

Poročilo C1.1, Zvezek 5:

Potenciali za zmanjšanje emisij do leta 2050 in srednjeročni izzivi

Transformacije

Končno poročilo

LIFE ClimatePath2050 (LIFE16 GIC/SI/000043)

Poročilo je pripravljeno v okviru projekta **LIFE Podnebna pot 2050**, Slovenska podnebna pot do sredine stoletja (LIFE ClimatePath2050 »Slovenian Path Towards the Mid-Century Climate Target,« LIFE16 GIC/SI/000043). Projekt izvaja konzorcij, ki ga vodi Institut »Jožef Stefan« (IJS), s partnerji: ELEK, načrtovanje, projektiranje in inženiring, d. o. o., Gradbeni Inštitut ZRMK (GI ZRMK), d. o. o., Inštitut za ekonomska raziskovanja (IER), Kmetijski inštitut Slovenije (KIS), PNZ svetovanje projektiranje, d. o. o., Gozdarski inštitut Slovenije (GIS) in zunanjimi izvajalci.

ŠT. POROČILA/REPORT N.:

Poročilo C1.1, Zvezek 5. Vključuje študijo ELEK št. 2062, maj 2018

DATUM/DATE:

Ver. 1.0, maj 2018

Ver. 2.0, december 2021 (dopolnitev in oblikovanje)

AVTORJI/AUTHORS:

dr. Miro Bugeza

mag. Zvone Košnjek

dr. Damijan Kopše, vsi ELEK

mag. Stane Merše

mag. Damir Staničič

mag. Jure Čižman

dr. Gašper Stegnar

dr. Marko Kovač

dr. Matevž Pušnik

Tadeja Janša

Matjaž Česen

Marko Đorić, vsi IJS

REPORT TITLE/NASLOV POROČILA:

Deliverable C1.1, Climate Mitigation 2050 Potentials and Mid-term Challenges,

Part 5: Transformation

Končno poročilo C1.1: Potenciali za zmanjšanje emisij do leta 2050 in srednjeročni izzivi,

Zvezek 5: Transformacije

Vsebina

VSEBINA	III
POVZETEK	5
SUMMARY	8
1 UVOD	11
1.1 METODOLOŠKA POJASNILA	12
2 VELIKE HIDROELEKTRARNE	13
2.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	13
2.2 POTENCIALI	15
2.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	17
3 SONČNE ELEKTRARNE	19
3.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	19
3.2 POTENCIALI	20
3.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	20
4 JEDRSKA TEHNOLOGIJA	24
4.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	24
4.2 POTENCIALI	26
4.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	27
5 »TECHNOLOGY AND FUEL SWITCH« TEHNOLOŠKI IN GORIVNI PREHOD	28
5.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	28
5.2 POTENCIALI	32
5.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	33
6 ZAJEM IN SHRANJEVANJE OGLJIKA	35
6.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	35
6.2 POTENCIALI	39
6.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	40
7 KOGENERACIJA	43
7.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	43
7.2 POTENCIALI	44
8 MALE HIDROELEKTRARNE	50
8.1 OPIS TEHNOLOGIJE.....	50
8.2 POTENCIALI	50
8.3 TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	51
9 »SMART FLEX TECHNOLOGY« FLEKSIBILNE TEHNOLOGIJE	52

9.1	OPIS TEHNOLOGIJE.....	52
9.2	POTENCIALI	54
9.3	TEHNIČNI, EKONOMSKI IN OKOLJSKI PARAMETRI.....	55
10	VETRNE ELEKTRARNE NA KOPNEM	57
10.1	OPIS TEHNOLOGIJE.....	57
10.2	POTENCIALI	59
10.3	EKONOMSKI PARAMETRI	61
11	GEOTERMALNA ENERGIJA.....	62
11.1	OPIS TEHNOLOGIJE.....	62
11.2	POTENCIALI TER EKONOMSKI PARAMETRI.....	64
12	KONCENTRATORSKE SONČNE ELEKTRARNE	65
12.1	OPIS TEHNOLOGIJE.....	65
12.2	POTENCIALI	66
13	SHRANJEVANJE ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	67
14	SEZNAMI.....	68
14.1	KRATICE IN OZNAKE.....	68
14.2	SEZNAM SLIK	68
14.3	SEZNAM TABEL.....	69
14.4	VIRI	71

Povzetek

V okviru projekta LIFE Podnebna pot 2050¹ je bilo pripravljeno *Poročilo C1.1, Potenciali za zmanjšanje emisij do leta 2050 in srednjeročni izzivi*, v katerem so predstavljene glavne ugotovitve analize potencialov za zmanjšanje emisij TGP, pripravljene v okviru projekta v obdobju med 2017 in 2021. Rezultati analiz so bili s pomočjo modelov, razvitih ali nadgrajenih v projektu, uporabljeni za modeliranje ukrepov, scenarijev in njihovih učinkov², kar je bilo ključna strokovna podlaga za *Dolgoročno podnebno strategijo Slovenije do leta 2050 (DPSS)*, *Nacionalnega energetskega podnebnega načrta Republike Slovenije (NEPN)*³; *Dolgoročne strategije energetske prenovе stavb do leta 2050, Operativnega programa nadzora nad onesnaževanjem zraka (OP NOZ)* in drugih strateških dokumentov.

Dokumentacijo analize potencialov oz. *Poročilo C1.1, Potenciali za zmanjšanje emisij do leta 2050 in srednjeročni izzivi* sestavlja več zvezkov:

- **Zvezek 0, Povzetek za odločanje**, kjer so izpostavljeni glavni rezultati analize potencialov;
- **Zvezek 1, Vloga novih tehnologij in goriv ter njihova perspektiva po sektorjih**, vključuje pregled tehnologij za katere se na podlagi inženirske ocene predvideva, da bi lahko v nekoliko daljši prihodnosti pomembno prispevale k zmanjšanju emisij toplogrednih plinov. Obravnavane so naslednje tehnologije: shranjevanje energije – toplotne in električne, vpliv shranjevanja energije na razvoj drugih tehnologij, gorivne celice, toplotne črpalke in odvečna toplota, vozila na električen in alternativne pogone (vodikove, plinske in druge), rešitve na področjih pametnih omrežij in snovne učinkovitosti ter prihodnje tehnologije v kmetijstvu;
- **Zvezek 2, Stavbe**, v katerem so celovito prikazani potenciali na področju zmanjševanja emisij TGP v sektorju stavb. Podan je pregled tehnologij in rešitev za zmanjšanje emisij TGP na ovojju stavbe, v sistemih v stavbah, prezračevanju, gospodinjstvih aparatih in povzetek analize za razsvetljavo (celotna analiza je v Zvezku 7)⁴. Vključuje tudi dve posebni analizi: potencialov za zmanjšanje emisij TGP v stavbah kulturne dediščine in povzetek analize finančnih zmožnosti gospodinjstev za izvedbo ukrepov (celotna analiza je v Zvezku 2a). Predstavljena je tudi tipologija stavb, ki je osnova nadaljnjih analiz ter rezultati z oceno tehničnega in ekonomskega potenciala;
- **Zvezek 3, Promet**, v katerem je celovito prikazano potencialov na področju zmanjševanja emisij TGP v sektorju promet. Vključuje poglavja o ukrepih za zmanjšanje emisij TGP v prometu, dejavnikih, ki vplivajo na prometno delo, analizo novih tehnologij in storitev ter osnove za ocenjevanje vpliva na prometno delo, zmanjšanje emisij ter

1 LIFE ClimatePath2050 (*Slovenian Path Towards the Mid-Century Climate Target*)

2 Poročilo C3.2. Povzetek analize scenarijev za odločanje o Dolgoročni podnebni strategiji Slovenije do leta, Poročilo projekta LIFE Podnebna pot 2050.

3 Obveznost pogodbenic za pripravo dolgoročne strategije razvoja, usmerjenega v družbo z nizkimi emisijami toplogrednih plinov, je opredeljena v 4. členu 19. odstavku *Pariškega sporazuma*.

4 Horizontalna analiza tehnologij za področje razsvetljave za več sektorjev je podana v *Poročilu C1.1, Zvezku 7*.

druge koristi in vplive, obširno poglavje o e-mobilnost ter o alternativnih gorivih v prometu;

- **Zvezek 4, Industrija**, ki vključuje celovit prikaz potencialov na področju zmanjševanja emisij TGP v sektorju industrija. Zvezek povzema pregled tehnologij po panogah, tehnologije na področjih izkoriščanja odvečne toplote in obnovljivih virov energije ter drugih horizontalnih tehnologij. Podani so rezultati ankete o porabi energije v industriji, ocena tehničnega potenciala za zmanjšanje emisij TGP v energetske intenzivnih dejavnostih in horizontalnih tehnologij ter izhodišča za analizo potenciala za zmanjšanje emisij z ukrepi na področju snovne učinkovitosti v industriji;
- **Zvezek 5, Transformacije**, ki vključuje celovit prikaz potencialov na področju zmanjševanja emisij TGP v sektorju transformacij. Zvezek obravnava tehnične in ekonomske potenciale za hidroelektrarne, sončne elektrarne, jedrske elektrarne tehnološki in gorivni prehod (*technology switch*), zajem in shranjevanje ogljika, soproizvodnjo toplote in električne energije, male hidroelektrarne, fleksibilne tehnologije (*smart flex technology*), vetrne elektrarne na kopnem, napredna (pametna) omrežja, geotermalne elektrarne in koncentratorske sončne elektrarne. Shranjevanje električne energije, je v celoti, vključno s potenciali za prodor zrelih tehnologij, obravnavano v Zvezku 1;
 - **Zvezek 5a, Analiza potenciala plitve geotermalne energije v Sloveniji do leta 2050**, ki vključuje ekonomske vidike izkoriščanja geotermalne energije, dejavnike in omejitve njenega izkoriščanja, pripravo koncepta in modela za izračun potenciala, izračun na primeru Maribora in analizo potenciala za gosto poseljena območja za celotno Slovenijo;
 - **Zvezek 5b, Potencial sončnih elektrarn na strehah objektov v Sloveniji do leta 2050**, celovit prikaz potencialov na področju zmanjševanja emisij TGP s pridobivanjem električne energije v Sloveniji iz strešnih elektrarn in samostojnih elektrarn na degradiranih območjih. Analiza vključuje podatke o osončenju, površinah, klimatskih pogojih, degradaciji tehnologije z leti, razvoj tehnologij, možnih izkoristkih površin, ovirah, glede omrežja in povpraševanja oz. možnosti shranjevanja energije, ekonomske parametre za ocen potenciala, ter oceno tehničnega in ekonomskega potenciala.
 - **Zvezek 5c, Študija orientacij streh obstoječega stavbnega fonda v Sloveniji**, ki pomeni nadgradnjo analize potenciala sončnih elektrarn z natančnejšo analizo orientacije streh v Sloveniji na podlagi katastra stavb in aerolaserskega skeniranja, izračune ter rezultate izračunanih segmentov po razredih nagibov in orientacije streh;
- **Zvezek 6, Ostali sektorji - LULUCF**, kjer je celovito prikazano stanje na področju zmanjševanja emisij TGP in povečevanja ponorov v sektorju rabe zemljišč, spremembe rabe zemljišč in gozdarstvo (LULUCF), kjer so podani ukrepi in tehnični potencial na gozdnih, kmetijskih in drugih zemljiščih. Podana so tudi izhodišča za; vrednotneje ekonomskega potenciala;
- **Zvezek 7, Analiza - razsvetljava v Sloveniji do leta 2050**, v kateri so predstavljene perspektive na področju razvoja tehnologij in njihove uporabe v gospodinjstvih, industriji

in stavbah storitvenega sektorja ter zunanje razsvetljave, vključno z novimi tehnologijami;

- **Zvezek 8, Analiza dejavnikov, povezanih s finančnimi sposobnostmi gospodinjstev, ki vplivajo na odločanje o investicijah za učinkovito rabo energije**, ki podaja in dokumentira analizo v celoti. Predstavljeni rezultati vključujejo: značilnosti gospodinjstev, ki so izvedla posamezne investicije za učinkovito rabo energije, ki so uporabila spodbude Eko sklada, glede njihove opremljenosti in glede na sposobnosti za financiranje potrebnega obsega investicij;
- **Part 9. Financiranje prehoda v nizkoogljično družbo v Sloveniji – ključni izzivi in strateške usmeritve**, naslavlja naslednje vsebine in izzive: trenutno strukturo javnega financiranja, ki je pomembna za podnebje, naložbe v nizkoogljične možnosti, institucionalna ureditev, povezana z upravljanjem javnih podnebnih financ, ureditev finančnega sektorja, vprašanja distribucije in sprejemljivosti;
- **Zvezek 10: Metodologija**, v katerem so podana izbrana poglavja o metodologijah za ocene potencialov: okvir za oceno tehničnega in ekonomskega potenciala za izkoriščanje plitve geotermalne energije, ocena potenciala sončne energije, analiza dejavnikov povezanih s finančnimi sposobnostmi gospodinjstev za izvedbo ukrepov URE in OVE ter ocena potenciala za izkoriščanje odvečne toplote v industriji. V tem poročilu so izpostavljene izbrane metodologije, opisi ostalih uporabljenih metodologij so podani v posameznem zvezku;
- **Dodatek 1: Povzetek rezultatov in gradiva tehničnih delavnic**, obsega Poročilo o delavnici, program delavnice in predstavitev z delavnic: *Izkoriščanje trde biomase v energetske namene in potenciali do leta 2050, poroči in Prihodnost zemeljskega plina in razvoj niskoogljičnih nadomestnih goriv* obsega. Za gradiva z ostalih delavnic na področjih analize potencialov glej spletno stran projekta (*Poročilo 5.3. Gradiva objavljena na spletni strani projekta - sinteza delavnic analize scenarijev*).

Summary

The *Deliverable C1.1, A composite report: Climate Mitigation 2050 Potentials and Mid-term Challenges* presents the main findings of the analysis GHG emissions reduction potential prepared in the frame of the project LIFE ClimatePath2050⁵ in the period between 2017 and 2021. The results of the analyses of potentials were used in the models, developed or upgraded in the project for the assessment of several scenarios of measures as regards GHG emission reduction, air emission reduction, socio-economic impacts and impacts on sectorial development targets. The analyses were key expert basis for *Slovenian climate long-term strategy 2050 (LTS)*, final version of the *Integrated national energy and climate plan of the Republic of Slovenia (NECP)*, *National air pollution control programme* and *Long-term energy renovation strategy for 2050 (DSEPS 2050)* and other strategic documents.

The *Deliverable C1.1, A composite report: Climate Mitigation 2050 Potentials and Mid-term Challenges* consists of the following parts:

- **Part 0, Summary for decision-makers**, highlights the key results of the analysis of potentials;
- **Part 1, Role of new technologies and fuels and their perspectives by sector**, includes an overview of the GHG reduction potential of the following new technologies and fuels: electrical and thermal storage (short- and long-term), the impact of storage system on the deployment of the other technologies, fuel cells, waste heat and heat pumps, alternative fuels and electric mobility for transport of passengers and goods, smart grids, new technologies in agriculture and also potential for energy efficiency through material efficiency was presented;
- **Part 2, Deep renovation of buildings**, in this part, a comprehensive presentation of potentials for GHG reduction in building sector is given, including an overview of technologies and solutions on building envelope, heating and cooling systems in the buildings, household appliances and lighting (a summary⁶). Two specific analyses are included: analysis of GHG reduction potential at cultural heritage buildings and a summary of the analysis on financial capabilities of households to implement renewable energy (RES) and energy efficiency (EE) measures⁷. In this part, also includes a new typology of buildings, being a basis of the further analyses, and presents the final the results of the assessment of technical and economic potential for GHG emissions reduction in buildings.

⁵ LIFE ClimatePath2050 (*Slovenian Path Towards the Mid-Century Climate Target*)

⁶ In *Part 2*, summary on lighting in buildings is included, the entire analysis on prospect of lighting until 2050, is presented in *Deliverable C1.1, Part 7*, was carried out by external assistance of Fakulteta za elektrotehniko/Faculty of Electrical Engineering, University of Ljubljana.

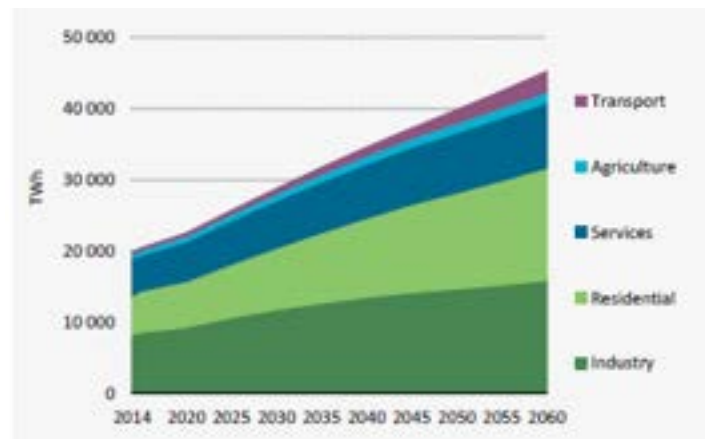
⁷ *Deliverable C1.1, Part 2a, Analysis of factors related to the financial capacity of households influencing energy efficiency investment decisions*, includes the entire analysis, carried out by external assistance of Center poslovne odličnosti Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, CPOEF, Centre of Business Excellence of the School of Economics and Business, University of Ljubljana,.

- **Part 3, Transport**, includes overview of potentials for GHG reduction in the transport sector. Includes chapters on GHG reduction measures in transport, factors influencing transport load, analysis of new technologies and services and basis for estimation of the impacts on transport load, emission reduction, other benefits and impacts, e-mobility and alternative fuels in transport;
- **Part 4, Industry**, includes overview of potentials for GHG reduction in the industrial sector. The overview of technologies includes technologies used in energy intensive branches by branch, waste heat use and horizontal technologies including energy efficient electric motors, compressed air, lighting, renewable energy technologies and cogeneration. The report presents also results of the pool among industrial companies and is concluded by the results of the assessment of technical potential for GHG emissions reduction in energy intensive industrial branches and by horizontal technologies;
- **Part 5, Transformation**, includes results of the analysis of GHG emission reduction potentials in the transformation sector. The analysis comprise overview of technical and economic potentials for hydroelectric power plants, solar power plants (summary), nuclear power plants, technology and fuel switching, carbon capture and storage, cogeneration of heat and electricity, small hydropower plants, smart flex technology, onshore wind farms, advanced (smart) networks, geothermal power plants and concentrator solar power plants. The energy storage is entirety, including the potential for penetration of mature technologies, discussed in Part 1 on new technologies;
 - **Part 5a, The analysis of shallow geothermal energy potential in Slovenia until 2050**, consists of overviews of economic aspects of geothermal energy exploitation, the other factors and limitations, preparation of concept and model for potential calculation, results for the case study Maribor and results of the analysis of potential for densely populated areas Slovenia;
 - **Part 5b, The analysis of the Photovoltaic Rooftop Potential in Slovenia by 2050**, provides a comprehensive presentation of potentials for reducing GHG emissions in Slovenia by electricity from rooftop PV systems and stand-alone systems in degraded areas Analysis includes data on insolation, surfaces, climatic conditions, technology degradation over the years, technology development, possible surface utilization, barriers, electricity grid, demand, energy storage options, economic parameters for potential assessments, and the results of the assessment of technical and economic potential;
 - **Part 5c, Study of roof orientations of the existing building stock in Slovenia**, presents results of an upgrade of the analysis photovoltaic rooftop potential, including a more detailed analysis of roofs orientation. The analysis includes data on cadastre and airborne laser scanning, calculations and results of the calculated segments by classes of slopes and roof orientation;
- **Part 6, Other Sectors - LULUCF**, which presents the situation in the field of reducing GHG emissions and increasing sinks in the sector of land use, land use change and forestry (LULUCF), and gives overview of measures and analysis technical potential in forest, land and other land categories.

- **Part 7, Analysis lighting in Slovenia until 2050**, which presents perspectives in the field of lighting technology development and their use in households, industry and buildings of the service sector and outdoor lighting, including new technologies.
- **Part 8, The Analysis of financial capacity factors influencing investment choices of end users**, includes analyses of characteristics of households that have made individual investments for energy efficiency, which have used the incentives of the Eco fund, characteristics of households and their equipment, and in terms of ability to finance the required volume of investments;
- **Part 9, Financing transition to low-carbon society in Slovenia - Key challenges and guidance towards policy strategies**, is addressing the following topics and challenges: current structure of public financing with climate relevance, investments in low-carbon options, institutional set up related to the governance of public climate finances, financial sector's set-up and distributional issues and acceptance;
- **Part 10, Methodology**, which provides selected chapters on methodologies for potential assessments: framework for assessing technical and economic potential for shallow geothermal energy, assessment of solar energy potential, analysis of factors related to household financial capacity to implement EEU and RES measures and assessment of the potential for exploitation of excess heat in industry. Selected methodologies are highlighted in this report, while the other methodologies are described in parts 1-7 of this composite report;
- **Supplement 1, Summary of results and materials of technical workshops**, includes summaries of the outcomes, agendas and presentations of workshops: *Exploitation of solid biomass for energy purposes and potentials until 2050, reports* and *The future of natural gas and development of carbon-free alternative fuels includes*. Material of the other workshops on the analysis of potentials, see the project website (and *Deliverable C5.3, Documentation published on the project web page: A Synthesis of Outcomes and Documentation of Workshops on Scenario Analysis*).

1 Uvod

V prihodnosti je (globalno in lokalno) pričakovati visoko rast porabe električne energije, na katero bodo vplivali elektrifikacija prometa, toplotne črpalke in ostali dejavniki (slika 1, [1]). Za zadostitev naraščajočih potreb in zamenjavo odsluženih proizvodnih enot bo potrebno graditi nove proizvodne enote. Ker v sektorju proizvodnje električne energije trenutno nastaja veliko izpustov toplogrednih plinov (TGP), bodo ukrepi za zmanjševanje TGP bodo nujni, hkrati pa so na tem segmentu mogoči tudi veliki prihranki.



Slika 1: Predvidena rast porabe električne energije po sektorjih na globalni ravni [1]

Ključno vlogo pri ukrepih za zmanjševanje TGP bodo imele tehnologije na osnovi obnovljivih virov energije (OVE), poleg njih pa tudi ostale nizkoogljicne tehnologije (jedrska tehnologija, zajem in shranjevanje ogljika,...) ter ostale podporne tehnologije (učinkovita raba energije, shranjevanje energije, učinkovit prenosni sistem,...).

V nadaljevanju so obdelane tehnologije, ki bodo lahko v večji ali manjši meri prispevale k zadostitvi potreb po električni energiji in uresničevanju ciljev zmanjševanja TGP v Sloveniji:

- velike hidroelektrarne,
- sončne elektrarne,
- jedrska tehnologija,
- tehnološki in gorivni prehod (technology switch),
- zajem in shranjevanje ogljika,
- kogeneracija,
- shranjevanje električne energije,
- male hidroelektrarne,
- fleksibilne tehnologije (smart flex technology),
- vetrne elektrarne na kopnem,
- napredna (pametna) omrežja,
- geotermalna energija,
- koncentratorske sončne elektrarne in

- učinkoviti motorski pogoni.

