2021 so proizvodne enote v Sloveniji na pragu elektrarn proizvedle 15,05 TWh električne energije. Od tega je NEK proizvedla 5,42 TWh oziroma kar 36,01 % (vključena celotna proizvodnja NEK). Hidroelektrarne so proizvedle 32,8 % električne energije, termoelektrarne (brez NEK) 28,2 %, sončne elektrarne 3,0 % in vetrne 0,04 % (SURS, brez datuma b).

Slika 13 prikazuje deleže proizvedene električne energije v Sloveniji glede na vrsto elektrarne v letu 2021. Pri tem je prikazana primerjava deležev, če se upošteva celotna proizvodnja električne energije iz NEK v letu 2021 (5,42 TWh) ali le polovica (2,71 TWh). Iz slednje lahko opazimo, da se je delež električne energije iz nizkoogljicnih elektrarn zmanjšal z 71,8 % na 65,7 %.

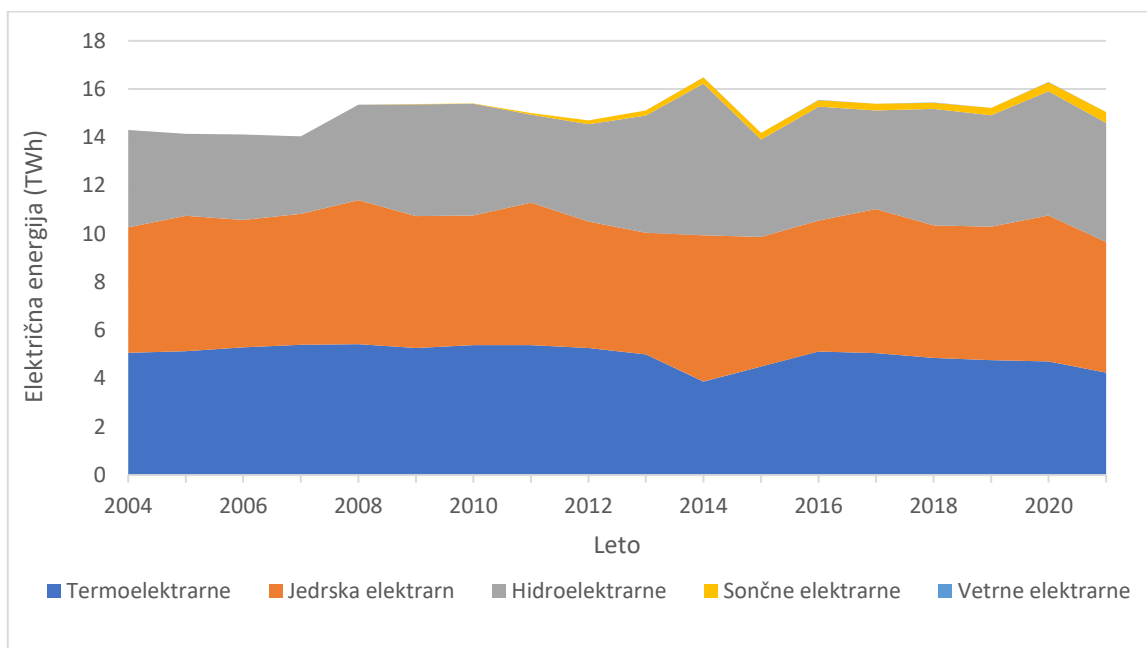
Slika 13: Primerjava deležev proizvodnje električne energije na sponkah generatorjev in razsmernikov v Sloveniji glede na vrsto elektrarne v letu 2021



Vir: SURS (brez datuma b).

Slika 14 prikazuje proizvodnjo električne energije na pragu elektrarn glede na njihovo vrsto. Prikazano je obdobje med letoma 2004 in 2021.

Slika 14: Proizvodnja električne energije na pragu glede na vrsto elektrarn



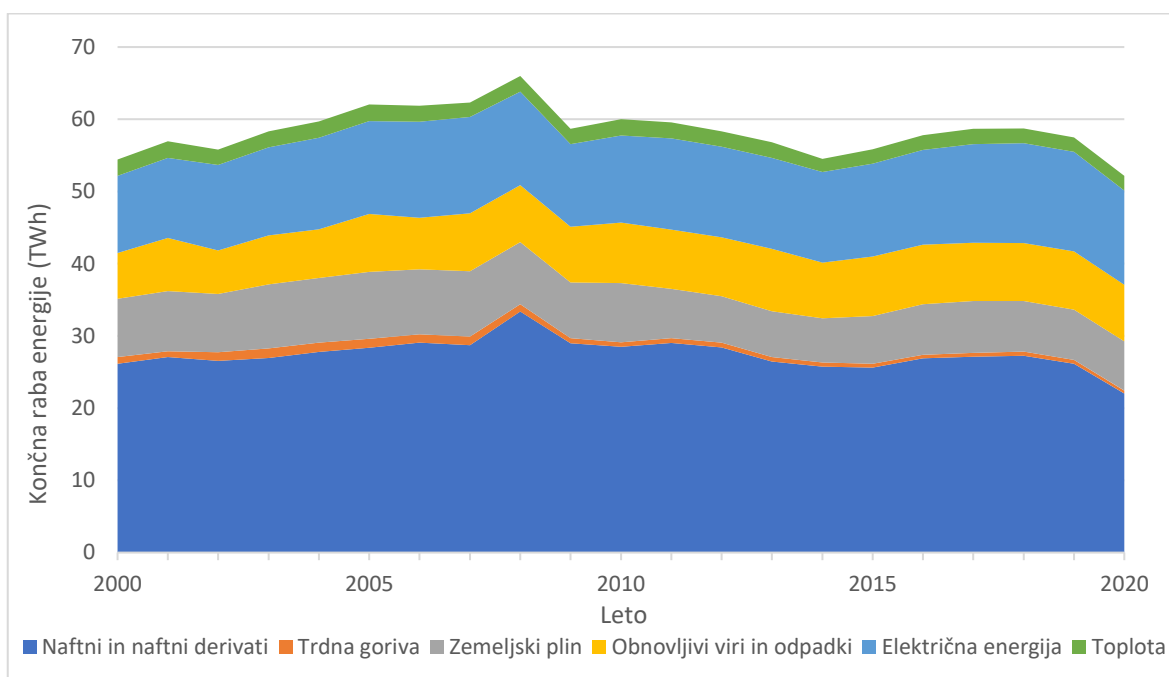
Vir: SURS (brez datuma b).

3.2 Poraba električne energije v Sloveniji

Končna raba energije v Sloveniji je med leti 2000 in 2020 nihala med vrednostma 52,16 TWh (leta 2020) in 65,99 TWh (leta 2008). Slika 15 prikazuje končno rabo energije v Sloveniji glede na gorivo. Vir z največjim deležem v končni rabi energije je nafta oziroma naftni derivati, ki so leta 2019 dosegli 45,5-odstotni delež. Drugi najbolj uporabljen vir v končni rabi energije je električna energija. Slika 1516 prikazuje delež električne energije v končni rabi energije za obdobje med letoma 2000 in 2020. Opazno je dolgoročno naraščanje deleža s kratkoročnim upadom leta 2008 (SURS, 2022).

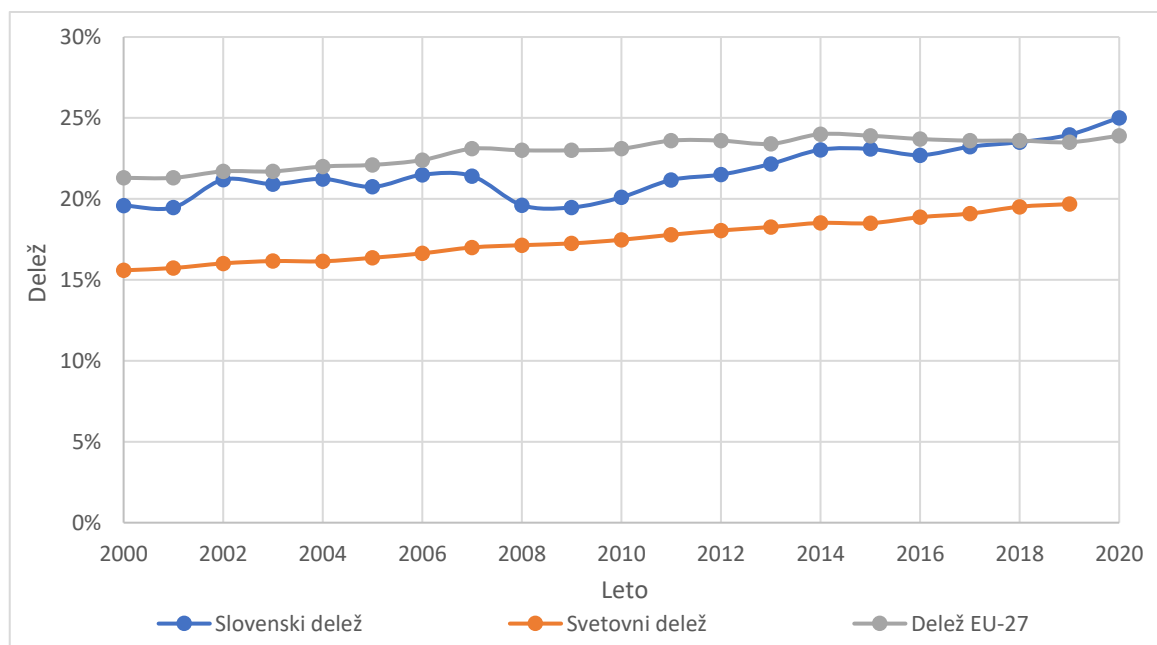
Delež električne energije v končni rabi v Sloveniji leta 2000 še ni presegel 20 %, medtem ko je leta 2020 že presegel 25 % (SURS, 2022). Leta 2019 je delež električne energije v končni rabi energije v Sloveniji presegel delež v EU-27, kar je prikazano na sliki 16. Prav tako lahko opazimo, da je bil delež v Sloveniji med letoma 2000 in 2019 v povprečju za približno 4 % višji od deleža na svetovni ravni.

Slika 15: Končna raba energije v Sloveniji glede na vir



Vir: SURS (2022).

Slika 16: Delež električne energije v končni rabi energije

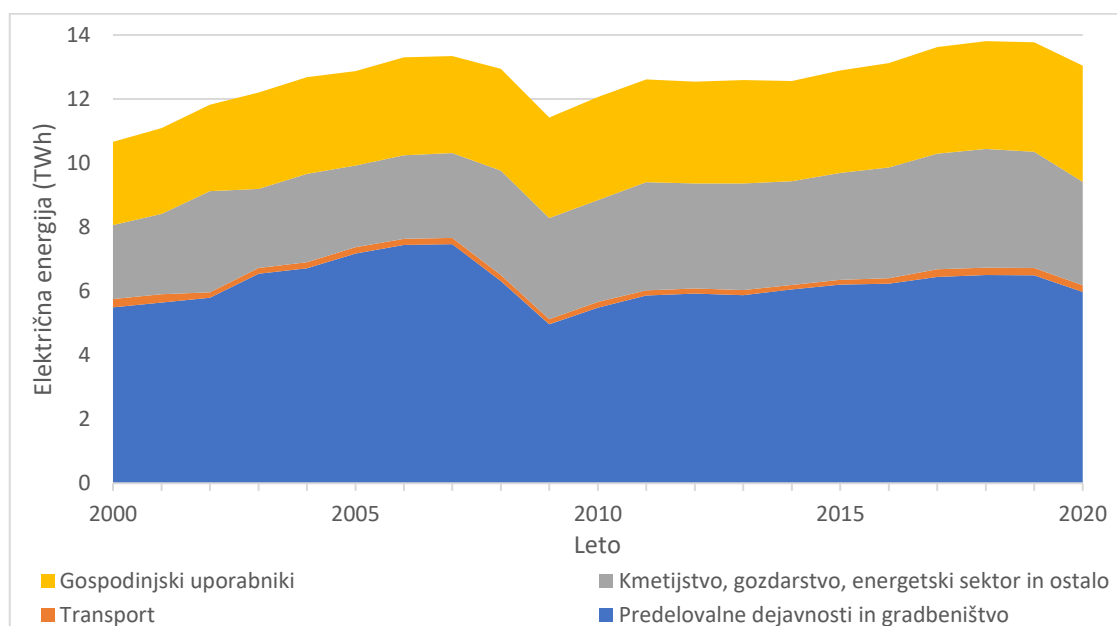


Vir: Eurostat (2022a), IEA (2022c) in SURS (2022).

Slika 17 prikazuje končno rabo električne energije v Sloveniji glede na sektor uporabe. Največ električne energije v Sloveniji porabi sektor predelovalne dejavnosti in gradbeništva. Med letoma 2000 in 2020 je vrednost le tega nihala med 43,5 % in 56 %. Najnižje vrednosti

je delež dosegal po gospodarski krizi leta 2009. Gospodinjiski sektor je v letih gospodarske rasti v Sloveniji porabil okoli 24 % vse električne energije. Delež porabe električne energije v gospodinjiskem sektorju je dosegal najvišje vrednosti ravno v letih največjih svetovnih kriz, leta 2009 in 2020. V letu 2019 se je 1,7 % končno porabljene električne energije porabilo v transportnem sektorju. V kmetijstvu, gozdarstvu, energetskega sektorju in ostalih dejavnostih se je v zadnjih 10 letih porabila približno ena četrtnina vse končno porabljene električne energije.

Slika 17: Končna raba električne energije v Sloveniji glede na sektor



Vir: SURS (2022).

3.3 Energetska odvisnost

Uvažanje energetskih virov iz tujine je posledica pomanjkanja notranjih virov energije za zadovoljitev vseh potreb po energiji. Energetska odvisnost Slovenije se je med letoma 2000 in 2020 gibala med 43,6 % in 53,1 % (SURS, brez datuma; Svetin, 2022). Nafta je energetski vir, pri katerem je Slovenija popolnoma odvisna od uvoza, kar pomeni, da je močno odvisna na kakršne koli motnje v njeni dobavi. Za voljo tega je obveznost Slovenije, kot članice EU, da v skladu z evropsko politiko o zanesljivi oskrbi z energijo (opisano v poglavju 2.1.1.4) vzdržuje zaloge nafte, ki so enake 90-dnevni povprečnemu uvozu. Slednjo raven zaloga je dosegla že leta 2005. Prav tako je Slovenija popolnoma odvisna od uvoza zemeljskega plina, saj nima lastnih proizvodnih enot, skladišč ali terminalov za utekočinjen zemeljski plin (Vučina Vršnak, 2021).

Na področju električne energije je Slovenija precej manj energetska odvisna od uvoza energije, saj ima pri proizvodnji električne energije na voljo tako OVE kot tudi fosilna goriva

(Vučina Vršnak, 2021). Med letoma 2010 in 2020 se je uvozna odvisnost električne energije gibala med 1,8 % in 18,2 % (Gospodarska zbornica Slovenije, 2021).

3.4 Doseganje ciljev EU v letu 2020

Kot omenjeno v poglavju 2.2.3 se je EU leta 2008 zavezala k tako imenovanemu cilju 20/20/20 do leta 2020. Cilji so bili 20-odstotno zmanjšanje emisij TGP glede na leto 1990, doseganje 20-odstotnega deleža energije iz OV v končni bruto rabi in 10-odstotni delež energije iz OV v transportu ter 20-odstotno povečanje energetske učinkovitosti (Gospodarska zbornica Slovenije, brez datuma). Zastavljene ciljne vrednosti po državah članicah niso bile popolnoma enake. Na primer pri doseganju deleža OVE v bruto končni rabi energije do leta 2020 so bile ciljne vrednosti držav odvisne od njihovih začetnih deležev OVE, energetskih potencialov držav in BDP-ja (Evropski parlament & Svet Evropske unije, 2009b).

Slovenski nacionalni cilj na področju emisij TGP je bil, da se te do leta 2020 niso povečale za več kot le 4 % glede na raven iz leta 2005. Slednje je veljalo le za emisije, ki niso vključene v EU-sistem z emisijskimi kuponi (Đorić in drugi, 2022; Evropski parlament & Svet Evropske unije, 2009c). Slovenija je cilj leta 2020 močno preseгла, saj so bile emisije za 20,7 % nižje od ciljne vrednosti. Pri tem je treba poudariti, da so bile emisije v letu 2020 9,8 % nižje od emisij leta 2019, kar je posledica pandemije koronavirusne bolezni covid-19 in predvsem njenega vpliva na transport. V Sloveniji je v letu 2020 kar 47,0 % emisij TGP, ki niso vključene v EU-sistem trgovanja z emisijami, posledica transporta. Sledijo mu kmetijstvo (17,7 %), industrija in gradbeništvo (13,8 %), proizvodnja električne energije in toplote (5,2 %), odpadki (4,3 %) ter druga področja (13,8 %). Leta 2005 so emisije v Sloveniji, ki so obravnavane znotraj sistema EU ETS, predstavljale 43 % in leta 2019 37 % (Đorić in drugi, 2022). Slednje je jasen kazalnik, da so se emisije TGP, ki so vključene v sistem EU ETS, med letoma 2005 in 2019 bistveno bolj znižale, kot emisije, ki v ta sistem niso vključene.

