

Dugoročno energetska planiranje u Republici Hrvatskoj s pogledom na 2050. godinu

Gabriš, Luka

Master's thesis / Diplomski rad

2019

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:782369>

Rights / Prava: [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-27**



Repository / Repozitorij:

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**DUGOROČNO ENERGETSKO PLANIRANJE U REPUBLICI HRVATSKOJ S
POGLEDOM NA 2050. GODINU**

Diplomski rad

Luka Gabriš

N302

Zagreb, 2019.

DUGOROČNO ENERGETSKO PLANIRANJE U REPUBLICI HRVATSKOJ S
POGLEDOM NA 2050. GODINU

LUKA GABRIŠ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine, s pogledom na 2050. godinu, predstavlja korak prema ostvarenju vizije niskougljične energetike te osigurava prijelaz na novo razdoblje energetske politike kojom se osigurava pristupačna, sigurna i kvalitetna opskrba energijom. Kroz Strategiju je određena tranzicija energetskeg sektora u kojoj će se mijenjati dosadašnja praksa, tehnologije, uređaji, promet, mogućnosti upravljanja potrošnjom i troškovima energije te mogućnosti proizvodnje energije u gospodarstvu i poduzetništvu te kućanstvima. U ovom diplomskom radu predstavljene su osnovne značajke Strategije, vezano za sadašnje stanje kao i mogući razvoj energetskeg sektora u Republici Hrvatskoj, prikazani su scenariji razvoja energetskeg sektora koje predviđa Strategija, te je izrađen vlastiti scenarij u EnergyPLAN-u - softveru za optimiziranje budućeg stanja energetskeg sektora.

Ključne riječi: strategija, tranzicija, energetskeg sektor, scenarijskeg pristup, potrošnje energije, proizvodnje energije, EnergyPLAN

Diplomski rad sadrži: 71 stranicu, 34 slike, 10 tablica i 49 referenci.

Jezik izvornika: hrvatskeg

Završne rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF-a

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF-a
2. Prof. dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, redovita profesorica RGNF-a
3. Izv. prof. dr. sc. Tomislav Kurevija, izvanredni profesor RGNF-a

Datum obrane: 20. rujna 2019.

LONG – TERM ENERGY PLANNING IN THE REPUBLIC OF CROATIA WITH
RESPECT TO THE YEAR 2050

LUKA GABRIŠ

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

The Energy Development Strategy of the Republic of Croatia until year 2030, with a long – term view to year 2050, represents a step towards the realization of a low-carbon energy vision and provides a transition to a new era of energy policy that ensures affordable, secure and high – quality energy supply. The Strategy defines the transition of the energy sector, which will change the current practice, technologies, devices, transport, possibilities for managing energy consumption and costs, as well as the possibilities of energy production in economy, entrepreneurship and households. This Master's Thesis presents the main features of the Strategy, related to the current state of affairs and the possible development of the energy sector in the Republic of Croatia. Furthermore, it presents the scenarios of the energy sector development envisaged by the Strategy. Finally, the candidate's own scenario is featured using EnergyPLAN – optimization software for the future energy sector.

Keywords: strategy, transition, energy sector, scenario approach, energy demand, energy supply, EnergyPLAN

Thesis contains: 71 pages, 34 figures, 10 tables and 49 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Assistant Professor Luka Perković, PhD

Reviewers: 1. Assistant Professor Luka Perković, PhD
2. Full Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD
3. Associate Professor Tomislav Kurevija, PhD

Date of defense: September 20, 2019

Sadržaj

1. UVOD	9
1.1. Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske	9
1.2. Vizija razvoja energetskeg sektora	10
1.3. Scenarijski pristup.....	11
2. STANJE ENERGETSKOG SEKTORA U REPUBLICI HRVATSKOJ.....	13
2.1. Rezerve energije i potencijali.....	13
2.1.1. Fosilna goriva.....	13
2.1.2. Obnovljivi izvori energije	16
2.2. Potrošnja energije.....	21
2.2.1. Ukupna potrošnja energije	21
2.2.2. Neposredna potrošnja energije.....	22
2.3. Zadovoljenje potreba za energijom.....	23
2.3.1. Proizvodnja i dobava prirodnog plina.....	23
2.3.2. Proizvodnja i dobava nafte i naftnih derivata	23
2.3.3. Proizvodnja i dobava električne energije	24
2.4. Infrastruktura energetskeg sustava.....	25
2.4.1. Plinski sustav	25
2.4.2. Naftni sustav	25
2.4.3. Elektroenergetski sustav	26
2.5. Emisije stakleničkih plinova iz energetskeg sektora	27
3. RAZVOJ ENERGETSKOG SUSTAVA.....	29
3.1. Pretpostavke razvoja	29
3.1.1. Demografski razvoj.....	29
3.1.2. Tehnološki razvoj.....	30
3.2. Scenariji razvoja.....	40

3.2.1. Ukupna potrošnja energije	42
3.2.2. Neposredna potrošnja energije.....	44
3.2.3. Bruto neposredna potrošnja energije.....	46
3.2.4. Proizvodnja električne energije.....	48
3.2.5. Obnovljivi izvori energije	51
3.2.6. Proizvodnja i uvoz energije.....	53
3.2.7. Emisije stakleničkih plinova	56
4. METODOLOGIJA IZRADE SCENARIJA (ENERGYPLAN)	57
4.1. Ulazni podaci	59
4.1.1. Potrošnja energije (<i>Demand</i>)	59
4.2.2. Proizvodnja energije (<i>Supply</i>).....	61
4.2. Rezultati analize.....	62
5. ZAKLJUČAK	70
6. LITERATURA	71

Popis slika

Slika 2-1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u Republici Hrvatskoj od 2000. do 2017. godine	13
Slika 2-2. Bilančne rezerve prirodnog plina u Republici Hrvatskoj od 2000. do 2017. godine	14
Slika 2-3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine.....	15
Slika 2-4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine	16
Slika 2-5. Karta geotermalnih gradijenata Republike Hrvatske	19
Slika 2-6. Raspoloživa električna energija u RH	24
Slika 2-7. Trend emisija stakleničkih plinova (kt CO ₂ e) iz energetske izvora u Hrvatskoj ..	28
Slika 3-1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine	30
Slika 3-2. Ukupna potrošnja energije prema scenariju S2	43
Slika 3-3. Ukupna potrošnja energije prema scenariju S1	44
Slika 3-4. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije prema scenariju S2.....	45
Slika 3-5. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije prema scenariju S1	46
Slika 3-6. Bruto neposredna potrošnja energije prema scenariju S2	47
Slika 3-7. Bruto neposredna potrošnja energije prema scenariju S1	47
Slika 3-8. Proizvodnja električne energije prema scenariju S2	48
Slika 3-9. Proizvodnja električne energije prema scenariju S1	49
Slika 3-10. Snaga elektrana do 2050. godine prema scenariju S1	50
Slika 3-11. Snaga elektrana do 2050. godine prema scenariju S2	51
Slika 3-12. Korištenje OIE – a prema scenariju S2	52
Slika 3-13. Korištenje OIE – a prema scenariju S1	53
Slika 3-14. Proizvodnja i uvoz energije - scenarij S1	54
Slika 3-15. Proizvodnja i uvoz energije - scenarij S2.....	55
Slika 3-16. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za S1 i S2.....	56
Slika 4-1. Prikaz dijagrama toka i načina modeliranja u EnergyPLAN-u	58
Slika 4-2. Struktura potrošnje primarne energije (EnergyPLAN analiza).....	62
Slika 4-3. Struktura potrošnje prirodnog plina (EnergyPLAN analiza).....	63
Slika 4-4. Struktura potrošnje energije u sektoru transporta (EnergyPLAN analiza).....	64

Slika 4-5. Struktura primarne potrošnje energije u sektoru toplinarstva (EnergyPLAN analiza)	64
Slika 4-6. Struktura finalne potrošnje energije u sektoru toplinarstva (EnergyPLAN analiza)	65
Slika 4-7. Struktura primarne potrošnje energije za potrebe grijanja u kućanstvima (EnergyPLAN analiza)	66
Slika 4-8. Struktura finalne potrošnje energije za potrebe grijanja u kućanstvima (EnergyPLAN analiza)	66
Slika 4-9. Struktura finalne potrošnje električne energije (EnergyPLAN analiza)	67
Slika 4-10. Udio OIE u primarnoj energiji i proizvodnji električne energije (EnergyPLAN analiza)	68
Slika 4-11. Emisije CO ₂ u razdoblju od 2016. do 2050. godine (EnergyPLAN analiza)	69

Popis tablica

Tablica 2-1. Stanje rezervi ugljikovodika u RH na dan 31.12.2017. godine	14
Tablica 2-2. Procijenjeni tehnički potencijal FN sustava	18
Tablica 2-3. Izvori biomase i njihovi energetske potencijali	18
Tablica 2-4. Ukupna potrošnja energije u RH	21
Tablica 2-5. Neposredna potrošnja energije u RH	22
Tablica 2-6. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije u RH krajem 2017.	27
Tablica 4-1. Ulazni podaci u EnergyPLAN-u u kategoriji potrošnje električne energije	59
Tablica 4-2. Ulazni podaci u EnergyPLAN-u u kategoriji potrošnje toplinske energije	60
Tablica 4-3. Razdioba potrošnje energije u EnergyPLAN-u u sektoru prometa prema vrsti goriva	60
Tablica 4-4. Ulazni podaci za EnergyPLAN - instalirani kapaciteti za proizvodnju električne i toplinske energije	61

Popis korištenih jedinica

SI jedinica

°C	temperatura
m	dubina ležišta
m ³	volumen ležišta/volumen plina
MW	snaga
MW _t	instalirana termalna snaga
MW _e	instalirana električna snaga
TWh	proizvedena energija
GWh	proizvedena energija
kWh	proizvedena energija
PJ	energija
MWh/m ²	ozračenost vodoravne plohe Sunčevim zračenjem
°C/100m	geotermalni gradijent
t	masa/količina proizvdene nafte/naftnih derivata
m ³ /h	kapacitet utiskivanja plina
tCO _{2e}	tona CO ₂ ekvivalenta

1. UVOD

Sigurna opskrba energijom koja ne ugrožava okoliš i cjenovno je dostupna preduvjet je za kvalitetan život građana, funkcioniranje gospodarstva i cjelokupnog društva. Odluke donesene danas imaju dugoročni utjecaj na budući energetska sektor, ekonomsku održivost, prostor i okoliš te sve komponente društva i gospodarstva na koje sektor utječe i koje povratno utječu na mogućnosti razvoja i transformaciju energetska sektora.

Energetski sektor predstavlja najveći izvor emisija stakleničkih plinova, a klimatske promjene su jedna od najvećih prijetnji suvremenom čovječanstvu. Globalna nastojanja usmjerena su prema smanjenju emisija stakleničkih plinova koji za cilj imaju zadržavanje rasta prosječne temperature na Zemlji ispod 2°C, a po mogućnosti i ispod 1,5 °C (Energetski institut Hrvoje Požar [EIHP],2019).

Republika Hrvatska kao članica Europske Unije (dalje u tekstu: EU) sudjeluje u donošenju i provedbi zajedničkih politika EU-a, među kojima je i energetska politika. Europske energetske politike pred hrvatski energetska sektor postavljaju brojne izazove, nudeći istovremeno i mogućnost razvoja. Za uspješno suočavanje s očekivanim izazovima prije svega su potrebna unapređenja proizvodnje, prijenosa i distribucije energije, načina na koji se energija isporučuje kupcima kao i usluga koje se kupcima nude. Energetska tranzicija, koja je usko vezana uz razvoj gospodarstva, u Republici Hrvatskoj predstavlja mogućnost za industrijski razvoj te za otvaranje novih radnih mjesta, čime bi se dao doprinos i jednom od najvažnijih pitanja hrvatske današnjice – demografiji, i to otvaranjem novih radnih mjesta te zadržavanjem radno sposobnog stanovništva unutar Hrvatske (EIHP, 2019).

1.1. Strategija energetska razvoja Republike Hrvatske

Strategija energetska razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine, s pogledom na 2050. godinu (dalje u tekstu: Strategija), predstavlja korak prema ostvarenju vizije niskougljične energije te osigurava prijelaz na novo razdoblje energetska politike kojom se osigurava pristupačna, sigurna i kvalitetna opskrba energijom (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike [MZOE], 2019).

Strategija predstavlja širok spektar inicijativa energetska politike, kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjiti gubici energije i povećati energetska

učinkovitost, smanjivati ovisnost o fosilnim gorivima, povećati domaća proizvodnja i korištenje obnovljivih izvora energije (dalje u tekstu: OIE).

Kroz Strategiju je određen prostor tranzicije energetskeg sektora u kojem će se mijenjati dosadašnja praksa, tehnologije, uređaji, promet, mogućnosti upravljanja potrošnjom i troškovima energije te mogućnosti proizvodnje energije u gospodarstvu i poduzetništvu te kućanstvima. Dinamika tranzicije energetskeg sektora uvelike će ovisiti o dinamici ostvarenja pojedinih ciljeva u skladu s analiziranim scenarijima. Na kraju razdoblja koje je obuhvaćeno Strategijom, energija će se proizvoditi, transportirati, prenositi, distribuirati te će se s njom trgovati i upravljati na drugačiji način od današnjeg, što podrazumijeva postupni prijelaz na decentralizirani, digitalizirani i niskougljični sustav.

Strategija također predstavlja i doprinos Republike Hrvatske u ublažavanju klimatskih promjena. Energetska tranzicija se ne može ostvariti izolirano, stoga je nužno nastaviti raditi na ciljevima globalnog smanjenja emisija CO₂ i drugih stakleničkih plinova te podržavati EU u jedinstvenoj klimatskoj i energetskej politici (MZOE, 2019).

1.2. Vizija razvoja energetskeg sektora

Potrošnja energije koja se predviđa u Strategiji je u direktnoj zavisnosti o demografskim kretanjima, gospodarskom razvoju te drugim čimbenicima kao što su tržište, resursi, tehnološki razvoj, ekonomski odnosi te zaštita okoliša i klime. Demografski trendovi i očekivanja u budućnosti ukazuju na postupno smanjenje broja stanovnika, dok broj kućanstava ostaje na istoj razini. Obje karakteristike, kao i promjene u načinu stanovanja i života, izravno utječu na buduće potrebe za energijom – u količini i vrsti (MZOE, 2019)..

Energetska politika i strategija Republike Hrvatske usmjerena je ciljevima EU u pogledu smanjenja emisije stakleničkih plinova, povećanja udjela OIE, energetske učinkovitosti, sigurnosti i kvalitete opskrbe te razvoja unutarnjeg energetskeg tržišta EU, kao i raspoloživim resursima, energetskej infrastrukturi te konkurentnošću gospodarstva i energetskeg sektora.

U transformaciji energetskeg sektora u sektor niskih emisija stakleničkih plinova, sudjelovat će svi sektori energetske proizvodnje i potrošnje, kao i sustavi koji energiju i energente prenose i opskrbljuju kupce. Energetske sustavi u svojoj transformaciji moraju i dalje ispunjavati svoju

osnovnu svrhu, a to je sigurna opskrba energijom i energentima svih kupaca, po prihvatljivim cijenama i uz minimalan utjecaj na okoliš.

Glavne smjernice promjena u energetsom sektoru su (MZOE, 2019):

- O snažiti energetska tržišta kao nosivu komponentu razvoja energetska sektora. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine tranzicije predstavljaju projekcije cijena emisijskih jedinica.
- Potpuno integrirati energetska tržišta u međunarodno tržište energije, tehnologija, istraživanja, usluga, proizvodnje, a osobito unutarnje energetska tržište EU.
- Ojačati sigurnost opskrbe energijom kroz rast domaće proizvodnje i povezivanje energetska infrastrukture, kao i uvođenje mehanizama za razvoj proizvodnih kapaciteta
- Povećati energetska učinkovitost u svim dijelovima energetska lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije).
- Kontinuirano povećavati udio električne energije u potrošnji energije s ciljem smanjenja potrošnje energije iz fosilnih goriva.
- Kontinuirano povećavati proizvodnju električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova – prvenstveno iz OIE.
- Razvoj temeljiti na komercijalno dostupnim tehnologijama, naročito iskorištavanju energije vode, sunca, vjetrova i ostalih OIE.

Brze promjene u energetici nisu moguće jer je provedba energetska projekata dugotrajna, a odstupanja od planova izazivaju velike troškove. Stoga u promatranom razdoblju treba razlikovati dva vremenska perioda: dugoročni – do 2050. godine, u kojem se postavljaju strateški ciljevi po sektorima te kratkoročni – do 2030. godine, u kojem je nužno provesti mjere koje će odrediti put prema ostvarenju tih ciljeva.

1.3. Scenarijski pristup

Vodeći se prvenstveno potrebom smanjenja emisija stakleničkih plinova iz energetska sektora, a pritom uvažavajući glavne smjernice koje se odnose na sigurnost opskrbe, povećanje domaće proizvodnje iz potencijala kojima Republika Hrvatska raspolaže s naglaskom na korištenje OIE, smanjenje gubitaka energije i povećanje energetska učinkovitosti, razmatrana

su tri scenarija koji se međusobno razlikuju u dosezima smanjenja emisija stakleničkih plinova (MZOE, 2019).

Scenarij 0 (S0) odnosno Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera, a koji predstavlja kontinuitet sadašnje politike primjene postojećih mjera u promjenama energetskega sektora.

Scenarij 1 (S1) odnosno Scenarij ubrzane energetske tranzicije koji kreće od pretpostavke da na međunarodnoj razini, a posebno na razini zemalja članica EU-a, postoji snažna suradnja u dostizanju ciljeva Pariškog sporazuma koja se oslikava u globalnoj raspoloživosti potrebnih tehnologija, smanjenju specifičnih troškova OIE-a te upravljanju tržišnim mehanizmima u stvaranju povoljnih uvjeta za široko korištenje OIE-a i primjenu mjera energetske učinkovitosti. Na svim razinama proizvodnje, prijenosa/transporta, distribucije i potrošnje energije očekuje se poboljšanje energetske učinkovitosti.

Scenarij 2 (S2) odnosno Scenarij umjerene energetske tranzicije, po svojim je osnovnim karakteristikama sličan scenariju S1, ali s nižim ciljevima energetske obnove zgrada, nižom stopom rasta potrošnje električne energije, neznatno manjim brojem novoizgrađenih vjetroelektrana, sunčanih elektrana i plinskih elektrana, sporijim promjenama u sektoru prometa i sporijom tranzicijom u gospodarstvu. Posljedično, scenarij S2 je investicijski manje zahtjevan, zahtjeva manje operativne troškove za uravnoteženje sustava uz uvažavanje potrebe za smanjenjem emisija stakleničkih plinova.

Cilj diplomskog rada je prikazati osnovne koncepte nove Strategije energetskega razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, prikazati stanje energetskega sektora u RH te strateške ciljeve i razvoj energetskega razvoja RH. Nadalje, cilj je prikazati scenarije koje predviđa Strategija, te razviti scenarij vlastite izrade u računalnom programu EnergyPLAN – alat koji optimizira vođenje budućeg stanja energetskega sektora na temelju ulaznih podataka. U završnom dijelu rada, bit će iznesene usporedbe i zaključci vezani uz scenarijski pristup Strategije te vlastite scenarije izrađene u programu EnergyPLAN.