1.1 Metodološka pojasnila

Za posamezne tehnologije proizvodnje in shranjevanja električne energije so v nadaljevanju predstavljeni poglobljeni tehnični, ekonomski in okoljski vidiki. V okviru ekonomskega potenciala so podani tudi investicijski stroški. Ti so pridobljeni iz različnih virov in če ni navedeno drugače, načeloma zajemajo vse komponente – t. i. TPC (angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost), kar pomeni, da poleg cene tehnologije na trgu, lokalno pogojenih specifičnih stroškov, zajemajo tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV. Pri podajanju investicijskih stroškov so upoštevane stalne cene za leto, odvisno od vira podatkov, oz. pri lastnih izračunih za leto 2016.

Pri podajanju rezultatov so bili v posameznih primerih povzeti različni viri podatkov. Ti so bili podlaga za osnovno statistično analizo, na podlagi katere so bili določeni razponi, prikazani v tabelah. Hkrati so bile po potrebi opravljene valutne pretvorbe za enotno predstavitev podatkov.

2 Velike hidroelektrarne

2.1 Opis tehnologije

Tehnologija za izkoriščanje hidro potenciala v velikih hidroelektrarnah (HE) je zrela tehnologija. Določeni razvoj se dogaja pri izboljšavah materialov in obvladovanju ter izboljšanju večinoma znanih proizvodnih procesov izdelave opreme ([2], [3]). Ključna orodja pri tem razvoju so sodobne metode računalniškega načrtovanja in simulacij sistemov. Ravno tako je narejen velik napredek na področju merilne tehnike in močnostne elektronike, ki omogočata učinkovitejšo povezovanje v elektroenergetski sistem. V tabeli 1 so prikazani segmenti razvoja, ki so in bodo omogočali nadaljnji napredek na posameznih sklopih HE.

Tabela 1: Razvojni segmenti ter njihov vpliv na sklope opreme HE [2]

		Tehnologija					Informatika in komun. (IT)	Področja pozitivnih vplivov
		Računalniško podprto načrtovanje (CAD)	Sistemske simulacije	Tehnologija materialov	Merilna tehnika	Močnostna elektronika		
segment opreme HE	Strojna oprema	✓		✓	✓			zanesljivost, varnost in zdravje, trajanje zaustavitev, okolje
	Uporabljeni materiali	✓		✓	✓			zanesljivost, trajanje zaustavitev, življenjska doba, okolje
	Projektiranje hidr. opreme	✓	✓		✓	✓		izkoristek, izhodna moč, prilagodljivost, trajanje zaustavitev, okolje, odzivnost, stabilnost
	Projektiranje elektro opreme	✓	✓	✓	✓	✓		izkoristek celotne elektrarne in prilagodljivost, zanesljivost
	Elektroen. oprema		✓			✓	✓	izhodna moč, prilagodljivost, odzivnost, stabilnost, podporni sistemi
	Močnostna elektronika		✓			✓	✓	izhodna moč, učinkovitost, prilagodljivost, odzivnost in stabilnost, podporni sistemi
	Avtomatika	✓	✓			✓	✓	odzivnost, trajanje zaustavitev, prilagodljivost, učinkovitost, varnost

Na sliki 2 je prikazan presek HE z označeno osnovno tehnološko opremo. Prikazani primer je le ena od možnih zasnov izkoriščanja vodne energije, saj lahko HE delimo na veliko načinov. Poznamo pretočne in akumulacijske HE (delitev na način izrabe vodnega potenciala) ter nizkotlačne, srednjetačne in visokotlačne (delitev glede na padec). Možnih delitev je še več, a se tukaj omejimo še na delitev glede uporabljenih turbin, ki so v velikih HE naslednje:

Peltonove, Francisove in Kaplanove. Za pretvorbo mehanske energije turbine v elektriko se v večjih elektrarnah uporabljajo skoraj izključno sinhronski generatorji.

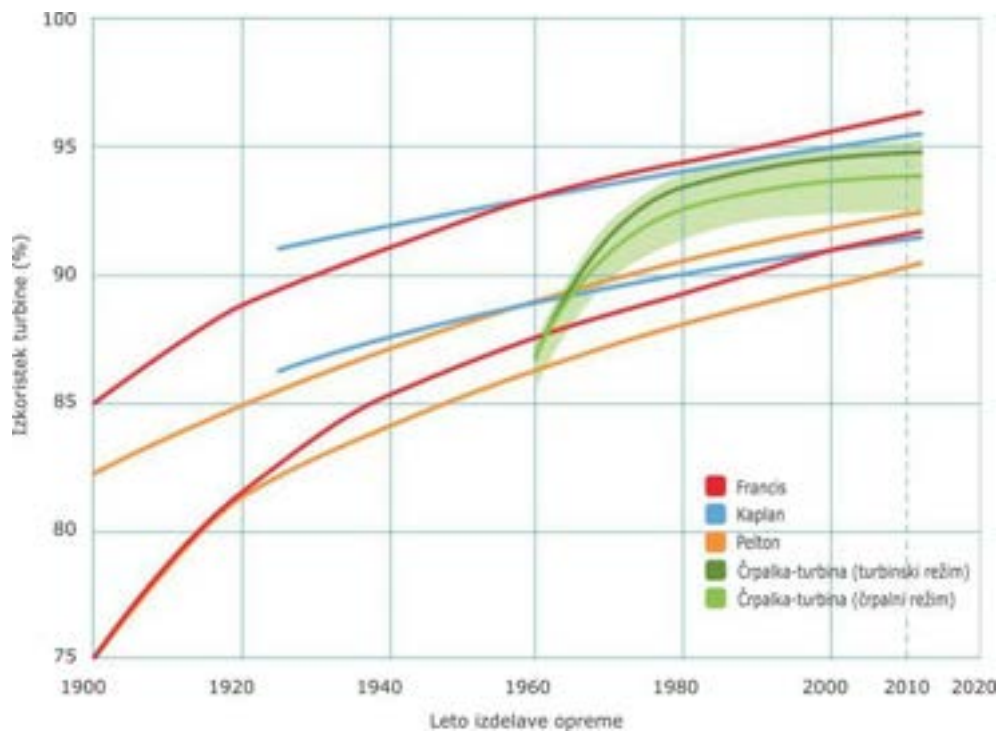


Slika 2: Presek izgleda hidroelektrarne [2]

Na sliki 3 so kot primer tehničnega napredka pri izkoriščanju vodnega potenciala prikazane izboljšave na področju izkoristka posameznih vrst turbin (Francisova, Kaplanova in Peltonova). Za posamezno vrsto turbine je prikazan pas med največjim in najmanjšim izkoristkom. Pri HE gre vendarle za zrelo tehnologijo in so s tega stališča možnosti za večanje izkoristkov relativno omejene. To je razvidno tudi na sliki 3, kjer vidimo, da se izkoristki turbin gibljejo že okoli 95 %.

HE imajo lahko poleg pozitivnih sinergijskih učinkov z drugimi elektrarnami v elektroenergetskem sistemu tudi pomembno vlogo pri regulaciji pretokov ob izrednih klimatskih dogodkih (kot so poplave) oziroma ponuja možnosti za namakanje ob sušah.

S tehnološkega vidika poteka tudi pomemben razvoj na področju črpalnih elektrarn s t. i. varspeed motor-generatorji. Vsekakor pa tovrstne elektrarne spadajo v področje hranilnikov energije in ne predstavljajo vira električne energije.



Slika 3: Izboljšanje izkoristkov posameznih vrst turbin skozi čas [2]

2.2 Potenciali

V Sloveniji in tudi v Evropi je vodni potencial dokaj dobro izrabljen. V preteklosti so se gradile predvsem večje elektrarne, ki so omogočale izkoriščanje delov porečij, ki so bili najlažje obvladovani. Sodobni trend čim večje izrabe OVE narekuje gradnjo tudi manjših enot.

V članku [4] so avtorji ocenili ekonomski in izkoristljiv potencial največjih slovenskih rek (Drava, Sava, Soča in Mura). Podatki z ocenjenimi potenciali in stopnje izrabe so prikazane v tabeli 2.

Tabela 2: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [3].

Reka	Ekonomsko dosegljiv		Izrabljen	
	(GWh/leto)	(GWh/leto)	(GWh/leto)	(%)
Drava	3.000	2.700	2.700	90
Sava	2.800	360	360	13
Soča	2.100	450	450	21
Mura	600	0	0	0
Skupaj	8.500	3.510	3.510	41

Teoretični, tehnični in ekonomski potencial največjih slovenskih rek so ocenili tudi avtorji Artač in ostali v članku [5] (tabela 3). Ekonomski potencial je tukaj nižje ocenjen kot v predhodnem viru [4]. Gre pa verjetno tudi za določeno prekrivanje potencialov v segmentu tehničnega in

ekonomsko dosegljivega potenciala zaradi različnih obdobj, v katerih so bile ocene delane, saj se s časom spreminjajo stroški gradnje, (morebitne dodatne) okoljske zahteve,...

Tabela 3: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [5].

Reka	Teoretični (gwh/leto)	Tehnični (gwh/leto)	Ekonomski (gwh/leto)
Drava	3.700	3.100	2.500
Sava	3.500	2.500	1.500
Soča	2.300	1.500	1.250
Mura	1.000	600	400
Skupaj	10.500	7.700	5.650

Veliko večji celotni (teoretični) potencial je bil ocenjen v [6], med tem, ko sta tehnični in ekonomski potencial bližje ocenam iz prej omenjenih virov (tabela 4). Velja pa pripomniti, da gre pri tem viru za oceno celotnega vodnega potenciala v Sloveniji, kar je upoštevano tudi pri nadaljnji uporabi navedenih podatkov (ločena obravnava potenciala malih hidroelektrarn (mHE) je podana v poglavju 8).

Tabela 4: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [5].

	Celotni (teoretični) (gwh/leto)	Tehnični (gwh/leto)	Ekonomski (gwh/leto)
Celotni hidro potencial	19.440	9.324	6.527
Potencial za velike HE⁸	17.440	8.224	6.052

Dodatno informacijo o ekonomskem potencialu pa je podala študija ocene hidropotenciala srednje in vzhodne Evrope, kjer se ta za Slovenijo ocenjuje na vrednost od 7.000 do 8.500 GWh letno [7].

Na osnovi navedenih virov smo ocenili okvire, v katerih naj bi se gibali HE potenciali za velike elektrarne na največjih slovenskih rekah: Dravi, Savi, Soči in Muri (tabela 5).

Tabela 5: Ocena hidro potenciala za velike HE v Sloveniji.

Reka	Teoretični (gwh/leto)		Tehnični (gwh/leto)		Ekonomski (gwh/leto)	
	min	max	min	max	min	max
Drava	3.700	6.145	3.100	3.310	2.500	2.680
Sava	3.500	5.815	2.500	2.670	1.500	1.610
Soča	2.300	3.820	1.500	1.600	1.250	1.340
Mura	1.000	1.660	600	640	400	430
Skupaj	10.500	17.440	7.700	8.220	5.650	6.060

⁸ Celotni HE potencial zmanjšan za ocenjeni potencial malih HE po [4].

Na osnovi dolgoročnih energetskih načrtov [8] so v tabeli 6 prikazane nove HE kapacitete, ki bi se v Sloveniji v prihodnosti zgradile.

Tabela 6: Predvidene nove HE kapacitete v Sloveniji.

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto izgradnje
Sava - HE Mokrice	28	2020-25
HE na srednji Savi (od Jevnice do Suhadola)	240	2030-40
HE na srednji Savi od Tacna do Šentjakoba	135	2030-40
HE na Muri ⁹ (od meje za Avstrijo do avtocestnega mostu pri Vučji)	55	2030-40

Glede na obstoječe HE in predvidene nove elektrarne lahko določimo okvirno proizvodnjo električne energije v Sloveniji, ki je skupaj z ocenjenim deležem izrabe potenciala prikazana v tabeli 7. Upoštevan je povprečni potencial posamezne reke izračunan iz tabele 5.

Tabela 7: Ocenjene vrednosti proizvodnje električne energije iz velikih HE v Sloveniji ter izkoriščeni hidro potencial.

Leto	2020		2030		2050		2070	
	El. energija (GWh/leto)	(%)	(GWh/leto)	(%)	(GWh/leto)	(%)	(GWh/leto)	(%)
Drava	2.640	100	2.640	100	2.640	100	2.640	100
Sava	440	28	530	34	1.520	98	1.520	98
Soča ¹⁰	380	29	380	29	380	29	380	29
Mura ¹¹	0	0	250	60	250	60	250	60
Skupaj	3.460	59	3.540	60	4.530	77	4.530	77

2.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

Ker je tehnologija gradnje HE zrela tehnologija, so možnosti za večje izkoristke zelo omejene. Za povečanje proizvodnje električne energije iz HE tako ostane možnost predvsem na segmentu večje izrabe vodnega potenciala. Pri tem je potrebno upoštevati okoljske omejitve. Usmeritve za umeščanje velikih HE v prostor so podane v osnutku AN-OVE (okoljsko poročilo, 2017 [9]). V slednjem dokumentu so podani tudi omilitveni ukrepi, s katerimi se bo ustrezno zmanjšalo ali celo preprečilo negativne vplive in zagotovilo doseganje okoljskih ciljev AN OVE.

Negativen vpliv na proizvodnjo že zgrajenih ali pa novih elektrarn imajo lahko nestanovitne hidrološke razmere oziroma podnebne spremembe z manj stabilnimi rečnimi pretoki (večji in večkratni ekstremi a manjši zmerni oz. izkoristljivi pretoki).

⁹ Zaradi okoljskih omejitev oziroma vprašljive družbene sprejemljivosti je izgradnja HE na reki Muri vprašljiva.

¹⁰ Zaradi okoljskih omejitev ni predvidenih novih HE na reki Soči

¹¹ Zaradi okoljskih omejitev oziroma vprašljive družbene sprejemljivosti je izgradnja HE na reki Muri vprašljiva

Kot je že zgoraj omenjeno so možnosti za zviševanje izkoristka omejene ([3], [10]), kar nakazuje tudi predvideni razpon izkoristka celotne HE prikazan v tabeli 8. Pri tem je potrebno pripomniti, da se izkoristek v veliki meri spreminja glede na delovno točko elektrarne in je lahko v danem trenutku in pri določenih pogojih, ki niso nazivni manjši od navedenega v tabeli 8.

Tabela 8: Predvideni razpon izkoristka velikih HE v prihodnosti.

Leto	Izkoristek (%)	
	min	max
2020	87,5	88,3
2030	88,1	89,6
2050	89,0	91,3
2070	90,0	92,7

Glede na zrelost tehnologije lahko pričakujemo, da se stroški opreme ne bodo veliko spreminjali [11]. Gradbeni stroški, ki predstavljajo pri HE velik delež so v veliki meri odvisni od situacije vsakega posameznega projekta. Razpon in gibanje predvidenih investicijskih stroškov za izgradnjo HE v prihodnosti, ki sta ocenjena na osnovi podatkov ([7], [12], [13]), je podan v tabeli 9.

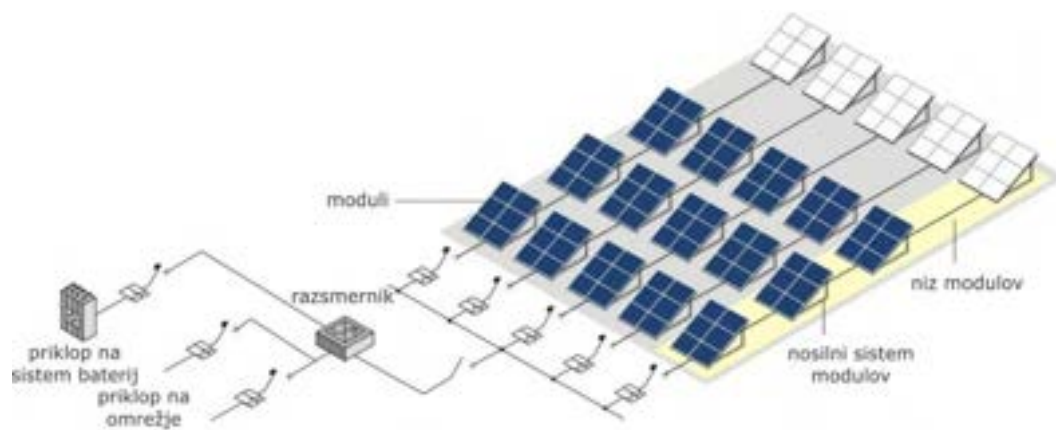
Tabela 9: Predvideni razpon investicijskih stroškov velikih HE v prihodnosti

Leto	Investicijski strošek (EUR/kW)	
	min	max
2020	2.705	3.600
2030	2.680	3.720
2050	2.625	3.940
2070	2.545	4.100

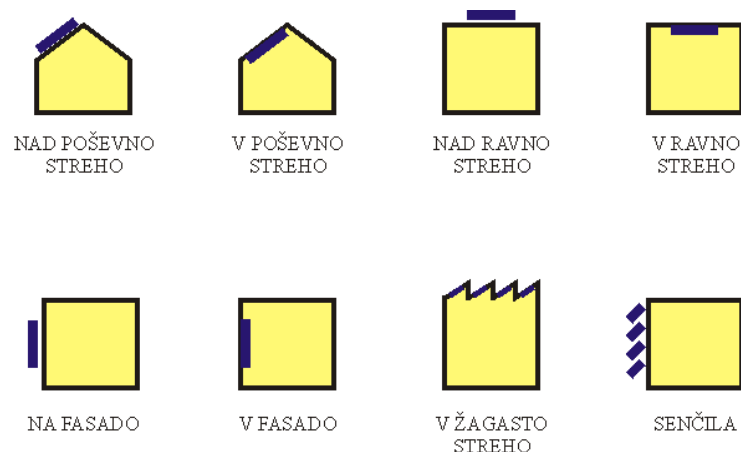
3 Sončne elektrarne

3.1 Opis tehnologije

Sončne elektrarne izkoriščajo energijo sonca za proizvodnjo električne energije. Ločiti je potrebno med sončnimi elektrarnami, ki proizvajajo električno energijo z direktno pretvorbo s pomočjo polprevodniških panelov (SE) in tako imenovanimi koncentratorskimi sončnimi elektrarnami (KSE), ki so obdelane v poglavju 12. SE lahko gradimo kot prosto stoječe (slika 4) ali pa jih postavljamo na stavbe (slika 5). Vključitev SE v objekt predstavlja boljšo rešitev, saj s tem ne porabljamo dodatnega prostora za postavitve elektrarne. Istočasno pa moduli lahko prevzamejo tudi dodatne funkcije (tvorijo fasado stavbe, delujejo kot senčilo, ...).



Slika 4: Shematski prikaz prostostoječe SE [14]



Slika 5: Možnost namestitve SE na stavbah

Osnova SE so sončne celice, ki so vgrajene v module in se običajno s pomočjo močnostne elektronike (razsmerniki) povezujejo na elektroenergetsko omrežje ali direktno na porabnike.

Proizvodnja sončnih celic bazira na številnih tehnologijah, ki so različno uveljavljene. Po osnovni delitvi tehnologij lahko določimo naslednje družine [15]:

- več spojne celice (ang.: multijunction cells),
- silicijeve celice (ang.: crystalline Si cells),
- tankoslojne celice (ang.: thin-film cells),
- novejšje tehnologije (ang.: emerging technologies).

Trend razvoja in stanje komercialno najbolj prodornih tehnologij kažeta, da je pretežni delež trga pokrit s tehnologijami, ki uporabljajo kot osnovo silicij (monokristalne/polikristalne celice). Izkoristki pri teh tehnologijah se gibljejo med 15 in 20%. Cene tovrstne tehnologije so z leti padale in dosegle raven, ki jim je omogočila največji prodor na trgu. Tehnologije z višjimi izkoristki imajo veliko višjo ceno in se zato niso širše uveljavile na trgu, čeprav intenzivne raziskave potekajo še naprej tudi v tej smeri. Sodobnejši trend pa se je pokazal pri novih tehnologijah, ki imajo (trenutno) nižje izkoristke a obetajo relativno nizko ceno. S tem bi te (cenejše) tehnologije omogočile večji prodor SE veliko lažje kot tehnologije z visokimi izkoristki a izredno visoko ceno.

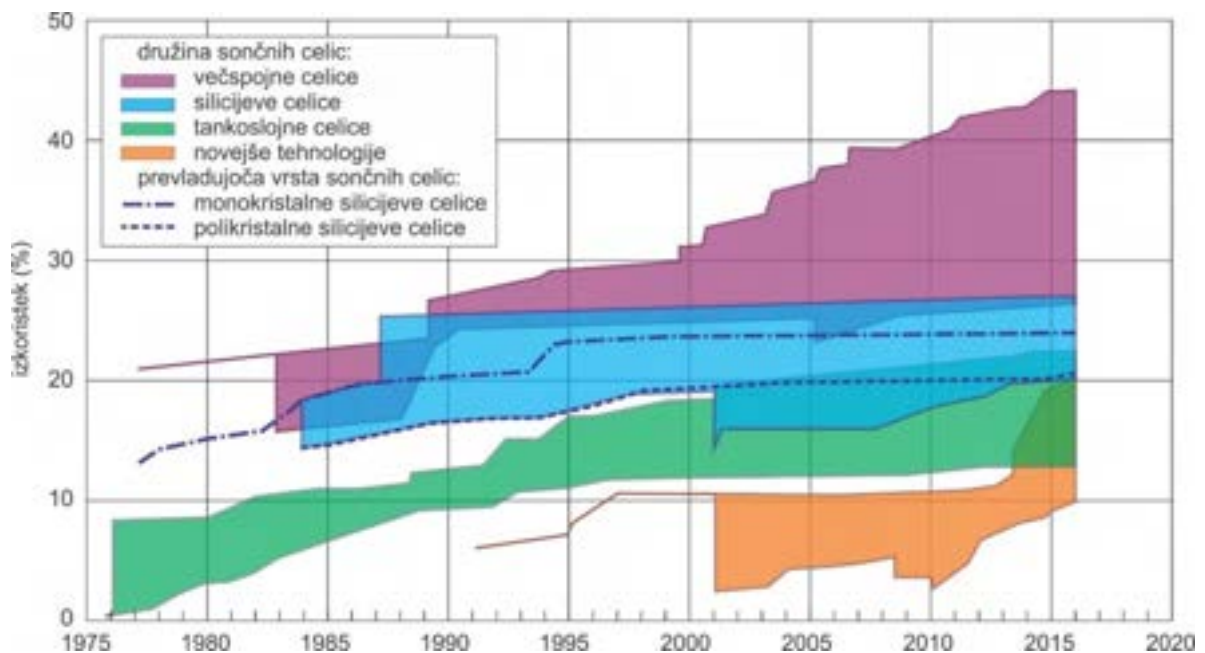
Iz zgoraj zapisanega sledijo glavne smernice razvoja, ki naj bi izboljševal sam produkt, kot proizvodni proces ter na ta način zniževal ceno SE. Potrebno je vlagati trud tudi v področje integracije SE v elektroenergetski sistem, kjer je poglobitni problem odvisnost od nepredvidljivih naravnih pogojev ter s tem težje predvidljivo razpoložljivostjo proizvodnje.