V skladu z Direktivo o spodbujanju uporabe energije iz OV, ki jo je EU sprejela leta 2009 (2009/28/ES) in prenovila leta 2018 (2018/001), je Slovenija za leto 2020 sprejela dva cilja na področju OVE, 25-odstotni delež energije iz OV v bruto rabi končne energije in 10-odstotni delež energije iz OV v transportu. Prav tako je bil po načelu skupne evropske politike izdelan tudi Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010–2020 (Đorić in drugi, 2022). Doseženi delež OV v bruto rabi končne energije je v Sloveniji znašal 24,1 %, kar je bil vzrok za podpis sporazuma med Slovenijo in Češko, s katerim je bil izveden mehanizem statističnega prenosa 465 GWh energije iz OV (Rutar, 2022). S tem je Slovenija dosegla ciljnih 25 %, za kar je bilo treba Češki plačati približno pet milijonov evrov (Hozjan, 2022). V sektorju transporta je od leta 2005 do leta 2020 delež OVE narastel za 10,1 %, kar je največ med vsemi sektorji. Leta 2020 je delež OVE v transportu predstavljal 10,9 %, kar pomeni, da je bil ta cilj dosežen (Đorić in drugi, 2022).

Cilj Slovenije na področju učinkovite rabe energije je bil sprejet na podlagi Direktive o energetske učinkovitosti (2012/27/EU) in kasnejšega Nacionalnega akcijskega načrta za energetske učinkovitost za obdobje med leti 2014 in 2020. Ciljna vrednost primarne rabe energije v Sloveniji leta 2020 je bila 82,86 TWh in ciljna vrednost končne rabe energije 59,52 TWh (Đorić in drugi, 2022; Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2015). Primarna raba je leta 2020 znašala 73,7 TWh, kar je približno 11 % pod ciljno vrednostjo. Končna raba energije v Sloveniji je leta 2020 znašala 51,6 TWh in je bila 13 % pod ciljno vrednostjo. V zakup je treba vzeti, da je ravno leta 2020 prišlo do največjega 5,5-odstotnega zmanjšanja rabe primarne energije in 9,2-odstotnega zmanjšanja rabe končne energije, kar je v veliki meri posledica ukrepov zaradi pandemije koronavirusne bolezni covid-19. Vrednosti, dosežene v letu 2020, torej ne predstavljajo primerljivih rezultatov, s katerimi bi lahko določali kratkoročne trende (Đorić in drugi, 2022).

3.5 Trg z električno energijo

Do popolnega odprtja trga z električno energijo je v Sloveniji prišlo 1. junija 2007, s čimer je lahko vsak odjemalec električne energije prosto izbral svojega ponudnika. S tem je električna energija postala tržno blago (Agencija za energijo, 2022b).

Udeleženci na trgu električne energije so proizvajalci, odjemalci, trgovci, tržni zastopniki, dobavitelji, agregatorji, ponudniki storitev izravnav, energetska skupnost in izvajalci gospodarskih javnih služb (Pravila za delovanje trga z električno energijo, Ur. l. RS, št. 74/18, 62/19, 159/21 – popr., 69/22 in 163/22). Operater slovenskega trga z električno energijo je javna gospodarska družba Borzen d. o. o. Skupaj z javno gospodarsko družbo ELES d. o. o., sistemskim operaterjem slovenskega prenosnega elektroenergetskega sistema, si delita lastništvo družbe BSP Energetska Borza d. o. o., ki je bila ustanovljena leta 2008 z namenom izvajanja borzne dejavnosti trgovanja električne energije ter zagotavljanja kakovostnega, likvidnega in konkurenčnega trgovanja z električno energijo (Borzen, brez datuma).

V splošnem slovenski organizirani trg z električno energijo delimo na veleprodajni in maloprodajni trg. Na veleprodajnem trgu trgovci in dobavitelji med seboj sklepajo tako imenovane zaprte pogodbe, pri katerih so količine dobavljene električne energije že vnaprej določene za vsak časovni interval. Trgovanje se izvaja v obliki bilateralnih trgovanja, pri čemer je obdobje trajanja pogodbe daljše od enega dne, in trgovanja na borzi, pri čemer se z električno energijo trguje en dan vnaprej (angl. day-ahead market). Trgovanje na trgu za dan vnaprej poteka po načelu avkcijskega načina trgovanja, kar pomeni, da se prodajne in nakupne ponudbe po zaključku trgovanja združijo v krivulji ponudbe in povpraševanja, cena se določi na podlagi njunega presečišča in je za vse enaka. Udeleženci trga kupijo standardizirane urne produkte s količinskim intervalom 1 MW (Agencija za energijo, 2022c; BSP SouthPool Energy Exchange, brez datuma a). Ko se trgovanje za dan vnaprej zaključi,

se začne trgovanje na trgu znotraj dneva (angl. intraday market) in traja do ene ure pred začetkom dobave energije. Trg znotraj dneva deluje po načelu sprotnega trgovanja, kar pomeni, da se posel sklene takoj, ko pride do ujemanja določene ponudbe in povpraševanja. V zadnji uri pred dobavo energije se trg znotraj dneva spremeni v izravnalni trg (angl. balancing market), pri čemer lahko kot edini kupec nastopa operater prenosnega elektroenergetskega sistema. Udeleženci sprotnega trga znotraj dneva lahko kupijo standardizirane produkte, kot so energija v časovnih obdobjih 00:00–24:00 in 08:00–20:00, urne in 15-minutne produkte in nestandardizirane produkte, ki so sestavljeni iz najmanj dveh enakih zaporednih standardiziranih produktov znotraj istega trgovalnega dneva (Agencija za energijo, 2022c; BSP SouthPool Energy Exchange, brez datuma b).

Na maloprodajnem trgu nastopajo dobavitelji in odjemalci. Ti med seboj sklepajo odprte pogodbe, kar pomeni, da količine dobavljene električne energije niso vnaprej določene, in odjemalci nato plačajo dejansko porabljeno energijo (Agencija za energijo, 2022a).

3.6 Energetska strategija Slovenije

Strategija razvoja Slovenije 2030 predstavlja krovni razvojni okvir, katerega osrednji cilj je zagotoviti kakovostno življenje vseh. Ključne strateške usmeritve, ki si jih je s tem načrtom zadala Slovenija, so vključujoča, zdrava, varna in odgovorna družba, visoko produktivno gospodarstvo, ki ustvarja dodano vrednost za vse, ohranjeno zdravo naravno okolje, visoka stopnja sodelovanja in usposobljenosti ter učinkovitosti upravljanja (Vlada RS, 2017).

Celovit nacionalni energetske in podnebni načrt (NEPN) je strateški dokument, katerega namen je določiti cilje, politike in ukrepe za doseganje izbranih razsežnosti. Obravnavano obdobje NEPN-a, ki ga je slovenska vlada sprejela leta 2020, je do leta 2030, s pogledom do leta 2040. Opredeljene razsežnosti so razogljičenje, energetska učinkovitost in varnost, notranji trgi in raziskave ter inovacije in konkurenčnost. Glavni cilji NEPN do leta 2030 so doseganje 27-odstotnega deleža OVE v končni rabi energije, 15-odstotno zmanjšanje emisij TGP glede na vrednost leta 2005 in izboljšanje energetske učinkovitosti za vsaj 35 % glede na osnovni scenarij iz leta 2007 (Vlada RS, 2020). Leta 2022 je Evropski parlament še dodatno zaostрил ambicije zmanjševanja emisij TGP, tako da je novi cilj Slovenije, da do leta 2030 doseže 27-odstotno zmanjšanje izpustov TGP v primerjavi z letom 2005 (Evropski parlament, 2022).

3.6.1 Strateški energetske in podnebni cilji Slovenije

Ključni cilj razsežnosti razogljičenja je doseganje neto ničelnih izpustov TGP do leta 2050 na ravni EU. Slednje je bilo izhodišče za načrtovanje ciljev do leta 2030. Ti so (Vlada RS, 2020):

- učinkovito umeščanje infrastrukture v prostor,

- večje zmanjšanje emisij TGP do leta 2030,
- doseganje 27-odstotnega deleža OVE v končni rabi,
- postopno opuščanje rabe premoga v proizvodnji električne energije (razogljičenje celotne proizvodne električne energije),
- razogljičenje energetske intenzivne industrije ter
- povečevanje vlaganj v človeške vire in nova znanja.

Glavni cilj razsežnosti energetske učinkovitosti je zmanjšanje rabe energije in drugih naravnih virov z izboljšanjem energetske in snovne učinkovitosti. Ciljna vrednost je 35-odstotno izboljšanje energetske učinkovitosti do leta 2030 glede na scenarij iz leta 2007 v skladu z Direktivo o energetske učinkovitosti. V stavbnem sektorju je cilj doseči 20-odstotno zmanjšanje končne rabe energije in 70-odstotno zmanjšanje emisij TGP do leta 2030 glede na leto 2005 (Vlada RS, 2020).

Razsežnost energetske varnosti cilja je zanesljiva in konkurenčna oskrba z energijo z visoko ravno povezanosti s sosednjimi državami. V načrtu sta izražena tudi zavedanje in želja po manjši odvisnosti od uvoza na področju fosilnih goriv ter diverzifikacija virov in dobavnih poti pri oskrbi z zemeljskim plinom. Zelo pomemben cilj predstavlja tudi razvoj tehnologij infrastrukture in storitev za shranjevanje energije. Prav tako sta ena od ključnih ciljev nadaljnje izkoriščanje jedrske energije v NEK-u celovita preučitev možnosti izgradnje nove jedrske elektrarne (Vlada RS, 2020).

Ključni cilji razsežnosti notranjega trga energije so zagotavljanje finančnih, tehničnih in človeških virov za celovit razvoj in vodenje elektroenergetskega distribucijskega omrežja, podpora razvoja učinkovitega trga za izkoriščanje prožnosti elektroenergetskega sistema in novih tehnologij, zagotovitev nadaljnjega razvoja plinovodnega sistema, podpora medsektorskemu sodelovanju, podpiranje pilotnih projektov za proizvodnjo sintetičnega metana in vodika ter omogočiti blaženje in zmanjševanje energetske revščine (Vlada RS, 2020).

Pri razsežnosti raziskav, inovacij in konkurenčnosti so bili kot najpomembnejši cilji prepoznani povečevanje vlaganj v raziskave in razvoj, povečevanje vlaganj v razvoj človeških virov in novih znanj, podpora podjetjem pri prehodu v nevtralno in krožno gospodarstvo, spodbujanje novih in okrepitev obstoječih razvojno-raziskovalnih programov, spodbujanje uporabe digitalizacije in povečanje kibernetске varnosti v vseh strateških sistemih (Vlada RS, 2020). Skladno z Uredbo (EU) 2018/1999 je treba NEPN posodobiti v vsakem petletnem obdobju, zato mora Slovenija posodobljen NEPN Evropski komisiji predložiti leta 2024 (Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo, brez datuma). Trenuten osnutek posodobljenega NEPN, kot možna scenarija centralne oskrbe z električno energijo, dopušča možnost izrabe samo OVE in izrabe OVE v kombinaciji z jedrsko energijo (Vlada RS, 2023).

3.7 Jedrski reaktorji v Sloveniji

3.7.1 Jedrska elektrarna Krško

Izgradnja NEK se je začela leta 1975, medtem ko je prva sinhronizacija elektrarne z omrežjem bila izvedena leta 1981. Elektrarna je začela komercialno obratovati leta 1983. Dobavitelj opreme za izgradnjo jedrske elektrarne je bila ameriška družba Westinghouse (NEK, brez datuma a). Elektrarna za transformacijo energije uporablja lahkovodni tlačni reaktor (NEK, brez datuma b). Lastništvo jedrske elektrarne si polovično delita hrvaška družba HEP Group in slovenska družba GEN energija.

Elektrarna je zaradi izboljšanja ekonomike in s tem prilagajanja na tržne razmere leta 2004 prešla z 12-mesečnega na 18-mesečni gorivni cikel (NEK, 2005). Leta 2015 je meddržavna komisija podprla odločitev družbenikov NEK o podaljšanju obratovalne dobe do leta 2043 (NEK, brez datuma a). NEK obratuje v tako imenovanem pasovnem režimu (angl. base load), s čimer dosega visok faktor zmogljivosti (WNA, 2022f). Moč elektrarne na pragu je 696 MW in ima 36-odstotni toplotni izkoristek. Elektrarna trenutno deluje v 33. gorivnem ciklu. Pri zadnjem remontu, ki je bil izveden oktobra in novembra 2022, je prišlo do zamenjave visokotlačne turbine, s čimer naj bi se nazivna moč elektrarne povečala za približno 10 MW, kar na letni ravni znaša približno 90 GWh električne energije (Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo, 2022b).

Trenutno je v NEK zaposlenih približno 600 ljudi, med njimi je približno 400 inženirjev. V času remonta elektrarne je na objektu dodatno prisotnih še med 2.000 in 3.000 ljudi iz približno 60 podjetij (Švab, 2019).

3.7.2 Raziskovalni reaktor TRIGA MARK II

Reaktorski infrastrukturni center je del Inštituta »Jožef Štefan«. Namen centra je vzdrževanje in obratovanje reaktorja TRIGA MARK II, ki se uporablja na področjih šolanja, raziskav in izdelave izotopov. Reaktor je bil izdelan leta 1966 in ga je dobavila družba General Atomics (IJS, 2021). Reaktor lahko obratuje stacionarno z močjo 250 kW (IAEA, 1985). Leta 1991 je bil reaktor rekonstruiran, obnovljen in prirejen tudi za pulzno obratovanje (IJS, 2021). Pri pulznem obratovanju so dosežene moči pulzov tudi več 100 MW, vendar je celotna sproščena energija, zaradi kratke časovne komponente pulzov, le nekaj MWs. Pulzni eksperimenti se v povezavi s promptnim negativnim temperaturnim koeficientom reaktivnosti goriva uporabljajo tudi pri demonstraciji inherentne varnosti reaktorja (Vavtar & Snoj, 2020).

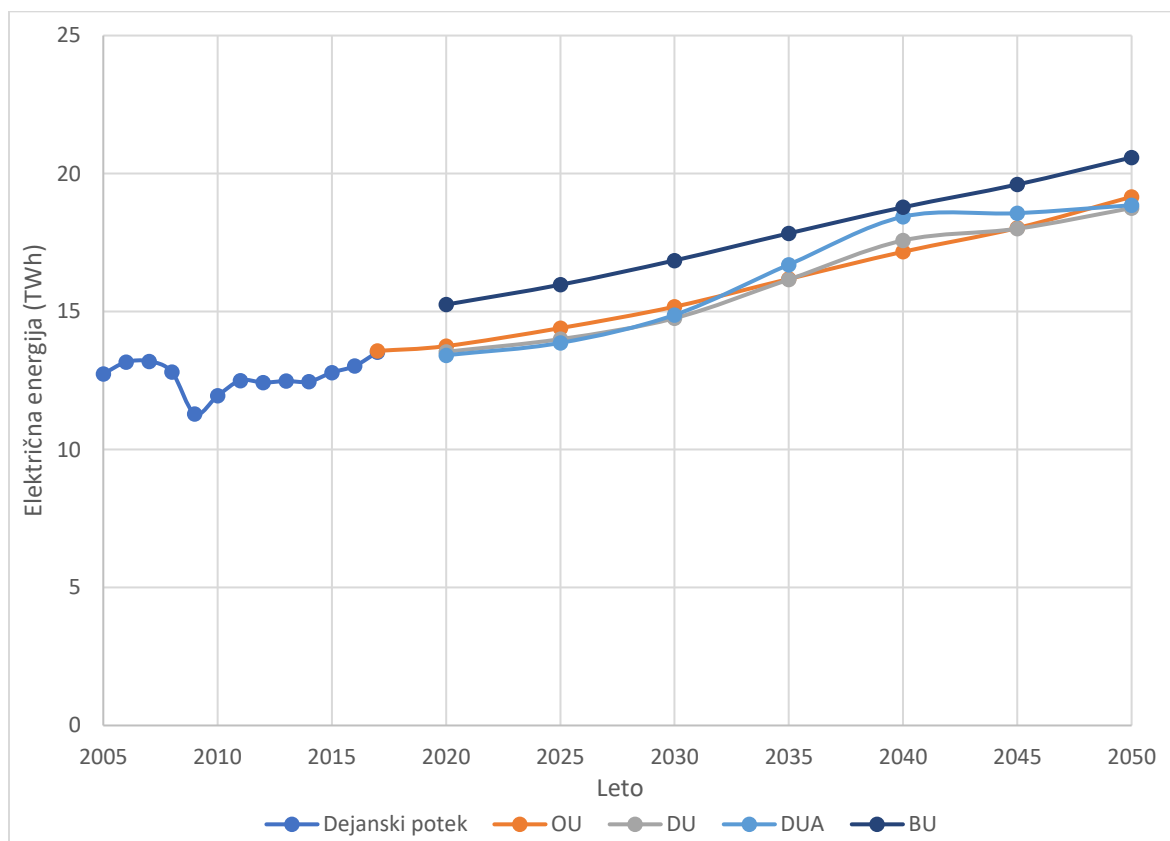
3.8 Projekcije porabe električne energije v Sloveniji

V sklopu izdelave NEPN so bili izdelani in obravnavani različni scenariji prihodnje rabe in oskrbe z energijo. Med seboj se razlikujejo glede na to, kateri ukrepi so bili upoštevani (Vlada RS, 2020):

- scenarij z obstoječimi ukrepi (OU),
- scenarij z dodatnimi ukrepi (DU),
- scenarij z ambicioznimi dodatnimi ukrepi (DUA) in
- scenarij brez ukrepov (BU).