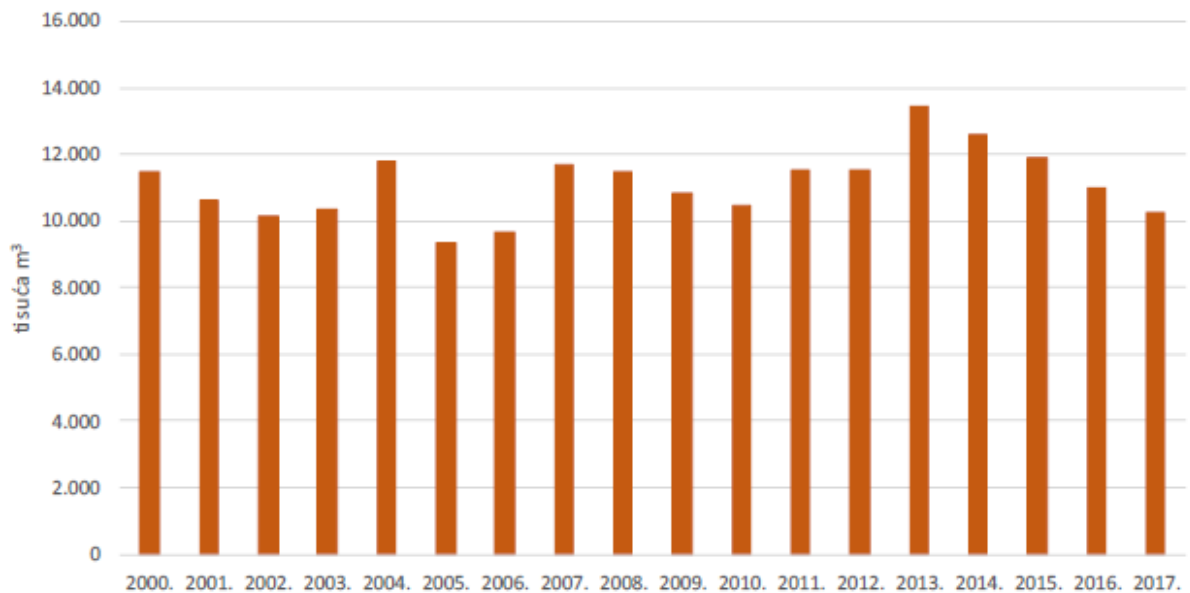
2. STANJE ENERGETSKOG SEKTORA U REPUBLICI HRVATSKOJ

2.1. Rezerve energije i potencijali

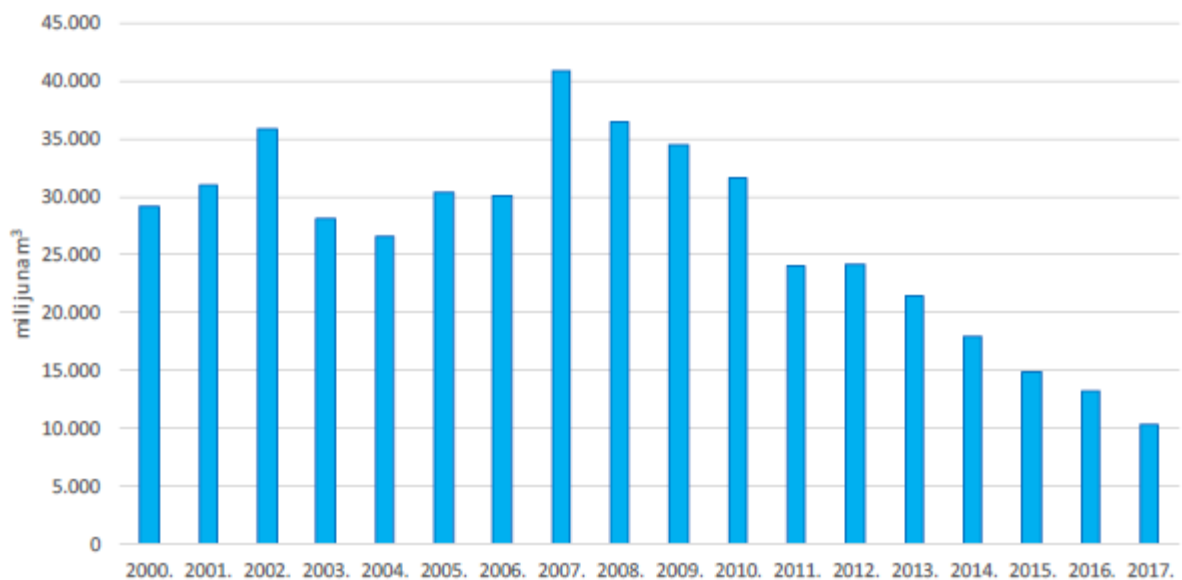
2.1.1. Fosilna goriva

U Republici Hrvatskoj postoje tri naftno – geološka područja značajna za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. To su Panonski bazen, Dinaridi i Jadransko podmorje. Najvažnije područje pripada Panonskom bazenu u kojem je značajnija proizvodnja započela pedesetih godina 20. stoljeća. Na sjevernom Jadranu otkriveno je 17 plinskih polja, a ležišta se uglavnom nalaze između 500 m i 1000 m dubine. Plin se proizvodi iz 3 eksploatacijske koncesije na 11 plinskih polja. Na području kontinentalne Hrvatske postoji 57 eksploatacijskih polja od kojih se na 17 proizvodi nafta, na 25 nafta i plin, a na 15 eksploatacijskih polja plin i kondenzat.

Promatrano od 2000. godine, bilančne rezerve nafte i kondenzata kreću se između 9,0 i 13,5 milijuna m³(EIHP, 2019). Od 2013. godine nadalje bilježi se stalni pad rezervi nafte i kondenzata (slika 2-1). Bilančne rezerve prirodnog plina u stalnom su padu od 2007. godine, a u 2017. godini bile su na razini od svega 25 % rezervi iz 2007. godine.



Slika 2-1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u Republici Hrvatskoj od 2000. do 2017. godine



Slika 2-2. Bilančne rezerve prirodnog plina u Republici Hrvatskoj od 2000. do 2017. godine

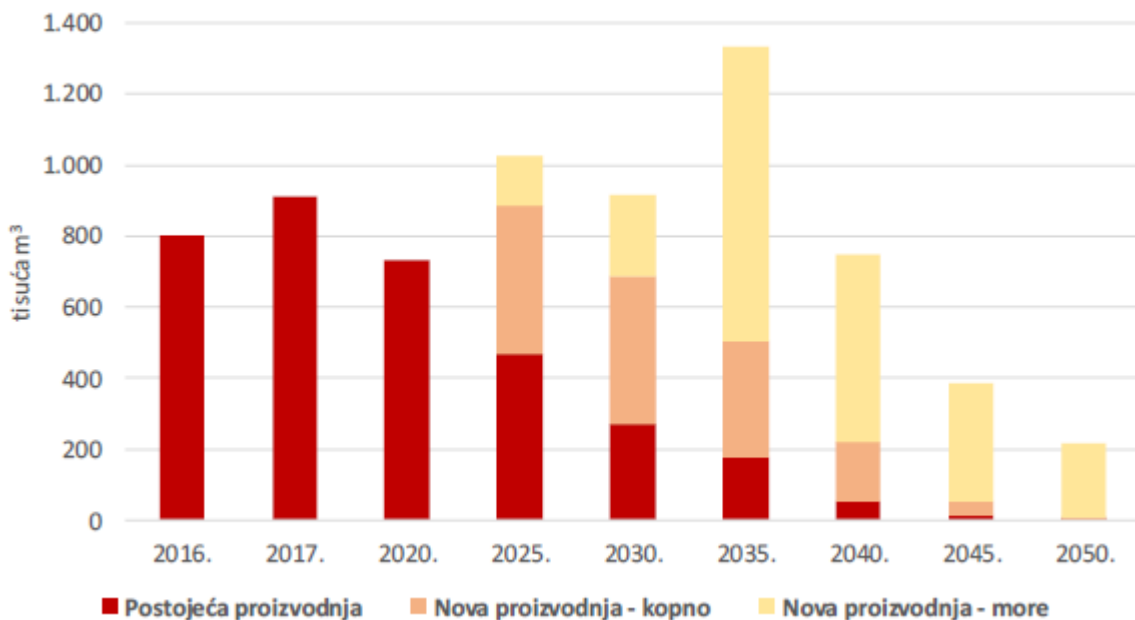
Postojeća eksploatacijska polja u visokom su stupnju iscrpljenosti, a na mnogima su primijenjene sekundarne metode pridobivanja ugljikovodika. S krajem 2017. godine ukupan iscrpak nafte iznosio je 32,9 %, kondenzata 55,1 % te prirodnog plina 56,6 %. Planirani iscrpak nafte svega je 3 % veći od ostvarenog i iznosi 35,6 %, dok je kod plina planirani iscrpak nešto veći i iznosi 64,2 %. Kako bi se povećale bilančne rezerve nafte i plina, odnosno produljio proizvodni vijek postojećih polja, potrebna su znatna ulaganja u primjenu novih tehnologija za proizvodnju nafte i plina. Osim toga, povećanje rezervi moguće je dodjelom novih dozvola za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika i otkrivanjem novih potencijala.

Tablica 2-1. Stanje rezervi ugljikovodika u RH na dan 31.12.2017. godine

Vrsta	Mjerna jedinica	Ukupno potvrđene rezerve	Ukupno pridobivene količine do 31.12.2017.	Bilančne rezerve	Iscrpak	
					Ostvaren	Predviđen
Nafta	tisuća m ³	340 353	111 796	9 954	32,85 %	35,56 %
Kondenzat	tisuća m ³	18 667	10 288	1 073	55,11 %	60,30 %
Plin	milijuna m ³	155 730	88 210	10 286	56,64 %	64,15 %

Ukoliko ne dođe do dodatnih ulaganja u obnavljanje rezervi, a uzimajući u obzir stupanj iscrpljenosti postojećih eksploatacijskih polja, trend smanjenja proizvodnje te životni vijek postojećih polja, za očekivati je da će vrlo brzo nakon 2030. godine pridobive količine postati nedovoljne za ekonomski isplativu eksploataciju (EIHP, 2019).

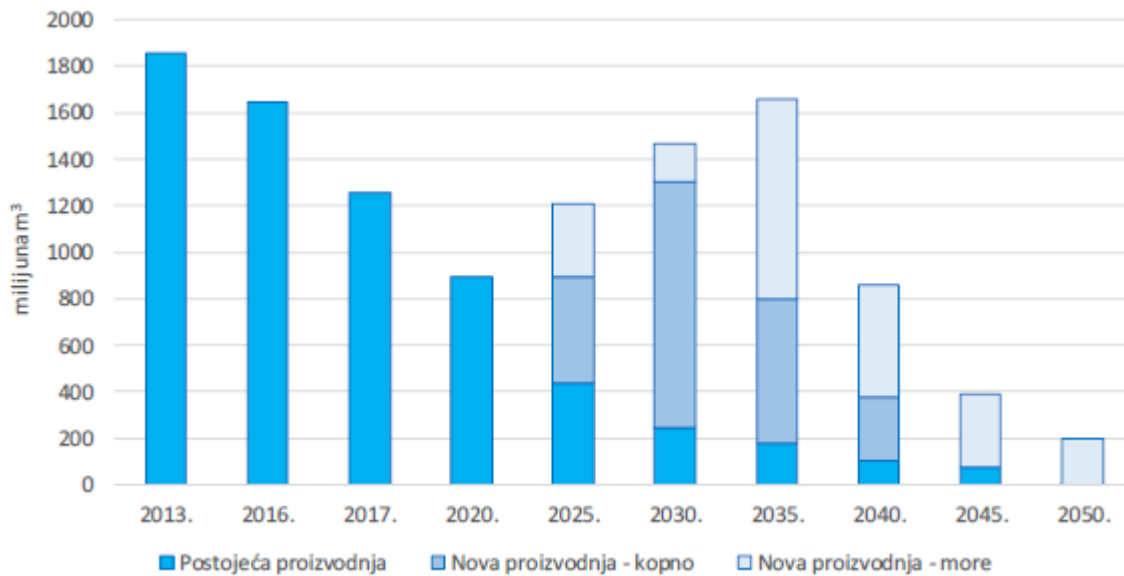
Na slikama 2-3. i 2-4. prikazane su projekcije proizvodnje nafte i plina do 2050. godine. Projekcije uzimaju u obzir daljnja ulaganja u obnavljanje rezervi, a pretpostavljeno je da će doći do komercijalnih otkrića koje će ući u fazu eksploatacije 2025. godine, a puni proizvodni potencijal naftnih polja očekuje se u razdoblju između 2030. i 2035. godine. Nakon 2035. godine pretpostavljen je kontinuirani pad proizvodnje nafte koja bi u 2050. iznosila oko 220 000 m³. Sve navedene projekcije ovisit će o intenzitetu novih istraživanja ugljikovodika koja će rezultirati novom proizvodnjom. Projekcije su napravljene uz pretpostavku da se već danas započne s intenzivnim investicijama u istraživanja ugljikovodika, koje će uvelike ovisiti o rezultatima nadmetanja za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika u Panonu i Dinaridima koji su objavljeni krajem 2018. godine i početkom 2019. godine.



Slika 2-3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine

Analogno proizvodnji nafte, očekuje se i smanjenje proizvodnje prirodnog plina do 2020. godine, nakon čega je pretpostavljeno povećanje proizvodnje kao rezultat eksploatacije novih plinskih polja. Ukoliko investicije u nova istraživanja ugljikovodika rezultiraju novim

komercijalnim otkrićima, rast proizvodnje plina očekuje se do 2035. godine nakon čega bi uslijedilo smanjenje proizvodnje (EIHP, 2019).



Slika 2-4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine

2.1.2. Obnovljivi izvori energije

Potencijal vodotoka (hidroelektrane)

Ukupni prirodni (bruto) hidropotencijal u RH iznosi oko 21,3 TWh, a ukupni tehnički iskoristivi hidropotencijal oko 12,4 TWh. Danas je iskorišteno oko 49 % što znači da preostali tehnički hidropotencijal iznosi oko 6,2 TWh (EIHP, 2019).

Tehnički hidropotencijal većih vodotoka koji bi se iskoristio za izgradnju velikih hidroelektrana iznosi ukupno oko 1 694 MW s godišnjom proizvodnjom električne energije oko 4,74 TWh. Što se tiče potencijala projekata reverzibilnih hidroelektrana, ukupna snaga projekata iznosi oko 2 276 MW s ukupnom godišnjom proizvodnjom električne energije od 4,61 TWh (EIHP, 2019).

Tehnički hidropotencijal malih vodotoka koji bi se iskoristio za izgradnju malih hidroelektrana iznosi ukupno oko 149 MW s mogućom proizvodnjom električne energije oko 515 GWh (EIHP, 2019).

Potencijal vjetra (vjetroelektrane)

Osim velikih hidroelektrana, vjetroelektrane u RH po instaliranoj snazi imaju najveći udio među elektranama koje koriste OIE. Krajem 2018. godine u RH u pogonu su bile 22 vjetroelektrane ukupne snage 567 MW što čini 78 % svih OIE koje primaju poticaje na temelju ugovora o otkupu električne energije s HROTE-om.

Za desetogodišnje razdoblje (2009. – 2018.) prosječna proizvodnost svih vjetroelektrana po godinama iznosila je 2 342 FLH (*Full Load Hours* – broj sati u godini kada vjetroturbina radi na punom kapacitetu) te je varirala po godinama u rasponu od ± 4 % (ovisno o vjetrovitosti u toj godini i o tehnologiji vjetroatregata).

Radi procjene ukupnih iskoristivih potencijala vjetra na ukupnoj kopnenoj površini RH provedene su prostorne analize tehničke prihvatljivosti i analize ograničenja vezanih za zaštitu okoliša (EIHP, 2019).

Tehnička prihvatljivost odnosi se na morfologiju terena (nagibe) i proizvodnost, opravdava izgradnju vjetroelektrane i iskorištavanje vjetropotencijala na određenom prostoru. Proizvodnost (eng. *Capacity factor*) je prvenstveno ovisna o brzini (snazi) vjetra, no bitan utjecaj ima i površina rotora koja transformira energiju vjetra u kinetičku energiju rotora. Napretkom tehnologije vjetroatregata, posebice lopatica, zadnjih se godina povećava površina rotora, a samim time se diže i proizvodnost, čime nekad tehnički neprihvatljive lokacije s nižim brzinama vjetra (niže od 6 m/s) postaju prihvatljive (EIHP, 2019).

Procjenjuje se da će se, uzimajući u obzir ograničenja vezana za zaštitu okoliša, kao i ostala okolišno – prostorna, socijalna i infrastrukturna ograničenja, prostor za izgradnju vjetroelektrana ograničiti na oko 1 200 km². Uz pretpostavku za potreban prostor vjetroelektrane od oko 0,15 km²/MW dolazi se do potencijala od oko 7 000 do 9 000 MW na cijelom kopnenom teritoriju Republike Hrvatske (EIHP, 2019).

Osim potencijala na kopnu Republika Hrvatska unutar svojih teritorijalnih voda raspolaže i potencijalom energije vjetra iznad morske pučine. Ukupan sagledani prostor udaljen je 10 km od linije vanjskih otoka pa sve do granice teritorijalnih voda, te iznosi oko 10 000 km² pučine.

Sunčeva energija

Srednja godišnja ozračenost vodoravne plohe Sunčevim zračenjem za područje Republike Hrvatske kreće se između 1,20 MWh/m² za planinske krajeve do 1,60 MWh/m² za područje vanjskih otoka.

Do kraja 2017. godine u RH bilo je instalirano ukupno 51,49 MW fotonaponskih elektrana, uz godišnju proizvodnju električne energije od oko 75 GWh. Najveći udio u snazi, preko 60 %, otpada na distribuirana postrojenja na građevinama.

Fotonaponski sustavi (dalje u tekstu: FN) dijele se na centralizirane FN elektrane i FN sustave na građevinama. U tablici 2-2. prikazani su procijenjeni tehnički potencijali FN sustava.

Tablica 2-2. Procijenjeni tehnički potencijal FN sustava

Tip FN sustava	Procijenjeni tehnički potencijal (MW)
Centralizirane fotonaponske elektrane	5 303
FN sustavi na građevinama	2 718
Ukupno	8 021

Osim FN sustava, za proizvodnju električne energije mogu se koristiti sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja. Uz ograničenja potrebne površine i konfiguracije terena, ukupni tehnički potencijal može se procijeniti na instaliranu snagu oko 500 MW.