3.2 Potenciali

Ocena potenciala je podana v posebnem zvezku *Končno poročilo C1.1: Zvezek 5b: Potencial sončnih elektrarn na strehah objektov v Sloveniji do leta 2050, IJS; Marko Kovač et al.* V letu 2021 je bila ocena potencialov nadgrajena z dodatno analizo *Zvezek 5c: Študija orientacij streh obstoječega stavbnega fonda v Sloveniji*, ki jo je pripravil ZRC SAZU.

3.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

Zgodovinski razvoj izkoristka različnih družin sončnih celic je prikazan na sliki 6.



Slika 6: Razvoj izkoristka družin sončnih celic s poudarjenim izkoristkom prevladujočih vrst sončnih celic ([15], [16], [17])

Pri izkoristku celotne SE je potrebno upoštevati zmanjšanje izkoristka zaradi vgradnje celic v modul, ter izkoristek celovitega zgrajenega sistema, kjer je upoštevana tudi učinkovitost razsmernikov, kablskih povezav, transformacije,... Na osnovi navedenih virov za sliko 6 je bil določen izkoristek tipičnih SE v prihodnosti (tabela 10).

Tabela 10: Predvideni razpon izkoristka tipičnih SE v prihodnosti.

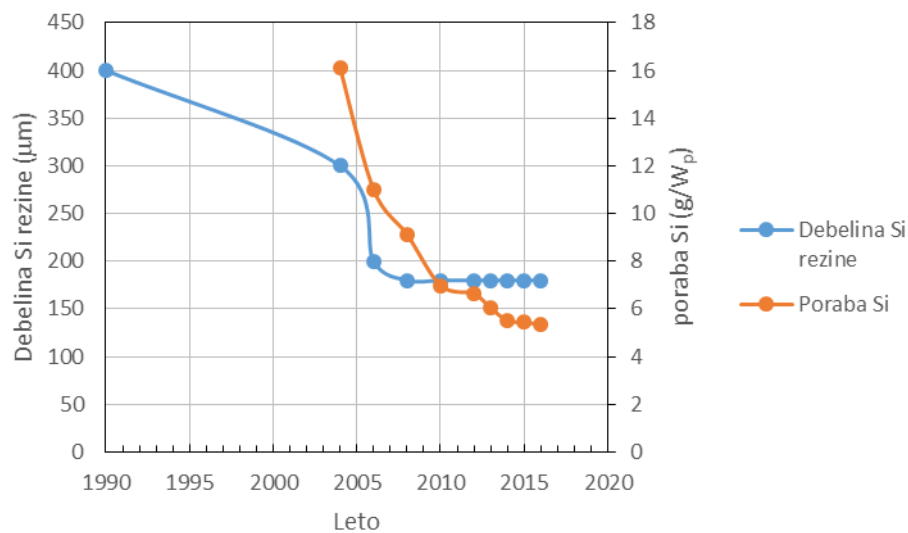
Leto	Izkoristek (%)	
	min	max
2020	19,6	19,6
2030	20,2	20,7
2050	22,1	23,6
2070	23,7	25,8

Skladno z razvojem in povečevanjem izkoristka SE v prihodnosti je pričakovati tudi povečanje specifične moči tipičnih SE (tabela 11).

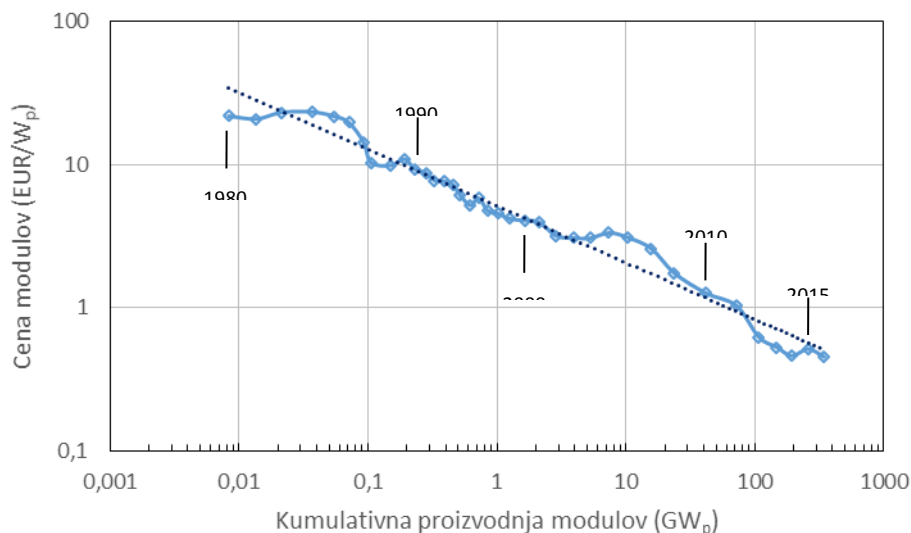
Tabela 11: Predvideni razpon specifične moči tipičnih SE v prihodnosti.

Leto	Specifična moč (W_p/m^2)	
	min	max
2020	174	175
2030	179	184
2050	196	210
2070	210	229

Vse učinkovitejša raba materiala pri izdelavi celic je omogočila zniževanje stroškov. Zmanjševanje uporabe količine silicija ter spreminjanje debeline silicijeve rezine skozi čas je prikazano na sliki 7 ([16], [17]). Vpliv krivulje učenja na ceno kaže, da se je v zadnjih 36 letih po vsaki podvojitvi proizvodnje cena znižala za 24 % (slika 8 – logaritemska skala) ([16], [17]). V analizi so bile upoštevane vse komercialne tehnologije. Upoštevan je bil tudi vpliv inflacije, cene pa so bile preračunane na leto 2016.



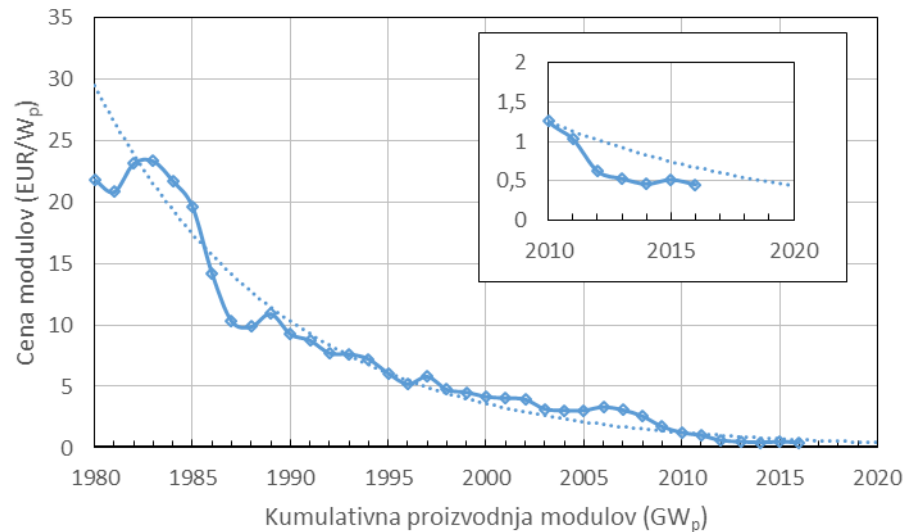
Slika 7: Spreminjanje debeline silicijeve rezine in količine silicija pri izdelavi sončnih celic



Slika 8: Spreminjanje specifične cene modulov skozi čas – logaritemska skala

Linearni prikaz gibanja cene modulov (slika 9) pa jasno kaže, da se absolutno gledano cena s časom vse počasneje znižuje. Ta trend je logičen in pričakovan, saj zaradi zrelosti tehnologije ni

tako naglih napredkov ter velikih znižanj cene. Ekstrapolirana aproksimacijska krivulja za celotno obdobje pa pokaže, da se kratkoročno (do leta 2020) cena relativno malo znižuje.



Slika 9: Spreminjanje specifične cene modulov skozi čas – linearna skala

Na osnovi navedenih virov je bil določen razpon investicijskih stroškov tipičnih SE v prihodnosti (tabela 12). Prikazan je tudi pričakovani povprečni investicijski strošek za različne površine elektrarn (tabela 13).

Tabela 12: Predvideni razpon investicijskih stroškov tipičnih SE v prihodnosti

Leto	Investicijski strošek (EUR/kW _p)	
	min	max
2020	1.215	1.252
2030	881	1.044
2050	660	900
2070	550	850

Tabela 13: Investicijskih stroški tipičnih SE v odvisnosti od velikosti elektrarne

Leto	Investicijski strošek odvisen od površine elektrarne (EUR/kW _p)		
	0 - 200 m ²	200 - 500 m ²	> 500 m ²
2020	1.234	1.147	1.048
2030	963	895	818
2050	780	725	663
2070	700	651	595

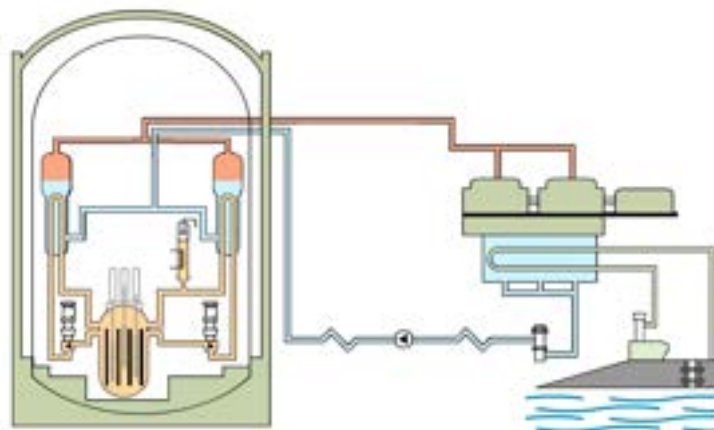
4 Jedrska tehnologija

4.1 Opis tehnologije

Širša uporaba jedrske energije nas spremlja od polovice prejšnjega stoletja (prva jedrska elektrarna na svetu leta 1954). Pomembna prednost uporabe jedrske energije za proizvodnjo električne energije so nizki izpusti toplogrednih plinov v celotnem življenjskem ciklu jedrskih elektrarn. Vsekakor pa je potrebno za varno obratovanje jedrskih objektov izjemno skrbno upoštevanje vseh varnostnih ukrepov.

Raba jedrske energije temelji na principu jedrske reakcije, pri kateri težko atomsko jedro razpade na dve srednje težki jedri (cepitveni produkti), ob dodatnem sproščanju energije kot razlike med maso pred in po jedrski reakciji. Takšno cepitev jeder imenujemo fisija. Energija se sprošča tudi ob zlitju jeder, kar imenujemo fuzija. Ker je trenutno komercialno uporabljana fisija, se bomo osredotočili predvsem na ta vidik rabe jedrske energije.

Najbolj razširjen način uporabe jedrske energije je proizvodnja električne energije. Jedrske elektrarne (JE) so v principu termoelektrarne, kjer toplotno energijo dobivamo s pomočjo jedrske reakcije. Obstaja več variant jedrskih elektrarn, ki pa imajo naslednje skupne elemente: reaktor z gorivnimi in kontrolnimi palicami, sistemom za prenos toplotne energije iz reaktorske posode v uparjalnik, uparjalnik, hladilni sistem ter generator električne energije. Poenostavljena shema jedrske elektrarne z naštetimi komponentami je prikazana na sliki 10.



Slika 10: Shema jedrske elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem [18]

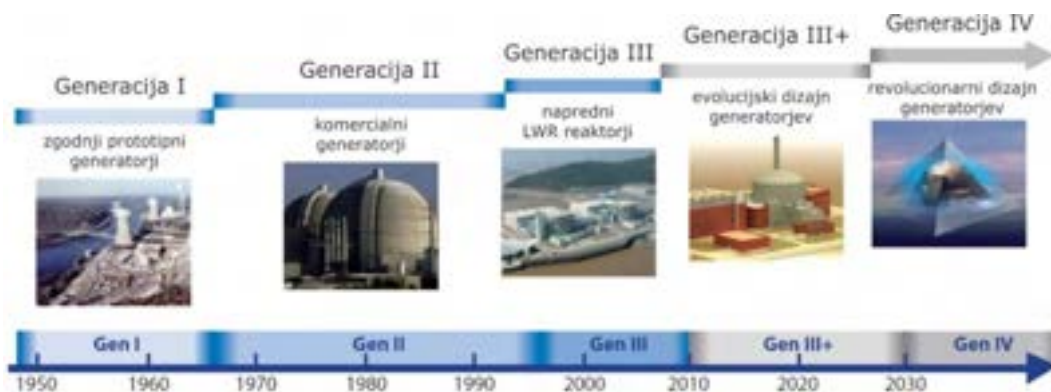
Poglavitna delitev jedrskih elektrarn je glede na tipe jedrskih reaktorjev, ki so odvisni od vrste goriva, hladila in moderatorja. Tako poznamo:

- tlačnovodne reaktorje (PWR),
- vrelne reaktorje (BWR),

- tlačnovodne - težkovodne reaktorje (PHWR),
- plinske reaktorje (GCR),
- vodno hlajene in grafitno moderirane reaktorje (LWGR).

Najbolj razširjen je tlačnovodni reaktor, kjer se kot hladilo uporablja voda pod tlakom (primarni hladilni krog). Uparjanje vode sekundarnega hladilnega kroga se dogaja v uparjalniku od koder se para vodi na turbino. Turbina poganja električni generator, ki kinetično energijo turbine pretvarja v električno. Ob koncu cikla predaja energije turbini voda v kondenzatorju kondenzira, na kar se jo ponovno črpa v uparjalnik.

Ves čas poteka intenzivni razvoj jedrskih reaktorjev v smeri izboljšav tehnologij, varnostnih vidikov, izrabe goriva,... Na sliki 11 je prikazan dejanski in predvideni časovni potek razvoja štirih generacij reaktorjev ([19], [20]). Od prve generacije prototipnih reaktorjev, preko druge generacije velikih komercialnih reaktorjev (temelj trenutne rabe jedrske energije) do tretje, napredne generacije, kjer so sistemi nadgrajevani v smislu večje varnosti in večje fleksibilnosti pri integraciji v elektroenergetski sistem (izboljšane možnosti za obratovanje pri različnih obremenitvah ter večjo možno dinamiko sprememb obremenitve). Ta vloga bo ključna v sodobnem elektroenergetskem sistemu, ker se zaradi povečanega vključevanja virov z manj stabilno in od narave odvisno proizvodnjo zahteva velika prilagodljivost ostalih proizvajalcev, kot so med drugim tudi jedrske elektrarne. Iskanje novih, še boljših rešitev za še varnejšo uporabo jedrske energije s ponovno porabo že uporabljenega jedrskega goriva pa poteka pri razvoju četrte generacije jedrskih reaktorjev.



Slika 11: Razvoj jedrskih reaktorjev skozi čas [18]

Časovni okviri za razvoj III in IV generacije reaktorjev na osnovi [19] pa je podan v tabeli 14. Poleg razvojne časovnice velikih enot je prikazana tudi predvideni razvoj malih modularnih reaktorjev (SMR).

Tabela 14: Časovni okviri razvoja fisijskih jedrskih reaktorjev [19]

Generacija/vrsta reaktorja	Leto	
	od	do
Optimizacija Gen III	v teku	2025-35
Razvoj Gen IV	v teku	2030-40

Generacija/vrsta reaktorja	Leto	
	od	do
Komercialne elektrarne z Gen IV	2030	2040-50
Razvoj SMR (small modular reactors)	v teku	2025-30

Na področju razvoja fuzijskega reaktorja je še dolga razvojna pot. Menja pa smo, da bo ta vir energije lahko pomembno doprinesel k razvoju v prihodnosti, zato v tabeli 15 navajamo grobe časovne okvirje razvoja te tehnologije ([19], [21]).

Tabela 15: Časovni okvirje razvoja fuzijskega jedrskega reaktorja

Razvojna stopnja	Leto	
	od	do
TLR3-4 (ITER)	v teku	2030-50
TLR5 (DEMO)	2030-50	2070
TLR6-9: Industrijski fuzijski reaktor	2050	2080

4.2 Potenciali

Pred Slovenijo so pomembne odločitve glede nadaljnje energetske politike. Ena od teh odločitev je tudi odločitev o nadaljnji uporabi jedrske energije.

V tabeli 16 so prikazane štiri variante nadaljnje uporabe jedrske energije. Poleg navedenih variant se bo mogoče odprla tudi možnost uporabe SMR, če in ko bodo ti na ustrezni ravni razvoja. Podobno razmišljanje velja tudi za fuzijsko tehnologijo, ki je pa še v veliko bolj zgodnji razvojni fazi in njena implementacija verjetno presega časovni okvir zajet v tej študiji.

Tabela 16: Variante nadaljnje uporabe jedrske energije v Sloveniji

Leto	Inštalirane kapacitete JE (MW)			
	brez	min	mid	max
2020	696	696	696	696
2030	696	696	696	696
2050	0	1.100	1.600	1.600
2070	0	1.100	1.600	3.200

brez: obratovanje obstoječe NEK do leta 2043; novih JE se ne gradi

min: obratovanje obstoječe NEK do leta 2043; nova JE moči 1100 MW se gradi med leti 2030-2040 (pred zaprtjem NEK - nadomestna JE)

mid: obratovanje obstoječe NEK do leta 2043; nova JE moči 1600 MW se gradi med leti 2030-2040 (pred zaprtjem NEK - nadomestna JE)

max: obratovanje obstoječe NEK do leta 2043; nova JE moči 1600 MW se gradi med leti 2030-2040 (pred zaprtjem NEK - nadomestna JE); dodatna JE moči 1600 MW se gradi med leti 2050-2070

4.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

V tabeli 17 so predstavljene jedrske enote, ki jih ponujajo dobavitelji te tehnologije. Zbrane so enote, ki bi bile za Slovenijo najbolj zanimive, če bi se odločili za nadaljnjo uporabo jedrske energije. Poleg velikih enot na trgu so navedene tudi SMR enote (tabela 18). Poleg tehničnih in ekonomskih kazalnikov, ki bodo upoštevani pri odločitvi za ali proti JE, je potrebno v prihodnosti upoštevati tudi izredno pomembne okoljske vidike. Vsekakor pa je pri uporabi JE potrebno upoštevati najstrožje varnostne zahteve. Tako pri gradnji, kot tudi pri nadaljnji uporabi.

Tabela 17: Izbrane velike enote JE

Moč (MW)	Dizajn in država
1.100 – 1.200	AP1000 (ZDA - Japonska) / ATMEA (Francija - Japonska) / Hualong-1 (Kitajska) / AES-2006 (Rusija) / CAP1000 (Kitajska)
1.600 – 1.700	EPR (Francija) / APWR (Japonska)

Tabela 18: Izbrane SMR enote JE

Razred SMR	Moč (MW)	Dizajn in država
veliki SMR	180 - 210	mPower (ZDA) / HTR-PM (Kitajska)
srednji SMR	100 - 110	ACP-100 (Kitajska) / SMART (Južna Koreja)
mali SMR	25 - 45	CAREM-25 (Argentina) / NuScaleSMR (ZDA)

Zaradi zahtevnosti tehnologije in nenehnega razvoja sistemov zmanjševanja investicijskih stroškov za JE v prihodnosti ne pričakujemo. Vsekakor pa lahko dodatne okoljske in varnostne zahteve v prihodnosti predstavljajo pomemben vzvod za povečanje investicijskih stroškov. Razpon in gibanje predvidenih investicijskih stroškov za izgradnjo JE v prihodnosti, ki je določen na osnovi ([12], [19]) je podan v tabeli 19.

Tabela 19: Predvideni razpon investicijskih stroškov JE v prihodnosti

Leto	Investicijski strošek (EUR/kW)	
	min	max
2020	3.500	4.680
2030	3.510	4.820
2050	3.515	5.060
2070	3.520	5.370

5 »Technology and Fuel Switch« Tehnološki in gorivni prehod

5.1 Opis tehnologije

Tehnološki oz. gorivni prehod je mogoče izpeljati na velikih prašnih elektrarnah, ki kot osnovno gorivo uporabljajo premog, ki je CO₂ intenzivno gorivo.

Posodobitve oz. predelave so lahko zelo različne, možne v sledečih smereh:

- Dodajanje in mešanje goriva oz. zamenjava:
 - Sosežig lesne biomase, v manjši meri, s premogom na obstoječi napravi, brez večjih dodatnih tehnoloških posegov,
 - Predelava premogovne kurilne naprave na 100% uporabo lesne biomase (peletov - manj obsežna predelava ali sekancev – zahtevnejša in dražja predelava),
- Tehnološka zamenjava premogovne elektrarne z:
 - novo sodobno plinsko parno elektrarno na zemeljski plin ali
 - elektrarno na lesne sekance.

5.1.1 Sosežig lesne biomase v obstoječih premogovnih napravah

Sosežig lesne biomase, ki je dodana k premogu, se lahko izvede:

- z uporabo peletov, ki se dodajajo k premogu in
- z uporabo sekancev, ki v premogovnem kotlu dogoreva na dodatni sežigalni rešetki.

Oba načina sosežiga biomase sta se v preteklosti že oziroma se še uporabljata v slovenskih elektrarnah.

Pelete so v preteklosti sosežigali v TEŠ kot dodatek k premogu. Brez večjih tehnoloških predelav bi bilo v prihodnosti to izvesti tudi na B6 TEŠ. Kandidat za tovrstno izvedbo je tudi B5, ki ima že tehnološko zmožnost sosežiga kostne moke, možno pa bi bilo uporabiti tudi mulj iz čistilnih naprav.

Pri uporabi sekancev, ki so cenovno ugodnejši kot peleti, a z višjo vsebino vlage, imajo bogate izkušnje tudi v TOL. Tu je za sosežig potrebno dograditi posebno zgorevalno rešetko, ki se jo vgradi v lijak premogovnega kotla.

5.1.2 Predelava premogove elektrarne na 100% kurjenje biomase

V tem primeru obstoječo premogovo elektrarno prenovijo v kurjenje izključno biomase.

Pri tem se predelava obstoječega premogovnega bloka izvede za uporabo ali

- lesnih peletov ali
- lesnih sekancev.

5.1.2.1 Predelava na lesne pelete

To predstavlja najbolj preprost in z vidika investicijskega vložka najnižji način preobrazbe premogove elektrarne na CO₂ nevtralno gorivo, lesne pelete.

Lesni peleti in premog imajo podobne karakteristike z vidika sežiga v obstoječi premogovni napravi.

Peleti predstavljajo gorivo, ki je homogeno in posušeno iz različnih frakcij lesa, bodisi iz neposredno iz lesa, lesnih ostankov ali celo iz ostankov iz kmetijstva. Peleti vsebujejo majhno vsebnost vlage, po navadi manj kot 10%. Primerni so za transport, bodisi po železnici ali celo z ladjami.