Slika 18 prikazuje projekcije končne rabe električne energije v Sloveniji po prej omenjenih scenarijih. Največjo končno rabo električne energije v Sloveniji napoveduje scenarij brez ukrepov, pri čemer na bi leta 2030 končna raba električne energije dosegla približno 16,85 TWh in leta 2050 približno 20,58 TWh. Projekcije končne rabe električne energije so si v ostalih treh scenarijih v letih 2030 (DU – 14,76 TWh, DUA 14,88 TWh in OU 15,18 TWh) in 2050 (DU – 18,75 TWh, DUA – 18,85 TWh in OU – 19,17 TWh) dokaj podobne (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2020).

Slika 18: Končna raba električne energije v Sloveniji po scenarijih

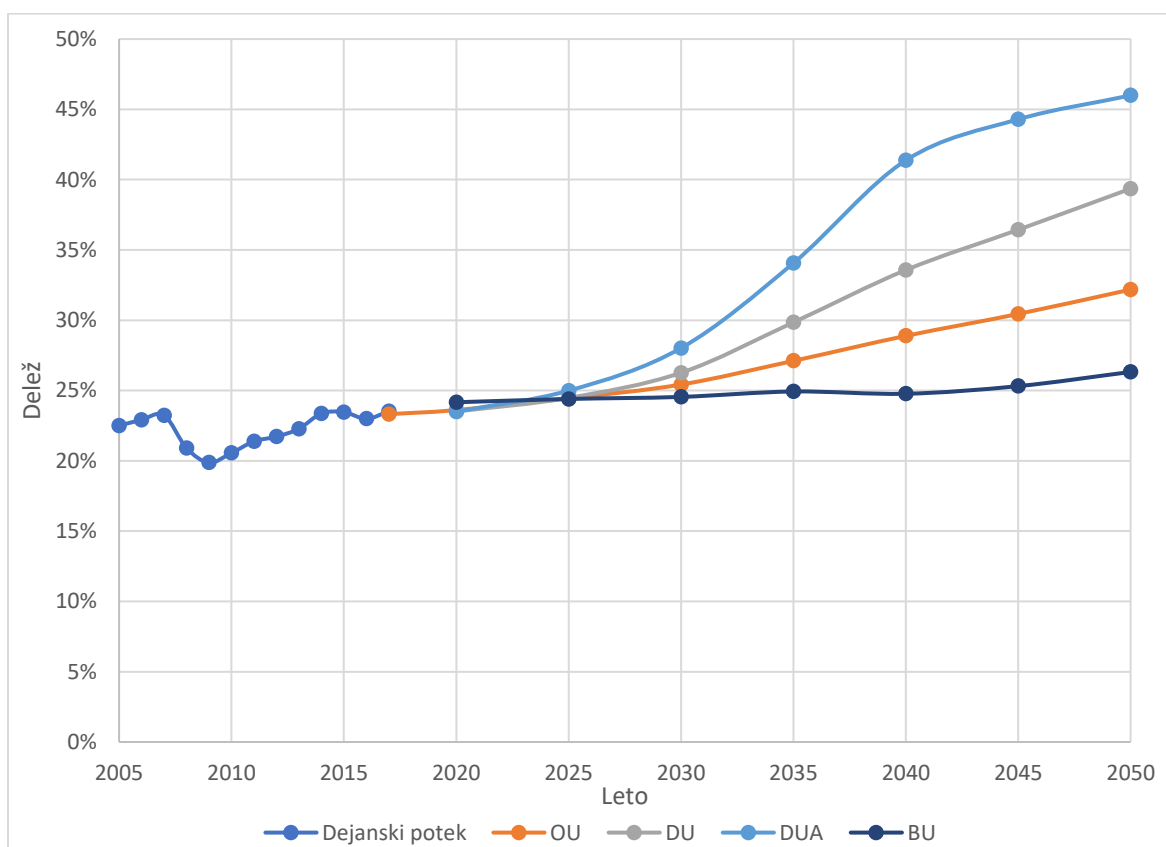


Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS (2020).

Slika 19 prikazuje projekcije deležev električne energije v končni rabi energije v Sloveniji po scenarijih. Opazimo lahko, da se deleži med scenariji kar močno razlikujejo. Projekcija scenarija, ki v letu 2050 doseže najnižji delež (BU), je približno 26 %, medtem ko je projekcija scenarija, ki v letu 2050 doseže najvišji delež (DUA), približno 46 %. Prav tako je iz scenarijev dodatnih ukrepov razviden trend elektrifikacije.

Scenarij z ambicioznimi dodatnimi ukrepi se v primerjavi s scenarijem z dodatnimi ukrepi razlikuje predvsem v dodatnih ukrepih na področju varčevanja z energijo. Slednje naj bi se v letu 2050 odražalo v približno 14-odstotnem znižanju končne rabe energije (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2020). To je razvidno tudi iz deleža električne energije v končni rabi, saj je ta v letu 2050 višji za več kot 6 odstotnih točk.

Slika 19: Projekcije deležev električne energije v končni rabi energije v Sloveniji po scenarijih

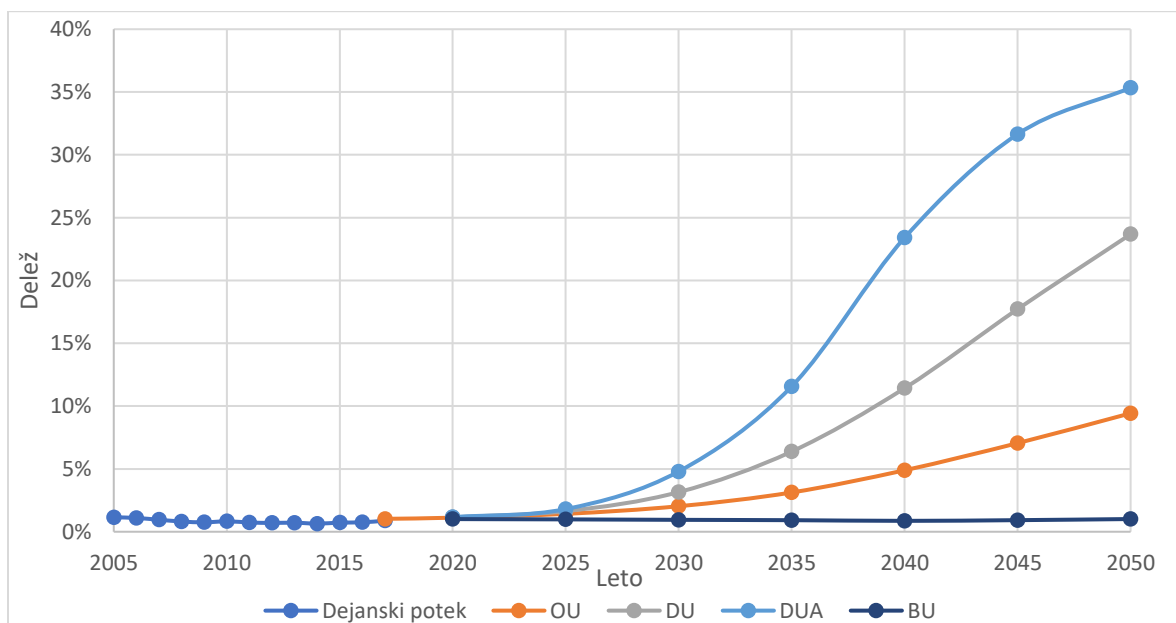


Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS (2020).

Trend elektrifikacije je jasno viden tudi na slikah 20 in 21, kjer so prikazane projekcije deležev električne energije v sektorjih gospodinjstva in transporta v Sloveniji po scenarijih. V sektorju transporta je razvidno, da imajo projekcije deležev po scenarijih velik razkorak. Projekciji scenarijev brez ukrepov in z ambicioznimi dodatnimi ukrepi, kjer prihaja do največjih razlik, se v letu 2050 razlikujeta za približno 34 odstotnih točk. Slednje nakazuje, da bo za doseganje zastavljenih ciljev elektrifikacije transporta treba sprejemati vrsto

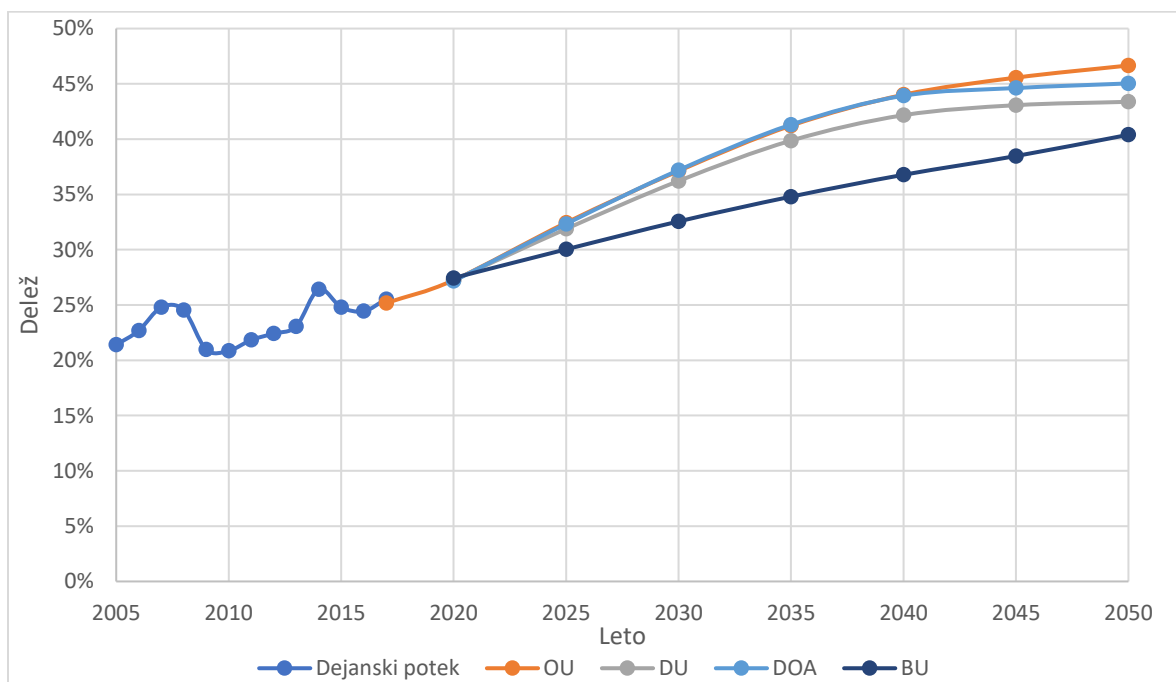
ukrepov, ki bodo morali v relativno kratkem času doseči znatne učinke. Projekcije deležev električne energije po scenarijih v gospodinjstvem sektorju imajo v letu 2050 dosti manjši razkorak. Do največjih razlik prav tako prihaja pri scenarijih brez ukrepov in scenariju z ambicioznimi dodatnimi ukrepi, kjer je razlika približno 6 odstotnih točk.

Slika 20: Projekcije deležev električne energije v transportu po scenarijih



Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS (2020).

Slika 21: Projekcije deležev električne energije v gospodinjstvu po scenarijih



Vir: Ministrstvo za infrastrukturo RS (2020).

4 PROJEKTI IZGRADNJE JEDRSKIH ELEKTRARN

Projekti izgradnje jedrskih elektrarn imajo lastnost visoke investicijske vrednosti ter velikega vpliva na okolje, ekonomijo in družbo. Prav tako so tehnično in organizacijsko zelo zahtevni, zaradi česar jih lahko označimo kot megaprojekte (Locatelli, 2018).

4.1 Problematika megaprojektov

Megaprojekti so v splošnem opredeljeni kot zapleteni projekti s proračunom, višjim od 1 milijarde USD (Flyvbjerg, 2014; Locatelli, 2018). V splošnem imajo tudi naslednje lastnosti (Flyvbjerg, 2007):

- Zaradi dolgega obdobja načrtovanja so podvrženi visokim tveganjem.
- V procesih odločanja, načrtovanja in določanja politik ter ukrepov deluje več akterjev z nasprotujočimi si interesi.
- Obseg projekta in ambicije se lahko skozi čas projekta znatno spremenijo.
- Zaradi neupoštevanja nenačrtovanih dogodkov pogosto pride do neustrezne določitve nenačrtovanih izdatkov in s tem proračuna projekta.
- Prihaja do napačnih ocen stroškov, koristi in tveganj projekta.
- Posledično so prekoračeni stroški in/ali niso dosežene koristi projekta.

Pri kar 90 % megaprojektov pride do prekoračitve stroškov. Prekoračitve stroškov do 50 % so zelo pogoste, medtem ko prekoračitve preko 50 % tudi niso nič nenavadnega. Pri tem do prekoračitev stroškov prihaja tako pri projektih v javnem in zasebnem sektorju. Prav tako ni znakov, da bi se stanje v zadnjih 70 letih izboljšalo. Geografska lega projekta ne igra vloge, saj je pri vseh državah in kontinentih, za katere so bili podatki dostopni, prihajalo do prekoračitev. Na drugi strani megaprojekti ne dosegajo obljubljenih koristi, pri čemer so zmanjšanja koristi do 50 % pogosta, medtem ko zmanjšanja preko 50 % prav tako niso nenavadna (Flyvbjerg, 2014).

Jedrske elektrarne spadajo v skupino največjih infrastrukturnih projektov, pri čemer lahko proračuni takih projektov presegajo 10 milijard evrov. Njihovo načrtovanje in izgradnja lahko trajata tudi več desetletij. Analiza, v kateri je bilo zajetih 401 projektov elektrarn in prenosnih infrastrukturnih projektov v 57 državah, je pokazala, da od tega le pri 39 projektih (9,7 %) ni prišlo do prekoračitve proračuna (Sovacool, Nugent & Gilbert, 2014). Ugotovljeno je bilo tudi, da so prekoračitve proračuna najvišje in najpogostejše pri izgradnji jezov za hidroelektrarne in pri izgradnjah jedrskih elektrarn, tudi če prekoračitve gledamo relativno, glede na inštalirano moč. Projekti sončnih in vetrnih elektrarn predstavljajo projekte z najmanjšim tveganjem za podražitve (Sovacool, Gilbert & Nugent, 2014).

Dejavnika, ki prav tako močno vplivata na podražitve in zamude megaprojektov, sta tehnična in organizacijska zapletenost. Za manj uspešno izvedene megaprojekte je pogosto

značilno, da se izvajajo v okolju z naslednjimi lastnostmi (Locatelli, Mancini & Romano, 2014):

- hitre spremembe tehnologije in kratek čas tehnološkega cikla,
- povečana povezljivost in soodvisnost sistemov,
- poudarek na zmanjšanju stroškov s kratkimi časovnimi okviri ter brez zmanjšanja kakovosti in obsega,
- težave z integracijo (veliko število delov sistema in veliko vpletenih organizacij),
- združevanje velikega števila tehničnih disciplin in
- konkurenčni pritiski drugih tehnologij ali drugih izvedb iste tehnologije.

Vse te lastnosti z izjemo prve se nanašajo tudi na projekte jedrskih elektrarn. Pri projektih jedrskih elektrarn sodelujejo strokovnjaki iz širokega spektra tehničnih področij, kot so jedrska fizika, gradbeništvo, elektrotehnika, strojništvo itd.