Biomasa

Potencijal biomase u Republici Hrvatskoj se procjenjuje na 78,56 – 148,81 PJ/ godišnje iz postojećih izvora (tablica 2-3.):

Tablica 2-3. Izvori biomase i njihovi energetske potencijali

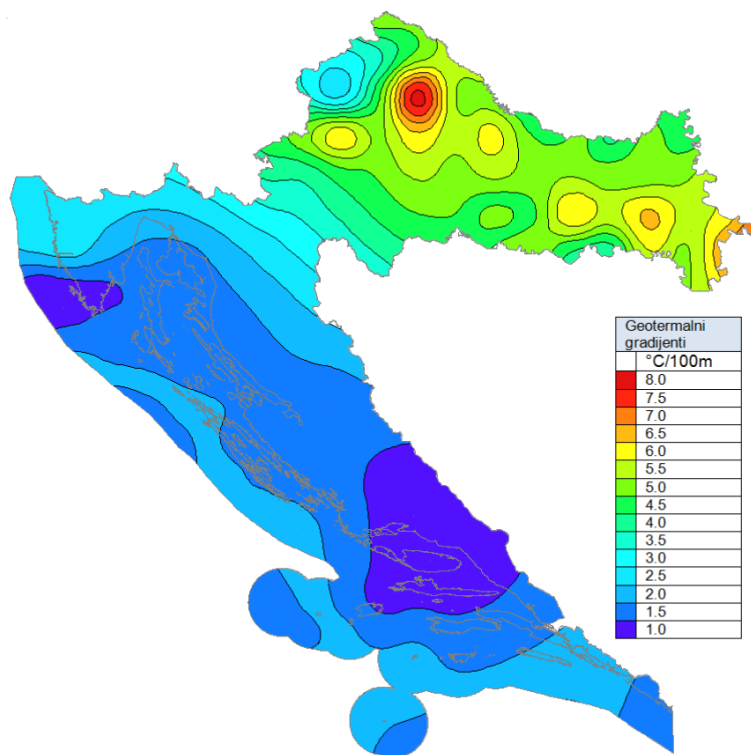
Izvor	Potencijal biomase (PJ/god.)
Drvena biomasa	35,5 – 68
Granjevina iz održavanja trajnih nasada	0,7 – 4,21
Posliježetveni ostaci	18,44 – 57,93
Bioplin i biometan	5,83 – 11,5

Otpad	18,09 – 20,11
-------	---------------

Postojeći potencijal omogućuje predviđenu proizvodnju energije iz biomase za potrebe elektroenergetskog sustava i toplinarstva te proizvodnju tekućih biogoriva. Za potrebe dekarbonizacije tržišta prirodnog plina u 2030. godini potrebno je oko 9 PJ plina iz obnovljivih izvora.

Geotermalna energija

Hrvatska se može, s obzirom na geotermalni gradijent, podijeliti na dva osnovna područja (slika 2-5.): Panonsko, koje karakteriziraju visoke vrijednosti gustoće toplinskog toka i visoki geotermalni gradijent te Dinaridi s niskim vrijednostima. U području Panona te u središnjoj Hrvatskoj geotermalni gradijent iznosi preko 4°C/100 m, dok u Dinaridima on iznosi svega 2,5°C/100 m.



Slika 2-5. Karta geotermalnih gradijenata Republike Hrvatske

Uz brojne pojave geotermalnih voda uz koje su se razvili medicinsko rekreacijski objekti, u okviru istraživanja nafte i plina u drugoj polovici 20. stoljeća u Panonskom području otkrivena

su geotermalna ležišta u širokom rasponu temperatura i količina. Najznačajnija su: Kutnjak – Lunjkovec, Velika Ciglena, Bizovac, Draškovec, Babina Greda, Ferdinandovec i Ivanić. Trenutno se eksploatira samo ležište u Bizovcu, dok su projekti u Draškovcu i Velikoj Cigleni već u podmakloj fazi realizacije. U blizini Karlovca otkriveno je značajno geotermalno ležište Rečica, a na području Zagreba i geotermalno polje Zagreb čije je korištenje danas vrlo ograničeno. Veliki potencijal predstavljaju i akviferi dubokih naftnih i plinskih polja u Dravskoj depresiji koji bi se mogli ekonomski opravdano koristiti nakon prestanka proizvodnje ugljikovodika s temperaturama vode u ležištu od gotovo 120 °C. Potencijalni slični lokaliteti za koje su nužni dodatni istražni radovi nalaze se u području Murske depresije, Podravske Slatine u Dravskoj depresiji i u Slavonsko – srijemskoj depresiji. Najveći geotermalni potencijal s obzirom na litološki karakter ležišta geotermalne vode imaju razdrobljeni karbonati jer se obično javljaju kao tijela velikih dimenzija, tvoreći ležišta masivnog tipa velike izdašnosti dok su pješčenjaci manjeg, iako značajnog, geotermalnog potencijala.

U izračun potencijala uzeto je u obzir 17 poznatih lokacija u Panonskom dijelu Hrvatske, od kojih je 15 razmatrano s opcijom proizvodnje električne i toplinske energije, a dvije samo s proizvodnjom toplinske energije. Za određivanje moguće neto snage postrojenja za proizvodnju energije uzeti su u obzir podaci o temperaturi pronađene geotermalne vode i izmjereni ili procijenjeni protok (l/s), procijenjena izlazna temperatura (80°C), procjena broja bušotina, te procijenjena termička iskoristivost proizvodnje električne energije (7,8% - 10,3%). Potencijal geotermalne energije procijenjen je, ovisno o termičkoj iskoristivosti na 56,5 – 67,6 MW_e i 456,0 MW_t moguće neto instalirane snage. Uz razmatrane lokalitete, za koje se smatra da ih je realno moguće staviti u proizvodnju do 2050. godine, postoji i niz drugih lokacija koje je moguće istraživati, čiji geotermalni potencijal može dosegnuti i do 100 MW_e.

U okviru potencijala geotermalne energije treba uzeti u obzir i energiju sadržanu u prirodnom plinu otopljenom u geotermalnim vodama koji se separira pri proizvodnji geotermalne vode, a prije puštanja u sustav elektrane. Takav slučaj je na lokaciji Draškovec gdje se plin izdvojen iz proizvedene vode planira koristiti za proizvodnju električne energije.

2.2. Potrošnja energije

Što se tiče potrošnje energije, razlikuju se ukupna potrošnja energije i neposredna potrošnja energije. Ukupna potrošnja energije – domaća proizvodnja energije kojoj se pribraja energija iz uvoza, a oduzima se izvezena energija, te ona zapravo predstavlja dostupnu količinu energije prije transformacija. Neposredna potrošnja energije predstavlja količinu energije koja je dostupna za upotrebu krajnjim korisnicima (kućanstva, promet, industrija itd.).

2.2.1. Ukupna potrošnja energije

Ukupna potrošnja energije u Hrvatskoj u 2017. godini povećana je u odnosu na ostvarenu ukupnu potrošnju u prethodnoj godini za 3,5 % (tablica 2-4.).

Tablica 2-4. Ukupna potrošnja energije u RH

	Ukupna potrošnja energije (ktoe)					
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Ugljen i koks	631,28	675,11	646,68	605,79	651,01	392,33
Drvo i biomasa	1 240,90	1 231,16	1 091,36	1 257,55	1 252,17	1 242,20
Tekuća goriva	3 272,34	3 160,84	3 117,96	3 248,38	3 254,98	3 476,92
Prirodni plin	2 413,24	2 281,86	2 019,41	2 081,90	2 170,55	2 493,26
Vodne snage	415,90	741,33	774,39	549,50	589,17	456,35
Električna energija	638,95	332,67	339,90	583,75	475,58	597,91
Neobnovljivi otpad	8,14	8,74	10,15	9,31	10,15	11,53
Obnovljivi izvori	91,04	109,81	138,87	152,97	160,93	195,70
UKUPNO	8 711,79	8 541,52	8 138,72	8 489,15	8 564,55	8 866,21

Tijekom razdoblja od 2012. do 2017. godine ukupna potrošnja energije rasla je s prosječnom godišnjom stopom od 0,4 %. U tom razdoblju ostvaren je trend porasta potrošnje ostalih obnovljivih izvora, energije iskorištenih vodnih snaga, potrošnje toplinske energije iz dizalica topline, ogrjevnog drva i biomase te ugljena i koksa, dok je u potrošnji ostalih oblika energije ostvaren tren smanjenja potrošnje.

Najveći udio u ukupnoj potrošnji energije u Hrvatskoj ostvarila su tekuća goriva. Njihov udio iznosio je 37,6 % u 2012. godini, a do 2017. godine povećao se na 39,2 %. Osim udjela tekućih goriva u 2017. godini povećan je i udio prirodnog plina za 0,4 % te je iznosio 28,1 %. Udio

uvozne električne energije smanjen je sa 7,3 % u 2012. godini na 6,7 % u 2017. godini. Hidrološke prilike bile su takve da je udio vodnih snaga povećan s 4,8 % na 5,1 %. Povećan je i udio ostalih OIE (energija vjetra, energija Sunca, geotermalna energija, biodizel i bioplin) s 1,0 % u 2012. godini na 2,2 % u 2017. godini. Udio ogrjevnog drva i krute biomase smanjen je sa 14,2 % na 14,0 %. Udio ugljena i koksa smanjen je sa 7,2 % na 4,4 %. Ukupna potrošnja energije po stanovniku u RH u 2017. godini iznosila je 2 397 kg ekvivalentne nafte te je u odnosu na odgovarajuću potrošnju u EU bila manja za 30,1 %.

2.2.2. Neposredna potrošnja energije

Neposredna potrošnja energije u 2017. godini povećana je za 4,0 % u odnosu na prethodnu godinu. Tijekom razdoblja od 2012. do 2017. godine ostvaren je trend povećanja neposredne potrošnje energije s prosječnom godišnjom stopom od 0,7 %.

Tablica 2-5. Neposredna potrošnja energije u RH

	Neposredna potrošnja energije (ktoe)					
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Ugljen i koks	129,49	116,00	102,55	81,38	66,93	76,17
Drvo i biomasa	1 210,87	1 198,34	1 055,77	1 196,90	1 154,08	1 131,22
Tekuća goriva	2 543,29	2 559,98	2 495,30	2 629,39	2 694,54	2 849,82
Prirodni plin	1 053,03	994,86	939,12	977,47	1 030,57	1 081,41
Električna energija	1 319,86	1 295,96	1 275,41	1 319,26	1 315,56	1 373,92
Toplinska energija	228,93	231,16	193,01	212,00	222,46	230,80
Neobnovljivi otpad	8,14	8,74	10,15	9,31	10,15	11,53
Obnovljivi izvori	51,12	47,81	46,90	43,58	21,47	21,60
UKUPNO	6 544,74	6 452,84	6 118,21	6 469,30	6 515,75	6 776,47

Najveći udio u neposrednoj potrošnji energije ostvarila su tekuća goriva, a njihov je udio s 38,9 % u 2012. godini povećan na 42,1 % u 2017. godini. U istom razdoblju je udio električne energije povećan s 20,2 % na 20,3 %. Po visini udjela u neposrednoj potrošnji energije slijedi ogrjevno drvo i ostala biomasa kojima je udio smanjen sa 18,5 % na 16,7 %, kao i prirodni plin čiji je udio sa 16,1 % smanjen na 16,0 %. Udio toplinske energije smanjen je sa 3,5 % na 3,4 %.

Ukupna neposredna potrošnja energije, bez ne-energetske potrošnje, iznosila je u RH u 2017. godini 1 677 kg ekvivalentne nafte po stanovniku. U odnosu na prosjek za EU ta je potrošnja bila manja za 22,6 %. Neposredna potrošnja električne energije po stanovniku u RH iznosila je 3 888 kWh te je u odnosu na prosječnu vrijednost za EU bila manja za 28,7 %.

2.3. Zadovoljenje potreba za energijom

2.3.1. Proizvodnja i dobava prirodnog plina

Nafta i plin u Republici Hrvatskoj eksploatiraju se na 25 eksploatacijskih polja, dok se samo prirodni plin proizvodi iz 12 eksploatacijskih polja u Panonu i tri eksploatacijska polja na Jadranu čime je u 2017. godini podmireno 49,3 % domaćih potreba za prirodnim plinom. Međutim, kada se u obzir uzme samo prirodni plin iz Jadrana koji pripada RH, domaćim prirodnim plinom podmireno je 39,6 % ukupnih potreba.

Proizvodnja prirodnog plina je 2017. godine iznosila 1,49 milijardi m³ što je gotovo 50 % manje od proizvodnje ostvarene 2007. godine (2,89 milijardi m³). Od 2015. godine proizvodnja prirodnog plina smanjuje se prosječnom godišnjom stopom od gotovo 9 %.

Dobava prirodnog plina u RH provodi se preko dva međunarodna priključka za prihvatanje plina iz uvoznih dobavnih pravaca (Rogatec u Sloveniji i Dravaszerdahely u Mađarskoj). U 2017. godini uvoz plina iznosio je 1,81 milijardi m³.

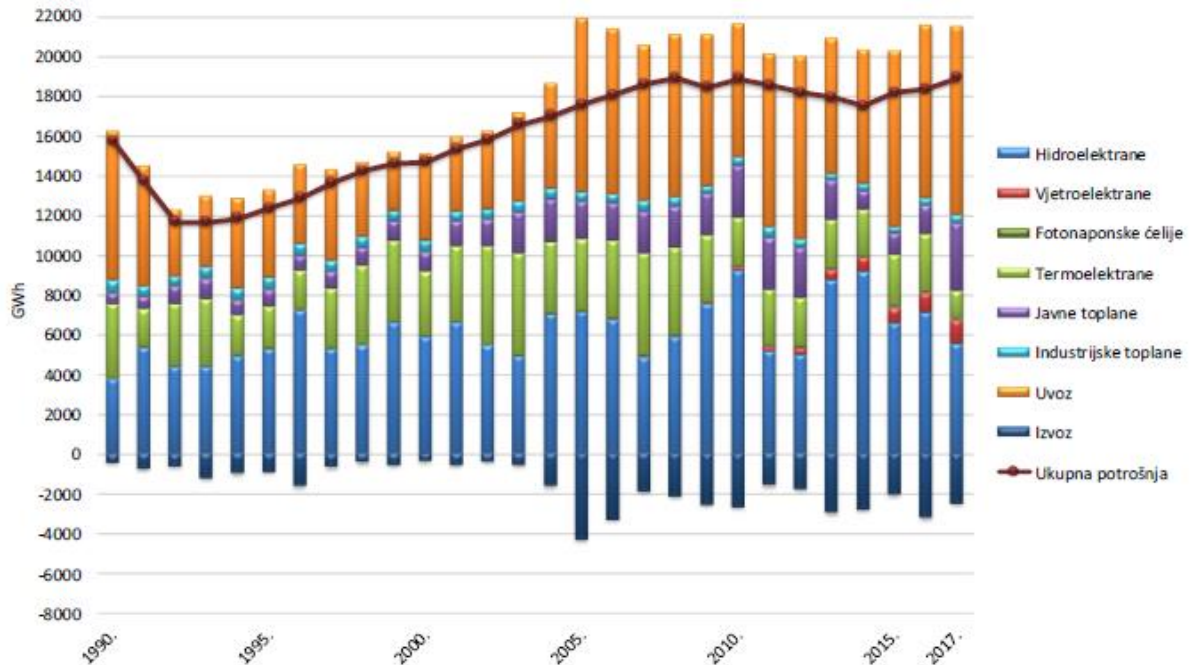
2.3.2. Proizvodnja i dobava nafte i naftnih derivata

Opskrba tržišta naftnim derivatima odvija se dijelom iz domaćih rafinerija, a dijelom iz uvoza. Posljednjih nekoliko godina, udio uvoza iznosio je gotovo 60 % od ukupne potrošnje naftnih derivata u Hrvatskoj.

Ukupne potrebe za naftnim derivatima su u 2017. godini iznosile oko 3,95 milijuna tona. Iste godine, proizvodnja derivata bila je svega 0,06 milijuna tona veća od potrošnje i iznosila je 3,89 milijuna tona. Uvoz naftnih derivata u RH iznosio je 2,38 milijuna tona dok je izvoz bio veći za 0,11 milijuna tona. Najveći udio u ukupnoj potrošnji naftnih derivata u 2017. godini zauzimaju motorna goriva – dizelsko gorivo (45,4 %) i motorni benzin (13,2%).

2.3.3. Proizvodnja i dobava električne energije

Ukupne potrebe za električnom energijom u Republici Hrvatskoj u 2017. godini iznosile su oko 19 TWh. U strukturi potrošnje električne energije dominira opća potrošnja (sektor usluga, kućanstva, poljoprivreda i graditeljstvo) sa 75,8 %, dok je udio industrije 22,2 %, te prometa 2,0 %. Potrebe za električnom energijom zadovoljavaju se iz domaćih elektrana i iz uvoza (slika 2-6.).



Slika 2-6. Raspoloživa električna energija u RH

U 2017. godini hidroelektrane su sudjelovale s 29,1 % u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom. Udio hidroelektrana ovisi o hidrološkim prilikama. U termoelektranama, javnim i industrijskim toplanama proizvedeno je 27,4 % ukupnih potreba. Proizvodnja vjetroelektrana i FN sustava dostigle su 6,8 % ukupnih potreba.

Hrvatski elektroenergetski sustav je neto uvoznik električne energije. Neto uvoz u 2017. godini zadovoljio je 36,7 % ukupnih potreba ili 6,95 TWh. U ovaj iznos uključena je i polovica proizvodnje nuklearne elektrane Krško. Značajna količina električne energije se tranzitira preko hrvatskog elektroenergetskog sustava – 2,5 TWh u 2017- godini.

2.4. Infrastruktura energetskeg sustava

2.4.1. Plinski sustav

Transportni plinski sustav Republike Hrvatske sastoji se od ukupno 2 693 km plinovoda, kojima upravlja operator transportnog plinskog sustava PLINACRO d.o.o. Plin se u transportni plinski sustav preuzima preko devet priključaka na ulaznim mjernim stanicama, od kojih je šest u funkciji prihvata iz proizvodnih polja na teritoriju Republike Hrvatske, dva su priključka međunarodna i u funkciji su prihvata plina iz uvoznih dobavnih pravaca (Slovenija i Mađarska), dok je jedan priključak u funkciji povlačenja plina iz podzemnog skladišta plina Okoli.

Predaja plina iz transportnog sustava odvija se putem 194 priključka na 157 izlaznih mjerno – redukcijskih stanica. Od ukupnog broja priključaka njih 36 je u funkciji predaje plina industrijskim kupcima na transportnom plinskom sustavu, dok se putem 158 priključaka plin predaje u distribucijske plinske sustave. Transportni plinski sustav omogućuje predaju plina na području 19 županija.

Republika Hrvatska ima i podzemno skladište plina Okoli kojim upravlja društvo Podzemno skladište plina d.o.o. (PSP). Projektirani radni obujam skladišta iznosi maksimalno 553 milijuna m³ plina. Maksimalni kapacitet povlačenja plina iznosi 240 000 m³/h, a maksimalni kapacitet utiskivanja plina 180 000 m³/h.

Distribucijski plinski sustav izgrađen je uglavnom na području središnje i istočne Hrvatske, u većim naseljima Istarske i Primorsko – goranske županije te djelomično na užem području većih gradova u Zadarskoj, Šibensko – kninskoj i Splitsko – dalmatinskoj županiji.

2.4.2. Naftni sustav

Nafta se u Hrvatskoj prerađuje u dvije rafinerije, u Rijeci (Urinj) i Sisku. Instalirani kapacitet rafinerija nafte iznosi ukupno 9 milijuna t godišnje – 5 milijuna t u Rijeci i 4 milijuna t u Sisku. U radu je također i rafinerija maziva u Zagrebu s kapacitetom od 60 000 t godišnje.