V elektrarni se kotlovski sistem in tok dimnih plinov bistveno ne spreminjata, načeloma ni potrebna naprava za DeSOx (lahko bypass), saj je vsebnost žvepla v lesu bistveno manjša kot pri premogu. Ostale čistilne naprave morajo obratovati normalno (odpraševanje in denitrifikacija).

Vse to zagotavlja, da izkoristek kotla in parametri pare ne bodo bistveno (manjši na nivoju nekaj odstotnih točk) spremenjeni, saj je potrebno izvzeti manj toplotne energije za grelnik zraka (luvo). Zaradi zamenjave goriva se pričakuje večja količina žindre in pepela, kar bo dodatno obremenilo kotlovsko postrojenje in njegovo obrabo.

Po navadi je lahko zaradi nižje kurilnosti peletov napram premogu potreben večji masovni vnos goriva, to pa zahteva tudi primerne zalogovnike in logistiko goriva. Potrebna je predelava in prenavitve mlinov zaradi povečanega pretoka goriva, predelava gorilnikov in zaradi povečane količine dimnih plinov tudi delne modifikacije na ventilatorjih vleka.

Prenovljena elektrarna z vsemi sistemi naj bi zagotavljala še vsej 15 let življenjske dobe za zagotavljanje uspešne ekonomike in povračilne dobe prenovljenih komponent.

5.1.2.2 Predelava na lesne sekance

Pri tem načinu preobrazbe premogovne elektrarne je potreben obsežnejši in dražji poseg.

Na novo je potrebno dodat napravo za pripravo goriva, zaradi predelave sekancev v suho in granulacijsko fino biogorivo.

Vsebnost vlage v gorivu je potrebno znižati pod 10 %. To se lahko izvede bodisi s posebno sušilno napravo (dodatna peč) ali z uporabo odvzetih vročih dimnih plinov iz toka dimnih plinov. Pred fazo sušenja goriva je potrebno sekance dodatno preoblikovati v manjše delce (mlini) primerne za sežig v kotlih na prašno kurjavo.

Obstoječ kotel in tok vročih dimnih plinov je lahko v nadaljnji uporabi ob le manjših modifikacijah, prav tako ostali deli elektrarne (čistilne naprave nameščene v toku dimnih plinov, turbinski del, hlajenje in eventualno odjem toplote). Naprava obdrži nazivno toplotno in električno moč ter izkoristek načeloma na enakem nivoju (nekoliko nižja) kot tista na premogov prah, saj se znižajo temperatura v kotlu, posledično so nižji tudi parametri sveže in pregrete pare (temperatura, tlak).

Alternativo predstavlja predelava kotla z vgradnjo zgorevalne rešetke, vendar ta način ne zagotavlja enakega ranga toplotne in električne moči naprave.

5.1.3 Tehnološka zamenjava obstoječe premogovne naprave z novo na gorivo z manjšo CO₂ intenzivnostjo

V primerih, da je obstoječa premogovna naprava blizu poteka življenjske dobe (ca manj kot 15 let pred potekom) potem za znižanje okoljske obremenjenosti s CO₂ na osnovi preteklih ukrepov niso smiselni.

V takih primerih, želimo ohraniti energetska lokacija, tako da:

- opredelimo novo sodobno plinsko-parno elektrarno (PPE) na zemeljski plin ali
- novo elektrarno na osnovi CFBC na lesne sekance.

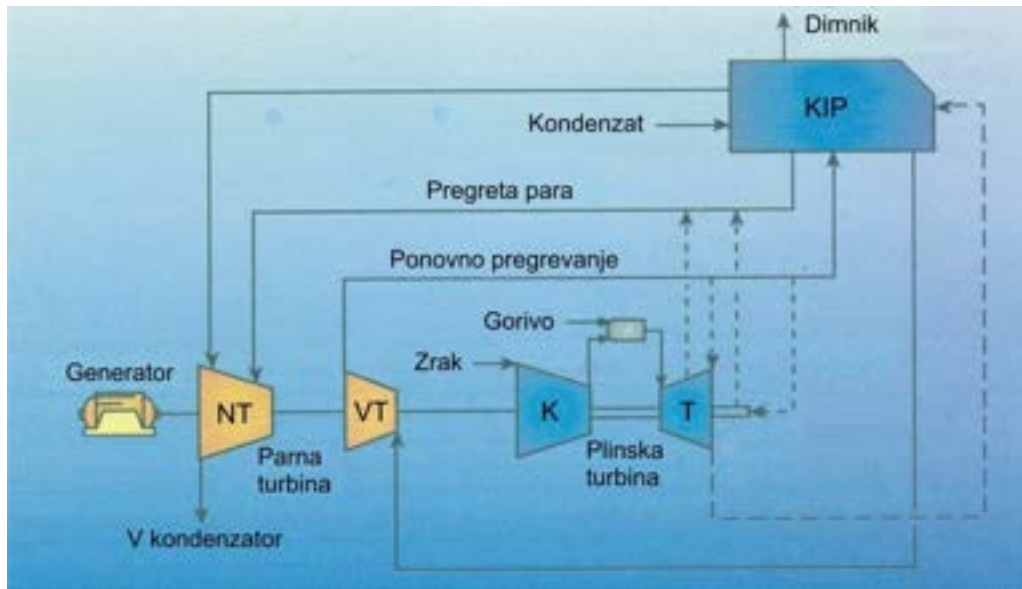
5.1.3.1 Plinsko parna elektrarna na zemeljski plin

Plinsko parna tehnologija proizvodnje električne energije v Evropi predstavlja eno najbolj uporabljenih tehnologij v velikih elektrarniških novogradnjah. Pred leti praktično več kot 90%, danes pa še vedno z visokim deležem instaliranih novih kW v EU iz konvencionalnih virov prihaja iz plinsko parnih elektrarn, ki kot primarni energent uporabljajo zemeljski plin.

Največja prednost, ki jo imajo danes PPE, je njihov nizek investicijski strošek. PPE še vedno predstavljajo najučinkovitejšo in obratovalno fleksibilno tehnologijo za proizvodnjo električne energije na osnovi fosilnih goriv, katere izkoristki presegajo 60 %. V prihodnosti pa naj bi se dvignili še za nekaj odstotnih točk. Glede nato, da se smatra zemeljski plin kot prehodno gorivo v brezogljihno družbo, je naslonitev na tovrstno tehnologijo primerna za razvojne načrte.

Največja velikost posameznih plinskih turbin je v zadnjem obdobju hitro naraščala, tako so v obratovanju že enote z močjo od 350 do 460 MW, prihajajo pa že večje, tehnološko še bolj izpopolnjene, velikost v enem kosu pa je edina pot za povišanje izkoristkov. S pridodanim utilizatorjem danes obratujejo plinsko parne enote v konfiguraciji 1+1 z močjo med 600 in 680 MW. Niso pa redke elektrarne, ki dograjujejo oziroma na novo postavljajo komplekse

proizvodnih kapacitet v velikosti $K \times (540 - 680)$ MW. To so elektrarne skupne moči med 1200 in več kot 2000 MW na eni lokaciji, kar konkurira velikim jedrskim enotam. Izkoristki današnjih enot krepko presegajo 60%, v primeru zadostnega toplotnega odjema energijski izkoristki bistveno presegajo 85%.

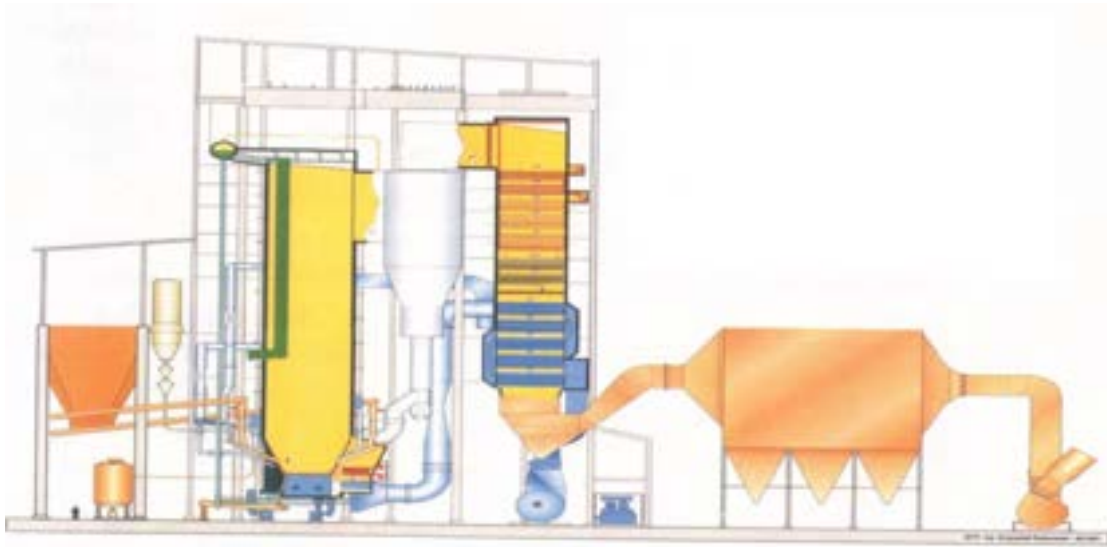


Slika 12: Shema plinsko parne elektrarne v konfiguraciji 1+1

5.1.3.2 Elektrarna na osnovi tehnologije FBC za lesne sekance

Tehnologija zgorevanja v lebdeči plasti je stara več kot 40 let. Prve enote, ki so začele komercialno obratovati, so bile male industrijske, ki so kot gorivo uporabljale lubje ali šoto. Danes se kot goriva uporabljajo različni viri od premogov do biomase in mešanic vsega gorljivega, lahko tudi le biomasa različnih virov in vsebin.

V zadnjem času se je povečala inštalirana moč posamezne enote in prehod na nadkritične parametre pare. Za uporabo biomase (sekancev) je tehnološko najprimernejše zgorevanje v krožeči lebdeči plasti pri atmosferskem tlaku (CFBC).



Slika 13: Konfiguracija elektrarne s CFBC kotlom

Konfiguracijo elektrarne s CFBC kotlom prikazuje spodnja slika. Od potrebnih čistilnih naprav je v elektrarniški sistem vključeno odstranjevanje letečih trdnih delcev, to je bodisi elektro ali vrečasti filter ter denitrifikacijska naprava. Odstranjevanje žveplovih snovi pri kurjenju biomase ni potrebno.

Za sežig biomase so najprimernejše velikosti naprav med 200 in 400 MW.

5.2 Potenciali

Potenciala za tovrstne tehnološke in gorivne preusmeritve sta obratujoči elektrarni TEŠ in TOL, lahko pa se ponovno aktivira TET.

V **TEŠ** naj bi do 2054 sežigali domač lignit. Do predvidenega roka naj bi deloval B6, medtem ko naj bi B5 proizvajal električno energijo le do leta 2030, v okrnjenem obsegu glede na pretekle proizvodnje. Sosežig lesne biomase (peleti) na B6, do energijske vrednosti 10% na primarni strani, ni problematično in ga je možno sprovesti brez dodatnih investicijskih vlaganj. Peleti pa bi se mešali s premogom na deponiji.

V primeru, da se zaradi politične ali drugačnih odločitev o zaustavitvi B6 pred omenjenim rokom, je možno izvesti tehnološki in gorivni preskok prej. Le ta je možen tudi v primeru, da se pojavijo potrebe po proizvodnji električne energije v RS že v bistveno bolj zgodnjih časih, saj je na lokaciji ob dekomisiji B1-4 prostor in vsa potrebna infrastruktura za postavitve nove enote bodisi PPE ali enote na biomaso.

V **TOL** poteka razpis za zamenjavo B1 in 2 s PPE na zemeljski plin, kar je v kontekstu vsebine tega poglavja. Kasneje je predvidena še ena faza dogradnje PPE. B3 kot primarno gorivo prevladujoče uporablja uvoženi premog in sosežiga lesne sekance na rešetki v največjem

možnem obsegu. Zahtevana je okoljska prilagoditev B3 z vidika izpustov. Predvidoma je ocenjena življenjska doba bloka do leta 2030, zato ni smiselno nadaljnja prenova v smislu tega poglavja. Je pa TOL primerna lokacija za večjo enoto na obnovljive vire (biomasa različnih oblik, lahko tudi sosežig odpadkov ali ločena enota) po poteku življenjskih dob obstoječih in načrtovanih objektov za namen SPTE.

TET je vsekakor primerna lokacija za nadaljnjo proizvodnjo električne energije vendar ob omejitvah, ki jih definira razpoložljivost in eventualen razvoj infrastrukture.

5.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

Tabela 20: Predvidene karakteristike PPE , leto 2030, leto 2050 (SPTE)

Parameter	Leto 2030	Leto 2050
Instalirana moč* (MW)	550	550
Tehnološka konfiguracija	1xPT, 1xPA	1xPT, 1xPA
Moč na pragu (MW)	525	525
Tehnični minimum (MW)	320	280
Primarni energent (MJ/Sm ³)	zemeljski plin Hi=34,05	zemeljski plin Hi=34,05
Specifična poraba – letno povprečje (kJ/kWh)	6102	5900
Neto izkoristek – letno povprečje (%)	59,0	61,0
Način proizvodnje električne energije	trapezni – pasovni	trapezni – pasovni
EFOR (%)	3,0	3,0
Redno letno vzdrževanje (ur/leto) - EOU**	500	450
Čas izgradnje enote (leta)	3	3
Ekonomska življenjska doba objekta (let)	25-30	25-30
Skupni strošek investicije - TPC (mio €)	455	440
Emisije NOx (mg/kWh)	155	125
Emisije prahu (mg/kWh)	4	3

Tabela 21: Predvidene karakteristike elektrarne na biomaso na osnovi FBC tehnologije, leto 2030, leto 2050 (SPTE)

Parameter	Leto 2030	Leto 2050
Instalirana moč (MW)	300	400
Tehnološka konfiguracija	CFBC	CFBC
Moč na pragu (MW)	270	365
Tehnični minimum (MW)	100	120
Primarni energent (MJ/kg)	Biomasa Hi=10-18	Biomasa Hi=10-18
Specifična poraba – povprečje (kJ/kWh)	9500 – 10200	9300 – 10000
Neto izkoristek – povprečje (%)	35,0 - 38,0	36,0 - 38,5

Parameter	Leto 2030	Leto 2050
Instalirana moč (MW)	300	400
Način proizvodnje električne energije	pasovni	pasovni
EFOR (%)	9,0	9,0
Redno letno vzdrževanje (ur/leto)	700	650
Čas izgradnje enote (leta)	3	3
Ekonomska življenjska doba objekta (let)	30	30
Skupni strošek investicije - TPC (mio. €)	630	820
Emisije NOx (mg/kWh)	300-750	250-500
Emisije prahu (mg/kWh)	25-60	25-40

6 Zajem in shranjevanje ogljika

6.1 Opis tehnologije

Za preprečevanje izpustov toplogrednih plinov v ozračje pri rabi fosilnih goriv, kot so premog, nafta in zemeljski plin, se je EU v tako imenovanem prehodnem obdobju odločila za spodbujanje razvoja tehnologij, ki omogočajo zajem in shranjevanje ogljika (CCS – Carbon Capture and Storage) kot vmesne, premostitvene faze med naprednimi nizkoogljimi tehnologijami in sedanjim stanjem.

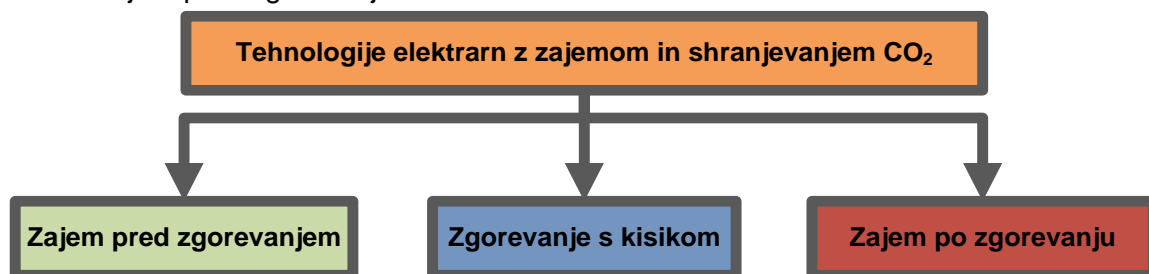
Glavni namen razvoja tehnologije za zajem, transport in shranjevanje CO₂ je zmanjšati izpuste CO₂ pri proizvodnji električne energije iz fosilnih goriv, predvsem premoga in tudi nafte ter zemeljskega plina. Obvladovanje emisij toplogrednih plinov v termoelektrarnah na fosilna goriva med drugim vključuje implementacijo:

- zajema CO₂ na viru,
- transporta CO₂ po ogljikovodu do vira shranjevanja ter
- vtiskanje in shranjevanja ogljika.

Pri zgorevanju fosilnih goriv, predvsem premoga, pa tudi tekočih goriv in zemeljskega plina nastaja ogljikov dioksid, ki je najpomembnejši antropogeni toplogredni plin. Tehnologije CCS predpostavljajo različne koncepte zajema ogljikovega dioksida velikih točkovnih virov, njegovega transporta in trajnega shranjevanja. Poudarek bo usmerjen le v tehnologije zajema CO₂.

Tehnologije zajema ogljika, ki se lahko uporabljajo pri proizvodnji elektrike in toplote, se delijo na (Slika 14):

- zajem po zgorevanju,
- zgorevanje s kisikom in
- zajem pred zgorevanjem.



Slika 14: Tehnologije zajema CO₂ v sektorju proizvodnje električne in toplotne energije

6.1.1 Zajem CO₂ po zgorevanju

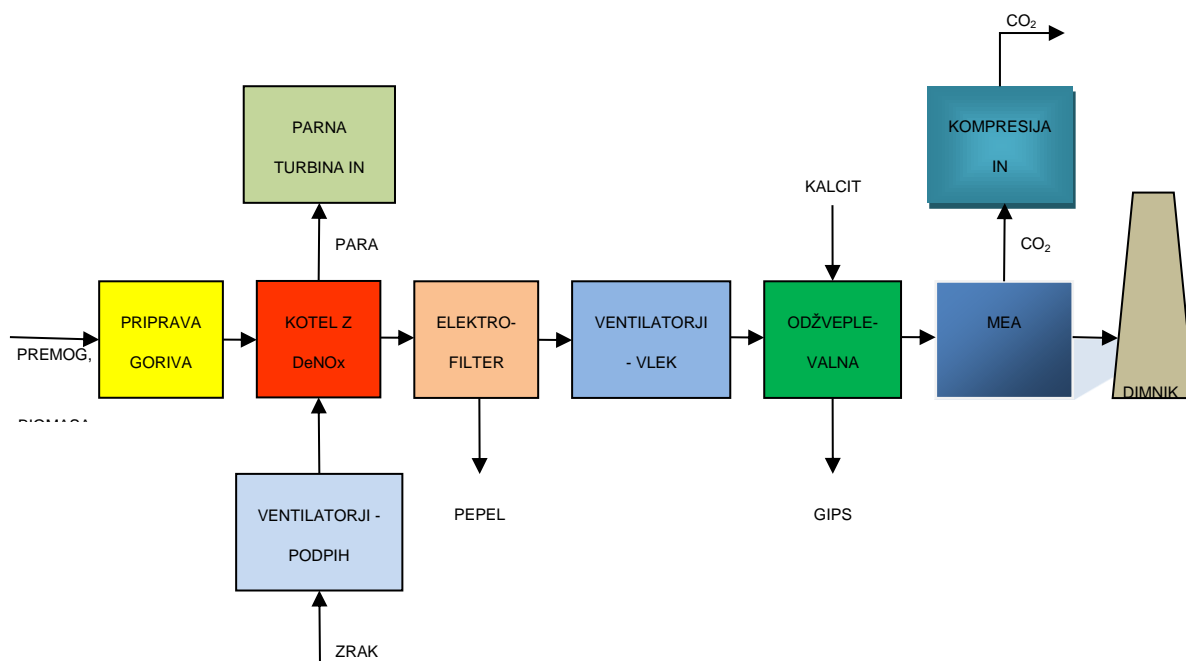
Največ aplikacij in uporabnosti izkazuje zajem CO₂ po zgorevanju. Tehnologija temelji na kemijski absorpciji z amini. Za to tehnologijo so opredeljene tudi zahteve, ki zagotavljajo »zmožnost zajema – capture ready«. Vitalni elementi oziroma lastnosti elektrarne, ki morajo izpolnjevati določene zahteve, so lokacija elektrarne oziroma razpoložljivost prostora ter karakteristike tehnološkega procesa.

Post zgorevalni princip se lahko uporablja v kombinaciji z različnimi tehnologijami proizvodnje električne energije, kot so na primer na kotlih z zgorevanjem premoga v letu ali vrtinčni plasti, plinske turbine v enostavnem procesu, kombinirane plinsko parne elektrarne na zemeljski plin in podobne naprave.

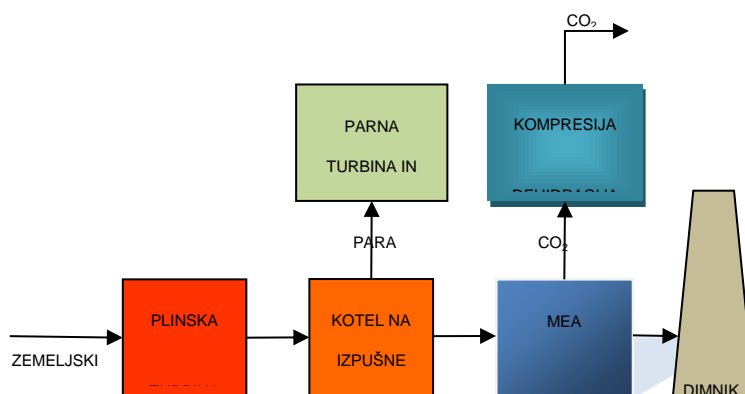
V primeru zajema po zgorevanju se ogljikov dioksid izdvaja iz toka dimnih plinov po končanem zgorevalnem procesu pri nizkem, praktično atmosferskem tlaku in nizki koncentraciji CO₂, ki se običajno giblje v območju med 3 in 15 % (tudi do 18 %). Izkoristek čiščenja lahko dosega do 90%.

Poleg samega izločanja CO₂ je kot pomemben sklop celotne naprave potrebno omeniti tudi kompresorsko postajo, ki bo zagotovila ustrezne tlačne razmere za transport utekočinjenega plina do ponora in mesta trajne shranitve.

Pri vseh konceptih omenjenega zgorevanja fosilnih goriv in biomase je odstranjevanje CO₂ iz dimnih plinov zasnovano v t. i. »tail end« izvedbi. To dejansko pomeni, da je to zadnja čistilna naprava v seriji in nameščena tik pred izpustom dimnih plinov v dimnik (sliki 15 in 16).