4.2 Stroškovni vidik

Za projekte jedrskih elektrarn so značilni visoki začetni vložki, dolgo obdobje izgradnje, nizki in stabilni obratovalni stroški ter dolge dobe vračanja (WNA, 2020). Projekte jedrskih elektrarn uvrščamo med kapitalsko zelo intenzivne, kar pomeni, da cena kapitala močno vpliva na ceno električne energije in s tem na konkurenčnost jedrske energije v primerjavi z drugimi tehnologijami. Kljub številnim pristopom spopadanja s tveganji so pretekle zamude pri izgradnji jedrskih elektrarn povzročile znatno premijo za tveganje pri posojilih za nove jedrske elektrarne v primerjavi z drugimi tehnologijami. Zaznavanje povečanih tveganj torej vodi v dražje financiranje, zaradi česar je projekt tudi finančno bolj tvegan (WNA, 2017).

Izgradnja jedrskih elektrarn je draga, medtem ko je njeno obratovanje relativno poceni, čeprav pod stroške obratovanja spadajo tudi stroški ravnanja z jedrskimi odpadki in stroški razgradnje jedrske elektrarne. Konkurenčnost jedrskih elektrarn pride do izraza v okoljih, kjer so fosilna goriva relativno draga, in v okoljih, kjer se izpusti ogljika ne zaračunavajo. Če se upoštevajo še družbeni, zdravstveni in okoljski stroški, se konkurenčnost jedrskih elektrarn izboljša (WNA, 2022b).

Stroški kapitala novih jedrskih elektrarn skupaj z natečenimi obrestmi predstavljajo med 65 in 85 % vseh izravnanih stroškov električne energije (angl. levelized cost of electricity, v nadaljevanju LCOE). Za primerjavo je delež stroškov kapitala pri plinski elektrarni s kombiniranim ciklom približno 20 %, saj največji delež predstavlja strošek goriva, medtem ko pri elektrarnah na obnovljive vire, npr. sončne ali vetrne elektrarne, delež lahko doseže tudi 90 %, saj stroškov goriva ni. Razlike v strukturi stroškov pridejo do izraza pri višjih obrestnih merah, pri čemer postanejo projekti z visokimi začetnimi investicijami vedno manj konkurenčni (WNA, 2017).

Po zaključeni gradnji jedrske elektrarne in priklopu na omrežje se začeta prodaja proizvedene električne energije in odplačevanje stroškov naložbe, ki obsegajo stroške investicije v določenem časovnem trenutku in stroške financiranja oziroma natečenih obresti. Cena električne energije mora pokrivati tudi stroške goriva in stroške obratovanja ter vzdrževanja (WNA, 2017). Stroški goriva pri 7-odstotni diskontni stopnji, 85-odstotnem faktorju zmogljivosti elektrarne (angl. capacity factor) in 60-letni obratovalni dobi predstavljajo približno 9 %, medtem ko stroški obratovanja in vzdrževanja predstavljajo približno 13 % (UNECE, 2020).

Stroški razgradnje se navadno krijejo letno v obliki vplačila v sklad za razgradnjo. Slednje je natančneje določeno z nacionalno zakonodajo (WNA, 2017). Sklad za razgradnjo NEK ureja Zakon o Javnem skladu Republike Slovenije za financiranje razgradnje Nuklearne elektrarne Krško in odlaganja radioaktivnih odpadkov ter izrabljenega goriva iz Nuklearne elektrarne Krško (ZSFR-UPB1, Ur. l. RS, št. 47/03, ki je poleg financiranja razgradnje NEK namenjen tudi financiranju odlaganja radioaktivnih odpadkov in izrabljenega goriva iz NEK. Izplačila se izvajajo na mesečni ravni, medtem ko se je predpisana vrednost leta 2022 zvišala s 4,8 EUR/MWh na 12 EUR/MWh za vsako prevzeto kWh električne energije (Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo, 2022a).

Lastniki jedrskih elektrarn morajo imeti sklenjena tudi zavarovanja za kritje operativnih tveganj, med katere spada tudi zavarovanje ob nastopu jedrske nesreče. Odgovornost ob hudih nesrečah določajo mednarodne konvencije in nacionalna zakonodaja. Ti okviri natančno opredeljujejo in omejujejo odgovornost upravljavca elektrarne in podajajo možnost, da država sprejme obveznosti, ki presegajo prej določeno mejo (WNA, 2017). Slednje v Sloveniji znaša 700 mio. evrov in je urejeno z Zakonom o odgovornosti za jedrsko škodo (ZOJed-1, Ur. l. RS, št. 70/10). Zavarovanja za kritje škode med 10 in 15 mrd. EUR so pod komercialnimi pogoji na voljo za ceno od 0,1 do 0,2 centa/kWh (WNA, 2017).

LCOE predstavlja eno od najbolj uporabljenih ekonomskih meril za oceno stroškov različnih virov električne energije. Ta se izračuna kot skupek vseh stroškov elektrarne, deljen s količino skupno proizvedene električne energije v tem obdobju. Slednji je za primerjavo različnih proizvodnih virov električne energije primernejši kot npr. stroški investicije v določenem časovnem trenutku (angl. overnight costs), saj ti ne vključujejo stroška financiranja, ki nastanejo v obdobju izgradnje, stroškov goriva in stroškov obratovanja ter vzdrževanja (WNA, 2017, 2022b). Enačba za izračun LCOE je zapisana v enačbi (1), kjer so (IEA, 2020c):

- K_t celotni stroški kapitala v letu t ,
- $O\&V_t$ stroški obratovanja in vzdrževanja v letu t ,
- G_t stroški goriva v letu t ,
- O_t stroški (ogljika, ogljikovih izpustov) v letu t ,
- D_t stroški razgradnje in upravljanja z odpadki v letu t ,

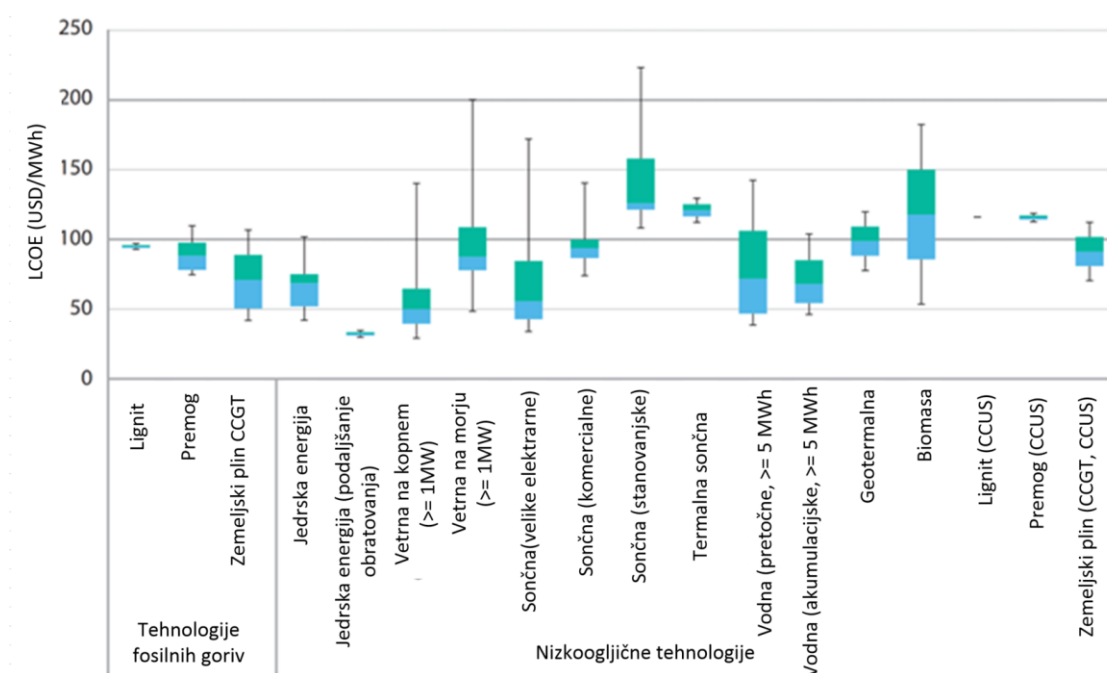
- MWh letna proizvodnja električne energije in
- $(1 + r)^{-t}$ realna diskontna stopnja stroškov kapitala.

$$LCOE = \frac{\sum (K_t + O\&V_t + G_t + O_t + D_t) * (1 + r)^{-t}}{\sum MWh * (1 + r)^{-t}} \quad (1)$$

Slika 22 prikazuje LCOE različnih tehnologij proizvodnje električne energije. Analizo je izvedla NEA na podlagi pridobljenih podatkov iz 24 držav. Od tega je 21 držav članic OECD, ostale so Brazilija, Kitajska in Indija. V analizi so bili pridobljeni podatki iz 243 elektrarn. Jedrska elektrarna ima v primerjavi z elektrarnami na fosilna goriva najnižji LCOE. V primerjavi z nizkoogljicnimi tehnologijami imajo jedrske elektrarne primerljiv LCOE z vetrnimi elektrarnami na kopnem, večjimi sončnimi fotovoltaičnimi elektrarnami in s hidroelektrarnami z in brez akumulacije (IEA, 2020c).

Projekcije za leto 2025 kažejo, da bodo jedrske elektrarne predstavljale nespremenljiv nizkoogljicni vir električne energije z najnižjo ceno. Primerljive naj bi bile s hidroelektrarnami z veliko akumulacijo, vendar je ta močno odvisna od naravnih danosti države (IEA, 2020c).

Slika 22: Izračun LCOE, izveden na podlagi podatkov iz 24 držav in 243 elektrarn



Opomba:

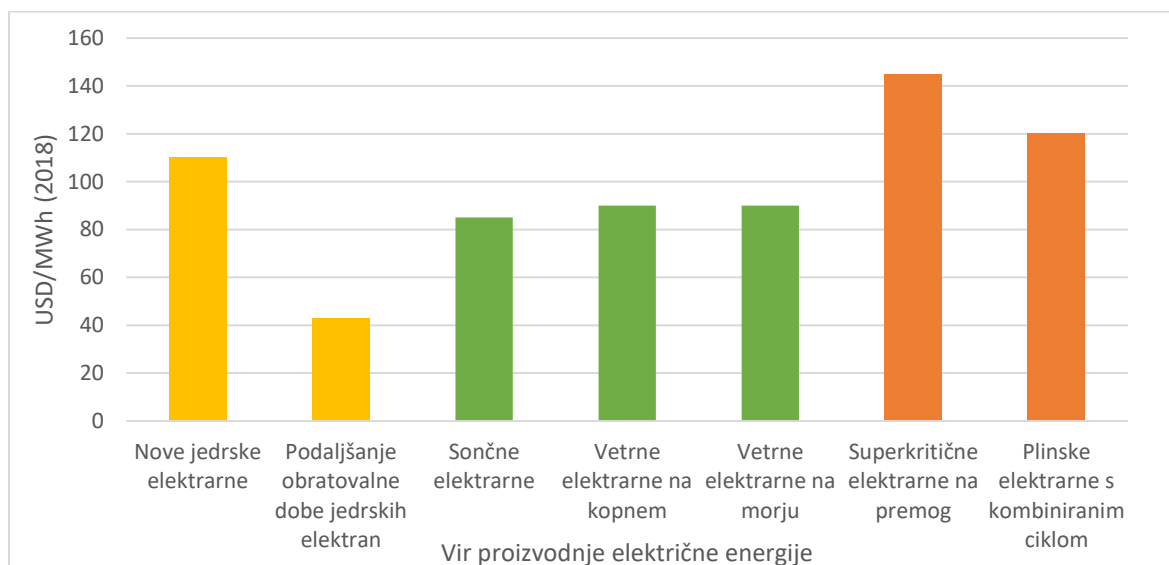
* CCGT – kombiniran cikel plinske turbine

** CCUS – zajem, uporaba in shranjevanje ogljika

Vir: IEA (2020c).

Slika 23 prikazuje projekcijo LCOE v EU za leto 2040 glede na proizvodni vir električne energije. Rumena stolpca se navezuje na elektrarne, ki uporabljajo jedrsko gorivo, zeleni stolpci na OVE in oranžni na elektrarne s fosilnim gorivom. Najvišji LCOE naj bi imeli elektrarni na fosilna goriva, nato nove jedrske elektrarne. Tem sledijo vetrne in sončne elektrarne. Najnižje LCOE bi imele investicije v podaljšanje obratovalnih dob jedrskih elektrarn.

Slika 23: Projekcija LCOE v EU leta 2040 glede na proizvodni vir



Vir: IEA (2022a).

Vendar ima LCOE tudi nekatere pomanjkljivosti, saj ne upošteva vrednosti, ki jo posamezen obrat (projekt, tehnologija) prispeva k izboljšanju delovanja celotnega elektroenergetskega sistema. Pri tem se dodana vrednost razlikuje glede na delež elektrarn istega tipa v sistemu. Proizvodnja električne energije iz spremenljivih OV istega tipa med seboj korelira in ni na voljo ves čas. Ta istočasnost proizvodnje prav tako ni usklajena s porabo električne energije, tako da je za ohranjanje zanesljive oskrbe električne energije potrebno zagotoviti rezervne enote ali možnost prilagoditve s shranjevanjem energije ali z odzivom na povpraševanje po električni energiji. V namen upoštevanja tega vidika prihaja do razvoja novih kazalnikov. Kot primer lahko navedemo kazalnik vrednostno prilagojene izravnane stroške električne energije (angl. value adjusted levelized cost of electricity, VALCOE), ki nadgrajuje LCOE v smislu, da ta upošteva tudi prispevek posamezne proizvodne tehnologije k varnemu in zanesljivemu obratovanju posameznega elektroenergetskega sistema (IEA, 2020c).

4.3 Družbeni vidik

V javnomnenjski raziskavi Eurobarometra, izvedeni novembra 2022, je bilo anketiranih dobrih 26.300 prebivalcev EU, med njimi dobrih 1.000 Slovencev. Ugotovljeno je bilo, da se 58 % prebivalcev EU strinja, da so vlaganja v jedrsko energijo držav članice EU, zaradi

vojne v Ukrajini, še nujnejša. S tem se ne strinja 30 % prebivalcev EU, ostalih 12 % mnenja ni izrazilo. Med Slovenci se s tem strinja 60 % ljudi, medtem ko vlaganjem nasprotuje 32 % Slovencev. Mnenja ni izrazilo 9 % Slovencev (Evropska komisija, 2022a). Najvišjo podporo vlaganjem v jedrsko energijo v EU so izrazili na Poljskem (77 %) in v Romuniji (74 %) ter najnižjo v Avstriji (33 %) in na Cipru (35 %) (S., 2022).

Izgradnja jedrske elektrarne ima različne vplive na lokalno skupnost in lahko spremeni značaj skupnosti. Negativni vplivi, ki so navadno posledica varnostnih pomislekov, se odražajo v padcu cen stanovanj in zmanjšanju prometa v turizmu ter zmanjšanju naložb v območju. Seveda lahko z investicijami, ki so posledica izgradnje jedrskega objekta, v obstoječo infrastrukturo, kot so ceste, železnice, šole in zdravstveni centri, pride tudi do oživitve lokalne družbe (Sustainable Development Commission, 2006).

Jedrske elektrarne zagotavljajo 25 % več delovnih mest na enoto električne energije v primerjavi z vetrnimi elektrarnami. V času izgradnje jedrske elektrarne zagotavljajo dolgoročna delovna mesta na lokalni in regionalni ravni nivoju, medtem ko se v primerjavi z vetrnimi elektrarnami regionalni vpliv ohranja tudi za čas obratovanja elektrarne. Plače delovnih mest so med 25 % in 30 % višje v primerjavi z drugimi viri proizvodnje električne energije (Watson & Ashton, 2022).