Transport nafte obavlja se Jadranskim naftovodom (JANAF) koji se proteže od tankerske luke u Omišlju na Krku do obje domaće rafinerije nafte i prema rafinerijama u jugoistočnoj i srednjoj Europi. Ukupna duljina naftovoda iznosi 631 km. Projektirani kapacitet naftovoda iznosi 34 milijuna tona transporta nafte godišnje, a instalirani 20 milijuna tona. Prihvatno –

otpremni terminali nalaze se u Omišlju, Sisku, Virju i u blizini Slavanskog Broda. Ukupni kapaciteti spremnika za skladištenje sirove nafte na terminalima Omišalj, Sisak i Virje iznose 1,94 milijuna m³. Kapaciteti za skladištenje naftnih derivata u Omišlju i Zagrebu iznose 222 000 m³. Naftovodno – skladišna infrastruktura JANAF-a od strateškog je energetskeg značaja za Republiku Hrvatsku i države jugoistočne i srednje Europe s rastućom ulogom u sigurnosti opskrbe energijom, čime doprinosi ostvarenju jednog od ključnih ciljeva energetske politike Republike Hrvatske i EU-a.

Skladišni kapaciteti za naftne derivate većeg volumena smješteni su u blizini luka radi dopreme i otpreme proizvoda. Postoji i veliki broj manjih skladišta za naftne derivate koja su vezana za benzinske postaje, veleprodajne centre, velike potrošače i druge objekte.

2.4.3. Elektroenergetski sustav

Instalirani kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Hrvatskoj obuhvaćaju hidro i termoelektrane, veći broj vjetroelektrana i drugih elektrana na OIE u privatnom vlasništvu te određeni broj industrijskih termoelektrana.

Krajem 2017. godine kapaciteti za proizvodnju električne energije obuhvaćali su 17 pogona velikih hidroelektrana, sedam pogona termoelektrana, polovinu instaliranih kapaciteta u nuklearnoj elektrani Krško i veći broj lokacija koje koriste druge OIE (vjetar i sunce). Termoelektrane koriste ugljen, plin i loživo ulje. Većina elektrana na plin može kao zamjensko gorivo koristiti ekstra lako loživo ulje. Većinski vlasnik nad proizvodnim kapacitetima RH je HEP d.d. (tvrtka u vlasništvu države). Privatni proizvođači posjeduju uglavnom elektrane na OIE koje se intenzivnije razvijaju nakon uvođenja sustava poticanja proizvodnje električne energije 2007. godine.

Na kraju 2017. godine ukupna raspoloživa snaga elektrana na teritoriju RH iznosila je 5 000,6 MW. Od toga je 2 152 MW u termoelektranama, 2 206,5 MW u hidroelektranama, 576,1 MW u vjetroelektranama i 60 MW u sunčanim elektranama. Za potrebe elektroenergetskog sustava RH koristi se i 348 MW iz nuklearne elektrane Krško (tj. 50 % ukupno raspoložive snage elektrane u skladu s vlasničkim udjelima).

U tablici 2-6. prikazani su kapaciteti za proizvodnju električne energije te njihova raspoloživa snaga.

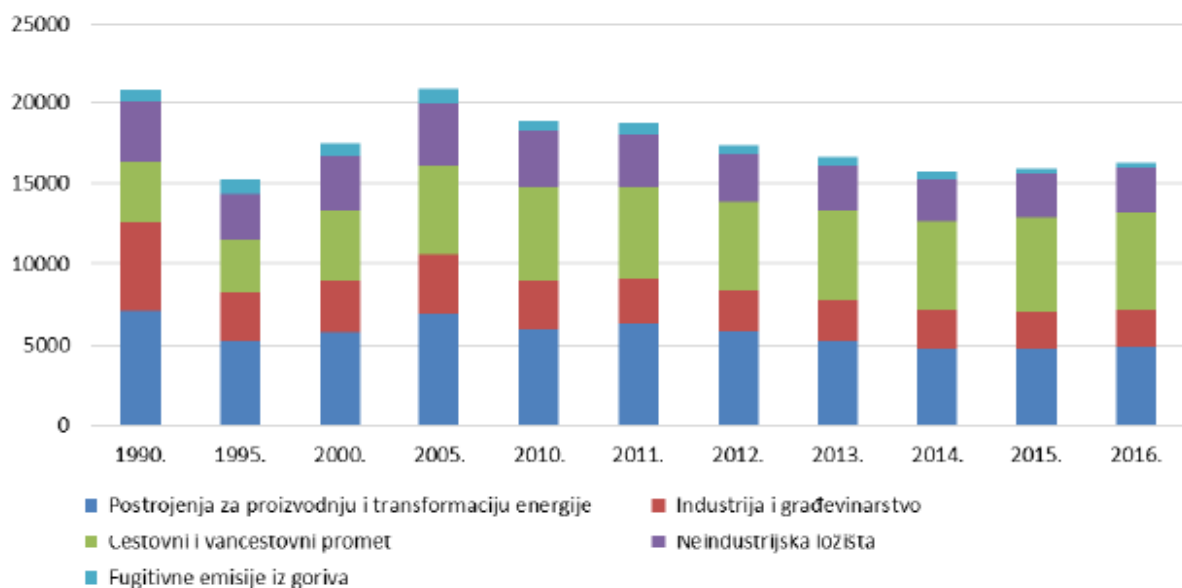
Tablica 2-6. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije u RH krajem 2017.

Kapaciteti za proizvodnju električne energije	Raspoloživa snaga [MW]
Hidroelektrane	2 206,5
Reverzibilne	293,1
Akumulacijske	1 476,9
Protočne	403,2
Male	33,3
Termoelektrane	2 152
Ugljen	315,5
Prirodni plin / Loživo ulje	1 452,9
Loživo ulje	303
Biomasa	42
Bioplin	44,6
Vjetroelektrane	576,1
Sunčane elektrane	60
Nuklearna elektrana Krško – 50 %	348
Ukupno	5 348,6

2.5. Emisije stakleničkih plinova iz energetskeg sektora

Na međunarodnoj razini postignut je znanstveni konsenzus o postojanju klimatskih promjena. Učinci klimatskih promjena već se osjećaju kroz porast prosječnih globalnih temperatura (češći i intenzivniji toplinski valovi), porast razine mora i oceana, promjenu učestalosti i intenziteta oborina te ekstremne vremenske prilike u mnogim dijelovima svijeta. Analize također ukazuju na značajan doprinos antropogenih emisija stakleničkih plinova iz energetskeg izvora na globalno zatopljenje i promjenu klime.

Oko 70 % ukupnih emisija stakleničkih plinova u Republici Hrvatskoj dolazi iz nepokretnih i pokretnih energetskeg izvora. Na slici 2 – 7. prikazan je trend emisija stakleničkih plinova iz energetskeg izvora te doprinosi pojedinih energetskeg podsektora.



Slika 2-7. Trend emisija stakleničkih plinova (kt CO_{2e}) iz energetske izvora u Hrvatskoj

Emisije iz energetske izvora u 2016. godini iznosile su 16,3 milijuna t CO_{2e}, što je za 21,6 % niže od emisija iz 1990. godine. Iz nepokretnih energetske izvora u 2016. godini se emitiralo 60,7 %, i to 30 % iz postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije, 17,1 % iz neindustrijske ložišta te 13,6 % iz industrije i građevinarstva. Cestovni i vancestovni promet je sudjelovao u emisijama s 37,5 %, dok su fugitivne emisije iz goriva doprinosile 1,8 %. Nakon višegodišnjeg smanjenja emisija, u 2015. i 2016. godini je došlo do blagog porasta emisija, što je posljedica izlaska iz ekonomske krize i porasta gospodarske aktivnosti.

3. RAZVOJ ENERGETSKOG SUSTAVA

Strateški ciljevi razvoja energetskeg sektora Republike Hrvatske temelje se na osiguranju kvalitetne, sigurne i pristupačne opskrbe energijom uz postupno smanjenje emisija stakleničkih plinova u skladu s ciljevima Europske Unije (MZOE, 2019).

Glavni strateški ciljevi energetskeg razvoja Republike Hrvatske su:

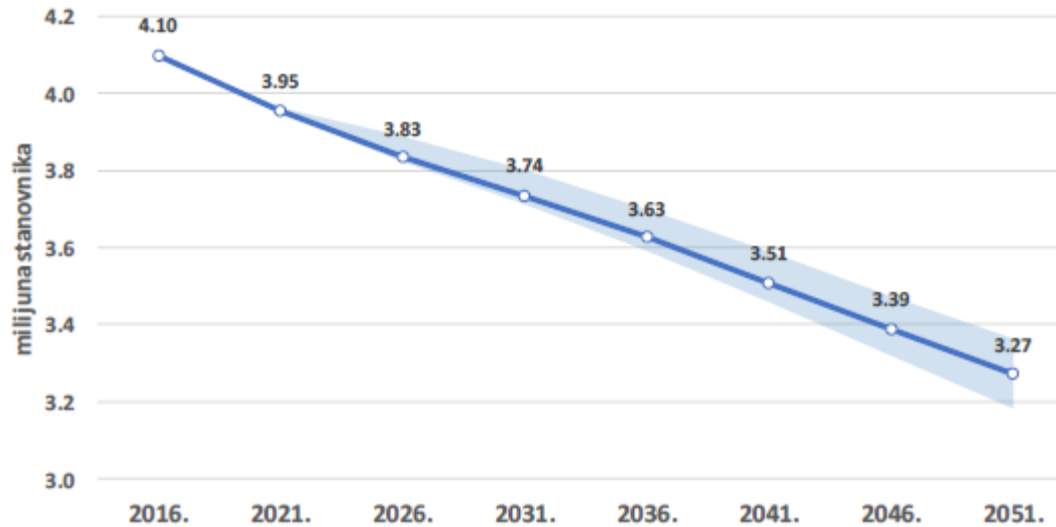
- rastuća, fleksibilna i održiva proizvodnja energije kroz smanjenje ovisnosti o uvozu energije zaustavljanjem pada domaće proizvodnje, boljim korištenjem postojećih kapaciteta za proizvodnju, transport i skladištenje energije i ulaganjima u nove kapacitete i infrastrukturu (osiguranje adekvatnog energetskeg miksa s nižim emisijama CO₂),
- razvoj energetske infrastrukture i novih dobavnih pravaca energije,
- veća energetska učinkovitost.

U transformaciji energetskeg sektora u sektor niskih emisija stakleničkih plinova, sudjelovat će svi sektori energetske potrošnje i proizvodnje, kao i sustavi koji energiju i energente prenose i dopremaju kupcima. U svojoj transformaciji, energetske sustavi moraju i dalje ispunjavati svoju osnovnu svrhu, a to je sigurna opskrba energijom i energentima svih kupaca, po pristupačnim cijenama i uz minimalan utjecaj na okoliš.

3.1. Pretpostavke razvoja

3.1.1. Demografski razvoj

Stanovništvo je temeljni čimbenik koji svojom aktivnošću mijenja društvene, gospodarske, socijalne, kulturne, psihološke i druge uvjete razvoja. Demografske procese su po svojoj naravi dugoročni, koliko u nastajanju, toliko i po budućim učincima. Stoga su u svrhu izrade projekcije potrošnje energije za potrebe izrade energetske strategije kreirane projekcije demografskih kretanja za Republiku Hrvatsku do 2051. godine, prikazane na slici 3-1. (EIHP, 2019).



Slika 3-1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine

3.1.2. Tehnološki razvoj

Hydroenergija

Tehnologija iskorištenja kinetičke energije vode je vrlo blizu svog maksimuma tehnološkog razvoja te se u budućnosti ne može očekivati značajniji napredak u tehnologiji. Kod hidroelektrana posljednja manje značajna poboljšanja idu u smjeru boljeg modeliranja turbina odnosno bolje odgovarajuće zakrivljenosti lopatica turbine.

Za očekivati je da će rasti potreba za spremnicima energije pa veliku ulogu mogu odigrati reverzibilne hidroelektrane. Svojim tehničkim karakteristikama reverzibilne hidroelektrane mogu pružati razne vrste pomoćnih usluga elektroenergetskom sustavu (npr. Uravnoteženje sustava proizvodnjom i potrošnjom energije).

Vjetroelektrane

Razvoj samih vjetroagregata kreće se prema većim jediničnim snagama, visinama i promjerima rotora, kako na kopnu tako i na moru. Rastom u visinu dolazi se u područje veće brzine vjetra, a povećanjem rotora omogućava se veći prihvat kinetičke energije vjetra, čime ujedno raste i jedinična snaga vjetroagregata.

Kod kopnenih vjetroelektrana snage su do danas gotovo upeterostučene, promjeri rotora utrostručeni, a visine stupova udvostručene. Kod pučinskih vjetroelektrana razmjeri su još veći, a ključni izazovi vezani su za temeljenje i održavanje.

Povećanje dimenzija rezultat je napretka u konstrukcijama stupa i lopatica kojima se specifična težina u proteklim godinama bitno smanjila. Na temelju iskustva u radu i detaljnijih modeliranja statičkih i dinamičkih opterećenja smanjeni su prijašnji sigurnosni čimbenici vezani uz zamor materijala. Uvedene su i nove tehnologije poput sustava grijanja lopatica radi odleđivanja.

Usljed tehnološkog napretka povećava se broj potencijalno isplativih lokacija: s nižom brzinom vjetra, s izuzetno visokom brzinom vjetra i s nepovoljnim klimatskim uvjetima (led na lopaticama, ekstremno niske ili visoke temperature). Ujedno se smanjuje broj vjetroagregata za ostvarivanje iste ukupne snage, čime se zauzimaju manje površine, smanjuje broj temelja i troškovi održavanja.

Fotonaponska tehnologija

Sunčane ćelije prve generacije, bazirane na kristaliničnom siliciju, praktično su dosegnule svoju tehnološku zrelost. Iako je i dalje za očekivati napredak u postizanju veće učinkovitosti komercijalno dostupnih sunčanih ćelija, daljnji tehnološki razvoj za prvu generaciju prvenstveno ide u smjeru dodatnog smanjenja troškova.

Tankoslojne sunčane ćelije, tzv. sunčane ćelije druge generacije, obuhvaćaju ćelije na bazi cija, galij – arsenida, kadmij – telurida te bakar – indij – galij – selenida (CIGS). Iako nešto jeftinije u odnosu na ćelije prve generacije, komercijalno dostupni moduli imaju manju učinkovitost te izraženo starenje modula. Daljnji napredak druge generacije očekuje se u komercijaliziranju dobrih laboratorijskih rezultata postignutih učinkovitosti, tehnološkom zrelošću u smislu dugotrajne stabilnosti, te u višeslojnim strukturama u kombinaciji s prvom generacijom ćelija.

Treća generacija sunčanih ćelija obuhvaća tehnologije u razvoju i pretkomercijalnom ispitivanju, poput organskih sunčanih ćelija, ćelija baziranih na perovskitu, ćelija sintetiziranih u premazu, ćelija kvantnih točki i ostalih. Od treće generacije sunčanih ćelija očekuje se smanjenje jedinične cijene na ispod 0,1 €/W te mogućnosti novih metoda instaliranja sustava.

Daljnji napredak treće generacije očekuje se primarno u dugoročnom stabiliziranju izlaznih karakteristika, te nakon toga komercijaliziranju tehnologija u višem stupnju razvoja.

Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja

Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja pogodni su za područja s visokim udjelom izravne komponente Sunčevog zračenja, a realizirani projekti su tipično snage od nekoliko desetaka MW i zauzimaju relativno veliku površinu. Sama tehnologija je praktično dosegla tehnološku zrelost, a daljnji tehnološki razvoj počiva na smanjenju cijene povećanjem proizvodnih kapaciteta, te razvoju i istraživanju sustava za pohranu baziranih na nitratima.

Sunčeva toplinska energija

Tehnologija za pretvaranje Sunčeve energije u toplinsku u suštini se nije promijenila od nastanka i u smislu samog načina proizvodnje ne očekuju se značajni pomaci. Nastankom novih materijala očekuje se napredak u učinkovitosti nekih dijelova sustava koji mogu iznositi do 10 %. Značajnije promjene koje se događaju u razvoju sustava, odnose se na regulaciju pregrijavanja samih kolektora i u tom smjeru se očekuje napredak. Takva regulacija ekstremnih slučajeva, zbog lakšeg upravljanja, može pridonijeti većoj zainteresiranosti za primjenu ove tehnologije. Primjeri sjevernih europskih zemalja pokazuju razvoj podzemnih spremnika kod većih sustava, kako bi se toplinska energija proizvedena u ljetnim mjesecima mogla koristiti i zimi.

Geotermalna energija

Geotermalna energija se u Republici Hrvatskoj od davnina koristi za kupanje, grijanje prostora i u medicinske svrhe, a krajem 18. stoljeća je prvi puta korištena za proizvodnju električne energije. Ovisno o vrsti ležišta, odnosno o temperaturi fluida, odabire se odgovarajuća tehnologija za elektranu. Najjednostavnija je parna turbina primjenjiva kod ležišta izrazito visokih temperatura (>220 °C), a razlikuju se postrojenja sa suhom parom, kod ležišta bogatih parom i elektrane s isparavanjem ili dvostrukim isparavanjem, kod ležišta vode pod visokim tlakom gdje voda na putu prema površini zbog pada tlaka isparava. Kod ležišta s geotermalnom vodom nižih temperatura (100 – 200 °C) koriste se binarne elektrane u kojima se para za pogon turbina dobiva posredno zagrijavanjem radnog fluida s vrelištem nižim od vrelišta vode. Ovakve elektrane su najčešće korišteni tip geotermalnih elektrana u svijetu, a pogodne su i za

primjenu na ležištima u RH gdje se temperatura geotermalne vode na potencijalnim lokacijama pogodnima za izgradnju geotermalnih elektrana kreće između 105 °C i 175 °C. Izgradnja geotermalne elektrane ovakvog tipa u tijeku je na lokaciji Velika Ciglena, kapaciteta oko 15 MW.

U okviru inicijativa za povećanje korištenja geotermalne energije u svijetu razvijaju se nove tehnologije za njezino korištenje, ali i prevladavaju prepreke koje su prepoznate kao glavni čimbenici malog korištenja geotermalne energije u usporedbi s ostalim obnovljivim izvorima energije. Tu je prvenstveno visok trošak pronalaska i razvoja geotermalnih resursa te se razvijaju nove, poboljšane, jeftinije tehnike istraživanja podzemlja i bušenja koje bi trebale pridonijeti smanjenju rizika pronalaska i istraživanja geotermalnih ležišta. Također, razmatraju se mogućnosti korištenja geotermalnih resursa koji se javljaju uz naftna i plinska polja, najčešće nakon završetka proizvodnje ugljikovodika, čime se koriste postojeće bušotine te se može produžiti životni vijek bušotinskih objekata.

Prisutnost metana, koji se uz druge plinove često nalazi otopljen u geotermalnim vodama, predstavlja realni energetske resurs te otvara nove mogućnosti za pridobivanje energenata za proizvodnju električne energije. Pilot projekt izgradnje napredne geotermalne elektrane s internacionalizacijom ugljikovim spojeva AAT Geothermae (EIHP, 2019), kao strateški investicijski projekt Republike Hrvatske, u tijeku je u blizini Draškovca u Međimurskoj županiji. Radi se o jedinstvenom projektu u kojem se objedinjuje pridobivanje geotermalne vode, iz koje se izdvaja plinovita faza, te se zasebno koristi u binarnom sustavu s realnom tvari, odnosno u kogeneracijskim sustavima. Iz kogeneracijskih jedinica se sakupljaju i pročišćavanju ispušni plinovi, a CO₂ se u cijelosti izdvaja te se otapa u energetske iskorištenoj tekućoj fazi geotermalnog resursa i zajedno se utiskuju nazad u isti geološki sloj iz kojeg su pridobiveni.