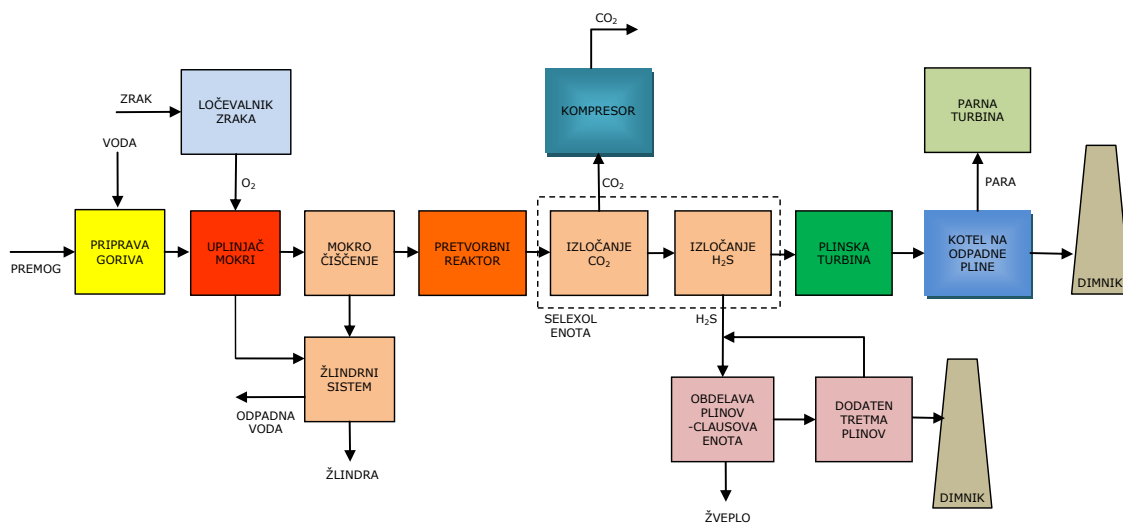
Slika 15: Zaporedje tehnoloških komponent in povezava naprave za izločanje CO₂ iz dimnih plinov pri premogovem prašnem zgorevanju



Slika 16: Zaporedje tehnoloških komponent in povezava naprave za izločanje CO₂ iz dimnih plinov pri plinsko parni elektrarni na zemeljski plin

6.1.2 Zajem ogljika pred zgorevanjem

Pri zajemu ogljika pred zgorevanjem se fosilna goriva (premog, tekoča goriva, biomasa, zemeljski plin,..) najprej pretvorijo v sintetični plin (syngas), ki je prvenstveno mešanica ogljikovega monoksida in vodika. Pretvorba se izvaja ali s parno reformacijo (steam reforming) ali delno oksidacijo pri visokem tlaku, ki se v odvisnosti od izbrane tehnologije nahaja v območju med 20 in 80 bari. CO v posebnem reaktorju (water-gas shift reactor) reagira s paro, pri čemer se tvori CO₂ in dodatne količine vodika. V naslednjem koraku se ogljikov dioksid oddvoji od vodika. Z vodikom bogat plin v nadaljevanju procesa zgori v ustrezno prirejenih plinskih turbinah ali pa se uporablja v stacionarnih gorivnih celicah za proizvodnjo električne in toplotne energije ali pa za druge namene (kot pogonsko gorivo gorivnih celic vozil, v industriji,..).



Slika 17: Funkcionalni elementi IGCC procesa in njihove povezave

Tako je tehnologija zajema CO₂ pred zgorevanjem prvenstveno neposredno povezana z IGCC tehnologijo (slika 17).

Zaradi visokega parcialnega tlaka ogljikovega dioksida je zajem ogljika v procesu pred zgorevanjem energijsko in ekonomsko ugodnejši od procesa zajem po zgorevanju.

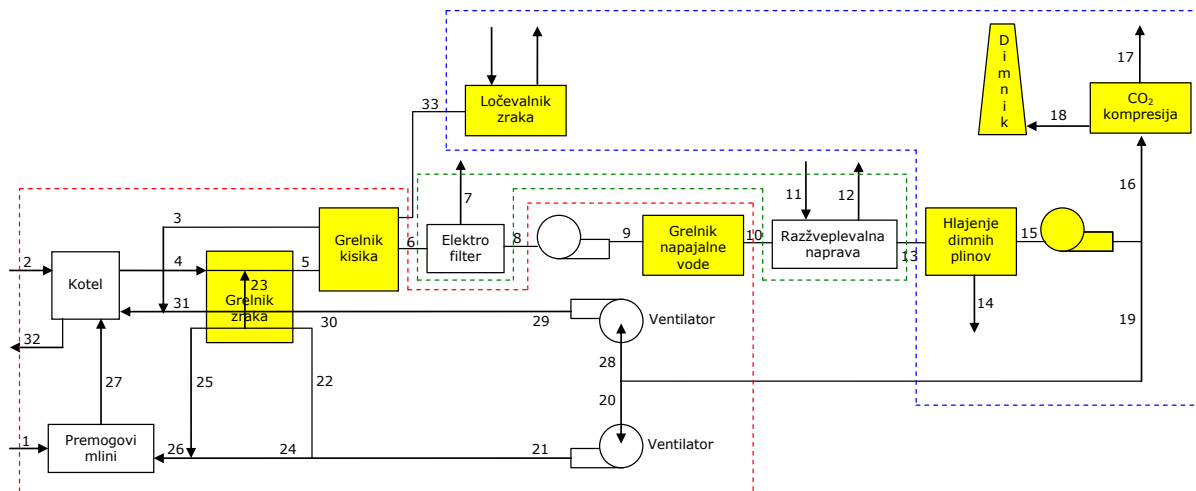
Tudi pri zemeljskem plinu pride do pretvorbe v H₂ in CO₂, pri čemer se vodik uporabi v nadaljnjih pretvorbah, CO₂ pa izloča.

6.1.3 Zgorevanje v kisiku

Pri tehnologiji zgorevanja v kisiku gorivo zgori v kisikovi atmosferi. Čisti kisik dobavlja enota, ki ga izdvaja iz zraka. Namesto ločevanja CO₂ od dušika, kar se dogaja v procesu zajema ogljika po zgorevanju, se tu najprej od dušika ločuje kisik, s čimer se zgorevalni proces izogne stiku med gorivom in dušikom. Nastale dimne pline tako prvenstveno sestavljata ogljikov dioksid in vodna para. Para se enostavno izdvoji s kondenzacijo in ostane le ogljikov dioksid.

Del dimnih plinov se vodi nazaj v zgorovalno komoro, s čimer se uravnava temperatura plamena oziroma zgorevanja. Dejstvo je, da današnji materiali, ki se uporabljajo v napravah za energetske transformacije, ne zdržijo tako visokih temperatur, kot nastajajo ob gorenju s čistim kisikom.

Slika 18 shematsko prikazuje potek zgorevanja v kisiku uporabljen pri klasični premogovi prašni tehnologiji.



Slika 18: Diagram poteka pri premogovni elektrarni, ki deluje na osnovi zgorevanja s kisikom

Tehnologija zgorevanja s kisikom se lahko uporablja v ustrezno prirejenih tako plinsko parnih elektrarnah kot plinskih turbinah kot premogovnih enotah.

Danes se za ločevanje kisika iz zraka največ uporablja kriogenska tehnologija.

Postopek zgorevanja s kisikom je mogoče dograditi v obstoječe velike kurilne naprave, ki pa jih je ob tem potrebno ustrezno prilagoditi. Na tem področju se glavnina raziskav in razvoja posveča zgorevanju, prenosu toplote, žlindranju in koroziji.

6.2 Potenciali

Proces CCS je bila ena od okoljskih prioritete EU. Vzpostavil se je obsežen demonstracijski program, ki je imel za cilj pospešiti komercialni program.

Cilj je bil zagon dvanajstih CCS projektov do leta 2015. Danes je tempo implementacije močno upočasnjen oziroma je zastal. Dva glavna krovna EU projekta: European Energy Programme for Recovery in New Entrants Reserve of the EU Emissions Trading Scheme Programme (NER300) stagnirata brez konkretne izvedbe. Tako so bili predvideni projekti bodisi zaustavljeni ali preklicani (8 zaustavljenih, 9 preklicanih).

Najbolj obetajoč je bil razvojni program v Veliki Britaniji. Tam so razpisali razvojne projekte v vrednosti 1 mrd GBP, vendar so v letu 2016 razpis zaustavili.

V svetu poteka največ demonstracijskih projektov predvsem na področju naftne in plinske industrije.

V splošnem se ugotavlja, da so kritični za nadaljnjo implementacijo CCS spodbudni regulatorni okviri, a poslovni interesi morajo biti najpomembnejši. Uspešna finančna konstrukcija projekta mora biti sestavljena iz različnih komponent, med katerimi je le ena od vseh državna podpora.

Neglede na trenutno stanje na implementaciji tehnologij CCS ostaja to priložnost za občutno znižanje emisij CO₂ ne le v sektorju proizvodnje električne energije, ampak tudi v ostalih industrijskih CO₂ intenzivnih panogah.

Tudi v Sloveniji so potenciali za implementacijo CCS na obstoječih elektroenergetskih lokacijah:

- TEŠ in
- TE-TOL.

V TEŠ naj bi se najdlje do leta 2020 v proizvodnji električne in toplotne energije uporabljal B4, okoljsko prilagojen B5 pa do leta 2030. Implementacija ukrepov CCS v tem obdobju ni smiselna na teh dveh napravah.

Dolgoročno je možen potencial za zmanjševanje emisije CO₂ iz B6 z uporabo tehnologije CCS med letoma 2030 in 2050, ko naj bi potekla življenjska doba bloka. Do leta 2030 je predvidena emisija CO₂ iz B6 na nivoju 3000 kt, v obdobju do leta 2050 pa nivoju 2000 kt, če bo obveljala strategija kurjenja le domačega premoga, drugače lahko tudi več (ca 2500 kt), predvsem v cilju boljše ekonomike delovanja bloka. Ob predpostavki o 90 % zajemu CO₂ znaša potencial znižanja najmanj ca 1800 (2250) kt CO₂.

V TE-TOL naj bi izvedli prehod iz uporabe premoga na zemeljski plin v dveh fazah. Stari enoti, B1 in B2, naj bi zamenjali sodobni fazi prenove na osnovi PPE na zemeljski plin, ki bosta najverjetneje »capture ready«. Pri B3, katerega potek življenjske dobe se pričakuje po letu 2030, ni smiselnosti za implementacijo CCS.

Ocenjena implementacija CCS na obeh fazah PPE bi lahko zmanjšala emisijo CO₂ – potencial, za ca 450 do 550 kt letno ob predpostavki o 90 % zajemu.

6.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

V dokumentu bomo obravnavali sledeče tehnologije proizvodnje električne energije z zajemom CO₂:

- prašna premogova enota s post zgorevalnim odstranjevanjem CO₂ na osnovi aminov (retrofit TEŠ B6),

- PPE s post zgorevalnim zajemom CO₂s pomočjo aminov.
-

Tabelarično bodo podani osnovni parametri za predstavljene primere.

6.3.1 Premogovna prašna enota z naknadno vgrajenim zajemom in kompresijo CO₂

Podan je primer naknadne vgrajene naprave za zajem CO₂ na premogovni napravi TEŠ 6.

Parametri TEŠ B6	Brez zajema CO ₂	Zajem CO ₂ – 50% Leto 2030	Zajem CO ₂ – 50% Leto 2040	Zajem CO ₂ – 90% Leto 2030	Zajem CO ₂ – 90% Leto 2040
Vhodna toplotna moč (MWt)	1275	1275	1275	1275	1275
El. moč na generatorju (MW)	600	546	549	503	506
Moč na pragu (MW)	554	465	484	395	415
Neto el. izkoristek (%)	43,4	36,5	37,9	31,0	32,5
DELTA izkoristka *(% točke)	0,0	-6,9	-5,5	-12,4	-10,9
Sp. emisije NOx (mg/kWh)	580	150	150	150	150
Sp. emisije prahu (mg/kWh)	40	10	10	10	10
Sp. emisije SOx (mg/kWh)	1000	100	100	100	100

Ocena investicijskih vlaganj v izvedbo zajema in stiskanja – stalne cene 2012

	50 % čiščenje, leto 2030	280 mio. EUR
	50 % čiščenje, leto 2040	260 mio. EUR
	90 % čiščenje, leto 2030	400 mio. EUR
	90 % čiščenje, leto 2040	375 mio. EUR

6.3.2 Plinsko parna elektrarna s prigradenim post zgorevalnim zajemom in kompresijo CO₂

Podan je primer PPE razreda velikosti 450 MW brez zajem in z zajemom ob predpostavki o 90 % zajemu in kompresiji CO₂.

PPE	Brez zajema CO ₂	Zajem CO ₂ – 90% Leto 2030	Zajem CO ₂ – 90% Leto 2050
Vhodna toplotna moč (MWt)	750	750	750
El. moč na generatorju (MW)	450	396	405
Lastna raba EE skupaj (MW)	9	41	37
Moč na pragu (MW)	441	355	368
Neto el. izkoristek (%)	58,8	47,3	49,0
DELTA izkoristka *(% točke)	0,0	-11,5	9,8
Sp. emisije NOx (mg/kWh)	155	100	80
Sp. emisije prahu (mg/kWh)	4	1	1

Ocena investicijskih vlaganj v PPE - CCS stalne cene 2012 - TPC		
	90 % čiščenje, leto 2030	465 mio. EUR
	90 % čiščenje, leto 2050	425 mio. EUR

6.3.3 Transport in shranjevanje

Zajem in stiskanje ogljikovega dioksida predstavljata le del stroškov celovitega CCS procesa. K njim je potrebno dodati še stroške transporta in stroške skladiščenja. Stroški transporta in shranjevanja so povzeti po literaturi.

Tako je upoštevano:

- transport na razdalji 100-200 km: 5-20 EUR/tCO₂ in
- skladiščenje: 5-10 EUR/tCO₂,
- **kar skupno znese: 10-30 EUR/tCO₂.**

7 Kogeneracija

7.1 Opis tehnologije

Učinkovita izraba energije je ključna za omejitev človeškega vpliva na okolje. Soproizvodnja toplote in električne energije (SPTE) oziroma soproizvodnja toplote, hladu in električne energije (trigeneracija) je en od načinov izrabe primarne energije, kjer učinkovito povečamo celotni izkoristek.

Pri soproizvodnji toplote in elektrike so predstavljene najbolj obetavne tehnologije, ki so tudi komercialno dostopne:

- plinski motor (PM),
- gorivne celice (GC) in
- Stirlingov motor (SM).

Plinski motor je naprava, ki s pomočjo notranjega zgorevanja pretvarja notranjo energijo plina v mehansko delo, pri čemer nastaja tudi toplota. Pri procesu soproizvodnje izkoriščamo mehansko energijo za pogon električnega generatorja, z nastalo toplotno energijo pa običajno preko toplotnega izmenjevalca pripravljamo toploto za ogrevanje.

Pri gorivnih celicah se pretvarja kemična energija goriva v električno energijo s pomočjo kemične reakcije in oksidacije. Pri procesu pretvorbe pa se sprošča toplota in voda. Dobljena električna energija je v obliki enosmerne napetosti, ki jo je za potrebe oddaje v električno omrežje potrebno še razsmeriti. Tipi gorivnih celic se ločujejo v glavne glede na vrsto elektrolita. V aplikacijah za SPTE se najpogosteje uporabljajo PEFC (polimer electrolyte fuel cell) in SOFC gorivne celice (solid oxide fuel cell).

Stirlingov motor deluje na principu zunanega izgorevanja, kjer se toplotna energija spreminja v mehansko delo. Deluje po krožnem Stirlingovem ciklu s kompresijo in ekspanzijo delovnega plina.

Poleg naštetih sistemov za soproizvodnjo, obstajajo še sistemi soproizvodnje s parno turbino, plinsko turbino, motorjem z notranjim zgorevanjem (dizelsko gorivo, biogoriva,...). Tukaj niso obravnavani, ker se niso izkazali kot ustrezni za manjše SPTE aplikacije. Velike SPTE naprave se obravnavajo ločeno.

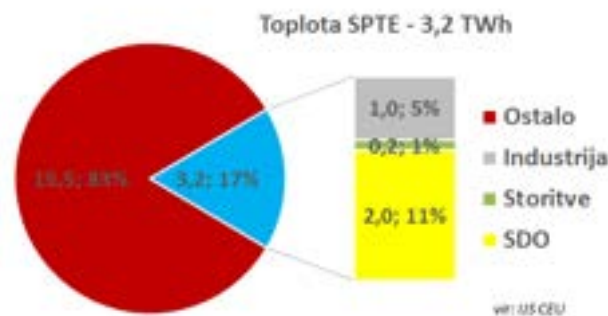
V analizi na trgu dostopnih naprav za SPTE manjšega obsega smo upoštevali različne produkte komercialno dostopnih proizvajalcev v razponu moči od 1,7 kW do 8,3 MW skupne, toplotne in električne moči oziroma od 0,7 kW do 4,4 MW električne moči. Na osnovi primerjave podatkov naprav razdeljenih v določene skupine je mogoče uporabiti tipične naprave za določitev potenciala proizvodnje električne energije oziroma za zadostitev potreb po toploti. V tabeli 22 so prikazani izkoristki tipičnih SPTE oziroma trigeneracijskih naprav za oblikovane skupine malih SPTE naprav.

Tabela 22: Izkoristki malih SPTE oziroma trigeneracijskih naprav

Kategorija naprav in področje uporabe	Razpon moči: toplota+elektrika	Toplotni izkoristek (%)	Električni izkoristek (%)	Skupni izkoristek (%)
Mikro SPTE (<i>gospodinjstva</i>)	do 5 kW	51,7	37,8	89,5
Male SPTE (<i>večstan. stavbe - skupne SPTE kotlovnice</i>)	50 kW do 1 MW	54,2	36,6	90,8
Srednje SPTE in trigeneracija (<i>storitvena dejavnost</i>)	50 kW do 1 MW	49,9	37,4	87,3
Industrijske SPTE in trigeneracija (<i>industrija</i>)	50 kW do 10 MW	43,3	43,8	87,1

7.2 Potenciali

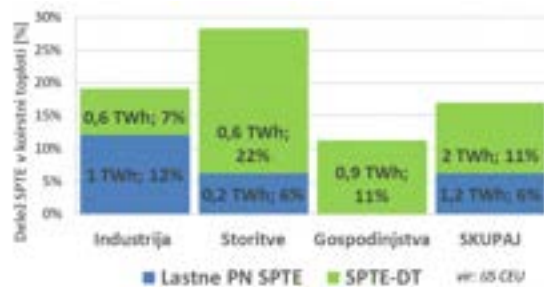
Skupna raba več kot 3 TWh koristne toplote proizvedene v PN SPTE v letu 2017 predstavlja 17 % celotne koristne toplote za ogrevanje v Sloveniji. Skoraj 2/3 te toplote (2 TWh) proizvedejo PN SPTE v SDO, ostalo (1,2 TWh) pa PN SPTE v sektorjih končne rabe – 1 TWh v industriji ter 0,2 TWh v storitvah, proizvodnja v gospodinjstvih pa je minimalna, Slika 19.



Slika 19: Oskrba s toploto iz soproizvodnje z visokim izkoristkom – delež v skupni koristni toploti

Delež toplote iz lastnih PN SPTE je najvišji v industriji in predstavlja 12 % koristne toplote v industriji, v storitvah pa z lastnimi PN SPTE zagotavljajo 6 % potreb po toploti. Koristna toplota PN SPTE v SDO predstavlja kar 96 % vse prodane daljinske toplote (DT)¹² in z upoštevanjem tudi te toplote, je delež koristne toplote SPTE najvišji v storitvah, kjer je leta 2017 dosegel dobrih 28 % vseh potreb po ogrevanju ter v industriji (dobrih 19 %), pričakovano nižji pa je v gospodinjstvih, kjer dosega le 11 % delež, kot podrobneje prikazuje Slika 20.

¹² V deležu niso upoštevane izgube omrežja, sicer koristna toplota iz SPTE dosega dobrih 80 % delež vse proizvedene DT.



Slika 20: Delež in obseg toplote SPTE iz lastnih enot ter nakupa daljinske toplote v koristni toploti v letu 2017

Glede na nizke deleže SPTE v koristni toploti v vseh sektorjih, že danes obstaja potencial za povečanje obsega proizvodnje SPTE, ključni dejavniki prihodnjega razvoja pa so predstavljeni v nadaljevanju.

7.2.1 Glavni dejavniki prihodnjega razvoja SPTE

Na prihodnji razvoj SPTE, kot tehnologije z najvišjim izkoristkom pri proizvodnji električne energije v Sloveniji, bodo v prihodnje pomembno vplivali zlasti naslednji dejavniki:

Povečanje in zagotavljanje visokih izkoristkov pri uporabi (gorljivih) OVE: predvsem LB, BP, odpadkov (OVE in drugih frakcij), globoke GE (kaskadna raba) idr.

Oskrba z električno energijo v zimskem času: z opuščanjem rabe premoga v TE bo potrebno zagotoviti nove dodatne proizvodne zmogljivosti za proizvodnjo električne energije v zimskem času, ko so potrebe večje zaradi ogrevanja, hkrati pa je bistvo manj razpoložljivih virov OVE (SOL, HE v zelo mrzlih obdobjih, omejen potencial vetra idr.). Neglede na uporabljen energetski vir dodatne proizvodnje, ga je smiselno v čim večji meri povezati z rabo toplote, zato je uporaba tehnologij SPTE prednostna usmeritev.

Razpoložljivost in konkurenčnost e-goriv: današnja prevladujoča uporaba premoga in ZP v PN SPTE bo v prihodnje potrebno nadomestiti z brezogljivi energenti, kjer bo za nadaljnji razvoj SPTE poleg uporabe OVE ključna dostopnost in cena novih e-goriv (vodik, sintetični metan, amonijak, metanol idr. proizvedenih predvsem iz električne energije iz OVE in drugih nizkoogljivičnih virov). Ne glede na ceno, je v primeru njihove uporabe za proizvodnjo električne energije ali procesne toplote (pare v industriji in SDO) smiselna in nujna uporaba tehnologij SPTE z visokim izkoristkom v vseh sektorjih. Obseg SPTE bo pomembno odvisen od razpoložljivega obsega e-goriv v EU in pri nas (še posebej če bo manjši od trenutne oskrbe z ZP) in dostopnosti – ali bodo ta goriva dostopna le večjim porabnikom (posebna prenosna omrežja) ali širše tudi na ravni sedanjih distribucijskih omrežij. Ključni dejavnik pa bo seveda cena e-goriv, saj bo v primeru višjih cen SPTE nekonkurenčna pri oskrbi z nizkotemperaturno toploto, kjer so na razpolago druge trajnostne tehnologije (predvsem v stavbah) ter posledično usmerjena na proizvodnjo

procesne toplote in potrebno dodatno proizvodnjo električne energije v zimskem času ter zagotavljanje sistemskih storitev omrežju.