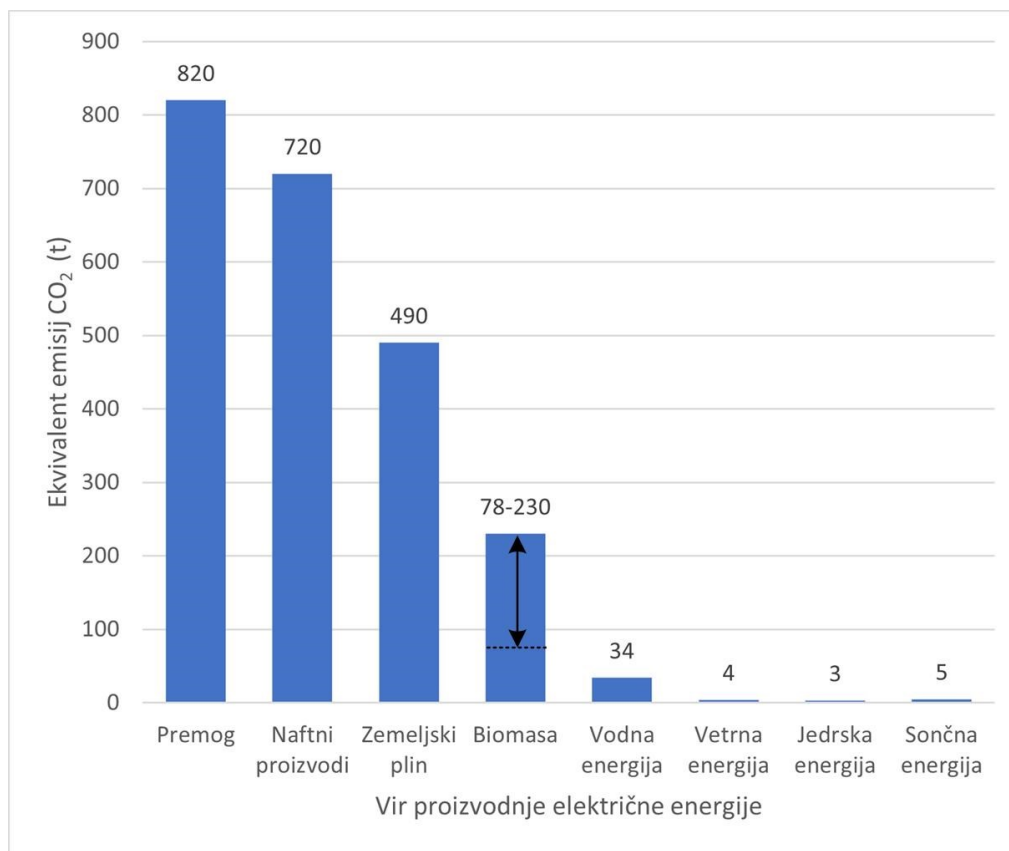
4.4 Okoljski vidik

Za izgradnjo jedrske elektrarne z močjo 1.000 MWe potrebujemo območje v velikosti med 100 in 400 ha. Velikost potrebnega območja za izgradnjo jedrske elektrarne je primerljiva z elektrarnami na premog in plin. Primerjava z vetrnimi elektrarnami je odvisna od uporabljene metode in je tako lahko podobna ali veliko ugodnejša za jedrske elektrarne. Za izgradnjo primerljivega sončnega parka potrebujemo veliko več prostora (Sustainable Development Commission, 2006).

Emisije TGP predstavljajo osnovni gonilnik podnebnih sprememb. Primerjava emisij TGP različnih virov električne energije kaže, da spadajo fosilna goriva med najbolj umazane vire proizvodnje električne energije. Med najčistejše vire spadajo jedrska, vetrna in sončna energija (Ritchie, 2020). Natančnejša razporeditev je prikazana na sliki 24, ki prikazuje ekvivalent emisij CO₂ za 1 GWh električne energije skozi celoten življenjski cikel elektrarn.

Termoelektrarne, med katere spadajo tudi jedrske elektrarne, za svoje obratovanje potrebujejo velike količine vode, ki se uporablja za hlajenje. Nepravilno ravnanje z vodo lahko povzroči smrt rib in drugih vodnih vrst. Prav tako obstaja potencial uporabe odpadne toplote za daljinsko ogrevanje (Sustainable Development Commission, 2006).

Slika 24: Ekvivalent emisij CO₂ za 1 GWh električne energije skozi celoten življenjski cikel elektrarn



Opomba:

Emisije pri proizvodnji električne energije iz biomase lahko dosegaajo vrednosti med 78 in 230 ton ekvivalenta emisij CO₂.

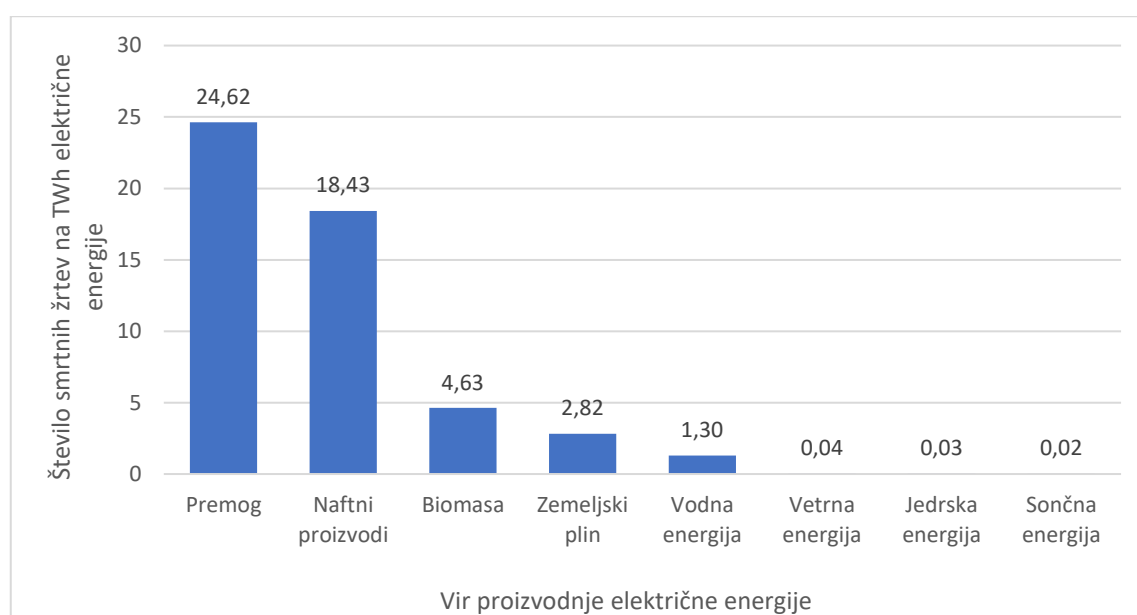
Vir: Ritchie (2020).

4.5 Varnostni vidik

Vsi viri proizvodnje električne energije imajo kratkoročne in dolgoročne negativne učinke, ki se med seboj močno razlikujejo. Varnost oziroma nevarnost posameznega vira lahko ovrednotimo na podlagi primerjave števila smrtnih žrtev za proizvodnjo določene količine električne energije. Slednja primerjava je prikazana na sliki 25, ki prikazuje število smrtnih žrtev pri proizvodnji 1 TWh električne energije glede na proizvodni vir. Približno toliko električne energije letno porabi 150.000 prebivalcev EU. Pri izračunih so bile upoštevane žrtve nesreč in onesnaženja zraka. Med vsemi viri fosilna goriva in biomasa veljajo za najnevarnejša. Med fosilnimi gorivi je najnevarnejši premog, pri čemer za 1 TWh električne energije v povprečju umre 24,62 človeka. Fosilnim gorivom in biomasi sledi vodna energija, pri čemer je za 1 TWh električne energije v povprečju umrlo približno 1,3 človeka. Slednja vrednost je predvsem posledica zrušenja jezua Banqiao na Kitajskem. Nesreča se je zgodila leta 1975 s približno 171.000 smrtnimi žrtvami. Z izjemo te nesreče se je vodna energija

izkazala za zelo varno (0,04 smrtne žrtve/TWh). Med najvarnejše vire električne energije sodijo vetrna, jedrska in sončna energija. Percepcija varnosti jedrske energije je bila močno zaznamovana predvsem zaradi nesreč v Černobilu leta 1986 in Fukušimi leta 2011. Za izračun smrtnih žrtev na enoto proizvedene električne energije sta bili v analizi uporabljeni vrednost smrtnih žrtev v nesrečah 433 (Černobil) in 2,314 (Fukušima). Čeprav je bilo število smrtnih žrtev zaradi teh dveh nesreč zelo visoko, je v primerjavi z vsakoletnimi smrtnimi žrtvami zaradi rabe fosilnih virov končno število smrtnih žrtev precej nizko. Do smrtnih žrtev pri sončni in vetrni energiji prihaja predvsem zaradi nesreč v dobavni verigi, požarov pri montaži turbin in panelov ter utopitev pri vetrnih elektrarnah na morju (Ritchie, 2020).

Slika 25: Število smrtnih žrtev pri proizvodnji 1 TWh električne energije glede na vir (upoštevanje nesreč in onesnaževanje zraka)



Vir: Ritchie (2020).

4.6 Politični vidik

Zaveza vlade k uporabi jedrske energije pri dolgoročni oskrbi z električno energijo je potreben pogoj za izgradnjo jedrske elektrarne. V državah, kjer lahko pričakujemo spremembe v vladajoči stranki, odločitev o uporabi jedrske energije zahteva višjo mero soglasja med strankami, torej mora biti uporaba jedrske energije skupno prepoznana kot del dolgoročne energetske strategije (WNA, 2017).

Dodatno politično tveganje predstavlja možnost spremembe javnega mnenja med ali po izgradnji jedrske elektrarne. Z izjemo izrednih dogodkov so javne službe, s podporo izkušenj iz industrije, v dobrem položaju pri obravnavanju tega vprašanja, ki spada pod vprašanja

javnega pomena, in s tem pri zmanjšanju tega tveganja. Večini držav je podpora javnosti uspelo pridobiti na podlagi močne operativne uspešnosti (WNA, 2017).

Prav tako ukrepi držav, ki so se zavezale k zmanjševanju emisij TGP, krepijo konkurenčnost jedrskih elektrarn, ki velja za nizkoogljični vir električne energije. Kot enega od ukrepov lahko navedemo sistem za trgovanje z emisijami EU ETS (WNA, 2017).

4.7 Organizacijski vidik

Vrhnji menedžment mora pri izgradnji in obratovanju jedrske elektrarne vzpostaviti in ohranяти varnostno kulturo ter nadzor in preverjanje dejavnosti, ki so povezane z jedrsko varnostjo (IAEA, 2022b). Varnostna kultura torej ne predstavlja ločene entitete, ampak je ena od lastnosti organizacijske kulture (IAEA, 2019).

4.8 Vidik zanesljivosti oskrbe z električno energijo

Implementacija spremenljivih OVE v omrežje bo potekala s postopnim opuščanjem premogovnih in plinskih termoelektarn, ki trenutno predstavljajo glavni vir prožnosti in sistemskih storitev v elektroenergetskem sistemu. Uporaba jedrske energije lahko pomaga zmanjšati odvisnost od fosilnih goriv in ob tem poveča zanesljivost elektroenergetskih sistemov z visokim deležem OVE (IAEA, 2022a).

Ugotovitve analize zanesljivosti oskrbe z električno energijo v Sloveniji so, da bo zamenjava konvencionalnih virov električne energije s spremenljivimi OV vodila v znatno zmanjšanja zanesljivosti oskrbe z električno energijo. Prav tako se bo to odrazilo v povečanju dodatnih stroškov zaradi zagotavljanja nadomestne energije in dodatnih sistemskih storitev, ki jih morajo zagotavljati sistemski operaterji. Nadomestna energija se lahko zagotovi z uvozom energije ali izgradnjo novih elektrarn. Z zmanjševanjem rezerv moči v sistemu ta postaja vedno občutljivejši na motnje, s tem pa sistemski operater omrežja vedno težje preprečuje izpade odjemalcev (Špelko, Čepin, Glaser, Štrubelj & Žagar, 2021).

4.9 Primeri projektov izgradenj jedrskih elektrarn

Pregled nekaterih že dokončanih projektov izgradnje jedrskih in nekaterih projektov, ki so še v izgradnji, je izdelan v tabeli 5. Pregled je izveden na treh različnih tipih reaktorja:

- AP1000 (dobavitelj Westinghouse),
- APR1400 (dobavitelj KEPCO) in
- evropski tlačnovodni reaktor (EPR, dobavitelj EDF).

Štirje reaktorji tipa AP1000 dobavitelja Westinghouse, vključeni v analizo, so bili zgrajeni na Kitajskem. Podaljšanje izgradnje je bilo med približno tri in pet let. Izvedba dveh od teh

reaktorjev se je podražila za približno 21 %. Od štirih jedrskih reaktorjev v ZDA so izgradnjo dveh, zaradi prevelikih podražitev, prekinili. Izgradnja reaktorjev Vogtle 3 in 4 je še v teku. Projekta sta se zaradi vrste zamud izvajalcev, številnih predelav, težav s pravočasnim dokončanjem posameznih del in bankrota dobavitelja Westinghouse podražila za približno 112 % in podaljšala za več kot šest let. Razlog za težave pri projektu je tudi dolgo predhodno obdobje brez izgradnje novih jedrskih kapacitet (Swartz, 2022).

Reaktorji APR1400 dobavitelja KEPCO so bili zgrajeni v Južni Koreji in ZAE. Projekti s tem tipom reaktorja so se v preteklosti izkazali za uspešnejše od nedavnih projektov reaktorjev tipa AP1000 in EPR, saj se nobeden od projektov v analizi ni podražil za več kot 31 %. Prav tako je povprečno podaljšanje teh reaktorjev krajše od ostalih dveh (Schneider & Froggatt, 2019). Elektrarna Barakah je bila prva jedrska elektrarna v ZAE in je bil prav tako to tudi prvi projekt izgradnje jedrske elektrarne družbe KEPCO v tujini. Zaradi tega se ocenjuje, da so bile zamude pri izvedbi zelo majhne (Schneider & Froggatt, 2019). Do zamud pri jedrskih projektih v ZAE je prišlo predvsem zaradi štirih razlogov (Schneider & Froggatt, 2019):

- vzpostavljanje in usposabljanje domače delovne sile,
- težave s strukturo betona v zgradbah, kjer sta blok 2 in 3,
- zamude pri jedrskih projektih v Južni Koreji in
- škandali glede zagotavljanja kakovosti znotraj južnokorejske jedrske industrije.

Finski reaktor Olkiluoto-3 je bil prvi EPR tretje generacije, zgrajen po nesreči v Černobilu. Ponujal naj bi večjo moč in izboljšano varnost obratovanja. Razlog za podražitve in podaljšanje projekta sta bila vrsta tehničnih in varnostnih težav ter slabo vodenje in izvedba projekta (DW, 2022). Pri tem velja poudariti, da je ena izmed glavnih težav prav pomanjkanje izkušenj (Oettingen, 2021). Ocenjuje se, da je podražitev projekta 238-odstotna in podaljšanje okoli 14 let. Reaktor je začel komercialno obratovati aprila 2023. Do podobnih težav je prav tako prišlo pri projektu elektrarne Flamanville-3 v Franciji, katerega izvedba se je začela približno leto in pol kasneje (Schneider & Froggatt, 2019). Ocenjuje se, da se je projekt podražil za približno 308 % in podaljšal za približno 10,5 leta. Projekta izgradenj dveh EPR na Kitajskem sta bila izvedena s približno 21-odstotno podražitvijo in okvirno petletnim podaljšanjem. Izgradnja dveh EPR v ZK je trenutno ocenjena na približno 30-odstotno podražitev. Razloga za to sta v največji meri inflacija, kot posledica pandemije koronavirusne bolezni covid-19 in energetske krize, ter neposredni vpliv pandemije koronavirusne bolezni covid-19. Projekt bo zaradi pandemije koronavirusne bolezni covid-19 tudi podaljšan za slabi dve leti (Hernandez, 2023; Oettinger, 2021).

Vsi trije obravnavani proizvajalci se navajajo tudi kot možni dobavitelji za JEK2. Iz tabele 5 je razvidno, da je pri vseh obravnavanih projektih prišlo do povečanja stroškov projekta in do podaljšanja izvedbe glede na prvotno načrtovano časovnico. Analiza razlik med reaktorji nakazuje, da pri projektih, kjer se uporablja reaktor proizvajalca KEPCO, prihaja do najmanjših podražitev in najkrajših podaljšanj izvedbe projekta.