U novije tehnologije korištenja geotermalne energije ubrajaju se tzv. napredni geotermalni sustavi (engl. *Enhanced Geothermal Systems*) u kojima se hladna voda utiskuje u ležište i crpi nakon zagrijavanja. Ovakvi se sustavi koriste u situacijama kada ležište ima dovoljno visoku temperaturu, ali nema dovoljnu propusnost ili u sustavima u kojima postoji nedovoljna količina ili odsutnost fluida za ekonomično korištenje.

U novije se vrijeme istražuje i mogućnost korištenja superkritičnog CO₂ kao radnog fluida u naprednim geotermalnim sustavima, čime se postiže i zbrinjavanje CO₂ te povećava održivost ovakvih sustava. Nova istraživanja su usmjerena na primjenu geotermalne energije za unapređenje skladištenja energije i uravnoteženja elektroenergetskog sustava, s obzirom da geotermalna energija proizvodi struju neovisno o dobu dana ili vremenskim uvjetima. Uz to, u tijeku je i istraživanje isplativosti spajanja geotermalne elektrane i koncentriranog solarnog sustava radi skladištenja topline iz koncentriranog solarnog sustava u podzemnom geotermalnom ležištu radi pružanja sezonskog skladišta energije.

Termoelektrane na prirodni plin

Postoje dvije vrste plinskih elektrana: plinske turbine otvorenog ciklusa (eng. *Open Cycle Gas Turbine*; dalje u tekstu: OCGT) i postrojenja kombiniranog ciklusa (eng. *Combined Cycle Gas Turbine*; dalje u tekstu: CCGT). OCGT postrojenja sastoje se samo od plinske turbine koja pokreće generator električne energije. Učinkovitost ovih jedinica iznosi između 35 % i 45 % pri punom opterećenju. CCGT postrojenja imaju osnovne komponente iste kao i OCGT postrojenja, ali se toplina ispušnih plinova plinskih turbina koristi za proizvodnju pare koja pokreće parnu turbinu i proizvodi dodatnu električnu energiju.

Tehnološkim razvojem u zadnjih nekoliko desetljeća učinkovitost CCGT jedinica je porasla, uz istodobno smanjenje troškova ulaganja i emisija. Očekuje se da će se električna učinkovitost CCGT-a povećati na oko 64 % do 2020. godine. CCGT postrojenja nude fleksibilnost u proizvodnji električne energije. Dizajnirana su tako da mogu relativno brzo reagirati na promjene i mogu raditi na 50 % nazivnog kapaciteta s umjerenim smanjenjem električne učinkovitosti (50 – 52 % kod 50 % opterećenja u usporedbi s 58 – 59 % kod punog opterećenja). Zbog svega navedenog, danas su CCGT postrojenja dominantan izbor prilikom izgradnje novih plinskih elektrana.

U usporedbi s elektranama na ugljen, CCGT postrojenja nude kraće vrijeme gradnje, niže troškove ulaganja, upola niže emisije CO₂ po jedinici proizvedene energije i visoku fleksibilnost, ali i veće troškove goriva. Također imaju relativno niske emisije onečišćujućih tvari kao što su SO₂, NO_x i čestice.

Termoelektrane na ugljen

Dominantnu opciju za nove elektrane na ugljen predstavljaju elektrane sa superkritičnim parametrima pare (eng. *Super Critical Pulverized Coal*, dalje u tekstu: SCPC). U takvim postrojenjima izgaranje ugljena stvara toplinu koja se prenosi kotlu radi stvaranja superkritične pare. Para se koristi za pokretanje parne turbine i generatora električne energije. Alternativa SCPC tehnologiji je integrirani kombinirani ciklus (eng. *Integrated Gasification Combined Cycle*; dalje u tekstu: IGCC). Tehnologija IGCC je manje zrela od SCPC tehnologije. Učinkovitost im je slična kao i kod SCPC postrojenja, ali su emisije stakleničkih plinova niže.

Elektrane na ugljen u prednosti su pred elektranama na plin ako je cijena prirodnog plina visoka ili varijabilna. Nedostatak je visoki trošak ulaganja (u usporedbi s elektranama na plin) koji se kompenzira nižim troškovima goriva. Konkurentnost elektrana na ugljen u odnosu na nuklearne elektrane u velikoj će mjeri ovisiti o regulatornim aspektima, pitanjima okoliša, društvenom prihvaćanju i dugoročnim prilikama smanjenja emisija stakleničkih plinova.

Nuklearne elektrane

Nuklearne elektrane tijekom svog pogona ne proizvode gotovo nikakve emisije stakleničkih plinova ili onečišćujućih tvari u atmosferu. Nuklearna energija omogućava pouzdanu i stabilnu opskrbu energije po predvidivim cijenama (najveći udio u troškovima proizvodnje čini investicija, a cijene nuklearnog goriva su stabilne).

Energija koja se oslobađa u nuklearnim reaktorima posljedica je fisije urana. Ona zagrijava tekućinu koja može izravno pogoniti turbinu i generator električne energije ili zagrijavati sekundarno rashladno sredstvo, koje pokreće turbinu.

Nuklearna energija praktički je izvor energije bez ugljika. Ako se koristi za zamjenu superkritičnih elektrana na ugljen, nuklearni reaktor električne snage od 1 GW može uštedjeti oko 6 milijuna tona emisija CO₂ godišnje te pridonijeti smanjenju emisija onečišćujućih tvari.

Što se tiče dostupnosti urana, na trenutnoj razini potražnje dokazane su rezerve dovoljne za oko 85 – 100 godina. Geološki procijenjeni resursi mogli bi te procjene utrostručiti, dok bi ih korištenje brzih oplodnih reaktora moglo povećati za čak 60 puta. Upravljanje otpadom,

zdravlje i rizici vezani za nuklearnu tehnologiju uzrokuju zabrinutost javnosti zbog uporabe nuklearne energije.

Republika Hrvatska vlasnik je 50 % udjela u Nuklearnoj elektrani Krško koja se nalazi na teritoriju Republike Slovenije. Drugim riječima Republika Hrvatska ima aktivan nuklearni energetski program i podržala je produljenje rada NE Krško do 2043. godine.

Izdvajanje i geološko skladištenje ugljikovog dioksida

Tehnologija hvatanja i skladištenja CO₂, poznata kao CCS (eng. *Carbon Capture and Storage*), integrira tri odvojena koraka: hvatanje CO₂ iz smjese plinova kao što su dimni plinovi i njihovo tlačenje u tekuće stanje, transport do mjesta skladištenja te utiskivanje i skladištenje CO₂ u geološke formacije pogodne za dugoročno skladištenje.

Izdvajanje CO₂ može se primijeniti na sve procese izgaranja u termoelektranama i industrijskim postrojenjima i to u sustavima za hvatanje poslije izgaranja, prije izgaranja i u sustavima za izgaranje goriva u struji kisika. Praktična primjena ovih tehnologija, zbog velikih troškova, ograničena je na velike pojedinačne izvore emisije CO₂. Ugljikov dioksid se nakon izdvajanja dehidrira i komprimira u tekućinu kako bi bio pogodniji za transport. Dehidracija je potrebna da bi se izbjegla korozija opreme i infrastrukture te, uslijed visokog tlaka, formiranje hidrata (čvrsti kristali, nalik ledu, koji mogu začepiti opremu i cijevi). Kompresija se provodi zajedno s dehidracijom u procesu koji ima više etapa: ponavljani ciklusi kompresije, hlađenja i odvajanja vode. Tlak, temperaturu i količinu vode treba prilagoditi načinu transporta i uvjetima tlaka podzemnog skladišta. Za projektiranje instalacija kompresora ključni su sljedeći čimbenici: brzina protoka plina, ulazni i izlazni tlak, toplinski kapacitet plina i učinkovitost kompresora. Transport se može obavljati brodovima koji se koriste za transport UNP-a ili cjevovodima. Cjevovodi moraju biti pod visokim tlakom kako bi se postigli superkritični uvjeti za CO₂, u kojima se on ponaša poput plina, ali ima gustoću tekućine.

Utiskivanje CO₂ u podzemno ležište vrši se pod tlakom koji mora biti viši od tlaka u ležišnim stijenama, a može se skladištiti u iscrpljenim plinskim i naftnim poljima, slanim vodonosnicima ili u dubokim slojevima ugljena. S daljnjim razvojem tehnologije očekuje se pad troškova i sve veća komercijalna primjena u sektorima poput elektroenergetike,

proizvodnji čelika i cementa. Ukupna procjena skladišnih kapaciteta u RH iznosi između 2 899 i 4 255 Mt u akviferima i poljima ugljikovodika.

U posljednje vrijeme se smatra da bi zbrinjavanje CO₂ trebalo razmatrati kroz njegovo korištenje (eng. *Carbon Capture, Utilization and Storage*; dalje u tekstu CCUS) kako bi se omogućila ekonomski isplativa opcija za smanjenje emisija CO₂ u atmosferu. Neki od najisplativijih načina korištenja su pri povećanju iscrpka u proizvodnji nafte i plina, u poljoprivredi kao dohrana biljaka uzgajanih u plastenicima, u proizvodnji vina i bezalkoholnih pića, u nekim industrijskim procesima itd. Ugljikov dioksid može se, također kemijskim procesima konvertirati u sintetičke plinove te koristiti kao gorivo u prometu ili proizvodnji električne energije što predstavlja potencijalno veliko područje za njegovo korištenje. CCUS tehnologija se razmatra i za geotermalna ležišta u smislu korištenja CO₂ kao radnog fluida u binarnim ciklusima. Pri tome se koriste povoljnija transportna svojstva CO₂ u odnosu na reinjektiranu vodu, ali i činjenica da vraćanje CO₂ u geotermalno ležište predstavlja dodatni benefit. Također se razmatra CO₂ kao radni fluid za podzemno skladištenje energije (u vidu energije povišenog tlaka).

Alternativni izvori energije u prometu

Alternativna goriva podrazumijevaju goriva ili izvore energije koji služe, barem djelomično, kao nadomjestak za izvore fosilnih goriva u opskrbi prometa energijom i koji imaju potencijal doprinijeti dekarbonizaciji prometnog sustava te poboljšati okolišnu učinkovitost prometnog sektora, koja između ostalog uključuju: električnu energiju, vodik, biogoriva (tekuća ili plinovita biogoriva namijenjena prometu proizvedena iz biomase), sintetička i parafinska goriva, prirodni plin, uključujući bioplina, u plinovitom (SPP – stlačeni prirodni plin) i ukapljenom obliku (UPP – ukapljeni prirodni plin) te UNP – ukapljeni naftni plin.

Razvoj elektromobilnosti, odnosno korištenje električne energije kao energenta u svim oblicima prometa, omogućit će značajna poboljšanja u pogledu sigurnosti opskrbe, otvoriti prostor za veću integraciju OIE u elektroenergetski sustav, smanjiti emisije stakleničkih plinova, lokalne štetne emisije kao i ovisnost o uvoznim fosilnim gorivima.

Osim elektrifikacije prometa, u dugoročnom razdoblju očekuje se značajnija primjena i ostalih alternativnih energenata. Potencijal vodika kao goriva je značajan. Vodik se u današnje vrijeme

proizvodi u velikim količinama za industrijsku primjenu. Još uvijek postoji velik prostor za smanjenje troškova proizvodnje i poboljšanje energetske učinkovitosti. Osim toga, bit će potrebna značajna ulaganja u distribucijsku mrežu za vodik, koja je jedno od ključnih sredstava prema širem usvajanju vodika kao goriva za promet.

Za procjenu potrošnje finalnih energenata u nadolazećem desetogodišnjem razdoblju, Strategija uzima u obzir čitav niz čimbenika, a između ostaloga i faktor različitog stupnja razvoja tehnologije i s njom povezane infrastrukture za svako gorivo te raspoloživost i prihvatljivost alternativnih goriva za korisnike.

Biomasa

Tehnološki razvoj korištenja energije iz biomase razvija se u nekoliko smjerova: tehnologije konverzije, tehnologija dobave biomase i pred – tretmana.

Razvoj tehnologija za proizvodnju energije iz biomase se najviše usmjerava na sektor prometa za proizvodnju naprednih biogoriva (Fischer – Tropsch, brza piroliza, enzimatska hidroloza i dr.), kroz sustave biorafinerija, sustave hvatanja i skladištenja ugljika kroz energiju iz biomase (eng. *Bioenergy Carbon Capture and Storage*; dalje u tekstu: BECCS), koji obuhvaća i apsorpciju atmosferskog ugljika te sintetiziranje CO₂ u obnovljivi plin kroz P2G (*Power to Gas*) tehnologiju.

Kod sustava biorafinerija, neke tehnologije (npr. Fischer – Tropsch, brza piroliza) omogućavaju proizvodnju bioulja koje se rafinira, u konceptu sličnom preradi nafte, u različite derivate – od naprednih motornih goriva (biodizel, bioetanol, biomlazna goriva itd.) i bio – maziva do bio – kemikalija i bio – plastike.

Postojeći dobavni pravci biomase se poboljšavaju, ali i stvaraju novi kroz održivu intenzifikaciju zemljišta ili uzgoj akvakultura (alge) ili novih vrsta za dobivanje biomase za biogospodarstvo, a time i energetske sektor. U ovom dijelu se razvijaju i sustavi BECCS-a.

Tehnologija pred – tretmana razmatra širenje osnovice biomase koja do sada nije bila prihvatljiva za energetske pretvorbe, posebice zahvaća tokove otpada.

Sustavi daljinskog grijanja

U području daljinskog grijanja budući tehnološki razvoj se prepoznaje u razvoju niskotemperaturnih toplinskih sustava u kojima će proizvodne jedinice biti iz OIE (zajedno s dizalicama topline velikih kapaciteta). Tehnološki napredak se očekuje u dijelu proizvodnje cjevovoda za daljinsko grijanje u smislu dodatnog smanjenja transmisijskih gubitaka, kao i bolje detekcije puknuća i reduciranje lokalnih otpora protoka. Očekuje se i primjena novih metodologija pri projektiranju toplinskih mreža, razvoj mreže manjih duljina, mreža koje će biti u potpunosti hidraulički balansirane i mreža koje će biti topološki postavljene u obliku prstena, čime će se maksimalno reducirati razlike tlakova između polaza i povrata mreže daljinskog grijanja. Također, u razdoblju do 2020. očekuje se uvođenje individualnog mjerenja kod krajnjih potrošača, a do 2030. u potpunosti moderniziranje sustava na strani potrošnje s implementacijom sustava daljinskog nadzora.

Spremnici energije

Sustavi za pohranu energije odigrat će značajnu ulogu u dekarbonizaciji energetskega sektora budućnosti, i to na dva načina. Prije svega, pohrana energije je nužna u sustavima s visokim udjelom nestalnih OIE (sunce i vjetar) jer omogućava korištenje pohranjene energije u razdobljima niže raspoloživosti obnovljivog energenta. Osim toga, korištenjem sustava za pohranu energije odgađa se i smanjuje potreba za izgradnjom novih elektrana, jer se pohranjena energija koristi u razdobljima povećanog opterećenja sustava. Sustavi za pohranu energije imat će važnu ulogu u podupiranju proizvodnje električne energije za vlastite potrebe i omogućiti malim proizvođačima veće korištenje energije koju su sami proizveli.

3.2. Scenariji razvoja

Prethodno opisano okruženje u kojem se razvija energetska sektor, usmjerava buduće aktivnosti prema postupnoj i potpunoj dekarbonizaciji cjelokupnog lanca proizvodnje i potrošnje energije.

Dinamika tranzicije ovisi o različitim unutarnjim i vanjskim čimbenicima: međunarodna suradnja u borbi protiv klimatskih promjena, tehnološki razvoj i istraživanje, ekonomska održivost i konkurentnost sektora u užoj i široj regiji, organizacija i sposobnost društva i gospodarstva da provede potrebne mjere te ih istovremeno iskoristi za jačanje ekonomskih aktivnosti i zadržavanje cijene energije dostupnima za društvo u cjelini.

Sljedeći elementi prepoznaju se kao glavne odrednice promjena u energetska sektoru:

- povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetska lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije);
- prelazak što većeg broja aktivnosti na korištenje električne energije;
- proizvodnja električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova (OIE, nuklearna energija, fosilna goriva s nižom specifičnom emisijom te fosilne tehnologije s izdvajanjem i skladištenjem CO₂).

Prilikom stvaranja scenarija (EIHP, 2019) koje Strategija razmatra u nastavku, kreće se od osnovne ideje potrebe smanjenja emisija stakleničkih plinova iz energetska sektora. Analiziraju se dvije moguće putanje koje se razlikuju u dinamici/brzini realizacije. Osim dvije putanje tranzicije promatra se i referentna putanja ili tzv. „Business as Usual“ scenarij.