Prihodnjega razvoja in konkurenčnosti tehnologij SPTE: poleg zniževanja stroškov tehnologij (gorivnih celic idr. pri uveljavljenih tehnologijah pa predvsem stroškov manjših enot), bo pomemben dejavnik nadaljnje povečevanje izkoristkov (predvsem električnega izkoristka) ter zmožnosti prožnega in prilagodljivega obratovanja PN SPTE, ki bo bistvena zahteva za njihovo konkurenčnost na vedno bolj dinamičnem trgu z električno energijo (vključno s sistemskimi storitvami). Trenutno prevladujoče parne turbine bodo zamenjevale plinsko parni proces, plinske turbine, motorji z notranjim izgorevanjem ter gorivne celice, z bistveno višjim razmerjem med proizvedeno električno energijo in toploto, kar bo posledično povečalo obseg proizvodnje električne energije tudi ob zmanjšanih potrebah po toploti zaradi večje učinkovitosti.

Navedeni dejavniki bodo ključni tudi za doseganje ekonomske učinkovitosti prihodnjega razvoja SPTE, ocenjeni gospodarski potencial po glavnih sektorjih pa je predstavljen v nadaljevanju.

1.1.1.1.1 Sistemi daljinskega ogrevanja

Prihodnji razvoj SPTE bo odvisen predvsem od širitev obstoječih in novih SDO ter potrebne dodatne zimske proizvodnje električne energije. Trenutne ocene kažejo na znižanje obsega proizvodnje toplote (iz trenutnih 2 TWh na 1,4 TWh do leta 2050) in trenutnega več kot 80 % deleža SPTE pri proizvodnji DT zaradi povečanja izkoriščanja OT ter GE, ob hkratnem povečanju proizvodnje električne energije iz trenutnih 0,8 TWh na 1,1 TWh zaradi zamenjave tehnologij¹³. Glavne usmeritve razvoja pri tem bodo:

- **Zamenjava prevladujoče proizvodnje SPTE na premog:** v Ljubljani je že v izgradnji plinsko parna enota na ZP moči 142 MWe, ki bo nadomestila dva najstarejša premogovna bloka, skladno z NEPN pa naj bi tretji premogovni blok s sosežigom na LB do leta 2030 nadomestili z enoto na LB oz. termično obdelavo odpadkov. Prihodnost oskrbe s toploto v SDO v Velenju in Šoštanju še ni podrobneje analizirana, zagotovo pa bo skladno s strategijo izhoda iz premoga potrebno obstoječo oskrbo iz SPTE na lignit prednostno nadomestiti z viri OT in OVE¹⁴.
- **Postopno zmanjševanje uporabe ZP s preходом na OT, SPTE na LB** (uplinjanje in turbine ORC) ter drugimi OVE ter postopnim uvajanjem e-goriv v enotah plinskih motorjev in gorivnih celicah.

1.1.1.1.2 Industrija

Glede na veliko zastarelost in iztrošenost prevladujočih parnih turbin, bi ob enakem obsegu izkoriščanja koristne toplote (1 TWh), z uvajanjem sodobnih plinskih turbin, PN na LB (uplinjanje in ORC turbine) ter gorivnih celic, sedanjo kapaciteto do leta 2050 podvojili na več kot 100 MW_e.

¹³ Glede na potrebe po dodatni zimski proizvodnji električne energije ter dostopnosti in konkurenčnosti e-goriv, bi bil obseg proizvodnje lahko še večji.

¹⁴ Glede na prihodnjo rabo zanimive energetske lokacije bi lahko izkoristili OT pri proizvodnji vodika ali uplinjanju LB, toploto rudniške vode ter bližnjih jezer, geotermalno toploto v Topolšici, idr.

ter proizvodnjo električne energije iz sedanjih 0,2 TWh povečali na skoraj 0,7 TWh. Glavna dejavnika prihodnjega razvoja bosta poleg konkurenčnosti tehnologij LB predvsem dostopnost in konkurenčnost e-goriv. Ob tem se prihodnji razvoj usmerja predvsem na koristno rabo toplote za procesne namene (visokotemperaturna toplota) ob prednostnem izkoriščanju vse ostale OT na industrijski lokaciji (predvsem za nizkotemperaturne namene).

1.1.1.1.3 Storitve in gospodinjstva

Ocenjujemo, da je prihodnji razvoj SPTE v stavbah najbolj negotov in v največji meri odvisen od dostopnosti in konkurenčnosti e-goriv v distribucijskem omrežju ZP ter tehnologij gorivnih celic (tudi mikro tehnologij), ki bi lahko postopno nadomestile in tudi povečale trenutne kapacitete SPTE (25 MW_e plinskih motorjev), ki bi se ob ugodnem razvoju lahko povečale na vsaj 45 MW_e, proizvodnja električne energije pa na okrog 135 GWh.

1.1.1.1.4 Bioplin v kmetijstvu in čistilnih napravah

Rezultati analize potrjujejo, da bi se obstoječe kapacitete (okrog 30 MW_e) do leta 2050 lahko povečale na več kot 40 MW_e, glede na trenutne težave v tem sektorju, pa proizvodnja električne energije več kot podvojila na 0,3 TWh. Ocenjeni potencial okrog 0,9 TWh BP je potrebno izkoristiti z najvišjim možnim izkoristkom na lokaciji ali pa z vtiskanjem BP v plinsko omrežje in rabo v SPTE na drugi lokaciji, kjer je možna večja koristna raba razpoložljive toplote iz SPTE. Dodatno bo potrebno raziskati potencial uplinjanja LB in možnost vtiskanja v plinsko omrežje¹⁵, ki bi lahko prednostno zagotovil potrebno oskrbo s plinom industrijskim procesom, kjer ni drugih alternativ ter domač OVE za proizvodnjo električne energije v SPTE (še posebej v zimskem obdobju).

7.2.2 Ocena gospodarskega potenciala SPTE

Ocena gospodarskega potenciala SPTE temelji na naslednjih ključnih ciljih energetske podnebne politike Slovenije za prehod v podnebno nevtralnost skladno z NEPN in osnutkom Resolucije o dolgoročni podnebni strategiji:

- **Energetska učinkovitost na prvo mesto** – tudi pri oskrbi in transformacijah OVE (LB, BP, GE, e-goriva, idr.);
- **Povečanje obsega OVE pri OH ter proizvodnji električne energije** za zamenjavo fosilnih goriv, zmanjšanje uvozne odvisnosti in povečanje zanesljivosti oskrbe z energijo;
- **Doseganje čim večje samozadostnosti pri oskrbi z električno energijo.**

Tehnologije SPTE z uporabo OVE in e-goriv ključno prispevajo k zastavljenim ciljem in z nižjimi stroški in manjšo rabo energije od ločene proizvodnje omogočajo povečanje domače proizvodnje električne energije po postopni opustitvi premoga in drugih fosilnih energentov za proizvodnjo električne energije ter zagotavljajo tudi pomembno podporo ostali manj stabilni proizvodnji električne energije iz OVE (SOL, VE idr.).

¹⁵ Zmanjšanje uporabe LB v stavbah predstavlja dodaten potencial za učinkovito energetske rabo z uplinjanjem, še posebej če bi ga znali povezati z okrepljeno lesno predelovalno verigo.

Ocena gospodarskega potenciala SPTE je bila izdelana na podlagi projekcij NEPN in dodatnih analiz v tej študiji in predvideva ohranjanje- minimalno rast kapacitet SPTE do leta 2050 (okrog 430 MW_e) ter zaradi zamenjave tehnologij povečanje proizvodnje električne energije za 80 % na 2,3 TWh ob manjšem zmanjšanju oskrbe s toploto (na 3 TWh), kot prikazuje Tabela 23 in spodnje slike.

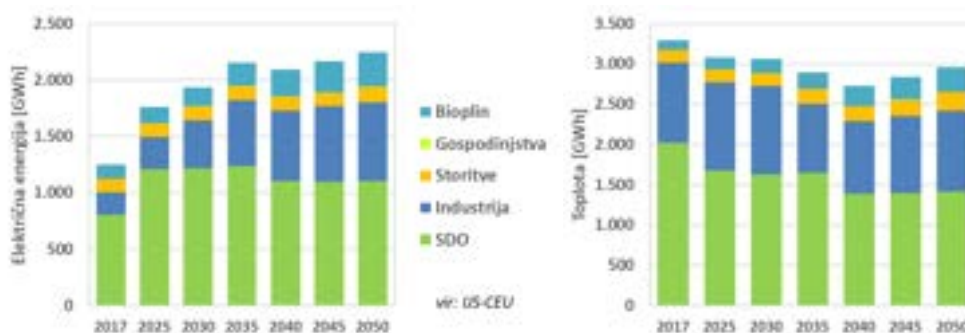
V primeru intenzivnejšega razvoja in širitev SDO ter velike dostopnosti konkurenčnih e-goriv¹⁶, bi bil ocenjeni potencial lahko še precej večji, saj SPTE do leta 2050 dosega okrog 17 % delež celotnih ocenjenih potreb po koristni toploti.

Tabela 23: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050

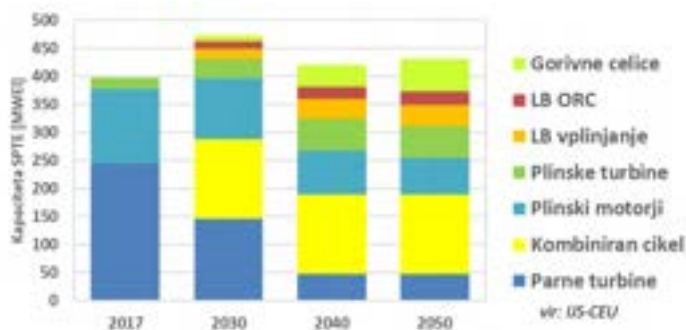
SPTE	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SKUPAJ [MW_e]	397	393	471	473	483	421	427	431
SDO	290	277	340	316	311	240	237	235
Industrija	51	58	65	85	91	97	104	108
Storitve	25	25	25	25	29	29	30	35
Gospodinjstva	0	1	8	13	14	14	13	10
Bioplin	31	31	33	34	37	41	42	43
SKUPAJ [GWh_e]	1.250	1.235	1.764	1.935	2.153	2.095	2.166	2.246
SDO	806	747	1.208	1.214	1.234	1.101	1.097	1.106
Industrija	201	238	286	431	585	629	674	698
Storitve	116	116	116	116	124	116	113	131
Gospodinjstva	0,0	0,3	3	5	6	6	5	4
Bioplin	127	135	151	169	204	244	276	307
SKUPAJ [GWh_t]	3.296	3.200	3.083	3.060	2.898	2.724	2.835	2.959
SDO	2.018	1.857	1.677	1.624	1.643	1.389	1.397	1.414
Industrija	992	1.050	1.091	1.100	857	897	960	1.005
Storitve	159	159	159	159	186	188	196	229
Gospodinjstva	0	1	5	7	7	7	6	4
Bioplin ¹⁷	127	135	151	169	204	244	276	307

¹⁶ V oceni je upoštevano postopno nadomeščanje ZP z nadomestnimi plini (ogljeno nevtralnimi) skladno z indikativnim ciljem NEPN - 10 % delež teh plinov do leta 2030, nato pa 25 % delež v letu 2040 in 100 % delež do leta 2050.

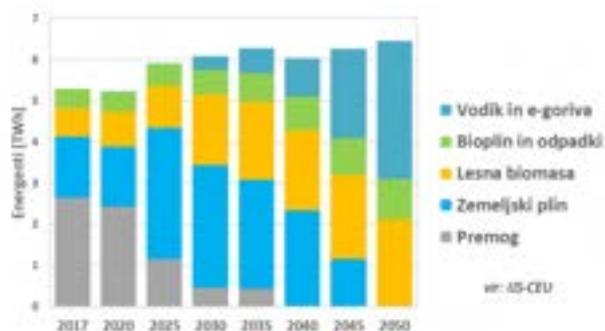
¹⁷ V oceno skupne koristne rabe toplote je vključena tudi toplota bioplinarn, kjer se danes toplota izkorišča v manjšem obsegu – predvsem za potrebe proizvodnje BP, bi se pa v prihodnje morala povečati (predvsem v kmetijstvu).



Slika 21: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – projekcija proizvodnje električne energije in toplote



Slika 22: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – tehnologije SPTE



Slika 23: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – struktura energentov

8 Male hidroelektrarne

8.1 Opis tehnologije

Hidroelektrarne so pomemben obnovljiv vir ter glede na svoje tehnične značilnosti in zmogljivosti predstavljajo izjemno pomemben del elektroenergetskega sistema. Relativno velik potencial je na segmentu malih hidroelektrarn (mHE), vendar je pri njihovi umestitvi v prostor potrebno smotno rešiti okoljevarstvene izzive, saj te elektrarne pomenijo pomemben poseg v naravo. Določeno mero razvojnih aktivnosti je zaznati tudi na segmentu manjših enot elektrarn z minimalnim padcem ali potopnih generatorjev „brez“ padca. Morebitni potencial tovrstnih inštalacij pa se bo pokazala skozi čas [31].

Pri klasičnih mHE veljajo podobne ugotovitve kot pri velikih HE, kjer ugotavljamo, da je tehnologija zrela in pušča malo prostora za znatno povečanje izkoristka [32].

8.2 Potenciali

Glede gradnje velikih HE smo ugotovili, da je vodni potencial relativno dobro izrabljen, načrtovana pa je izgradnja dodatnih kapacitet, kjer je to okoljsko sprejemljivo. Potencial na področju mHE je v nekoliko večji meri neizkoriščen, je pa tudi tukaj potrebno delovati v skladu z okoljskimi omejitvami. AN-OVE (posodobitev 2017, [9]) predvideva tudi ukrep, ki bi nudil podporo pri prostorskem načrtovanju glede izkoriščanja HE potenciala (izdelava celovite presoje primernosti vodotokov Slovenije za hidroenergetske rabo).

Na osnovi podatkov ([4], [5], [6], [7]) smo prišli do okvirov, v katerih naj bi se gibali potenciali mHE v slovenskih porečjih (tabela 24).

Tabela 24: Ocena hidro potenciala za mHE v Sloveniji

Porečje	Teoretični (GWh/leto)		Tehnični (GWh/leto)		Ekonomski (GWh/leto)	
	min	max	min	max	min	max
Drava	218	362	251	269	135	145
Sava	774	1.286	493	527	159	171
Soča	356	592	251	269	140	150
Mura	5	9	4	6	2	4
Kolpa	137	227	54	58	19	21
Kras	13	21	8	10	1	3
Skupaj	1.503	2.497	1.062	1.138	457	493

8.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

Izkoristki mHE so lahko v okvirih velikih HE, če jih gradimo v skladu z najsodobnejšimi možnostmi. Ker pa gre v primeru gradnje mHE dostikrat za manjši obseg sredstev, ki so na voljo, lahko prihaja do gradnje objektov s tehnično slabšimi karakteristikami. Tukaj je mogoče stanje izboljševati s primernimi spodbudami, a je vsekakor potrebno racionalno pretehtati učinke vloženih sredstev glede na potencialni izkupiček proizvedene električne energije.

Za okolje so lahko mHE veliko bolj sprejemljive od velikih energetskih objektov (tudi velikih HE) ker običajno zahtevajo posege manjših razsežnosti. Neglede na to pa je potrebno upoštevati vse okoljske omejitve in maksimalno zmanjšati negativne vplive na okolico.

Stroški klasičnih mHE so v veliki meri odvisni od dejanske lokacije in predvsem od padca elektrarne. Na področju generatorjev, ki izkoriščajo minimalni padec oziroma potopnih generatorjev „brez“ padca, pa so stroški gradnje (in vzdrževanja) glede na proizvedeno količino energije relativno visoki [31]. Vpliv na okolje pa je s potencialno velikim povečanjem števila tovrstnih inštalacij tudi vprašljiv.

Razpon in gibanje predvidenih investicijskih stroškov za izgradnjo mHE v prihodnosti, ki je določen na osnovi ([7], [12]), je podan v tabeli 25.

Tabela 25: Predvideni razpon investicijskih stroškov mHE v prihodnosti

Leto	Investicijski strošek (EUR/kW)	
	min	max
2020	3.230	5.895
2030	3.195	5.985
2050	3.135	6.040
2070	3.040	6.100

9 »Smart flex technology« Fleksibilne tehnologije

9.1 Opis tehnologije

Med t. i. fleksibilne tehnologije za proizvodnjo električne energije lahko uvrstimo:

- Plinske turbine v enostavnem procesu - PT (ang. Open Cycle Gas Turbine) in
- Motorje z notranjim izgorevanjem - MNI (ang. Internal Combustion Engine).

Plinske turbine v enostavnem procesu so namenjene pretvorbi kemijsko vezane energije goriva v mehansko energijo. Uporabljajo se za različne namene – proizvodnjo električne energije, pogon kompresorjev in črpalk, pogon plovil... Na trgu so dobavljive enote različnih velikostnih razredov – od malih plinskih turbin z močjo nekaj sto kilovatov do velikih turbin z več sto megavati moči.

V glavnem ločimo dva tipa plinskih turbin:

- industrijski tip plinske turbine (angl. *frame, industrial, heavy-duty gas turbine*),
- letalski tip plinske turbine (angl. *aeroderivative gas turbine*).

Plinske turbine lahko za svoje delovanje izkoriščajo različna tekoča in plinasta goriva. Osnovno gorivo je zemeljski plin, če pa oskrba z njim ni možna lahko kot pomožna uporabimo tudi druga goriva (npr. KOEL). Pri uporabi zemeljskega plina je zmogljivost plinske turbine za približno 2 % višja kot pri uporabi KOEL. Razlog je v višji specifični toploti produktov izgorevanja zemeljskega plina zaradi višje vsebnosti vodne pare.

Plinska tehnologija na osnovi letalskih motorjev se zaradi tehnološke zasnove uporabljajo največkrat za storitve hitre havarijske in vršne rezerve. Danes predstavljajo najvišjo stopnjo razvoja tovrstne tehnologije. V nasprotju z industrijskimi plinskimi turbinami, ki dosegajo moči preko 300 MW v eni enoti, so letalske izvedenke plinskih turbin omejene z velikostjo enote (< 100 MW).

Za plinske turbine, obeh izvedb, je značilno:

- izredno visoka zanesljivost med procesom zagona,
- razpoložljivost in zanesljivost med obratovanjem, ki je dokazana v številnih aplikacijah,
- hitri zagoni in izredna zmogljivost med t. i. cikličnim obratovanjem,
- primerne so za različne vrste aplikacij v elektroenergetiki (vršno-rezervne, soproizvodne toplote (para +topla voda) in električne energije, plinsko parne...),
- lahko in preprosto vzdrževanje,

- v najbolj vročih delih so uporabljeni najsodobnejši materiali (monokristali) in najsodobnejše tehnike izdelave z lasersko podporo, kar omogoča doseganje visokih temperatur in posledično višjih izkoristkov,
- niso najprimernejše za plinsko parno izvedbo zaradi nižje temperature izpušnih plinov, primernejše so za proizvodnjo nižje temperaturne toplote,
- električni izkoristki v preprostem procesu se pri letalskih izvedenkah približujejo 43 %, pri industrijskih variantah pa se približujejo 40%,
- velikost enot v rangu med nekaj 100 kW do več 100 MW v eni enoti,
- nizke emisije NO_x in CO, znotraj BAT-vrednosti za nove naprave pri uporabi zemeljskega plina:
 - NO_x v mejah med 20 in 50 mg/Nm³,
 - CO v mejah med 5 in 100 mg/Nm³.

V elektrarnah se lahko postavi več PT na eno lokacijo, princip k x PT.

Motorji z notranjem izgorevanjem (MNI) so energetske pretvorniki, ki pretvarjajo notranjo energijo pogonskega goriva v mehansko delo. Le-to se nato v naslednji pretvorbi lahko pretvori v električno energijo.

Tehnologija temelji na batnem pogonskem stroju in se danes smatra kot zrela tehnologija tudi na področju pretvarjanja v električno energijo za različne namene.

Motorji z notranjim izgorevanjem so danes v svetu zelo razširjeni. Njihova uporaba je široko zasnovana; od avtomobilske industrije, tovornega in ladijskega prometa do hišnih orodij in pripomočkov (kosilnice,...) do aplikacij na segmentu proizvodnje električne moči in energije.

Danes poznamo široko paleto velikosti motorjev v »enem stroju«, od nekaj kW, do največjih, ki dosegajo velikosti do 20 MW v eni enoti.

Najpogostejša predstavnika motorjev z notranjem izgorevanjem uporabljena za proizvodnjo električne energije sta motor na osnovi Ottovega krožnega procesa z vžigalno svečko in motor na osnovi Dizel krožnega procesa s kompresijskim vžigom.

Najpomembnejše mehanske komponente so pri obeh tipih motorjev enake. Uporablja se cilindrična zgorevalna komora, v kateri tesno prilagajoči bati potujejo iz ene v drugo skrajno točko dolžine (320 do 600 mm). Bati, ki so različnih premerov, so povezani preko pogonske osi, ki transformira linearno gibanje v kroženje. Motorji imajo večje število valjev - cilindrov (9,12,14,18) različnega premera (do 200 do 510 mm).

Motorji z notranjem izgorevanjem lahko uporabljajo celo paleto energentov, tako tekočih goriv (lahka olja (KOEL), težka olja, nafta, tekoča biogoriva in vodno-gorivne mešanice, ki za doseg uporabljajo različne čistilne naprave in plinasta goriva; najpogosteje zemeljski plin, tudi LNG, utekočinjen naftni plin, deponijski plin,...

Izbira tipa motorja je prirejena vlogi v proizvodnji elektrike in toplote oz. sistemskih storitev ter posledično eventualne čistilne naprave.

Splošne značilnosti MNI lahko strnemo v sledeče:

- Razred velikosti: med nekaj kW in do 20 MW električne moči,
- Aplikacije: od uporabe v enostavnem in kombiniranem procesu za proizvodnjo električne energije, do uporabe v SPTE,
- Termični izhod: v SPTE delovanju motorji lahko zagotavljajo vročo vodo in nizekotlačno paro,
- Hitri zagoni: sposobnost hitrega zagona in pokrivanja električne obremenitve,
- Zmožnost zagotavljanja zagona brez napetosti: motorji potrebujejo minimalne zahteve za zagon, splošno le baterije in/ali stisnjen zrak,
- Razpoložljivost: za tehnologijo je značilna visoka razpoložljivost, ki presega 95%,
- Obratovanje pri delni obremenitvi: visok izkoristek pri delni obremenitvi zagotavlja primernost tehnologije za tovrstni način obratovanja,
- Zanesljivost: ob sledenju predpisanega vzdrževanja se zagotavlja zelo visok nivo obratovalne in startne zanesljivosti,
- Emisije snovi v zrak: aplikacije z dizelskimi motorji imajo relativno visoke emisije, predvsem NO_x in prašnih delcev, z vgradnjo post zgorovalnih čistilnih naprav je možno izpolnjevati zelo stroge emisijske zahteve.

V elektrarnah se lahko postavi več MNI ranga moči med 10 in 20 MWe na eno lokacijo, princip k x MNI. Obstaja več tovrstnih praks s skupno inštalirano močjo tudi do 400 MW v eni elektrarni (20 MNI x 20MW/na enoto).