Tabela 5: Seznam nedavno izvedenih projektov izgradnje jedrskih elektrarn in projektov, ki so še v procesu izgradnje

Država	Elektrarna	Tip reaktorja	Leto začetka gradnje	Načrtovano leto komercialnega obratovanja	Dejansko leto komercialnega obratovanja	Načrtovani čas izgradnje	Dejanski čas izgradnje (leta)	Podaljšanje izgradnje (leta)	Načrtovani stroški (milijard USD)	Dejanski stroški (milijard USD)	Dejanski stroški/načrtovani stroški (%)	Električna moč (MW)
Kitajska	Sanmen-1	AP1000	2009	2013	2018	4,3	9,4	5,1	5,84	7,30	125	2314
Kitajska	Sanmen-2	AP1000	2009	2014	2018	4,5	8,9	4,4				
Kitajska	Haiyang-1	AP1000	2009	2014	2018	4,6	9,1	4,5	Ni podatka	Povečanje za 1,5	Ni podatkov	2340
Kitajska	Haiyang-2	AP1000	2010	2015	2019	4,7	8,6	3,9				
ZDA	Vogtle-3	AP1000	2013	2016	2023*	3,3	9,8**	6,5	14,30	30,34*****	212*****	2234
ZDA	Vogtle-4	AP1000	2013	2017	2023*	3,6	9,8**	6,2				
ZDA	Summer-2	AP1000	2013	2017	2017***	4,3	4,4****		9,80	25,00*****	255*****	2234
ZDA	Summer-3	AP1000	2013	2018	2017***	4,7	3,7****					
Južna Koreja	Shin-Kori-3	APR1400	2008	2013	2016	5,0	8,1	3,1	4,89	6,46	132	2832
Južna Koreja	Shin-Kori-4	APR1400	2009	2014	2019	5,0	10	5,0				
Južna Koreja	Shin-Kori-5	APR1400	2017	2022	2023*	4,9	5,9**	1,0	7,58	8,80*****	116*****	2680
Južna Koreja	Shin-Kori-6	APR1400	2018	2023	2024*	4,4	5,7**	1,3				
Južna Koreja	Shin-Hanul-1	APR1400	2012	2017	2022	4,7	10,4	5,7	6,26	7,60*****	121*****	2680
Južna Koreja	Shin-Hanul-2	APR1400	2013	2018	2023*	4,6	10,2*	5,5				
ZAE	Barakah-1	APR1400	2012	2018	2021	6,0	8,6	2,6	20,00	24,40*****	122*****	5380
ZAE	Barakah-2	APR1400	2013	2019	2022	6,2	8,8	2,6				
ZAE	Barakah-3	APR1400	2014	2019	2023	4,8	8,4	3,6				
ZAE	Barakah-4	APR1400	2015	2020	2023	4,9	7,9**	3,0				
Finska	Olkiluoto-3	EPR	2005	2009	2023	3,9	17,7	13,8	3,55	12,0	338	1600
Francija	Flamanville-3	EPR	2007	2013	2024*	5,6	16,1**	10,5	3,60	14,70*****	408*****	1650

se nadaljuje

Tabela 5: Seznam nedavno izvedenih projektov izgradnje jedrskih elektrarn in projektov, ki so še v procesu izgradnje (nad.)

Država	Elektrarna	Tip reaktorja	Leto začetka gradnje	Načrtovano leto komercialnega obratovanja	Dejansko leto komercialnega obratovanja	Načrtovani čas izgradnje	Dejanski čas izgradnje (leta)	Podaljšanje izgradnje (leta)	Načrtovani stroški (milijard USD)	Dejanski stroški (milijard USD)	Dejanski stroški/načrtovani stroški (%)	Električna moč (MW)
Kitajska	Taishan-1	EPR	2009	2013	2018	3,6	9,1	5,5	7,50	9,10	121	3320
Kitajska	Taishan-2	EPR	2010	2015	2019	5,2	9,4	4,2				
ZK	Hinkley Point C-1	EPR	2018	2025	2027*	7,0	8,5**	1,5	30,60	40,00**** *	131*****	3260
ZK	Hinkley Point C-2	EPR	2019	2026	2028*	6,6	9,5**	1,9				

Opomba:

* Leto pričakovane komercialne uporabe.

** Pričakovani čas izgradnje.

*** Leto prekinitve izgradnje.

**** Čas izgradnje do prekinitve.

***** Projekcije trenutnih stroškov.

***** Stroški, ki so nastali do prekinitve.

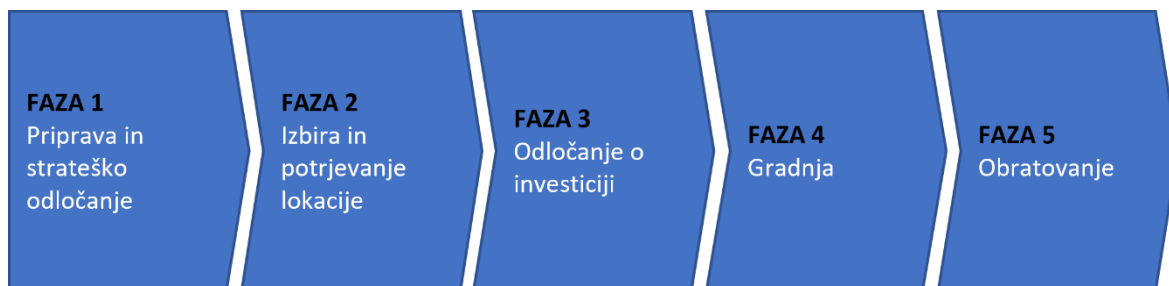
Vir: World Nuclear Industry Status Report (2020), DW (2022), Hernandez (2023), Hussein (2018), Schneider & Froggatt (2019), Oettingen (2021), Proctor (2023), WNA (2022i), WNA (2023a), WNA (2023b), World Nuclear News (2022b) in World Nuclear News (2022a).

5 POMEN IZGRADNJE JEDRSKE ELEKTRARNE KRŠKO 2 ZA PRIHODNJO OSKRBO Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI

5.1 Predstavitev projekta

Projekt Jedske elektrarne Krško 2 (JEK2) je projekt izgradnje jedske elektrarne, katere načrtovana prostorska umestitev je v neposredni bližini NEK (Skupina GEN, 2023). Pri tem je kot prednost lokacije izpostavljena predvsem prisotnost prenosne infrastrukture, hlajenja, znanja in izkušenj, prav tako ne smemo zanemariti lokalne podpore jedrski energije. Investitor projekta je državna družba GEN energija d. o. o., ki zaradi finančne obsežnosti projekta najverjetneje ne bo edini. Zanimanje za deleže v projektu je izkazala že vrsta tujih energetske družb, ki prihajajo iz Italije, Avstrije in Hrvaške, vendar naj bi večinski delež še vedno zadržala družba GEN energija. Prav tako lahko prava izbira partnerjev poleg kapitala prispeva tudi k dodatnemu znanju, boljšemu nadzoru in obvladovanju investicije (Švab, 2019). GEN energija predvideva izvedbo v načrtovano investicijo JEK2 v petih fazah, ki so prikazane na sliki 26. Trenutno je projekt JEK2 v drugi fazi, fazi prostorske umestitve, ki bo potekala do sprejetja Uredbe o državnem prostorskem načrtu (Skupina GEN, 2022b).

Slika 26: Predvidene faze izvedbe načrtovane investicije v projekt JEK2



Vir: Skupina GEN (2022b).

Ministrstvo za infrastrukturo je za projekt JEK2 leta 2021 izdalo energetska dovoljenje, ki predpisuje naslednje tehnične podatke elektrarne (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021):

- tlačnovodni tip reaktorja,
- moč na pragi 1.100 MW s toleranco $\pm 10\%$,
- približno 35-odstotni skupni izkoristek,
- priključna napetost objekta 400 kV in
- osnovno gorivo bo gorivni element z uranovim dioksidom, obogatitev urana od 4 % do 5 %.

Projektna življenjska doba JEK2 bo 60 let. Pri obratovanju bo elektrarna prav tako sodelovala pri sistemskih storitvah (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021):

- primarne regulacije frekvence,
- sekundarne regulacije frekvence,
- zagotavljanju jalove moči in regulacija napetosti ter
- sledenja bremenu.

Na 31. mednarodni konferenci NENE, ki jo je organiziralo Društvo jedrskih strokovnjakov Slovenije, so se kot možni dobavitelji tehnološke rešitve projekta JEK2 predstavili ameriški Westinghouse, francoski EDF in korejski KEPCO (Skupina GEN, 2022), v preteklosti se je poleg teh kot možne dobavitelje omenjalo tudi kitajski CGN in ruski ROSATOM. Potencialni investitor, GEN energija, trdi, da izvedene statične in dinamične analize elektroenergetskega sistema kažejo, da je priključitev JEK2 v sistem mogoča že danes (Glaser, 2021). Elektrarna bo prav tako povečala mehansko vztrajnost elektroenergetskega sistema, s čimer bo povečala odpornost sistema na motnje v primeru tranzientnih pojavov (Glaser, 2021; ULFE & IJS, 2010). Ker bi JEK2 predstavljala največjo proizvodno enoto električne energije v Sloveniji, bi moral sistemski operater prenosnega elektroenergetskega sistema zagotoviti povečano terciarno rezervo moči, ki bi lahko v 15 minutah nadomestila izpad JEK2 (Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije, Ur. l. RS, št. 29/16; ULFE & IJS, 2010). JEK2 naj bi omogočala delovanje v pasovnem (dobava konstantne električne energije v bloku od 00:00 do 24:00) ali trapeznem režimu (dobava konstantne energije v času največje obremenitve, od 06:00 do 22:00 ali od 08:00 do 22:00) in bo uporabljala jedrski reaktor tretje generacije, ki zagotavlja izboljšano tehnologijo in varnost ter večjo ekonomsko konkurenčnost (Računsko sodišče RS, 2019). Prav tako projekt JEK2 omogoča souporabo koristne toplote z daljinskim ogrevanjem (Ministrstvo za infrastrukturo RS, 2021; Računsko sodišče RS, 2019). Potencialni investitor projekta JEK2, GEN energija, je v letu 2021 ocenil vrednost naložbe med 5 in 6 milijardami evrov (Lončar, 2021).

5.2 SWOT-analiza

Projekt JEK2 je kompleksen projekt z velikim številom deležnikov. Če želimo določiti primernost projekta, moramo sprva prepoznati širok spekter njegovih vplivov na deležnike in okolje in nato te vplive tudi ovrednotiti. SWOT-analiza je strateško orodje, ki nam omogoča razumevanje prednosti in slabosti projekta ter prepoznavanje njegovih priložnosti in nevarnosti.

Prednosti:

- zmanjševanje odvisnosti od uvoza električne energije;

- v primerjavi z ostalimi tehnologijami proizvodnje električne energije jedrske elektrarne veljajo za ene od najvarnejših in najčistejših;
- primerjava LCOE prikazuje konkurenčnost jedrske tehnologije pri proizvodnji električne energije v primerjavi z drugimi tehnologijami;
- projekcije LCOE nakazujejo, da bo tudi v prihodnosti jedrska tehnologija konkurenčna z ostalimi prožnimi viri električne energije, ki se bodo uporabljali v EU;
- potrebna prenosna infrastruktura je že prisotna na lokaciji;
- primerna javna podpora, tako na lokalni kot tudi na državni ravni;
- izboljšanje zanesljivosti oskrbe v elektroenergetskem sistemu;
- zagotavljanje velikega števila dobro plačanih delovnih mest v obdobju izgradnje, obratovanja in remonta;
- projekt pozitivno vpliva na lokalni razvoj;
- nizki stroški obratovanja, vzdrževanja in goriva;
- proizvodnja električne energije je v primerjavi z OVE neodvisna od vremenskih razmer;
- nizkoogljični odtis jedrske elektrarne bo Sloveniji pomagal doseči zastavljene podnebne cilje;
- sodelovanje pri zagotavljanju sistemskih storitev elektroenergetskega sistema in povečanje mehanske vztrajnosti celotnega sistema;
- dolga življenjska doba elektrarne.

Slabosti:

- visoka začetna investicija projekta;
- možnost jedrske nesreče;
- še nerešeno vprašanje odlaganja visoko radioaktivnih odpadkov;
- zaradi kompleksnosti in velikosti projekta je prisotno povečano tveganje za podražitev projekta in/ali prekoračitev roka;
- pri najemu posojila za nove jedrske elektrarne je prisotna znatna premija za tveganje;
- za nov največji proizvodni vir v Sloveniji bi bilo treba zagotoviti tudi povečan obseg terciarne regulacije moči.

Priložnosti:

- elektrifikacija končne rabe energije in postopno zmanjševanje uporabe fosilnih goriv odpirata priložnost jedrski elektrarni kot nizkoogljičnemu in zanesljivemu viru električne energije, ki lahko zagotavlja zanesljivo električno energijo v pasu in trapezu;
- v primeru geopolitičnih trenj in rasti cen energentov jedrske elektrarne zagotavljajo vir energije, katerih gorivo je geografsko razpršeno in tako nudi višjo mero energetske varnosti.

Nevarnosti:

- v primeru jedrske nesreče bi lahko prišlo do prekinitve projekta med izgradnjo ali do zaustavitve že delujoče elektrarne;
- višje obrestne mere močno vplivajo na konkurenčnost in ekonomiko projekta;
- dolgoročno subvencioniranje OVE zmanjšuje konkurenčnost jedrskih elektrarn;
- zaradi velikosti projekta lahko pride do pomanjkanja primerne kadra;
- povečanje povpraševanja po jedrskih projektih lahko izboljša pogajalska izhodišča ponudnikov in s tem podraži projekt ali podaljša rok dobave.

Na podlagi SWOT-analize ocenjujemo, da projekt JEK2 predstavlja privlačno možnost zadovoljevanja potreb po električni energiji v Sloveniji. Seveda je treba opozoriti, da so se vsi nedavni jedrski projekti, ki so bili obravnavani v analizi, podražili in podaljšali. Slednje nakazuje na neprimerno načrtovanje in vodenje projektov, čemur bo treba, če bo izgradnje JEK2 prišlo, nameniti veliko pozornosti. Projekt JEK2 je prav tako v skladu z vizijo EU o doseganju podnebne nevtralnosti in bo prispeval k povečanju energetske varnosti.

SKLEP

Ocene porabe električne energije v EU in Sloveniji dolgoročno nakazujejo na njeno povečanje. Slednje je predvsem posledica prehoda na ogrevanje stavb s toplotnimi črpalkami, stalnega povečevanja uporabe električnih naprav v stanovanjskem in terciarnem sektorju ter elektrifikacije transporta z električnimi vozili. Vzporedno s povečanjem porabe električne energije EU stremi k podnebni nevtralnosti do leta 2050. Za doseganje teh ciljev EU uvaja ukrepe (npr. uvedba sistema za trgovanje z emisijami EU ETS), s katerimi favorizira nizkoogljične vire električne energije. S tem ključno posega v delovanje elektroenergetskega sistema, katerega temelj so v preteklosti predstavljale predvsem premogovne in plinske termoelektrarne, ki zdaj izgubljajo konkurenčne prednosti. Temu primerno jedrske elektrarne predstavljajo njihov nizkoogljični nadomestek, saj lahko zagotavljajo zanesljivo električno energijo, ki v primerjavi z vetrnimi, s sončnimi in hidroelektrarnami ni odvisna od vremenskih pogojev.

Prednosti jedrskih elektrarn so konkurenčna cena, varnost in čistost proizvodnje, zagotavljanje zanesljivih in dobro plačanih delovnih mest. Prav tako so prednosti jedrskih elektrarn nizki stroški obratovanja, vzdrževanja in goriva, medtem ko nam lahko jedrska energija zaradi geografske razpršenosti rude nudi tudi energetske neodvisnost v času geopolitične negotovosti. Slabosti jedrskih elektrarn so predvsem visoka začetna investicija izgradnje elektrarne, velika škoda v primeru jedrske nesreče in dolgoročno obvladovanje jedrskih odpadkov. Prav tako je kot slabost prepoznana možnost podražitve in/ali podaljšanja projekta zaradi njegove kompleksne narave. Priložnost projekta sta predvsem

zmožnost zagotavljanja pasovne in trapezne električne energije, česar večina OVE brez hranilnikov energije ne zmore, in povečanje energetske varnosti države. Glavne prepoznane nevarnosti jedrskih projektov so možnosti zaustavitve projektov zaradi sprememb v javnem mnenju, velika odvisnost konkurenčnosti projekta od obrestnih mer in zmanjšanje konkurenčnosti zaradi uvajanja politik, ki favorizirajo OVE.

Zaradi primerne javnomnenjske podpore in možnosti povezovanja z zunanjimi partnerji, ki lahko služijo kot dodaten vir izkušenj in nadzor nad transparentnostjo izvedbe projekta, ocenjujemo, da projekt JEK2 predstavlja privlačno možnost zadovoljevanja potreb po električni energiji v Sloveniji. Prav tako je projekt skladen z vizijo EU o doseganju razogljičenja in energetske varnosti.

Glavni potencialni dobavitelji JEK2 so družbe Westinghouse, KEPCO in EDF. V opravljeni analizi, ki je vsebovala te dobavitelje, smo ugotovili, da je pri projektih izgradnje jedrskih elektrarn dobavitelja KEPCO prišlo do najmanjših podražitev in najkrajših zamud. V analizi smo ugotovili tudi, da je pri vseh obravnavanih jedrskih projektih prišlo do podražitev in podaljšanj. Zaradi slednjega ocenjujemo, da je v preteklosti prišlo do neprimernega načrtovanja in vodenja jedrskih projektov ter bo zato v prihodnosti temu treba nameniti veliko pozornosti.