- **Referentni scenarij (S0) – Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera**
 - Očekivano smanjenje emisija stakleničkih plinova u ovom scenariju je oko 33 % do 2030. godine, odnosno oko 50 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine)
 - Očekuje se finalna potrošnja energije od 297,7 PJ u 2030., odnosno 255,3 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 7,3 i -3,8% u odnosu na potrošnju iz 2005. godine

- Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 2,5 % u 2030., odnosno 30 % u 2050. godini
- Povećanje udjela OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije na 35,8 % do 2030. godine i na 45,5 % do 2050. godine
- Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 60 % do 2030. i na 82 % do 2050. godine
- **Scenarij 1 (S1) – Scenarij ubrzane energetske tranzicije**
 - Očekivano smanjenje emisija stakleničkih plinova u ovom scenariju je oko 40 % do 2030. godine, odnosno oko 75 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisija iz 1990. godine)
 - Očekuje se finalna potrošnja energije od 272,5 PJ u 2030. odnosno 189,6 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 2,6 i -28,6% u odnosu na potrošnju iz 2005. godine
 - Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini
 - Povećanje udjela OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije na 32 % do 2030. godine i na 56 % do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 66 % do 2030. i na 88 % do 2050. godine
- **Scenarij 2 (S2) – Scenarij umjerene energetske tranzicije**
 - Očekivano smanjenje emisije stakleničkih plinova prema ovom scenariju je oko 35 % do 2030. godine i oko 65 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisija iz 1990. godine)
 - Očekuje se finalna potrošnja energije od 286,9 PJ u 2030. odnosno 225,6 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 8,1 i -15% u odnosu na potrošnju iz 2005. godine
 - Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 3,5 % u 2030., odnosno 65 % u 2050. godini

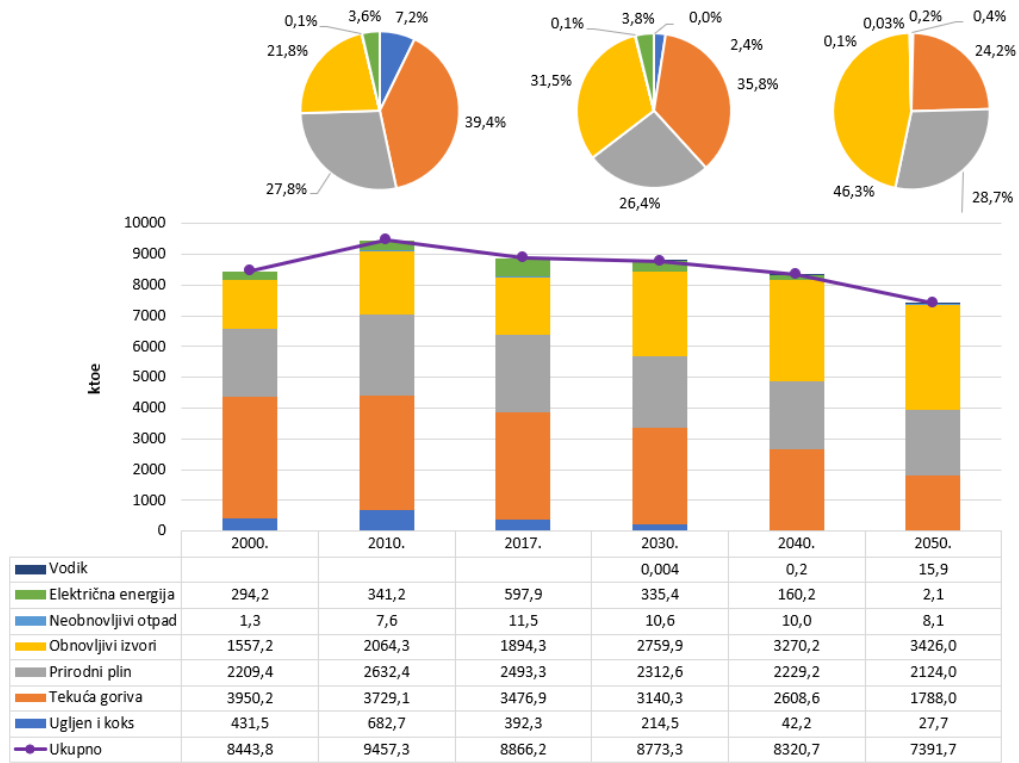
- Povećanje udjela OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije na 32 % do 2030. godine i na 46 % do 2050. godine
- Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 61 % do 2030. i na 83 % do 2050. godine

3.2.1. Ukupna potrošnja energije

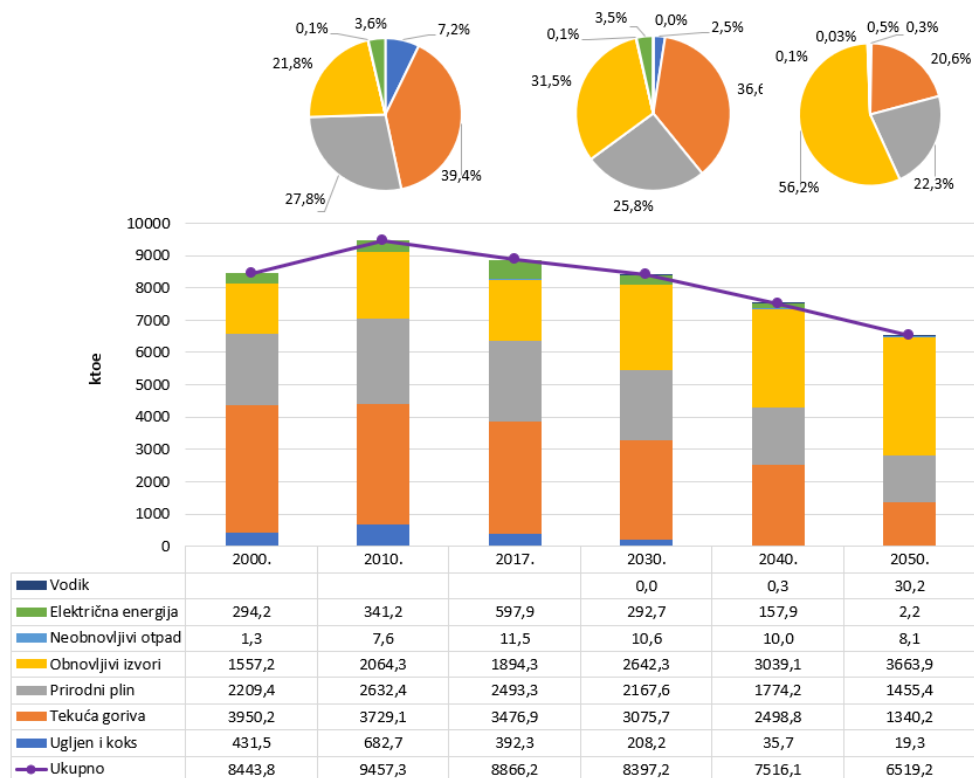
Ukupna potrošnja energije određuje se kao zbroj ukupne proizvodnje primarne energije i ukupnog uvoza primarne i transformirane energije koji se umanjuje za ukupni izvoz primarne i transformirane energije. U skladu s rezultatima analitičkih podloga iz Zelene i Bijele knjige (EIHP, 2019) ukupne potrebe za energijom u analiziranim scenarijima smanjuju se tijekom cijelog razdoblja. Ovisno o dinamici ostvarenja pojedinih pretpostavki i ciljeva, ukupna potrošnja u 2030. godini je za 1 % manja u scenariju S2 i 5 % manja u scenariju S1 u odnosu na razinu iz 2017. godine (zadnja godina za koju je dostupna cjelovita energetska bilanca), dok je u 2050. godini manja za 17 % u scenariju S2 i za 26 % u scenariju S1.

U strukturi oblika energije udio tekućih goriva se smanjuje sa 39,2 % u 2017. godini na 35,8 % u 2030. i na 24,2 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 36,6 % u 2030. i na 20,6 % u 2050. godini u scenariju S1. Udio prirodnog plina također opada sa 28,1 % na 26,4 % do 2030. da bi zatim blago porastao na 28,7 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 25,8 % u 2030. i na 22,3 % u 2050. godini u scenariju S1. Najveća promjena se očekuje na strani OIE čiji udio raste s 21,4 % na početku promatranog razdoblja na 31,5 % u 2030. godini i na 2050. godini u scenariju S2 te na 31,5 % u 2030. godini i na 56,2 % u 2050. godini u scenariju S1.

Na slikama 3-2. i 3-3. prikazana je ukupna potrošnja energije u razdoblju od 2000. do 2050. godine.



Slika 3-2. Ukupna potrošnja energije prema scenariju S2



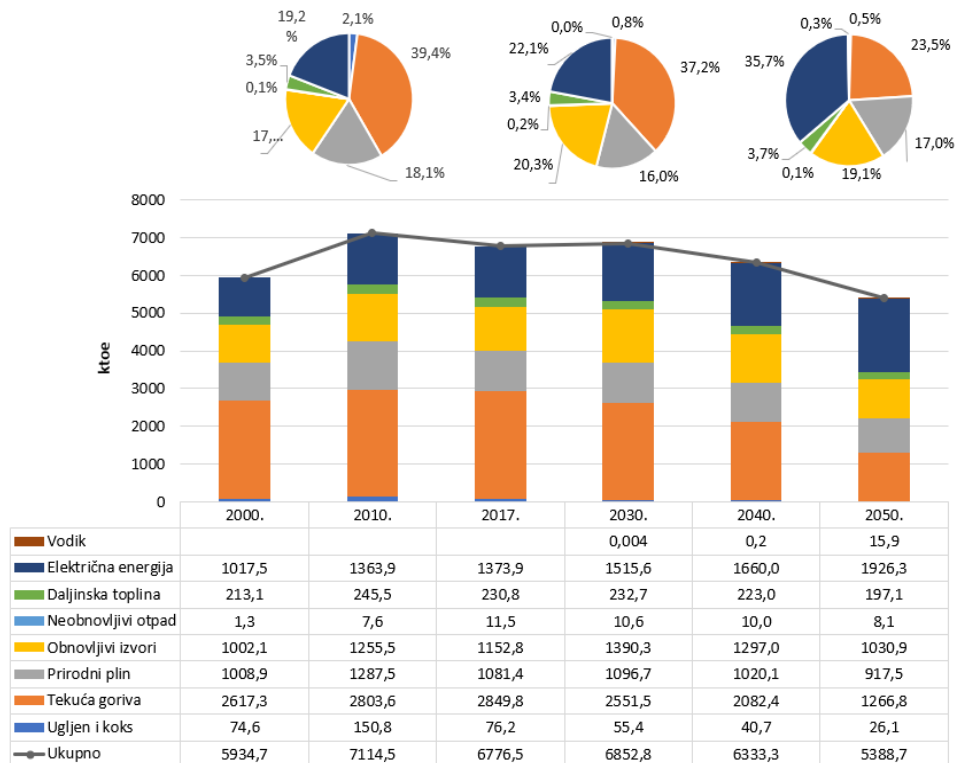
Slika 3-3. Ukupna potrošnja energije prema scenariju S1

3.2.2. Neposredna potrošnja energije

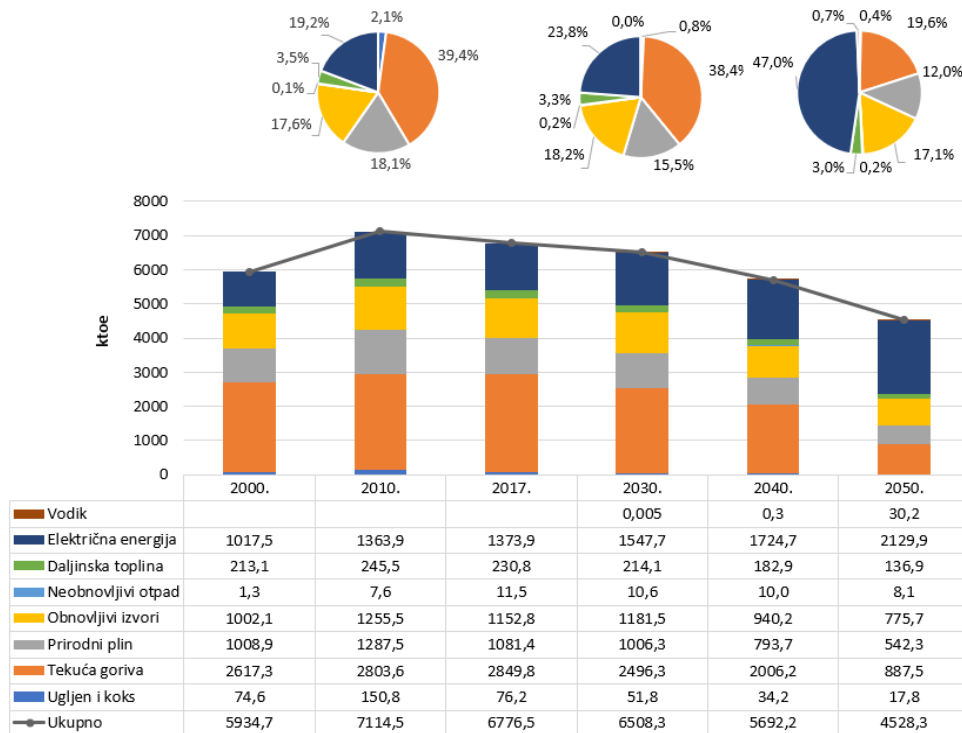
Neposredna (finalna) potrošnja energije je ukupna potrošnja energije krajnjih kupaca odnosno ukupna potrošnja energije u industriji, prometu, kućanstvima, sektoru usluga i poljoprivredi. U skladu s rezultatima analitičkih podloga iz Zelene i Bijele knjige, neposredna potrošnja energije do 2030. godine u scenariju S2 stagnira, a zatim se smanjuje do 2050. godine, dok se u scenariju S1 smanjuje za ukupno 4 % do 2030. godine (u odnosu na 2017. godinu), a zatim za 30 % do 2050. godine.

Mijenja se struktura utrošenih oblika energije. Očekuje se porast udjela električne energije u ukupnim finalnim potrebama, s 20,3 % u 2017. godini na 22,1 % u 2030. godini i na 35,7 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 23,8 % u 2030. godini i 47,0 % u 2050. godini u scenariju S1. Neposredna potrošnja električne energije u odnosu na 2017. godinu raste za 10 % do 2030. godine te za ukupno 40 % do 2050. godine u scenariju S2 te za 13 % do 2030. godine i za ukupno 55 % do 2050. godine u scenariju S1.

Istovremeno se smanjuje udio tekućih fosilnih goriva s 42,1 % u 2017. godini na 37,2 % u 2030. i na 23,5 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 38,4 % u 2030. i na 19,6 % u 2050. godini u scenariju S1. Potrošnja prirodnog plina ostaje približno jednaka do 2030. godine i zatim opada za 15 % do 2050. godine u scenariju S2 odnosno za 7 % do 2030. godine i za 50 % do 2050. godine u scenariju S1. Ukupni udio fosilnih goriva opada s 59,1 % na 54,0 % u 2030. godini i na 41 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 54,6 % u 2030. godini i na 32,0 % u 2050. godini u scenariju S1.



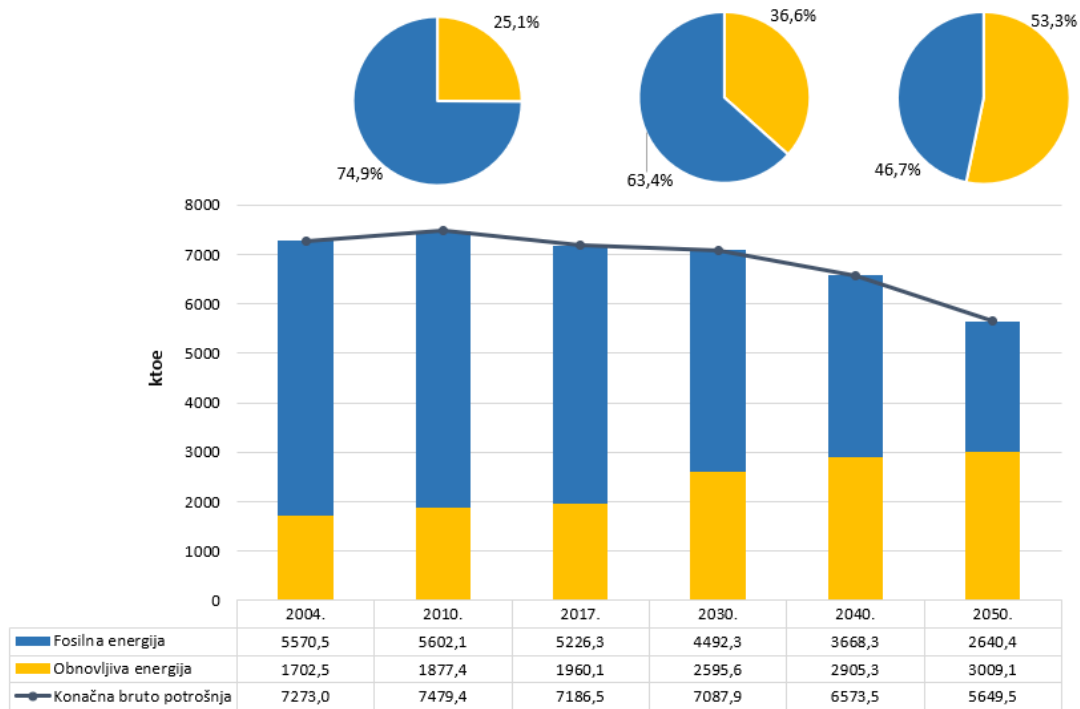
Slika 3-4. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije prema scenariju S2



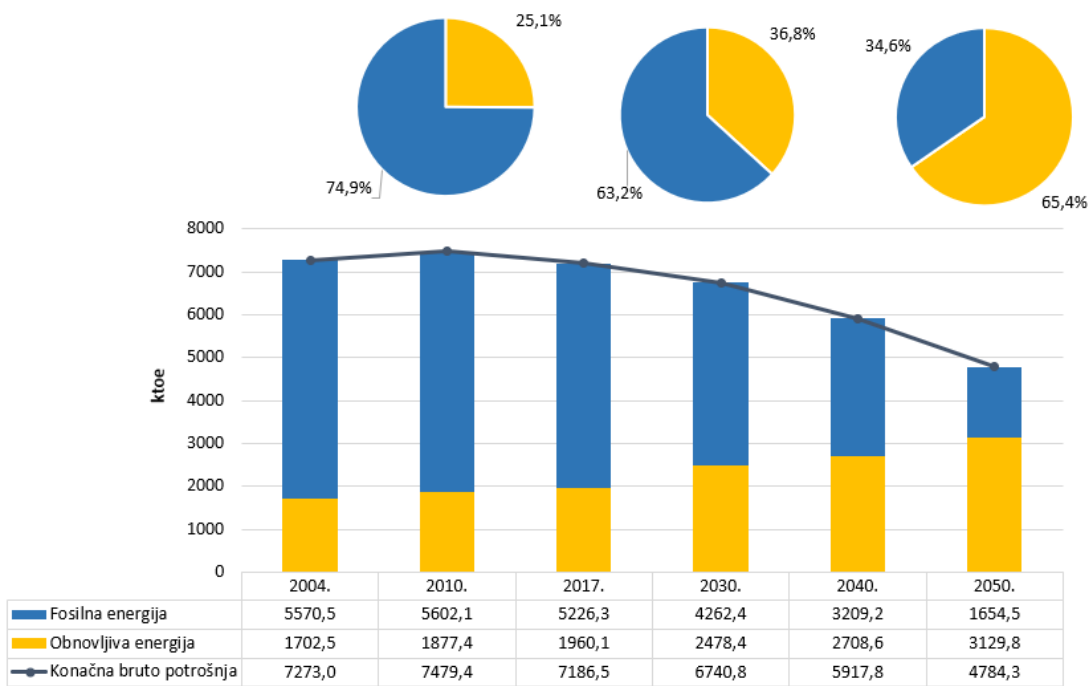
Slika 3-5. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije prema scenariju S1

3.2.3. Bruto neposredna potrošnja energije

Bruto neposredna potrošnja energije (eng. *Gross Final Energy Consumption*) je količina energije isporučena za energetske potrebe krajnjih kupaca u industriji, prijevozu, kućanstvima, uslugama, poljoprivredi, šumarstvu i ribarstvu, uključujući potrošnju energije u energetskom sektoru za potrebe proizvodnje električne i toplinske energije, kao i za gubitke električne i toplinske energije u prijenosu i distribuciji energije. U skladu s rezultatima analitičkih podloga iz Zelene i Bijele knjige, bruto neposredna potrošnja energije do 2030. godine u scenariju S2 stagnira, a zatim se smanjuje za 20 % do 2050. godine, dok se u scenariju S1 smanjuje za ukupno 6 % do 2030. godine, a zatim za 29 % do 2050. godine, promatrano u odnosu na 2017. godinu. Udio OIE raste u oba promatrana scenarija sa 27,3 % u 2017. godini na gotovo 37 % u 2030. godini. Nakon 2030. godine porast je još izraženiji pri čemu taj udio u 2050. godini iznosi 53,3 % prema scenariju S2, odnosno 65,4 % prema scenariju S1.