Tabela 26: BAT za PT in MNI v enostavnem procesu z vidika neto električnega izkoristka

Tip enote	Električni izkoristek (%)		Energijski izkoristek (%)	Opombe
	Nova enota	Obstoječa enota		
PT	36-40	32-35	-	-
MNI	38-45			

9.2 Potenciali

Glede na iz leta v leto večji delež OVE, ki so bolj ali manj predvidljivi v proizvodnji električne energije, bo v prihodnjih letih izrednega pomena t. i. hitra rezerva oz. t. i. fleksibilni viri, ki se v konvencionalnih napravah reflektirajo kot plinske turbine oz. motorji z notranjem izgorevanjem.

Oceno potencialov oziroma oceno potreb bo definirala zanesljiva analiza posameznega definiranega scenarija razvoja EES.

9.3 Tehnični, ekonomski in okoljski parametri

9.3.1 PT moči do 50 MW

Podatki/Leto	2020	2030	2050	2070
Gorivo - osnovno	ZP	ZP	ZP	ZP
Gorivo - pomožno	KOEL	KOEL	KOEL	KOEL
Tehnična živ. Doba (leta)	25	25	25	25
Redno letno vzdrževanje (tedni)	3	3	3	3
Neplanirana nerazpoložljivost EFOR (%)	3,5	3,5	3,5	3,5
Neto el. izkoristek (%)	32-43	35-43	37-45	40-45
Zagotavljanje sistemskih storitev (MW)				
PRR	± 1	± 1,5	± 1,5	± 1,5
SRR	± 5	± 5	± 7,5	± 7,5
TRR	50	50	50	50
Specifični investicijski strošek (EUR/kW)	450-700	450-700	450-700	450-700
Specifične emisije (g/GJ goriva)				
NOx	15	15	10	10
CH ₄	1,5	1,5	1,0	1,0

9.3.2 PT moči do 130 MW

Podatki/Leto	2020	2030	2050	2070
Gorivo - osnovno	ZP	ZP	ZP	ZP
Gorivo - pomožno	KOEL	KOEL	KOEL	KOEL
Tehnična živ. Doba (leta)	25	25	25	25
Redno letno vzdrževanje (tedni)	3	3	3	3
Neplanirana nerazpoložljivost EFOR (%)	3,5	3,5	3,5	3,5
Neto el. izkoristek (%)	35-43	38-45	40-47	42-50
Zagotavljanje sistemskih storitev (MW)				
PRR	± 2,5	± 3	± 3	± 3
SRR	± 15	± 15	± 17,5	± 17,5
TRR	130	130	130	130
Specifični investicijski strošek (EUR/kW)	380-600	380-600	380-600	380-600
Specifične emisije (g/GJ goriva)				
NOx	15	15	10	10
CH ₄	1,5	1,5	1,0	1,0

9.3.3 MNI moči 10 MW

Podatki/Leto	2020	2030	2050	2070
Gorivo - osnovno	ZP	ZP	ZP	ZP
Gorivo - pomožno	KOEL	KOEL	KOEL	KOEL
Tehnična živ. Doba (leta)	25	25	25	25
Redno letno vzdrževanje (tedni)	1	1	1	1
Neplanirana nerazpoložljivost EFOR (%)	2	2	2	2
Neto el. izkoristek (%)	43-47	43-47	47-50	47-52
Zagotavljanje sistemskih storitev (MW)				
PRR	± 3	± 3	± 3	± 3
SRR	± 3	± 4	± 4	± 5
TRR	10	10	10	10
Specifični investicijski strošek (EUR/kW)	650-900	650-900	650-900	650-900
Specifične emisije (g/GJ goriva)				
NOx	60	60	50	50
CH4	310	280	250	250

10 Vetrne elektrarne na kopnem

10.1 Opis tehnologije

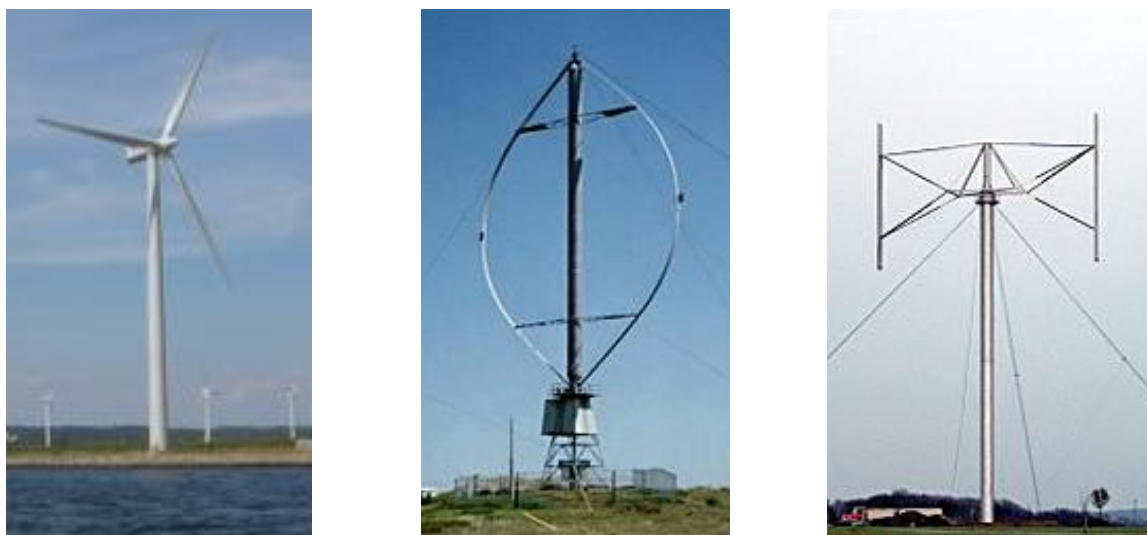
Izraba vetrne energije za proizvodnjo elektrike je v svetu v porastu in predstavlja relativno velik delež med OVE.

Razvoj opreme je omogočil širjenje nabora vetrnih elektrarn (VE), kjer je viden napredek pri različnih hitrostih vetra. Razvijani so sodobni sistemi učinkovitejše pretvorbe energije (pogonski sistem vetrnic, generatorji, presmerniki za priklop na omrežje,...). Pomembno vlogo ima razvoj materialov saj omogoča večje in s tem bolj učinkovite enote ([33], [34]). Podobno kot pri SE je tudi VE v veliki meri odvisna od relativno nestanovitne, naravno pogojene razpoložljivosti vetrne energije oziroma vetra.

Vetrnice ločimo na dve osnovni skupini:

- vetrnice s horizontalno postavitvijo osi in
- vetrnice z vertikalno postavitvijo osi.

Najbolj razširjena oblika vetrnic za proizvodnjo električne energije ima horizontalno postavljeno os vrtenja (slika 24.a). Primera vetrnic z vertikalno osjo vrtenja sta prikazana na sliki 24.b in 24.c.



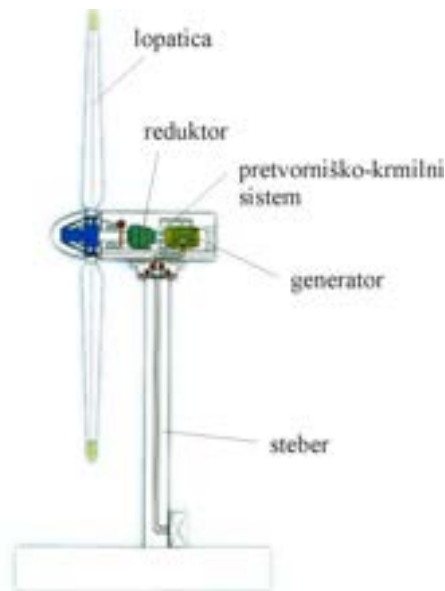
(a)

(b)

(c)

Slika 24: Vetrnica s horizontalno postavljeno osjo vrtenja (a) ter vetrnici z vertikalno postavljeno osjo vrtenja vrste Darrieus (b) in H-Darrieus (c)

Na sliki 25 je prikazan primer vetrne elektrarne z označenimi glavnimi deli.



Slika 25: Glavni deli vetrne elektrarne

Različne vrste vetrnic imajo različno obliko stebra. V zadnjem času je prevladala oblika cevnega stebra, ki omogoča ustrezno visoko postavitve ohišja vetrnice.

Lopaticice pretvarjajo energijo vetra v vrtenje, ki ga s pomočjo reduktorja prilagodimo na ustrezne vrtljaje. Uporablja se različno število lopatic, pri čemer so vetrnice z manjšim številom namenjene za delovanje pri večjih hitrostih vetra. Vetrnice z večjim številom lopatic pa so primerne za manjše hitrosti vetra.

Veter preko reduktorja poganja generator, ki proizvaja električno energijo. V vetrnicah se uporabljajo asinhronski in sinhronski generatorji. V vsakem primeru pa je zaradi spremenljive hitrosti vetra potrebno generirano električno energijo prilagoditi zahtevam za plasiranje v energetska omrežje.

Gradnja vetrnih elektrarn je najbolj optimalna na področjih s stalnim vetrom. Postavljajo se tako na kopnem, kot vse več tudi na morju.

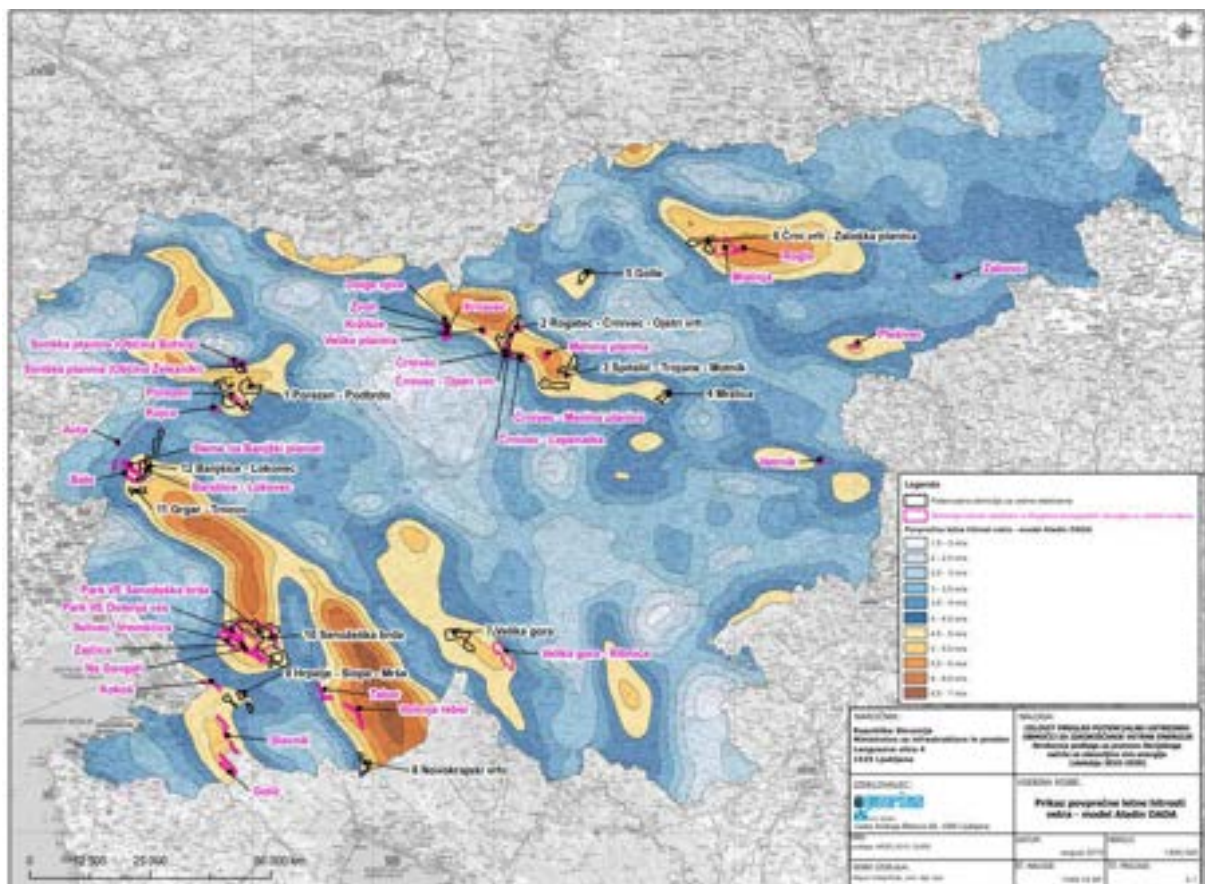
Moči sodobnih VE so v povprečju danes precej večje kot so bile na začetku razvoja (leta 1980 cca. 30 kW, leta 2016 do 8 MW - Vestas V164 [35]). Ravno tako se je povečala višina stebrov in premer lopatic (od 30 m na 164 m), kar je posledica napredka pri materialih in postopkih obdelave. Velik napredek je bil dosežen tudi z vpeljavo pretvorniške polprevodniške tehnike in možnostjo izrabe v širšem območju delovanja. Na ta način se je lahko zmanjša tehnološka odvisnost od bolj zapletenih strojniških elementov.

Kljub napredni tehnologiji za izkoriščanje vetrne energije je potrebno poudariti, da je za izrabo tega naravnega vira energije na določeni lokaciji potrebno zelo natančno določiti tako vetrni potencial kot tudi možnost umestitve v prostor.

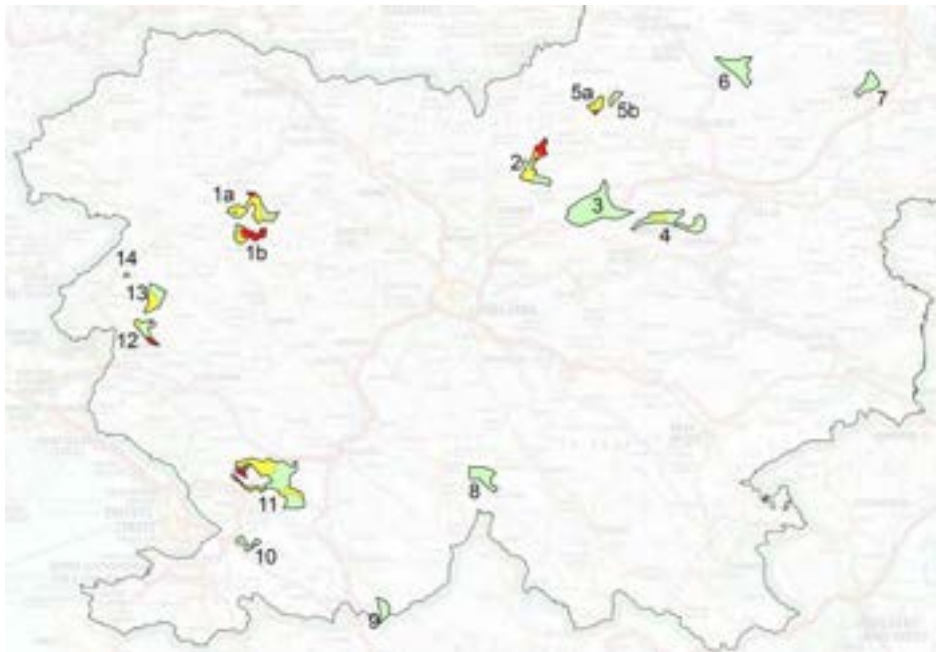
10.2 Potenciali

V preteklosti se je izkazalo, da je izraba vetrne energije v Sloveniji relativno majhna, predvsem zaradi družbene (in okoljske) sprejemljivosti. Naravne danosti za izkoriščanje energije vetra so primerne na določenih lokacijah v Sloveniji, ki so na določenih področjih v zaščiteneh oziroma varovanih področjih narave.

V Sloveniji je predvidenih štirinajst območij, ki so lahko potencialno namenjena gradnji vetrnih elektrarn [8]. Lokacije so prikazane na sliki 26 in so povzete po študiji podjetja Aquarius [36], ki je bila izdelana za Ministrstvo za gospodarstvo. Območje potencialnih lokacije se nekoliko skrči na osnovi študije DOPPS – BirdLife Slovenia [37] (slika 27). Vsekakor pa je potrebno poleg medijsko najbolj izpostavljenega vidika vpliva vetrnih elektrarn na ptiče opredeliti tudi morebitne ostale okoljske zadržke glede umeščanja tovrstnih objektov v prostor.



Slika 26: Potencialne lokacije za izkoriščanje vetrne energije v Sloveniji [36]



Slika 27: Prekrivanje potencialnih območij za VE z občutljivimi območji za ptice (rdeče – močno občutljiva območja; rumeno – zmerno občutljiva območja; svetlo zeleno – območje nizke/nezne občutljivosti)

Na osnovi podatkov ([8], [36], [37], [35]) smo prišli do okvirov, v katerih naj bi se gibal potencial VE v Sloveniji (tabela 27).

Tabela 27: Ocena vetrnega potenciala za izrabo v VE v Sloveniji

	Teoretični (GWh/leto)		Tehnični (GWh/leto)	
	min	max	min	max
	14.560	21.480	4.370	6.550

Glede na neobičajno nizko dinamiko izrabe vetrne energije v Sloveniji v primerjavi z ostalimi, smo na osnovi podatkov ([8], [38]) ocenili dinamiko prihodnje gradnje VE (tabela 28, upoštevanih je 1.600 obratovalnih ur vetrnice pri nazivni obremenitvi [36]).

Tabela 28: Predvideni razpon inštaliranih VE z oceno letne proizvodnje v Sloveniji

leto	Instalirana moč (MW)		Proizvodnja (GWh/leto)	
	min	max	min	max
2020	75	225	120	360
2030	295	450	472	725
2050	590	960	944	1.536
2070	740	1.650	1.180	2.640

10.3 Ekonomski parametri

Kot pri drugih tehnologijah, ki dosegajo določeno stopnjo zrelosti je tudi pri VE prišlo do zniževanja cen zaradi tehničnega napredka pri izdelavi komponent in izgradnji sistemov.

Razpon in gibanje predvidenih investicijskih stroškov za izgradnjo VE v prihodnosti, ki je določen na osnovi podatkov ([12], [39]), na podlagi katerih je bil ocenjen razpon stroškov, je podan v tabeli 29.

Tabela 29: Predvideni razpon investicijskih stroškov mHE v prihodnosti

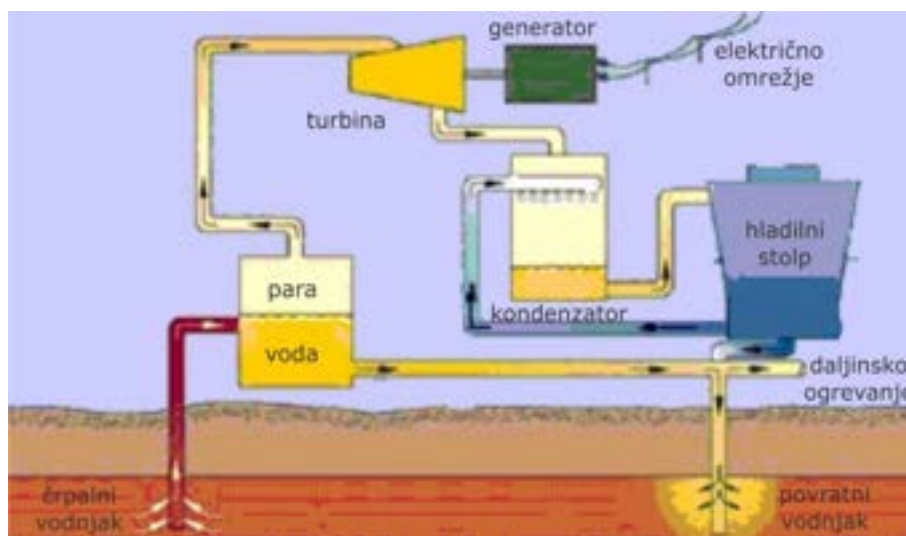
Leto	Investicijski strošek (EUR/kW)	
	min	max
2020	1.320	1.580
2030	1.290	1.570
2050	1.220	1.535
2070	1.185	1.515

11 Geotermalna energija

11.1 Opis tehnologije

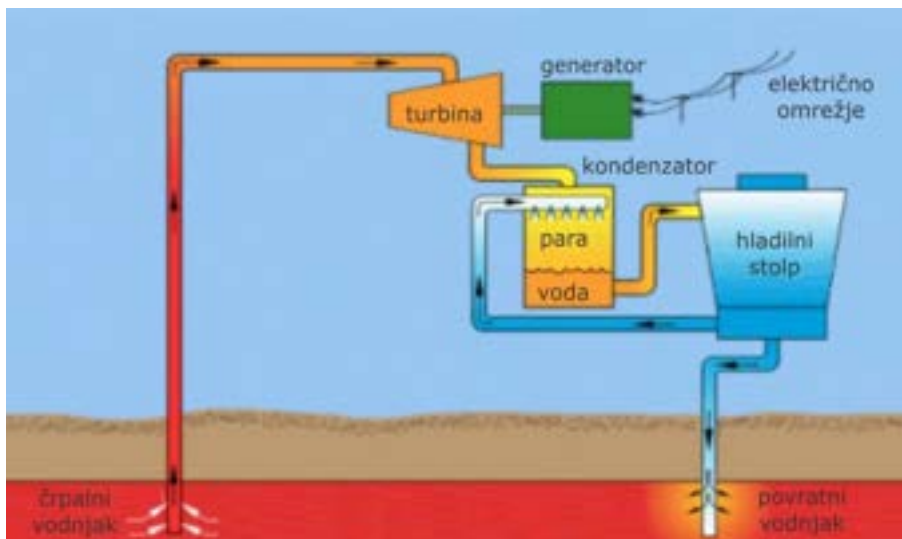
Značilnost geotermalne energije je stalna razpoložljivost vira, kar pomeni da ni potrebe po shranjevanju energije ali energenta, kar daje osnovo za veliko možnost prilagodljivosti. Potencial za izrabljanje tovrstne energije v Sloveniji je v predvsem v severovzhodnem delu države. Enako kot velja za večinski del preostale Evrope, je tudi za Slovenijo izrabljanje geotermalne energije za proizvodnjo elektrike še nerentabilno. Problematične so tako velike globine vrtin, ki dvigujejo ceno, kot relativno nizke temperature, ki se odrazijo v nizkih izkoristkih. Slovenski potencial je tako primeren kvečjemu za pridobivanje toplotne energije.

Pri konvencionalnem pristopu se uporabljata dva principa za izkoriščanje geotermalne energije. Pri prvem se topla voda pod visokim pritiskom črpa iz podzemlja in uparja v paro v komorah na površju, kjer se v turbinah uporabi za poganjanje električnega generatorja (slika 28).