LITERATURA IN VIRI

1. Abousahl, S., Carbol, P., Farrar, B., Gerbelova, H., Konings, R., Lubomirova, K., Martin Ramos, M., Matuzas, V., Nilsson, K., Peerani, P., Peinador Veira, M., Rondinella, V., Van Kalleveen, A., Van Winckel, S., Vegh, J. & Wastin, F. (2021). *Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')*, EUR 30777 EN. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
2. Agencija za energijo. (2022a). *Maloprodajni trg*. Pridobljeno 13. oktobra 2022 iz <https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/maloprodajni-trg>
3. Agencija za energijo. (2022b). *Udeleženci na trgu z električno energijo*. Pridobljeno 13. oktobra 2022 iz <https://www.agen-rs.si/gospodinjski/elektrika/udelezenci-na-trgu-z-elektricno-energijo>
4. Agencija za energijo. (2022c). *Veleprodajni trg*. Pridobljeno 13. oktobra 2022 iz <https://www.agen-rs.si/izvajalci/elektrika/veleprodajni-trg/imenovanje-iotee>
5. Agora Energiewende. (2019). *European Energy Transition 2030: The Big Picture*. Agora Energiewende.
6. BBC. (2018, 5. september). *Japan confirms first Fukushima worker death from radiation*. Pridobljeno s <https://www.bbc.com/news/world-asia-45423575>

7. Bertoldi, P. & Mosconi, R. (2020). Do energy efficiency policies save energy? A new approach based on energy policy indicators (in the EU Member States). *Energy Policy*, 139, 111320. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111320>
8. Borzen. (brez datuma). *Povezane družbe*. Pridobljeno 13. oktobra 2022 iz <https://www.borzen.si/sl/Domov/menu1/Dru%C5%BEba-Borzen/Povezane-dru%C5%BEbe>
9. BSP SouthPool Energy Exchange. (brez datuma a). *Day-ahead Market*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.bsp-southpool.com>
10. BSP SouthPool Energy Exchange. (brez datuma b). *Intraday Market*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.bsp-southpool.com>
11. Capros, P., Kannavou, M., Evangelopoulou, S., Petropoulos, A., Siskos, P., Tasios, N., Zazias, G. & DeVita, A. (2018). Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model. *Energy Strategy Reviews*, 22, 255–263. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.06.009>
12. Chrisafis, A. (2022, februar 10). France to build up to 14 new nuclear reactors by 2050, says Macron. *The Guardian*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.theguardian.com/world/2022/feb/10/france-to-build-up-to-14-new-nuclear-reactors-by-2050-says-macron>
13. Ciucci, M. (2021). Evropski parlament. *Internal energy market*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/45/internal-energy-market>
14. Dahlkamp, F. J. (2013). *Uranium Ore Deposits*. Springer Science & Business Media.
15. Daugul, L. (2022). MMC RTV SLO. *Kaj so emisijski kuponi in zakaj se dražijo?* Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.rtvsl.si/okolje/kaj-so-emisijski-kuponi-in-zakaj-se-drazijo/608842>
16. del Río, P. (2011). Analysing future trends of renewable electricity in the EU in a low-carbon context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2520–2533. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.013>
17. Društvo jedrskih strokovnjakov Slovenije. (2022). *Jedrska energija tudi uradno del EU taksonomije trajnostnih financ*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.djs.si/aktualno/jedrska-energija-tudi-uradno-del-eu-trajnostne-taksonomije>
18. DW - Deutsche Welle. (2022). *Finland's much-delayed nuclear plant launches*. Pridobljeno 12. marec 2023 iz <https://www.dw.com/en/finlands-much-delayed-nuclear-plant-launches/a-61108015>
19. Đorić, M., Petelin Visočnik, B., Janša, T., Česen, M., Verbič, J. & Mali, B. (2022). *Podnebno ogledalo 2022 – Ocena doseganja ciljev* (Št. IJS-DP-13837). Inštitut Jožef Štefan.
20. Economidou, M., Todeschi, V., Bertoldi, P., D'Agostino, D., Zangheri, P. & Castellazzi, L. (2020). Review of 50 years of EU energy efficiency policies for

- buildings. *Energy and Buildings*, 225, 110322. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110322>
21. Edwardes-Evans, H. (2022, julij 6). *EU parliament votes in favor of gas, nuclear inclusion in sustainable finance taxonomy*. Pridobljeno 16. marca 2023 iz <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/070622-eu-parliament-votes-in-favor-of-gas-nuclear-inclusion-in-sustainable-finance-taxonomy>
 22. EEA. (2021). *Trends and projections in Europe 2021*. EEA. <https://doi.org/10.2800/80374>
 23. Elanur, A. (2020). The State of the Art of Nuclear Energy: Pros and Cons. *5th Eurasia Waste Management Symposium* (str. 26–28).
 24. ELES. (2021). *Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije za obdobje 2021-2030*. ELES. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.eles.si/razvoj-prenosnega-omrezja>
 25. ENSREG. (brez datuma a). *EU instruments for nuclear safety*. Pridobljeno 9. novembra 2022 iz <https://www.ensreg.eu/safety-radioactive-waste-management/eu-instruments>
 26. ENSREG. (brez datuma b). *Nuclear safety directive*. Pridobljeno 9. novembra 2022 iz <https://www.ensreg.eu/nuclear-safety-regulation/eu-instruments/Nuclear-Safety-Directive>
 27. Eurostat. (2022a). *Complete energy balances*. Pridobljeno 10. avgusta 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C__custom_3185755/default/table?lang=en
 28. Eurostat. (2022b). *Electricity and heat statistics*. Pridobljeno 10. avgusta 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics
 29. Eurostat. (2022c). *EU energy mix and import dependency*. Pridobljeno 30. junija 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_energy_mix_and_import_dependency
 30. Eurostat. (2022d). *Nuclear energy statistics*. Pridobljeno 9. novembra 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Nuclear_energy_statistics
 31. Eurostat. (2022e). *Supply, transformation and consumption of electricity*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E__custom_3153411/default/table?lang=en
 32. Evropska komisija. (1995). *WHITE PAPER - An energy policy for the European Union*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <http://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/bc335af2-4ed1-4690-8a0d-797613dbd5f0/language-en>

33. Evropska komisija. (1997). *Energy for the future: Renewable sources of energy*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A51997DC0599>
34. Evropska komisija. (2007). *Energetska politika za Evropo*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52007DC0001>
35. Evropska komisija. (2019). *Sporočilo komisije Evropskemu parlamentu, Evropskemu svetu, svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in Odboru regij: Evropski zeleni dogovor*. Evropska komisija.
36. Evropska komisija. (2021a). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS EU Taxonomy, Corporate Sustainability Reporting, Sustainability Preferences and Fiduciary Duties: Directing finance towards the European Green Deal*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52021DC0188>
37. Evropska komisija. (2021b). *EU energy in figures*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://doi.org/10.2833/975418>
38. Evropska komisija. (2021c). *EU reference scenario 2020: Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750>
39. Evropska komisija. (2022a). *EU's response to the energy challenges—Slovenia*. Pridobljeno 27. decembra 2022 iz <https://europa.eu/eurobarometer/surveys/detail/2912>
40. Evropska komisija. (2022b). *Načrt REPowerEU: Cenovno dostopna, zanesljiva in trajnostna energija za Evropo*. Pridobljeno 15. marca 2023 iz https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_sl
41. Evropska komisija. (brez datuma a). *EU taxonomy for sustainable activities*. Pridobljeno 7. julija 2022 iz https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en
42. Evropska komisija. (brez datuma b). *Horizon Europe*. Pridobljeno 29. junija 2022 iz https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en
43. Evropska komisija. (brez datuma c). *Radioactive waste and spent fuel*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz https://energy.ec.europa.eu/topics/nuclear-energy/radioactive-waste-and-spent-fuel_en
44. Evropska komisija. (brez datuma d). *Uresničevanje evropskega zelenega dogovora*. Pridobljeno 7. julija 2022 iz https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_sl

45. Evropski parlament. (2022, 24. junij). *Zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov v EU: Nacionalni cilji do leta 2030*. Pridobljeno 10. oktobra 2022 iz <https://www.europarl.europa.eu/news/sl/headlines/society/20180208STO97442/zmanjsanje-izpustov-toplogrednih-plinov-v-eu-nacionalni-cilji-do-lea-2030>
46. Evropski parlament & Svet Evropske unije. (2001). *DIRECTIVE 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://www.eea.europa.eu/policy-documents/directive-2001-77-ec-renewable-electricity>
47. Evropski parlament & Svet Evropske unije. (2008). *DIRECTIVE 2008/1/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 15 January 2008 concerning integrated pollution prevention and control*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <http://data.europa.eu/eli/dir/2008/1/oj/eng>
48. Evropski parlament & Svet Evropske unije. (2009a). *DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj/eng>
49. Evropski parlament & Svet Evropske unije. (2009b). *DIREKTIVA 2009/28/ES EVROPSKEGA PARLAMENTA IN SVETA z dne 23. Aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, spremembi in poznejši razveljavitvi direktiv 2001/77/ES in 2003/30/ES*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj/slv>
50. Evropski parlament & Svet Evropske unije. (2009c). *ODLOČBA št. 406/2009/ES EVROPSKEGA PARLAMENTA IN SVETA z dne 23. Aprila 2009 o prizadevanju držav članic za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov, da do leta 2020 izpolnijo zavezo Skupnosti za zmanjšanje emisij toplogrednih plinov*. Pridobljeno 3. avgusta 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/ALL/?uri=CELEX:32009D0406>
51. Flyvbjerg, B. (2007). *Megaproject policy and planning: Problems, causes, cures (Summary of Dissertation for Higher Doctorate in Science)*. Aalborg: Aalborg University.
52. Flyvbjerg, B. (2014). What you should know about megaprojects and why: An overview. *Project management journal*, 45(2), 6–19.
53. Fouquet, D. (2019). Nuclear Policy in the EU from a Legal and Institutional Point-of-View. V R. Haas, L. Mez & A. Ajanovic (ur.), *The Technological and Economic Future of Nuclear Power* (str. 169–209). Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-25987-7_8
54. Glaser, B. (2021, september). *Projekt JEK2*. Bled.

55. Gökgöz, F. & Güvercin, M. T. (2018). Energy security and renewable energy efficiency in EU. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 226–239. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.046>
56. Gospodarska zbornica Slovenije. (2021). *Arhiv: Strateške odločitve v energetiki moramo sprejeti danes, ne jutri!* Pridobljeno 6. septembra 2022 iz <https://www.gzs.si/mediji/Novice/ArticleId/80587/strateske-odlocitve-v-energetiki-moramo-sprejeti-danes-ne-jutri>
57. Gospodarska zbornica Slovenije. (brez datuma). *Izpusti TGP*. Pridobljeno 20. oktobra 2022 iz https://www.gzs.si/skupne_naloge/varstvo_okolja/vsebina/Podnebnospremembe/Izpusti-TGP
58. Greenpeace v Sloveniji. (2022). *Taksonomija: Vključitev jedrske energije in plina je »poskus ropa«*. Pridobljeno 12. julija 2022 iz <https://www.greenpeace.org/slovenia/sporocilo-za-javnost/49519/taksonomija-vkljucitev-jedrske-energije-in-plina-je-poskus-ropa>
59. Hernandez, A. (2023, februar 20). Cost of EDF's new UK nuclear project rises to \$40 billion. *Reuters*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.reuters.com/business/energy/cost-edfs-new-uk-nuclear-project-soars-40-bln-2023-02-20/>
60. Hofert, M. & Wüthrich, M. V. (2012). Statistical review of nuclear power accidents. *Asia-Pacific Journal of Risk and Insurance*, 7(1).
61. Hozjan, V. (2022). Montel Energetika.NET. *Po neuradni oceni Komisije naj bi Slovenija v 2030 dosegla 35-odstotni OVE delež; v 2020 s pomočjo statističnega prenosa dosegli 25 %*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.energetika.net/novice/en.vizija/po-neuradni-oceni-komisije-naj-bi-slovenija-v-2030-dosegla-3>
62. Hussein, T. (2018, 27. november). The turbulent history of five nuclear new builds. *Power Technology*. Pridobljeno 12. marca 2023 iz <https://www.power-technology.com/features/newest-nuclear-plants-biggest/>
63. Hyvärinen, J., Vihavainen, J., Ylönen, M. & Valkonen, J. (2022). An overall safety concept for nuclear power plants. *Annals of Nuclear Energy*, 178, 109353. <https://doi.org/10.1016/j.anucene.2022.109353>
64. IAEA. (1985). *Research reactors and alternative devices for research* (str. 117). IAEA.
65. IAEA. (2019). *Human and Organizational Aspects of Assuring Nuclear Safety—Exploring 30 Years of Safety Culture*. Pridobljeno 12. marca 2023 iz <https://www.iaea.org/publications/11191/human-and-organizational-aspects-of-assuring-nuclear-safety-exploring-30-years-of-safety-culture>
66. IAEA. (2021). *Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2050*. IAEA. Pridobljeno 12. marca 2023 iz <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0140670195951326>
67. IAEA. (2022a). *Climate Change and Nuclear Power 2022*. Dunaj: IAEA.

68. IAEA. (2022b). *The Operating Organization for Nuclear Power Plants*. Pridobljeno 16. marca 2023 iz <https://www.iaea.org/publications/14903/the-operating-organization-for-nuclear-power-plants>
IAEA. (2023a). *Nuclear Share of Electricity Generation in 2021*. Pridobljeno 16. marca 2023 iz <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/NuclearShareofElectricityGeneration.aspx>
69. IAEA. (2023b, 7. marec). *PRIS - Under Construction*. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>
70. IEA. (2008). *IEA Energy Policies Review: The European Union 2008*. IEA. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://www.iea.org/reports/iea-energy-policies-review-the-european-union-2008>
71. IEA. (2019). *Energy security*. Pridobljeno 30. junija 2022 iz <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security>
72. IEA. (2020a). *European Union 2020 Energy Policy Review*. Pridobljeno 8. marca 2023 iz www.iea.org/t&c/
73. IEA. (2020b). *Global Energy Review 2019: The latest trends in energy and emissions in 2019*. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://doi.org/10.1787/90c8c125-en>
74. IEA. (2020c). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
75. IEA. (2021). *World total final consumption by source, 1971-2019*. Pridobljeno 31. avgusta 2022 iz <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>
76. IEA. (2022a). *Levelised cost of electricity in the European Union, 2040*. Pridobljeno 12. januarja 2023 iz <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-electricity-in-the-european-union-2040>
77. IEA. (2022b). *Nuclear Power and Secure Energy Transitions* (Let. 2022). OECD.
78. IEA. (2022c). *World Energy Statistics and Balances*. Pridobljeno 31. avgusta 2022 iz <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>
79. IJS. (2021). *Splošna predstavitev*. Pridobljeno 8. decembra 2022 iz <https://ric.ijs.si/splosna-predstavitev/>
80. Iqbal, J., Howari, F. M., Mohamed, A.-M. O. & Paleologos, E. K. (2021). Chapter 20—Assessment of radiation pollution from nuclear power plants. V A.-M. O. Mohamed, E. K. Paleologos & F. M. Howari (ur.), *Pollution Assessment for Sustainable Practices in Applied Sciences and Engineering* (str. 1027–1053). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809582-9.00020-7>
81. Issawi, C. (2015). The 1973 Oil Crisis and After. *Journal of Post Keynesian Economics*. (world), 1(2), 3-26.
82. Kanellakis, M., Martinopoulos, G. & Zachariadis, T. (2013). European energy policy-A review. *Energy Policy*, 62, 1020–1030. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.008>

83. European Union. (brez datuma). *Kjotski protokol*. Pridobljeno 21. junija 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/SL/legal-content/glossary/kyoto-protocol.html>
84. Lévêque, F. (2013). *The risk of a major nuclear accident: Calculation and perception of probabilities*. Pridobljeno 21. junija 2022 iz <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-00795152>
85. Lise, W., van der Laan, J., Nieuwenhout, F. & Rademaekers, K. (2013). Assessment of the required share for a stable EU electricity supply until 2050. *Energy Policy*, 59, 904–913. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.006>
86. Liu, Y., Han, L. & Xu, Y. (2021). The impact of geopolitical uncertainty on energy volatility. *International Review of Financial Analysis*, 75, 101743. <https://doi.org/10.1016/j.irfa.2021.101743>
87. Locatelli, G. (2018). *Why are Megaprojects, Including Nuclear Power Plants, Delivered Overbudget and Late? Reasons and Remedies*. Papers 1802.07312, arXiv.org.
88. Locatelli, G., Mancini, M. & Romano, E. (2014). Systems engineering to improve the governance in complex project environments. *International Journal of Project Management*, 32(8), 1395–1410.
89. Lončar, A. (2021, 19. julij). *Gen energiji energetska dovoljenje za JEK 2*. Pridobljeno 11. marca 2023 iz <https://n1info.si/gospodarstvo/gen-energiji-energetska-dovoljenje-za-jek-2/>
90. Maamoun, N. (2019). The Kyoto protocol: Empirical evidence of a hidden success. *Journal of Environmental Economics and Management*, 95, 227–256. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2019.04.001>
91. Massachusetts Institute of Technology. (2011). *The future of nuclear fuel cycle: An interdisciplinary MIT study* (str. 237). Massachusetts Institute of Technology.
92. McKinsey & Company. (2022). *Global Energy Perspective 2022*. McKinsey & Company.
93. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2015). *Akcijski načrt za energetska učinkovitost za obdobje 2014-2020*. Ministrstvo za infrastrukturo RS.
94. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2020). *Energetska bilanca do leta 2050*. 11. marca 2023 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt/dokumenti/>
95. Ministrstvo za infrastrukturo RS. (2021). *Energetska dovoljenje za JEK 2*. Ministrstvo za infrastrukturo RS.
96. Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo. (2022a). Dvig prispevka za vplačila sredstev v Sklad za financiranje razgradnje NEK in odlaganja radioaktivnih odpadkov iz NEK. *Portal Energetika*. 11. marca 2023 iz <https://www.energetika-portal.si/nc/novica/n/dvig-prispevka-za-vplacila-sredstev-v-sklad-za-financiranje-razgradnje-nek-in-odlaganja-ra-4665/>
97. Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo. (2022b). Po uspešno zaključenem remontu NEK ponovno v omrežju. *Portal Energetika*. 11. marca 2023 iz