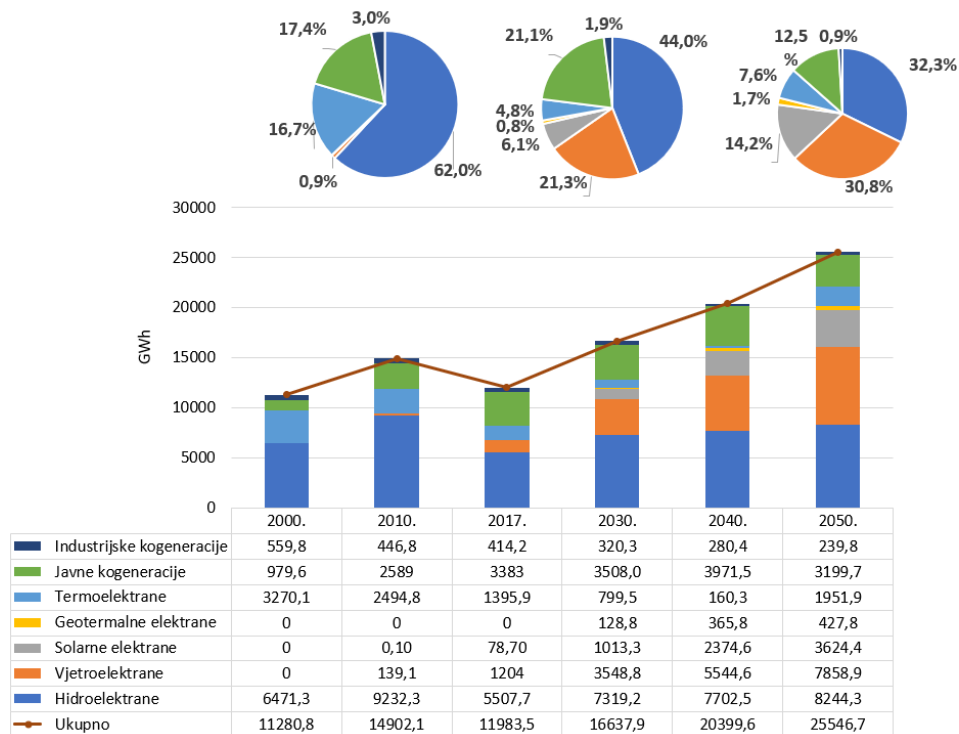
Slika 3-6. Bruto neposredna potrošnja energije prema scenariju S2



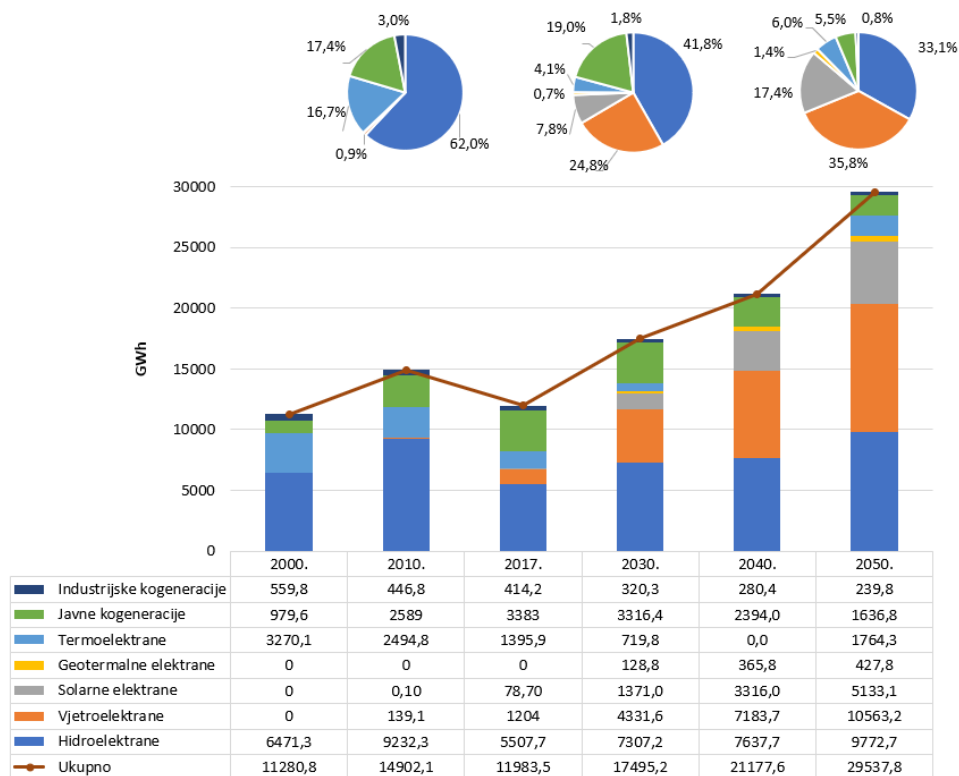
Slika 3-7. Bruto neposredna potrošnja energije prema scenariju S1

3.2.4. Proizvodnja električne energije

U promatranom razdoblju očekuje se povećanje domaće proizvodnje i značajna promjena u strukturi proizvodnje električne energije. Povećava se udio OIE, a smanjuje udio proizvodnje u termoelektranama (općenito – termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije). Do kraja promatranog razdoblja sve potrebne količine električne energije mogu se proizvesti iz domaćih elektrana, ali je moguća razmjena sa susjednim sustavima (tj. neto uvoz je jednak nuli). Prilikom postavljanja ove pretpostavke proizvodnja nuklearne elektrane Krško je izuzeta iz neto uvoza s obzirom na njen poseban položaj (isporuka energije i snage temeljem 50 % udjela u vlasništvu). Sama realizacija prikazanih ciljeva ovisiti će o komercijalnosti pojedinih projekata.



Slika 3-8. Proizvodnja električne energije prema scenariju S2



Slika 3-9. Proizvodnja električne energije prema scenariju S1

Unatoč gradnji novih hidroelektrana i apsolutnom povećanju njihove proizvodnje, udio hidroelektrana u domaćoj proizvodnji opada, jer se grade novi izvori i istovremeno se smanjuje neto uvoz. S razine od 46,0 % u 2017. godini, udio proizvodnje HE opada na 44,0 % u 2030. i na 32,3 % u 2050. godini u scenariju S2 i na 41,8 % u 2030. i na 33,1 % u 2050. godini u scenariju S1. Potrebno je dodati i da njihov udio može značajno varirati ovisno o hidrološkim prilikama pojedine godine.

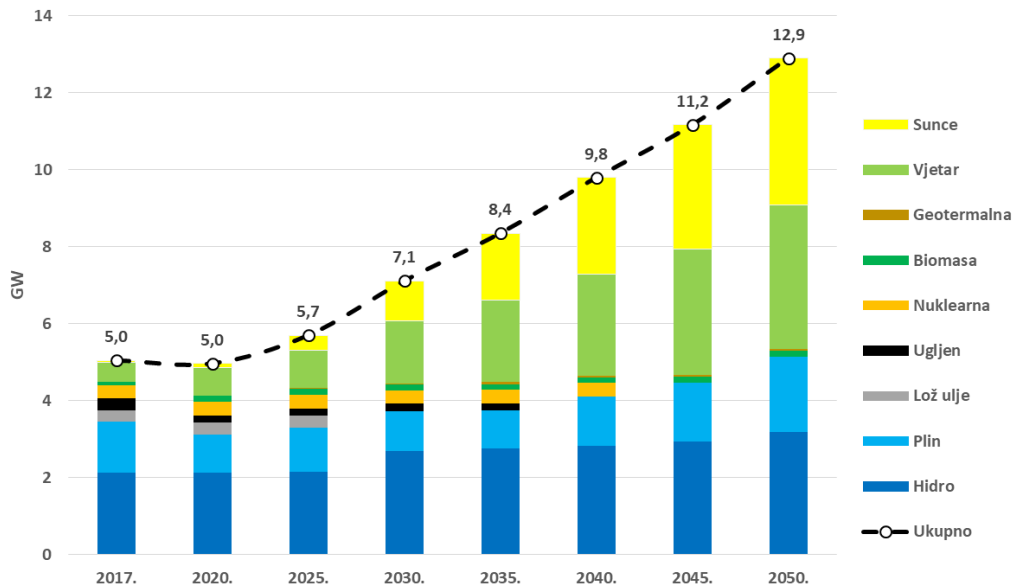
Ukupna proizvodnja električne energije iz termoenergetskih postrojenja (termoelektre, javne toplane i industrijske kogeneracije), kao i iz termoenergetskih postrojenja koja koriste gorivo bio porijekla (bioplin i kruta biomasa), u scenariju S2 ostaje na približno jednakoj razini te opada njihov udio u proizvodnji – s 43,3 % u 2017. godini na 27,8 % u 2030. i na 21,1 % u 2050. godini, dok se u scenariju S1 ukupna proizvodnja smanjuje, kao i njihov udio u domaćoj proizvodnji – sa 43,3 % u 2017. godini na 24,9 % u 2030. i na 12,3 % u 2050. godini.

Proizvodnja vjetroelektrana i fotonaponskih sustava se povećava sa 1,3 TWh u 2017. na 4,6 TWh u 2030. i na 11,5 TWh u 2050. godini u scenariju S2 te na 5,7 TWh u 2030. i na 15,7

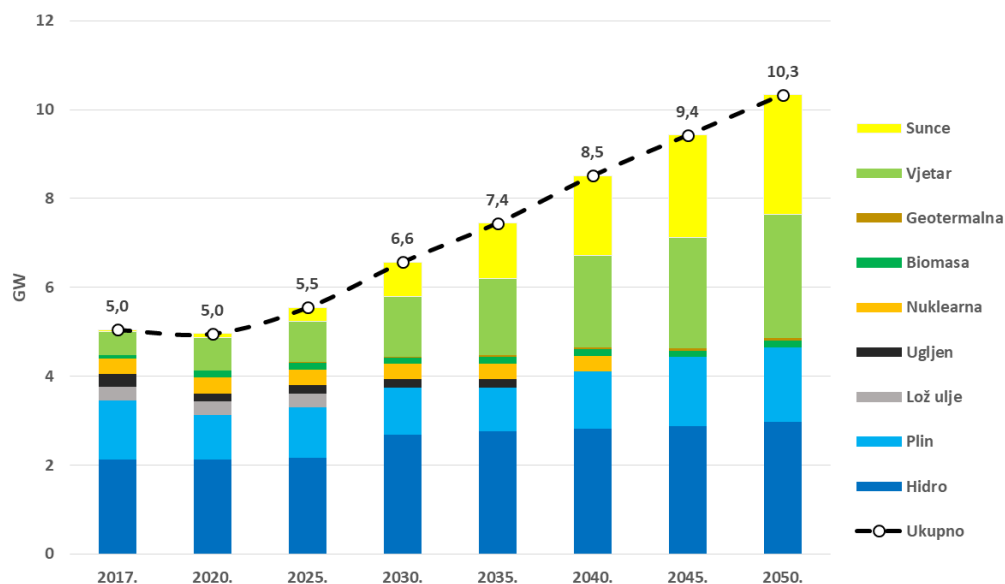
TWh u 2050. godini u scenariju S1. Udio njihove proizvodnje s 10,7 % u 2017. godini raste na 27,4 % u 2030. i na 44,9 % u 2050. godini u scenariju S2 te na 32,6 % u 2030. i na 53,1 % u 2050. godini u scenariju S1.

Izgradnja elektrana za zadovoljenje potreba za električnom energijom u scenarijima S1 i S2 prikazana je na slikama u nastavku (3-10. i 3-11.).

Postojeće termoelektrane koje su koristile loživo ulje prelaze u potpunosti na plin. Također, ne očekuje se izgradnja novih TE na ugljen zbog očekivanog snažnog porasta cijene emisijskih dozvola. Ukoliko se ostvare preduvjeti iz analiziranih scenarija, procjena je da će se ukupna instalirana snaga elektrana povećati za oko 2 puta u scenariju S2 odnosno 2,6 puta u scenariju S1 do kraja promatranog razdoblja.



Slika 3-10. Snaga elektrana do 2050. godine prema scenariju S1



Slika 3-11. Snaga elektrana do 2050. godine prema scenariju S2

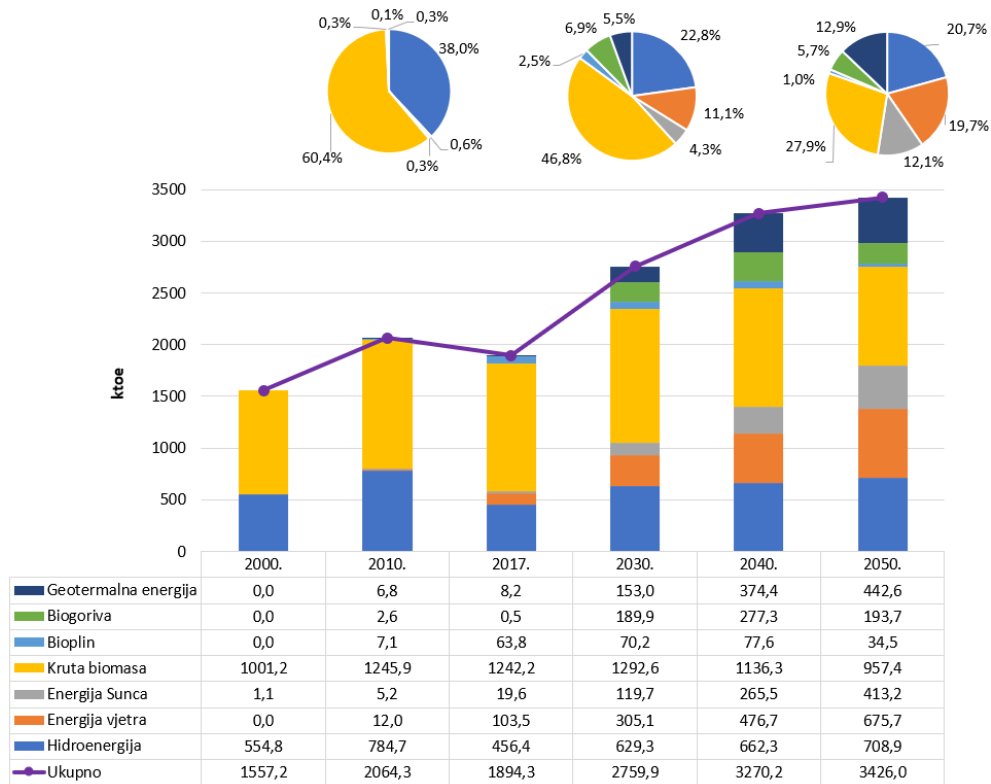
3.2.5. Obnovljivi izvori energije

U okviru energetske tranzicije očekuje se porast korištenja energije iz OIE i diversifikacija korištenih izvora energije. U scenariju S2 do 2030. korištenje OIE se povećava za 49 %, a do 2050. godine za 81 %, dok se u scenariju S1 do 2030. povećava za 42 %, a do 2050. godine za 93 %.

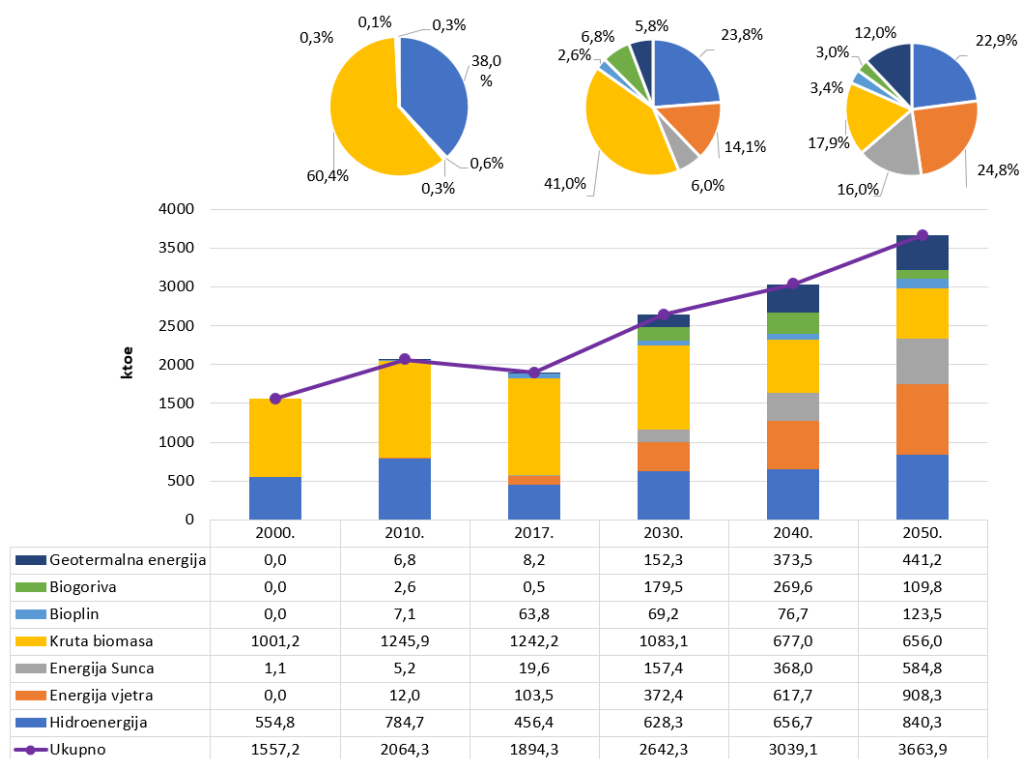
U 2017. godini najveći udio u OIE imala je kruta biomasa sa 65,4 %, čiji će se udio smanjivati ovisno o dinamici ostvarenja odnosno povećanja korištenja energije iz OIE prema analiziranim scenarijima. Ovisno o dinamici ostvarenja pojedinih ciljeva u analiziranim scenarijima moguće je smanjenje na 45,9 % do 2030. godine i 27,9 % do 2050. godine u scenariju S2 te na 40,2 % do 2030. i 17,9 % do 2050. godine u scenariju S1.

Udio proizvodnje električne energije iz hidroelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije iz OIE smanjit će se sa 24,1 % u 2017. godini na 22,3 % u 2030. godini i na 20,7 % do 2050. godine u scenariju S2 te na 23,3 % u 2030. godini i na 22,9 % do 2050. godine u scenariju S1. U apsolutnom iznosu, korištenje vodnih snaga, odnosno proizvodnja električne energije iz hidroelektrana (velikih i malih) u odnosu na 2017. godinu raste za 38 % do 2030. godine u oba scenarija te za 84 % do 2050. godine u scenariju S1 i za 55 % do 2050. godine u scenariju S2.

Od ostalih OIE-a najveće promjene se opažaju u višestrukom povećanju udjela vjetra i sunca (proizvodnja električne i toplinske energije), dvostruko većem korištenju biogoriva (u prometu) i povećanju korištenja geotermalne energije.