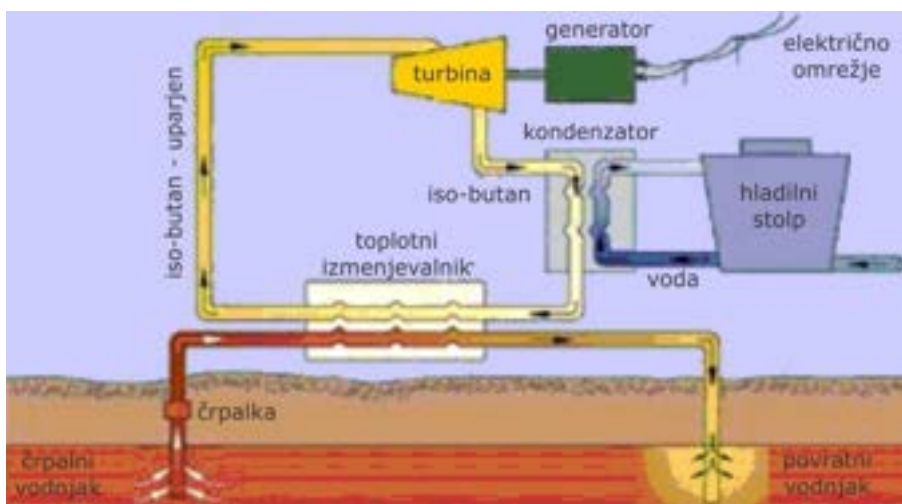
Slika 28: Konvencionalni pristopa za izkoriščanje geotermalne energije po principu uparjanja na površju [40]

Pri drugem principu pa se uparjanje dogaja pod zemlji v proizvodnih vrtinah, dobljena suha para pa se vodi na površje ter v proces pretvorbe v elektriko s pomočjo parnih turbin, ki poganjajo električni generator (slika 29).



Slika 29: Konvencionalni pristopa za izkoriščanje geotermalne energije po principu uparjanja pod površjem [40]

Za izkoriščanje geotermalne energije pri nižjih temperaturah se uporablja tudi tako imenovani binarni sistem, kjer toplotna energija geotermalne vode preko toplotnih izmenjevalcev segreva delovni medij, ki se uparja pri nižjih temperaturah in omogoča izkoriščanje geotermalnih virov z nižjo temperaturo (slika 30).

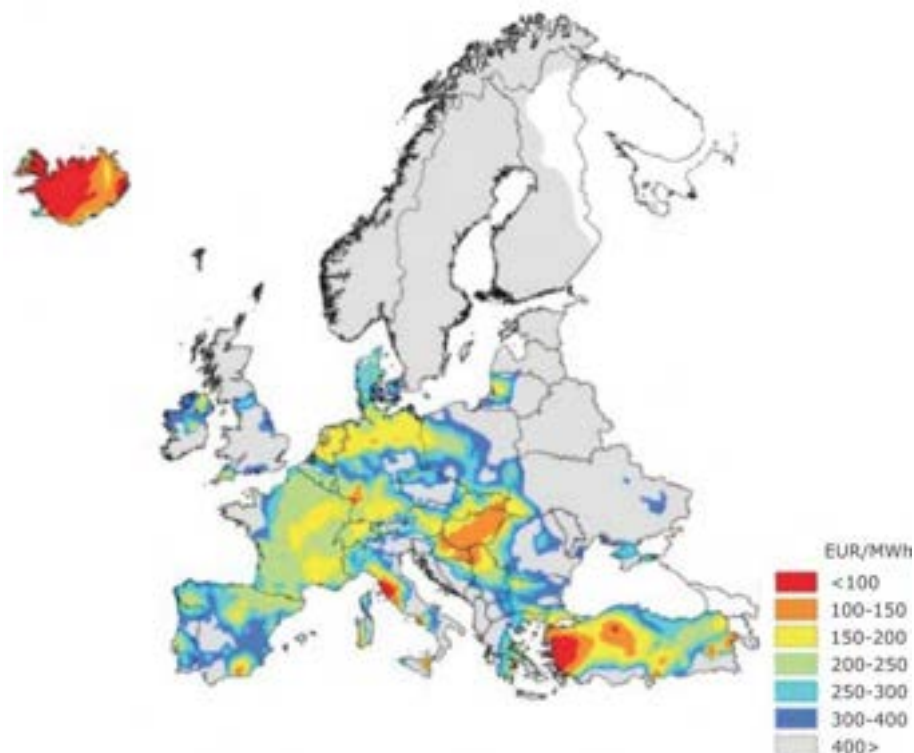


Slika 30: Binarni sistem za izkoriščanje geotermalne energije [40]

Naprednejša tehnologija za izrabo geotermalnih potencialov je EGS (enhanced geothermal systems) oziroma nadgrajeni geotermalni sistem [41]. Pri tem gre za sistem kjer se ne izrablja toplo geotermalno vodo temveč toploto kamnin. Ta sistem bi omogočil izrabo geotermalne energije na veliko širših območjih izven konvencionalnih nahajališč geotermalne vode.

11.2 Potenciali ter ekonomski parametri

Potencial geotermalne energije je relativno velik, vendar je izrabljanje le tega za enkrat še relativno nerentabilno. Rentabilnost je odvisna predvsem od geografske lokacije in razvoja tehnologij za izkoriščanje teh potencialov [42]. Na sliki 31 je prikazan zemljevid odvisnosti projekcije proizvodne cene električne energije iz geotermalne energije za Evropo v letu 2030.



Slika 31: Ocenjena proizvodna cena električne energije iz geotermalne energije v letu 2030 [42]

Stroški za koristno pretvorbo geotermalne energije so še zmeraj zelo visoki, tehnični parametri potenciala v Sloveniji pa omejeni. Razpon in gibanje predvidenih investicijskih stroškov za izgradnjo geotermalnih elektrarn v prihodnosti, ki je določen na osnovi podatkov ([12], [43]), s katerimi je bil ocenjen razpon stroškov, je podan v tabeli 30.

Tabela 30: Predvideni razpon investicijskih stroškov geotermalnih elektrarn v prihodnosti

leto	Investicijski strošek (EUR/kW)	
	Min	max
2020	4.110	5.760
2030	3.945	5.935
2050	3.710	6.230
2070	3.600	6.605

12 Koncentratorske sončne elektrarne

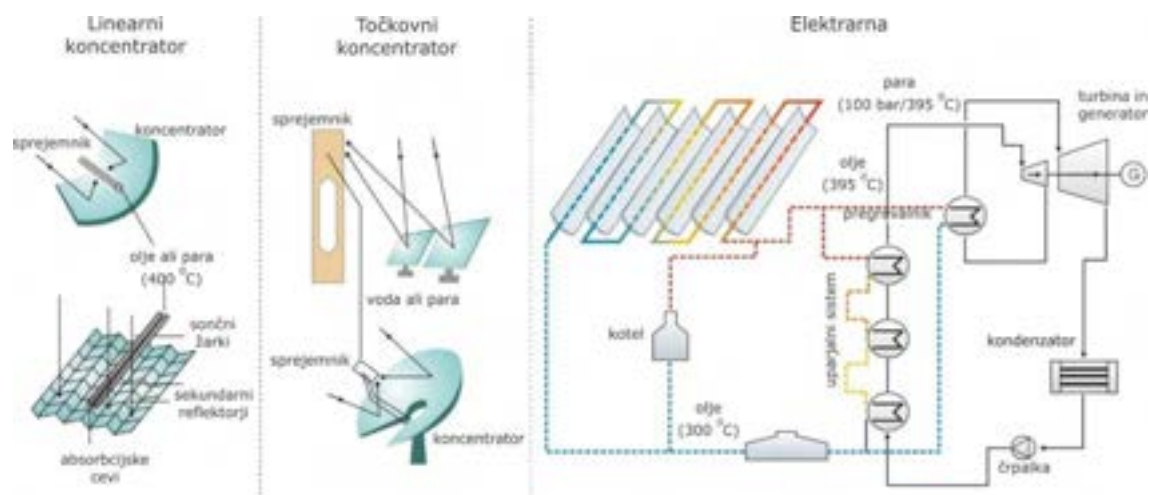
12.1 Opis tehnologije

Koncentratorske sončne elektrarne (KSE) so v principu termoelektrarne, kjer se medij za segrevanje pare za pogon turbine oziroma električnega generatorja segreva s pomočjo sistemov zrcal. KSE so običajno velike enote in v osnovi bolj kompleksne od SE. Trenutno inštalirane kapacitete KSE predstavljajo zanemarljiv delež glede na prevladujoče SE. Shematski prikaz koncentratorske sončne elektrarne je prikazan na sliki 32. Na levi strani slike sta prikazana dva principa koncentradorjev:

- linearni in
- točkovni.

Na desni strani slike je prikazana shema celotne elektrarne v izvedbi s poljem linearnih koncentradorjev.

Pri linearnih koncentradorjih se medij za prenos toplotne energije (običajno olje) segreva v linearnem sistemu cevi (sprejemniki), ki je pozicioniran v žarišču sistema linearnih zrcal. Pri izvedbah KSE s točkovnim koncentradorjem pa je centralni sprejemnik pozicioniran v točki, kjer se odbija svetloba od vseh reflektorjev oziroma zrcal. Za pridobitev tehnoloških parametrov pare se običajno na ustreznem uparjalnem sistemu izrablja energija segretega medija za uparjanje pare sekundarnega kroga, ki žene turbino in generator za proizvodnjo električne energije.



Slika 32: Shematski prikaz KSE [14]

Za postavitev KSE je potrebno relativno veliko prostora, ravno tako pa so potrebni veliki investicijski stroški (5.100 do 5.800 EUR/kW_e) [12].

12.2 Potenciali

Gradnja KSE, glede na trenutne in pričakovane tržne razmere, v Sloveniji ni rentabilna, saj je količina sončnega obseva relativno majhna za takšne vrste elektrarn.

13 Shranjevanje električne energije

Ocena potenciala je podana v prvem zvezku tega poročila: *Poročilo C1.1: Potenciali zmanjšanja emisij TGP do leta 2050 in srednjeročni izzivi, Zvezek 1: Vloga novih tehnologij in goriv ter njihova perspektiva po sektorjih* in vključuje zrele in nove tehnologije na tem področju. Za obravnavo vseh tehnologij za shranjevanje energije med novimi smo se odločili zaradi na novo povečanega pomena shranjevanja energije, in vloge pri integraciji in prodoru novih tehnologij za proizvodnjo električne energije in na področju elektromobilnosti.

14 Seznami

14.1 Kratice in oznake

BWR	vrelni reaktor
CAES	hranilnik na stisnjen zrak
CCS	zajem in shranjevanje ogljika
CFBC	zgorevanje v krožeči lebdeči plasti pri atmosferskem tlaku
ČE	črpalna elektrarna
EES	elektroenergetski sistem
GC	gorivne celice
GCR	plinski reaktor
HE	hidroelektrarna
JE	jedrska elektrarna
KOEL	kurilno olje – ekstra lahko
KSE	koncentratorska sončna elektrarna
LCO	vrsta litijevih baterij (litij kobaltat)
LFP	vrsta litijevih baterij (litij železo fosfat)
LMN	vrsta litijevih baterij (litij mangan oksid)
LTO	vrsta litijevih baterij (litij titanat)
LWGR	vodno hlajen in grafitno moderiran reaktor
mHE	male hidroelektrarne
MNI	motor z notranjim izgorevanjem
NaS	natrij-žveplove baterije
NCA	vrsta litijevih baterij (litij nikelj kobalt aluminij oksid)
NMC	vrsta litijevih baterij (litij nikelj kobalt mangan oksid)
OVE	obnovljivi viri energije
PHWR	tlačnovodni - težkovodni reaktor
PM	plinski motor
PPE	plinsko-parna elektrarna
PSB	poližveplove-brom baterije
PT	plinska turbina
PWR	tlačnovodni reaktor
SE	sončna elektrarna
SM	Stirlingov motor
SMR	mali modularni reaktor
SPTJE	soprodukcija toplote in električne energije
TGP	toplogredni plini
VE	vetrna elektrarna
VRFB	vanadij-redox baterije

14.2 Seznam slik

Slika 1: Predvidena rast porabe električne energije po sektorjih na globalni ravni [1]	11
Slika 2: Presek izgleda hidroelektrarne [2]	14
Slika 3: Izboljšanje izkoristkov posameznih vrst turbin skozi čas [2].....	15

Slika 4: Shematski prikaz prostostoječe SE [14].....	19
Slika 5: Možnost namestitve SE na stavbah.....	19
Slika 6: Razvoj izkoristka družin sončnih celic s poudarjenim izkoristkom prevladujočih vrst sončnih celic ([15], [16], [17])	21
Slika 7: Spreminjanje debeline silicijeve rezine in količine silicija pri izdelavi sončnih celic.....	22
Slika 8: Spreminjanje specifične cene modulov skozi čas – logaritemska skala	22
Slika 9: Spreminjanje specifične cene modulov skozi čas – linearna skala	23
Slika 10: Shema jedrske elektrarne s tlačnovodnim reaktorjem [18]	24
Slika 11: Razvoj jedrskih reaktorjev skozi čas [18]	25
Slika 12: Shema plinsko parne elektrarne v konfiguraciji 1+1.....	31
Slika 13: Konfiguracija elektrarne s CFBC kotlom	32
Slika 14: Tehnologije zajema CO ₂ v sektorju proizvodnje električne in toplotne energije	35
Slika 15: Zaporedje tehnoloških komponent in povezava naprave za izločanje CO ₂ iz dimnih plinov pri premogovem prašnem zgorevanju	37
Slika 16: Zaporedje tehnoloških komponent in povezava naprave za izločanje CO ₂ iz dimnih plinov pri plinsko parni elektrarni na zemeljski plin	37
Slika 17: Funkcionalni elementi IGCC procesa in njihove povezave	38
Slika 18: Diagram poteka pri premogovni elektrarni, ki deluje na osnovi zgorevanja s kisikom.....	39
Slika 19: Oskrba s toploto iz soproizvodnje z visokim izkoristkom – delež v skupni koristni toploti	44
Slika 20: Delež in obseg toplote SPTE iz lastnih enot ter nakupa daljinske toplote v koristni toploti v letu 2017.....	45
Slika 21: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – projekcija proizvodnje električne energije in toplote.....	49
Slika 22: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – tehnologije SPTE	49
Slika 23: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050 – struktura energentov.....	49
Slika 24: Vetrnica s horizontalno postavljenim osjo vrtenja (a) ter vetrnici z vertikalno postavljenim osjo vrtenja vrste Darrieus (b) in H-Darrieus (c)	57
Slika 25: Glavni deli vetrne elektrarne	58
Slika 26: Potencialne lokacije za izkoriščanje vetrne energije v Sloveniji [36]	59
Slika 27: Prekrivanje potencialnih območij za VE z občutljivimi območji za ptice (rdeče – močno občutljiva območja; rumeno – zmerno občutljiva območja; svetlo zeleno – območje nizke/neznanе občutljivosti	60
Slika 28: Konvencionalni pristopa za izkoriščanje geotermalne energije po principu uparjanja na površju [40]	62
Slika 29: Konvencionalni pristopa za izkoriščanje geotermalne energije po principu uparjanja pod površjem [40]	63
Slika 30: Binarni sistem za izkoriščanje geotermalne energije [40]	63
Slika 31: Ocenjena proizvodna cena električne energije iz geotermalne energije v letu 2030 [42].....	64
Slika 32: Shematski prikaz KSE [14]	65

14.3 Seznam tabel

Tabela 1: Razvojni segmenti ter njihov vpliv na sklope opreme HE [2]	13
Tabela 2: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [3].	15
Tabela 3: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [5].	16
Tabela 4: Ocenjeni hidro potencial v Sloveniji po viru [5].	16
Tabela 5: Ocena hidro potenciala za velike HE v Sloveniji.....	16

Tabela 6: Predvidene nove HE kapacitete v Sloveniji.	17
Tabela 7: Ocenjene vrednosti proizvodnje električne energije iz velikih HE v Sloveniji ter izkoriščeni hidro potencial.	17
Tabela 8: Predvideni razpon izkoristka velikih HE v prihodnosti.	18
Tabela 9: Predvideni razpon investicijskih stroškov velikih HE v prihodnosti	18
Tabela 10: Predvideni razpon izkoristka tipičnih SE v prihodnosti.	21
Tabela 11: Predvideni razpon specifične moči tipičnih SE v prihodnosti.	21
Tabela 12: Predvideni razpon investicijskih stroškov tipičnih SE v prihodnosti.	23
Tabela 13: Investicijskih stroški tipičnih SE v odvisnosti od velikosti elektrarne	23
Tabela 14: Časovni okviri razvoja fisijskih jedrskih reaktorjev [19]	25
Tabela 15: Časovni okviri razvoja fuzijskega jedrskega reaktorja.	26
Tabela 16: Variante nadaljnje uporabe jedrske energije v Sloveniji.	26
Tabela 17: Izbrane velike enote JE	27
Tabela 18: Izbrane SMR enote JE.	27
Tabela 19: Predvideni razpon investicijskih stroškov JE v prihodnosti	27
Tabela 20: Predvidene karakteristike PPE , leto 2030, leto 2050 (SPTE)	33
Tabela 21: Predvidene karakteristike elektrarne na biomaso na osnovi FBC tehnologije, leto 2030, leto 2050 (SPTE)	33
Tabela 22: Izkoristki malih SPTE oziroma trigeneracijskih naprav	44
Tabela 23: Ocena gospodarskega potenciala SPTE do leta 2050	48
Tabela 24: Ocena hidro potenciala za mHE v Sloveniji	50
Tabela 25: Predvideni razpon investicijskih stroškov mHE v prihodnosti	51
Tabela 26: BAT za PT in MNI v enostavnem procesu z vidika neto električnega izkoristka	54
Tabela 27: Ocena vetrnega potenciala za izrabo v VE v Sloveniji.	60
Tabela 28: Predvideni razpon inštaliranih VE z oceno letne proizvodnje v Sloveniji	60
Tabela 29: Predvideni razpon investicijskih stroškov mHE v prihodnosti	61
Tabela 30: Predvideni razpon investicijskih stroškov geotermalnih elektrarn v prihodnosti.	64



14.4 Viri

- [1] OECD, IEA, „Energy Technology Perspectives“, 2017.
- [2] IHA, „International Hydropower Association, Hydropower Status Report“, 2015.
- [3] International Hydropower Association, „EU Hydro Equipment Technology Roadmap“, 2013.
- [4] Z. Košnjek, J. Hrovatin, in A. Ivanušič, „The role of hydro and pumped storage power plants in the electric power system of the Republic of Slovenia“, predstavljeno na Hydropower into the next century, Portorož, 1997.
- [5] G. Artač, B. Kozan, I. Zlatar, B. Kladnik, in A. Gubina, „Potenciali OVE v Sloveniji za proizvodnjo električne energije do leta 2020“, predstavljeno na 9. konferenca slovenskih elektroenergetikov, Kranjska Gora, 2009, str. 1–7.
- [6] Jože Volfand, Ur., *Obnovljivi viri energije (OVE) v Sloveniji*. Celje: Fit media d.o.o., 2009.
- [7] KPMG, „Central and Eastern Europe Hydro Power Outlook“, 2010.
- [8] IJS, „Osnutek predloga Nacionalnega energetskega programa Republike Slovenije za obdobje do leta 2030“, Ljubljana, 2011.
- [9] Ministrstvo za infrastrukturo, „Osnutek akcijskega načrta za obnovljive vire energije za obdobje 2010-2020 (AN OVE) - posodobitev 2017“, Ljubljana, jun. 2017.
- [10] ABB, „Energy Efficient Design of Auxiliary Systems in Power Plants“, 2009.
- [11] IEA, „2012 Technology Roadmap - Hydropower“, 2012.
- [12] IEA, „Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition“, 2015.
- [13] IRENA in IEA-ETSAP, „Hydropower Technology Brief“, 2015.
- [14] „Sun Power: Energy Forever“, *The Masterbuilder*. [Na spletu]. Dostopno na: <https://www.masterbuilder.co.in/sun-powerenergy-forever/>. [Pridobljeno: 06-mar-2018].
- [15] NREL, „Cell efficiencies“, 2016.
- [16] Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report“, 2017.
- [17] IEA, „Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy“, 2014.
- [18] „Nuklearna Elektrarna Krško - Delovanje NEK“. [Na spletu]. Dostopno na: http://www.nek.si/sl/o_jedrski_tehnologiji/delovanje_nek/. [Pridobljeno: 06-mar-2018].
- [19] OECD, IEA in OECD, NEA, „Technology Roadmap - Nuclear Energy“, 2015.
- [20] GEN IV - International Forum, „Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems“, 2014.
- [21] „ITER“, *ITER*. [Na spletu]. Dostopno na: <http://www.iter.org/news/publicationcentre>. [Pridobljeno: 07-mar-2018].
- [22] „DOE Global Energy Storage Database“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://www.energystorageexchange.org/projects>. [Pridobljeno: 06-mar-2018].
- [23] A. A. Akhil in sod., „Electricity storage handbook in collaboration with NRECA“, *Rep. SAND2013-5131 Sandia Natl. Lab.*, feb. 2015.
- [24] EASE-EERA, „Joint EASE-EERA Recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 - update“, jan. 2017.
- [25] M. Sanders, „The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2016 – 2025“, predstavljeno na The battery show - North America 2017, sep-2017.
- [26] IRENA, „Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030“, 2017.
- [27] F. S. Barnes in J. G. Levine, *Large energy storage systems handbook*. CRC Press, 2011.

- [28] EPRI, „Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits“, 2010.
- [29] ELES, „Razvojni načrt prenosnega omrežja Republike Slovenije od leta 2017 do leta 2026“, apr. 2015.
- [30] P. Elsner in D. U. Sauer, „Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, nov. 2015.
- [31] „Hydro Consultant - Renewables First - Feasibility, Design, Engineering“, *Renewables First - The Hydro and Wind Company*. [Na spletu]. Dostopno na: <http://www.renewablesfirst.co.uk/hydropower/>. [Pridobljeno: 06-mar-2018].
- [32] ESHA, „State of the art Small Hydropower in EU -25“, 2010.
- [33] EWE - European Wind Energy Technology Platform, „Strategic Research Agenda - Market Deployment Strategy“, 2014.
- [34] EWEA - European Wind Energy Association, „Aiming High - Rewarding Ambition in Wind Energy“, 2015.
- [35] Vestas Wind Systems, „4 MW platform“, 2017.
- [36] Aquarius, „Celovit pregled potencialno ustreznih območij za izkoriščanje vetrne energije“, Ljubljana, avg. 2015.
- [37] DOPPS, „Karta občutljivih območij za ptice za umeščanja vetrnih elektrarn v Sloveniji“, 2012.
- [38] European Commission, „EU Energy, Transport and GHG Emissions: Trends to 2050, Reference Scenario 2016“, jul. 2016.
- [39] Energi Styrelsen, „Technology Data for Energy Plants“, 2012.
- [40] „Geothermal Energy“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://people.uwec.edu/piercech/210webs/renewable/geothermal.htm>. [Pridobljeno: 06-mar-2018].
- [41] Deep Geothermal Days, „Deep Geothermal Energy in the EU Framework Programme Horizon 2020“, Paris, 2014.
- [42] GEOELEC, „IEE EU project: Towards More GHG“, 2013.
- [43] IEA, „Technology Roadmap - Geothermal Heat and Power“, 2011.
- [44] T. Fatur in H. Šolinc, „Varčno z energijo pri elektromotorskih pogonih - Energijsko učinkovite tehnologije in postopki“, Inštitut „Jožef Štefan“ - center za energijsko učinkovitost, Ljubljana, 1998.
- [45] Voith Turbo GmbH & Co. KG, „Voith Variable-Speed Turbo Couplings“, 2012.