- <https://www.energetika-portal.si/nc/novica/n/po-uspesno-zakljucenem-remontu-nek-ponovno-v-omrezju/>
98. Ministrstvo za okolje, podnebje in energijo. (brez datuma). Nacionalni energetski in podnebni načrt. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebn-nacrt-2024/>
 99. Ministrstvo za visoko šolstvo, znanost in inovacije. (2021). *O programu Obzorje Evropa*. Pridobljeno 29. junija 2022 iz <https://www.gov.si/zbirke/projekti-in-programi/obzorje-evropa/o-programu-obzorje-evropa/>
 100. Mišić, M. (2022). The EU needs to improve its external energy security. *Energy Policy*, 165, 112930. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112930>
 101. Muhič, S., Paroussos, L., Capros, P., Novak, P., Lipej, A. & Zupančič, B. (2017). *Priprava dolgoročnih energetskih bilanc do leta 2035 in okvirno do leta 2055 : končno poročilo*. Novo mesto: Fakulteta za tehnologije in sisteme in Athens (Greece): E3 Modelling.
 102. National Research Council. (2014). *Lessons learned from the Fukushima nuclear accident for improving safety of US nuclear plants*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://nap.nationalacademies.org/resource/18294/fukushima-brief05-PDFfromNAP-LoRes.pdf>
 103. NEA. (2020). *Uranium 2020: Resources, Production and Demand*. NEA.
 104. NEA. (brez datuma). Radioactive waste management. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz https://www.oecd-neo.org/jcms/c_12892/radioactive-waste-management
 105. NEK. (2005). *Letno poročilo NEK 2004*. NEK.
 106. NEK. (brez datuma a). *NEK skozi čas*. Pridobljeno 6. decembra 2022 iz <https://www.nek.si/o-nas/nek-skozi-cas>
 107. NEK. (brez datuma b). Tehnični podatki. Pridobljeno 6. decembra 2022 iz <https://www.nek.si/obratovanje/tehnichni-podatki>
 108. Niehaus, R. (1983). The future role of risk assessment in nuclear safety. *IAEA Bulletin*, 25(4), 30–36.
 109. Oettingen, M. (2021). *PULASKI POLICY PAPER: Costs and timeframes of construction of nuclear power plants carried out by potential nuclear technology suppliers for Poland*. Pridobljeno 15. marca 2023 iz <https://pulaski.pl/en/pulaski-policy-paper-costs-and-timeframes-of-construction-of-nuclear-power-plants-carried-out-by-potential-nuclear-technology-suppliers-for-poland-mikolaj-oettingen-2/>
 110. Proctor, D. (2023, 17. april). Olkiluoto 3 Finally Online in Finland; Germany Closes Last Three Nuclear Plants. *POWER Magazine*. Pridobljeno 27. aprila 2023 iz <https://www.powermag.com/olkiluoto-3-finally-online-in-finland-germany-closes-last-three-nuclear-plants/>
 111. Računsko sodišče RS. (2019). *Revizijsko poročilo: Učinkovitost strateškega načrtovanja dolgoročnega izkoriščanja jedrske energije za proizvodnjo električne*

energije in načrtovanja proizvodnje električne energije v jedrskih elektrarnah. Ljubljana: Računsko sodišče RS.

112. Reuters. (2022, 22. september). *French strike reduces nuclear power output.* Pridobljeno 27. aprila 2023 iz <https://www.reuters.com/business/energy/french-strike-reduces-nuclear-power-output-2022-09-22/>
113. Ritchie, H. (2017). What was the death toll from Chernobyl and Fukushima? *Our World in Data*. Pridobljeno 28. novembra 2022 iz <https://ourworldindata.org/what-was-the-death-toll-from-chernobyl-and-fukushima>
114. Ritchie, H. (2020). What are the safest and cleanest sources of energy. *Our World Data*. Pridobljeno 28. november 2022 iz <https://ourworldindata.org/safest-sources-of-energy>
115. Ritchie, H., Roser, M. & Rosado, P. (2020). Electricity Mix. *Our World in Data*. Pridobljeno 28. novembra 2022 iz <https://ourworldindata.org/electricity-mix>
116. Rutar, T. (2022). *Obnovljivi viri v bruto končni rabi energije, 2020*. Pridobljeno 19. oktobra 2022 iz <https://www.stat.si/statweb/News/Index/10057>
117. S., Z. (2022). Prebivalci EU naklonjeni tako obnovljivim virom kot jedrski energiji. *N1*. Pridobljeno 17. januarja 2023 iz <https://n1info.si/novice/slovenija/prebivalci-eu-naklonjeni-tako-obnovljivim-virov-kot-jedrski-energiji/>
118. Schneider, M. & Froggatt, A. (2019). *The World Nuclear Industry Status Report 2019*. V *World Scientific Encyclopedia of Climate Change* (str. 203-209). https://doi.org/10.1142/9789811213953_0021
119. Skupina GEN. (2022a). *JEK2 osrednja tema prvega dne konference NENE 2022*. Pridobljeno 17. januarja 2023 iz <https://www.gen-energija.si/medijsko-sredisce/novice/233/jek2-osrednja-tema-prvega-dne-konference-nene-2022#prettyPhoto>
120. Skupina GEN. (2022b). *PROJEKT JEK2*. Pridobljeno 1. februarja 2023 iz <https://letnoporocilo.gen-energija.si/jek2/>
121. Skupina GEN. (2023). *JEK2*. Pridobljeno 17. januarja 2023 iz <https://www.gen-energija.si/investiramo-in-razvijamo/drugi-blok-jedrsk-elektrarne-jek2->
122. Smil, V. (1994). *Energy In World History*. Boulder: Westview Press.
123. Sovacool, B. K., Gilbert, A. & Nugent, D. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. *Energy*, 74, 906–917.
124. Sovacool, B. K., Nugent, D. & Gilbert, A. (2014). Construction cost overruns and electricity infrastructure: An unavoidable risk? *The Electricity Journal*, 27(4), 112–120.
125. Stern, D. I., Burke, P. J. & Bruns, S. B. (2017). The impact of electricity on economic development: A macroeconomic perspective. *eScholarship*. 17. januarja 2023 iz <https://escholarship.org/uc/item/7jb0015q>
126. SURS. (2022). *Energetska bilanca (TJ), Slovenija, letno*. Pridobljeno 5. septembra 2022 iz <https://pxweb.stat.si:443/SiStatDataSiStatData/pxweb/sl/Data/-/1817903S.px/>

127. SURS. (brez datuma a). *Energetska odvisnost*. Pridobljeno 6. septembra 2022 iz <https://www.stat.si/Pages/cilji/cilj-7.-vsem-zagotoviti-dostop-do-cenovno-sprejemljivih-zanesljivih-trajnostnih-in-sodobnih-virov-energije/7.5-energetska-odvisnost>
128. SURS. (brez datuma b). *Izvodnja električne energije po vrstah elektrarn (GWh), Slovenija, letno*. Pridobljeno 20. marca 2022 iz <https://pxweb.stat.si/SiStatData/pxweb/sl/Data/-/H029S.PX/table/tableViewLayout2/>
129. Sustainable Development Commission. (2006). *Landscape, environment and community impacts of nuclear power*. Pridobljeno 27. decembra 2022 iz <https://research-repository.st-andrews.ac.uk/handle/10023/2273>
130. Svet Evropske unije. (1990). *Uredba Sveta (EGS) št. 1210/90 z dne 7. maja 1990 o ustanovitvi Evropske agencije za okolje in Evropskega okoljskega informacijskega in opazovalnega omrežja*. Pridobljeno 20. marca 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/1990/1210/oj?locale=sl>
131. Svet Evropske unije. (2009). *DIREKTIVA SVETA 2009/71/EURATOM z dne 25. junija 2009 o vzpostavitvi okvira Skupnosti za jedrsko varnost jedrskih objektov*. Pridobljeno 8. marca 2023 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0071>
132. Svet Evropske unije. (2011). *Direktiva Sveta 2011/70/Euratom z dne 19. julija 2011 o vzpostavitvi okvira Skupnosti za odgovorno in varno ravnanje z izrabljenim gorivom in radioaktivnimi odpadki*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/?uri=CELEX%3A32011L0070>
133. Svet Evropske unije. (2020). *Trajnostno financiranje: Svet sprejel enoten klasifikacijski sistem EU*. Pridobljeno 7. julija 2022 iz <https://www.consilium.europa.eu/sl/press/press-releases/2020/04/15/sustainable-finance-council-adopts-a-unified-eu-classification-system/>
134. Svetin, I. (2022). *Energetika v Sloveniji in EU-27*. Pridobljeno 6. septembra 2022 iz <https://www.stat.si/StatWeb/News/Index/10321>
135. Swartz, K. E. (2022, 18. februar). Plant Vogtle hits new delays; costs surge near \$30B. *E&E News*. Pridobljeno 7. julija 2022 iz <https://www.eenews.net/articles/plant-vogtle-hits-new-delays-costs-surge-near-30b/>
136. Špelko, A., Čepin, M., Glaser, B., Štrubelj, L. & Žagar, T. (2021). RELIABILITY OF SLOVENIAN POWER SYSTEM – COMPARISON OF CONFIGURATIONS. *Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe*. Bled.
137. Švab, N. (2019). Elektrarno za pet milijard evrov bi gradili deset let, sodelovalo bi 25.000 ljudi. *24ur*. Pridobljeno 19. januarja 2023 iz <https://www.24ur.com/poletno-branje/elektrarno-za-pet-milijard-evrov-bi-gradili-10-let-sodelovalo-bi-25-000-ljudi.html>
138. ULFE & IJS. (2010). *Strateški pomen jedrske energetike v primerjavi z ostalimi viri*. Pridobljeno 26. januarja 2023 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/ostale-strokovne-podlage-in-dokumenti/>

139. UNECE. (2020). *TECHNOLOGY BRIEF Technology Brief Nuclear Power*. Pridobljeno 26. januarja 2023 iz <https://unece.org/sustainable-energy/cleaner-electricity-systems/nuclear-power>
140. UNSCEAR. (2008). *Sources and effects of ionizing radiation, united nations scientific committee on the effects of atomic radiation (UNSCEAR) 2008 report, volume I: Report to the general assembly, with scientific annexes A and B-sources*. United Nations.
141. UNSCEAR. (2022). *Sources and effects of ionizing radiation, united nations scientific committee on the effects of atomic radiation UNSCEAR 2020/2021 Report Volume II SCIENTIFIC ANNEX B: Levels and effects of radiation exposure due to the accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Station: Implications of information published since the UNSCEAR 2013 Report*. United Nations.
142. Uprava RS za jedrsko varnost. (2022). *Jedrske in radiološke nesreče*. Pridobljeno 8. novembra 2022 iz <https://www.gov.si teme/jedrske-in-radioloske-nesrece/>
143. Uredniki enciklopedije Britannica. (2020). Arab oil embargo. V *Enciklopedija Britannica*. Pridobljeno 19. januarja 2023 iz <https://www.britannica.com/event/Arab-oil-embargo>
144. Vavtar, I. & Snoj, L. (2020). Evaluacija negotovosti fizikalnih parametrov reaktorskega pulza. 7. konferenca mladih jedrskih strokovnjakov. Podgorica: Društvo jedrskih strokovnjakov Slovenije.
145. Vlada RS. (2017). *Strategija razvoja Slovenije 2030*. Pridobljeno 19. januarja 2023 iz https://www.gov.si/assets/vladne-sluzbe/SVRK/Strategija-razvoja-Slovenije-2030/Strategija_razvoja_Slovenije_2030.pdf
146. Vlada RS. (2020). *Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije*. Vlada RS.
147. Vlada RS. (2023, junij). *Celovit nacionalni podnebni in energetske načrt — Posodobitev 2023/2024*. Pridobljeno s <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/nacionalni-energetski-in-podnebni-nacrt-2024/dokumenti/>
148. Vučina Vršnak, A. (2021). *Energija Slovenije: Pregled stanja, trendov in izzivov v energetiki* (1. elektronska izd). Ljubljana: Energetska zbornica Slovenije (EVS).
149. Watson, N. & Ashton, L. (2022). IAEA. *Towards a Just Energy Transition: Nuclear Power Boasts Best Paid Jobs in Clean Energy Sector*. Pridobljeno 27. decembra 2022 iz <https://www.iaea.org/newscenter/news/towards-a-just-energy-transition-nuclear-power-boasts-best-paid-jobs-in-clean-energy-sector>
150. WECOOP. (brez datuma). *EU Environment Policy*. Pridobljeno 3. novembra 2022 iz <https://wecoop.eu/regional-knowledge-centre/eu-policies-regulations/>
151. WNA. (2017). *Nuclear Power Economics and Project Structuring*. WNA.
152. WNA. (2019). *Early Soviet Reactors and EU Accession*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/appendices/early-soviet-reactors-and-eu-accession.aspx>

153. WNA. (2020). *Financing Nuclear Energy*. Pridobljeno 3. januarja 2023 iz <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.aspx>
154. WNA. (2022a). *Chernobyl Accident 1986*. Pridobljeno 28. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/chernobyl-accident.aspx>
155. WNA. (2022b). *Economics of Nuclear Power*. Pridobljeno 9. januarja 2023 iz <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx#LCOEcosts>
156. WNA. (2022c). *Fukushima Daiichi Accident*. Pridobljeno 30. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/fukushima-daiichi-accident.aspx>
157. WNA. (2022d). *Nuclear Power in France*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
158. WNA. (2022e). *Nuclear Power in Germany*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx>
159. WNA. (2022f). *Nuclear Power in Slovenia*. Pridobljeno 6. decembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/slovenia.aspx>
160. WNA. (2022g). *Nuclear Power in the European Union*. Pridobljeno 10. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>
161. WNA. (2022h). *Nuclear Power in the World Today*. Pridobljeno 29. avgusta 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
162. WNA. (2022i). *Nuclear Power United Arab Emirates*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates.aspx>
163. WNA. (2022j). *Plans for New Nuclear Reactors Worldwide*. Pridobljeno 1. decembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx>
164. WNA. (2022k). *Uranium Mining Overview*. Pridobljeno 24. avgusta 2022 iz <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview.aspx#ECSArticleLink6>
165. WNA. (2023a). *Nuclear Power in South Korea*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/south-korea.aspx>

166. WNA. (2023b). *Nuclear Power in the USA*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx>
167. WNA. (brez datuma). *What are the effects of nuclear accidents?* Pridobljeno 28. novembra 2022 iz <https://world-nuclear.org/focus/fukushima-daiichi-accident/what-are-the-effects-of-nuclear-accidents.aspx>
168. World Nuclear Industry Status Report. (2020, 21. avgust). *Barakah, UAE: Grid Connection of First Commercial Reactor in the Arab World*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://www.worldnuclearreport.org/Barakah-UAE-Grid-Connection-of-First-Commercial-Reactor-in-the-Arab-World.html>
169. World Nuclear News. (2022a). *Finnish EPR starts supplying electricity*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Finnish-EPR-starts-supplying-electricity>
170. World Nuclear News. (2022b). *Further delay to Flamanville EPR start up*. Pridobljeno 14. marca 2023 iz <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Further-delay-to-Flamanville-EPR-start-up>
171. Združeni narodi. (2016). *Energy mix*. Pridobljeno 31. avgusta 2022 iz <https://archive.unescwa.org/energy-mix>
172. Združeni narodi. (brez datuma a). *The Paris Agreement*. Pridobljeno 3. novembra 2022 iz <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>
173. Združeni narodi. (brez datuma b). *What is the Kyoto Protocol?* Pridobljeno 21. junija 2022 iz https://unfccc.int/kyoto_protocol