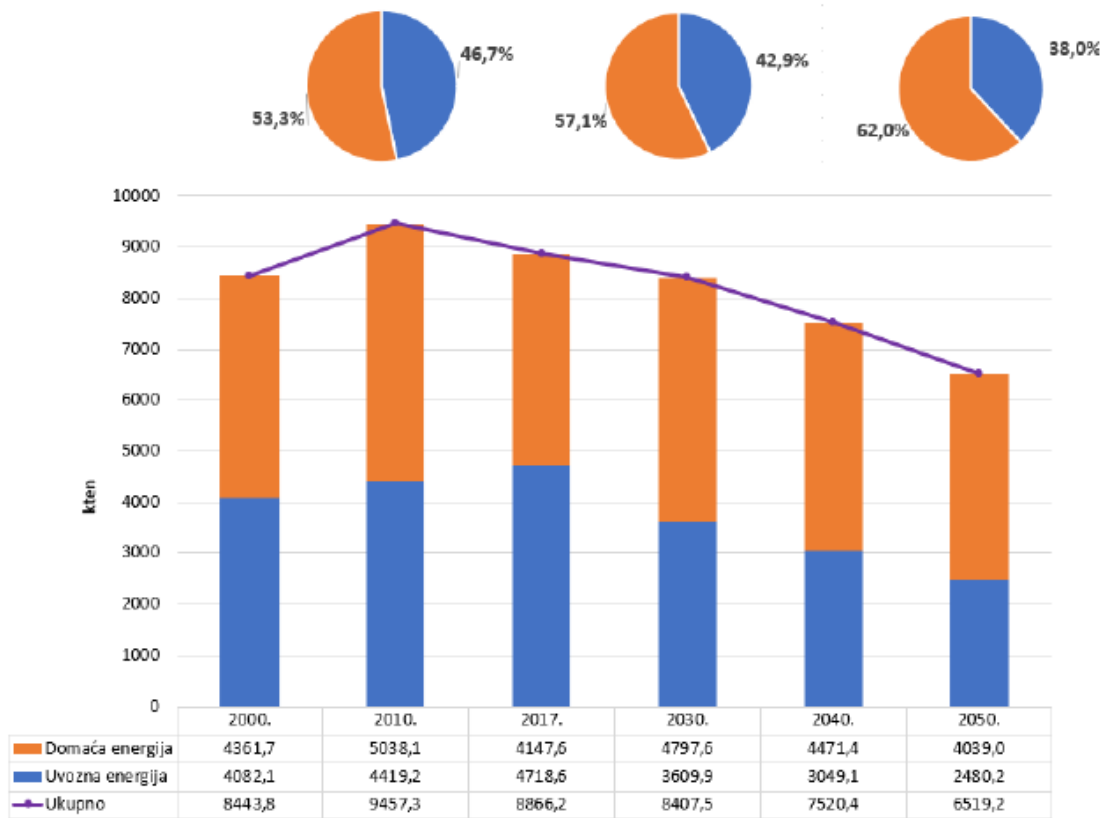
Slika 3-12. Korištenje OIE – a prema scenariju S2



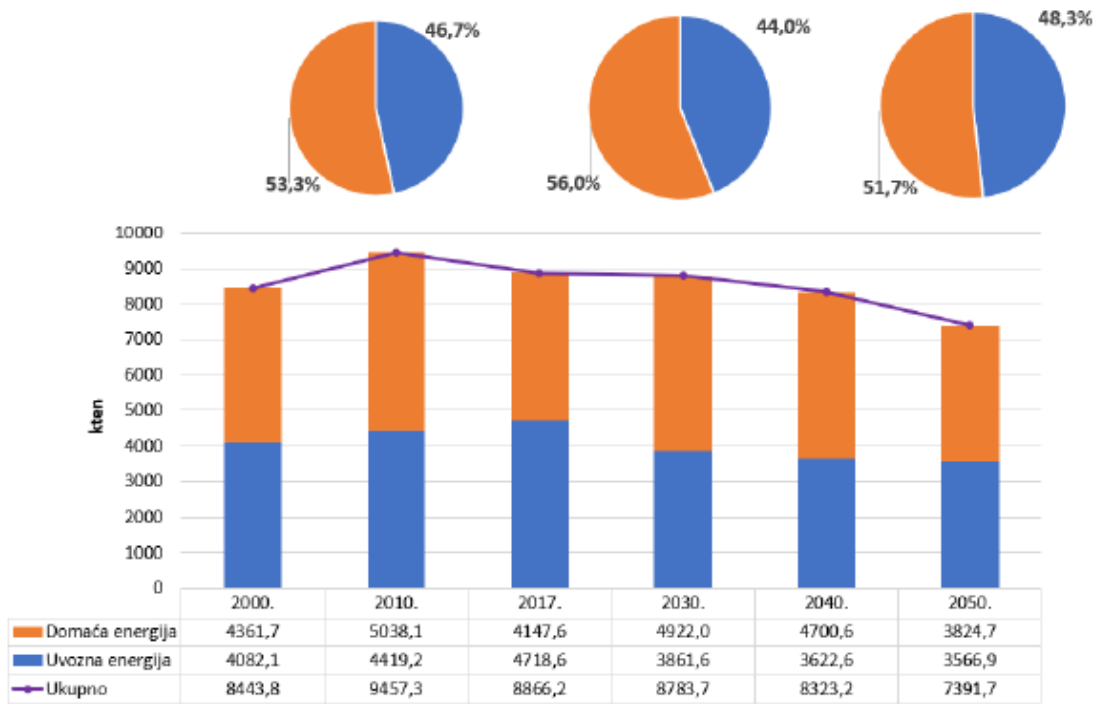
Slika 3-13. Korištenje OIE – a prema scenariju S1

3.2.6. Proizvodnja i uvoz energije

Prema scenariju S1 udio domaće proizvodnje u ukupnoj potrošnji energije kontinuirano raste prema kraju razdoblja što se objašnjava smanjenjem ukupnih potreba za energijom: zbog snažnih mjera energetske učinkovitosti – obnova fonda zgrada i prelaska na druge oblike energije (npr. električna energija u prometu). Istovremeno se povećava proizvodnja iz OIE, i unatoč opadanju proizvodnje fosilnih goriva, vlastita opskrbljenost raste s 53,3 % u 2017. na 56,8 % u 2030. i na 62,0 % u 2050. godini (slika 3-14.). U scenariju S2, vlastita opskrbljenost raste s 53,3 % u 2017. na 55,8 % u 2030., da bi se nakon toga spustila na 51,7 % u 2050. godini (slika 3-15.).



Slika 3-14. Proizvodnja i uvoz energije - scenarij S1



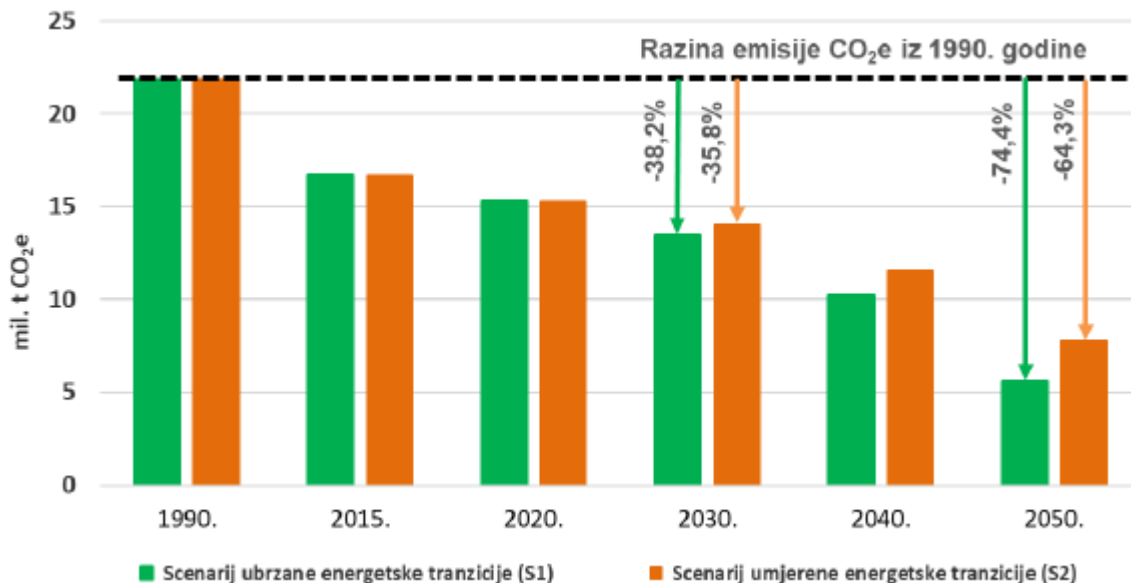
Slika 3-15. Proizvodnja i uvoz energije - scenarij S2

3.2.7. Emisije stakleničkih plinova

Scenarij S1 je dimenzioniran s ciljem da se do 2030. godine postigne smanjenje emisije stakleničkih plinova u skladu s definiranim obvezama, odnosno do 2050. u skladu s očekivanim obvezama za Republiku Hrvatsku. U ovom scenariju, u 2030. godini, dominantan izvor emisija ostaje promet (40,5 %), zatim postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (22,0 %), izgaranje goriva u neindustrijskim ložištima (18,4 %), industrija i građevinarstvo (15,6 %) te fugalivni izvori emisije (3,4 %).

U scenariju S2 smanjenje emisija se postiže primjenom niza troškovno učinkovitih mjera te poticanjem energetske učinkovitosti i OIE. Najviše emisija stakleničkih plinova u 2030. godini dolazilo bi iz cestovnog i vancestovnog prometa (39,6 %), zatim iz postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (22,2 %), neindustrijskih ložišta (19,1 %), industrije i građevinarstva (15,8 %) te iz fugalivnih izvora emisije (3,3 %).

Ukupne emisije stakleničkih plinova za scenarije S1 i S2 prikazani su na slici 3-14.



Slika 3-16. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za S1 i S2

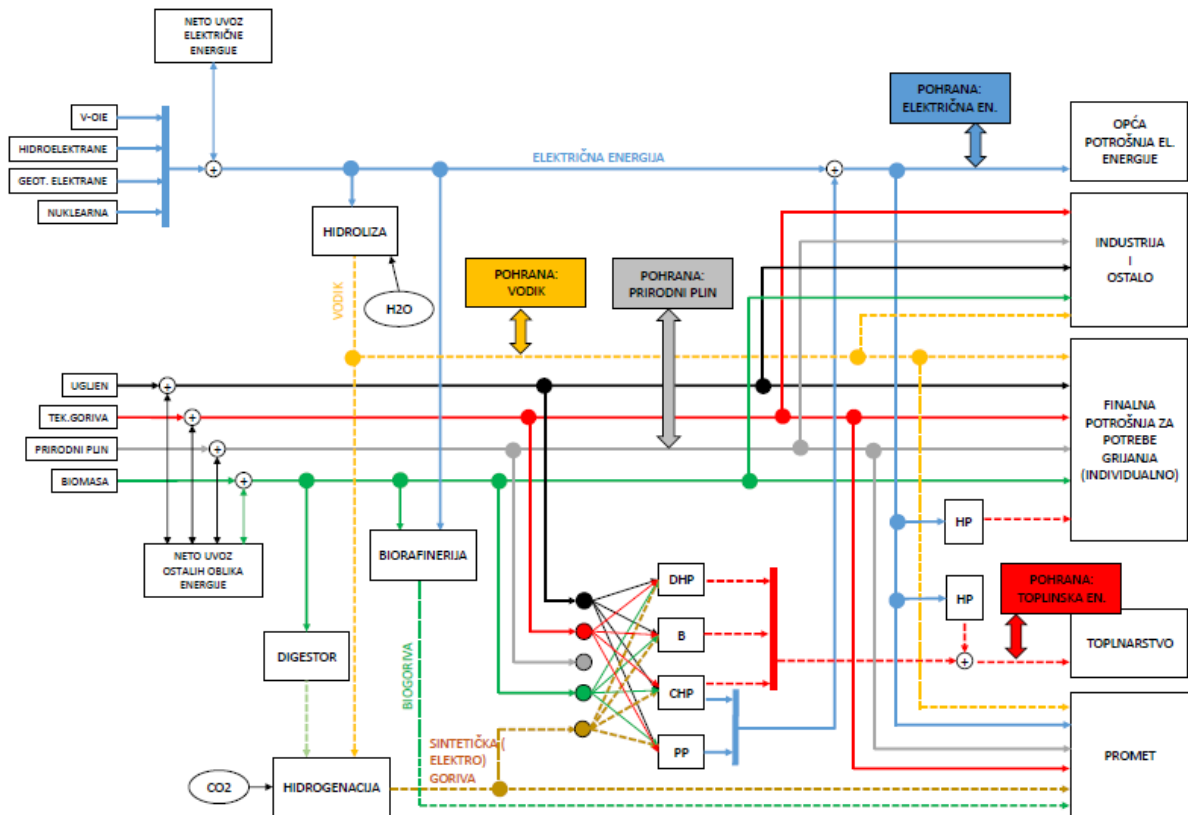
4. METODOLOGIJA IZRADE SCENARIJA (ENERGYPLAN)

U ovom poglavlju bit će prikazan scenarij vlastite izrade, koji prikazuje stanje energetskeg sektora u Republici hrvatskoj za svaku 10. godinu počevši od danas (kao referentni scenarij uzeto je stanje iz 2016. godine), tj. za 2030., 2040. te zaključno s 2050. godinom.

Za analizu scenarija korišten je softver EnergyPLAN. To je računalni model koji služi za analizu energetskeg sustava. EnergyPLAN je deterministički model koji optimizira vođenje danog energetskeg sustava na osnovama ulaza (eng. *input*) i izlaza (eng. *output*) zadanih od strane korisnika. Optimizacijski model znači da model ne predviđa što će se dogoditi u budućnosti poput simulacijskeg sustava, već pokazuje koji je najbolji način vođenja sustava sa zadanim podacima, a to su energetska potrošnja te postrojenja. Deterministički znači da, za razliku od stohastičkih modela, za zadani ulaz uvijek daje isti izlaz. Glavna svrha modela je olakšati nacionalno te regionalno planiranje raznim tehnološkim i ekonomskim analizama (u ovom scenariju uzeta je u obzir samo tehnološka analiza). Ulazni podaci modela su potrošnja energije, obnovljivi izvori, instalirana snaga postrojenja, fiksni i varijabilni troškovi te različite regulacijske strategije. Izlazi su energetske bilance i godišnje proizvodnje energije, potrošnja goriva, uvoz/izvoz električne energije i ukupni troškovi sustava (Introduction to EnergyPLAN).

EnergyPLAN je model sa satnim vremenskim korakom, što znači da simulira pojedinu godinu na temelju 8 784 vremenska koraka. Posljedično, model može analizirati utjecaj interinentnosti obnovljivih izvora energije, kao i dnevne, tjedne te sezonske fluktuacije potrošnje energije na sustav. Model je temeljen na analitičkom programiranju, ne koristi iteracije te napredne matematičke alate. To omogućuje iznimno brze proračune čak i za najkompleksnije sustave, bez potrebe za naprednim računalima.

Na slici 4-1. prikazan je dijagram toka i način modeliranja EnergyPLAN-a.



Slika 4-1. Prikaz dijagrama toka i načina modeliranja u EnergyPLAN-u

4.1. Ulazni podaci

Kako EnergyPLAN simulira pojedinu godinu, izrađene su ukupno 4 EnergyPLAN analize – posebno za svaku godinu: 2016.(koja predstavlja referentno stanje), 2030., 2040., te 2050. godinu. Ove 4 analize predstavljaju scenarij koji u velikoj mjeri odgovara scenariju S1 iz Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske, tj. scenariju ubrzane tranzicije.

Glavni ciljevi bili su: promijeniti strukturu potrošnje primarne energije, smanjiti ovisnost o uvozu energije, promijeniti strukturu proizvodnje električne energije dodatnim kapacitetima iz hidroelektrana, vjetroelektrana, fotonaponskih elektrana i geotermalnih elektrana te potpuno izbaciti ugljen i loživo ulje kao gorivo za postojeće termoelektrane i zamijeniti ih prirodnim plinom i biomasom. Što se tiče toplinske energije, postupno su smanjivani prirodni plin i biomasa (drva) kao trenutno najzastupljeniji oblici izvora toplinske energije u kućanstvima, a postupno je povećana proizvodnja toplinske energije dizalicama topline. Također, postupno je smanjivana proizvodnja toplinske energije iz centraliziranih toplinskih sustava. Nadalje, u sektoru transporta bilo je potrebno postupno smanjivati korištenje naftnih derivata i zamijeniti ih u određenom postotku biogorivima i električnom energijom.

Navedene mjere bilo je potrebno primijeniti u svrhu stvaranja održivog energetskeg sustava u budućnosti, s manjom energetskeg intenzivnosti, i sa značajnim smanjenjem emisija stakleničkih plinova.

U nastavku su prikazani ulazni podaci koji su uneseni u EnergyPLAN.

4.1.1. Potrošnja energije (*Demand*)

Kao jedan od ulaza, u EnergyPLAN je potrebno unijeti podatke o potrošnji električne energije (eng. *Electricity Demand and Fixed Import/Export*). Ulazni podaci za pojedinu godinu prikazani su u tablici 4-1.:

Tablica 4-1. Ulazni podaci u EnergyPLAN-u u kategoriji potrošnje električne energije

TWh	2016.	2030.	2040.	2050.
Finalna potrošnja	10,72	11,22	15,00	20,00
Neto uvoz	6,78	5,78	2,78	0,00
Ukupna potrošnja	17,50	17,46	21,40	25,62

Slijedeća kategorija za unos podataka je potrošnja toplinske energije (eng. *Heat Demand*), a dijeli se na: *Individual Heating*: potrošnja u kućanstvima te *District Heating*: toplinska energija iz centraliziranih toplinskih sustava (CTS). Ulazni podaci u ovoj kategoriji prikazani su u tablici 4-2.:

Tablica 4-2. Ulazni podaci u EnergyPLAN-u u kategoriji potrošnje toplinske energije

TWh	2016.	2030.	2040.	2050.
Kućanstva ukupno	12,98	12,98	12,99	12,99
Plinski bojleri	4,76	3,76	2,76	1,76
Biomasa (drva)	8,22	7,22	6,22	5,22
Dizalice topline	0,00	2,00	4,00	6,00
CTS ukupno	4,85	4,49	3,74	2,73

U sektoru prometa, u EnergyPLAN-u je potrebno napraviti razdiobu potrošnje energije prema vrsti goriva. Ulazni podaci za sektor prometa prikazani su u tablici 4-3.:

Tablica 4-3. Razdioba potrošnje energije u EnergyPLAN-u u sektoru prometa prema vrsti goriva

TWh	2016.	2030.	2040.	2050.
Mlazno gorivo (biogorivo)	0,1	2,09 (0,11)	2,38 (0,13)	2,57 (0,14)
Dizel (biogorivo)	13,77	3,93 (0,21)	1,60 (0,08)	0,72 (0,04)
Benzin (biogorivo)	6,06	3,36 (0,18)	1,39 (0,07)	0,55 (0,03)
Prirodni plin	0,01	3,46	2,79	1,37
UNP	0,71	0,00	0,00	0,00
Električna energija	0,00	0,46	2,95	4,28

4.2.2. Proizvodnja energije (*Supply*)

Nakon što su u EnergyPLAN uneseni podaci o potrošnji energije, potrebno je definirati ulazne podatke za kapacitete koji će isporučiti traženu količinu energije.

U EnergyPLAN-u, proizvodni kapaciteti se dijele na dvije kategorije: *Central Power Production*: centralizirani sustavi za proizvodnju električne energije – kogeneracijska postrojenja, termoelektrane, nuklearne elektrane, geotermalne elektrane i akumulacijske hidroelektrane; te *Variable Renewable Electricity*: decentralizirani sustavi - vjetroelektrane, fotonaponske elektrane i protočne hidroelektrane.

U tablici 4-4. su prikazani ulazni podaci u EnergyPLAN-u za instalirane kapacitete za proizvodnju električne i toplinske energije:

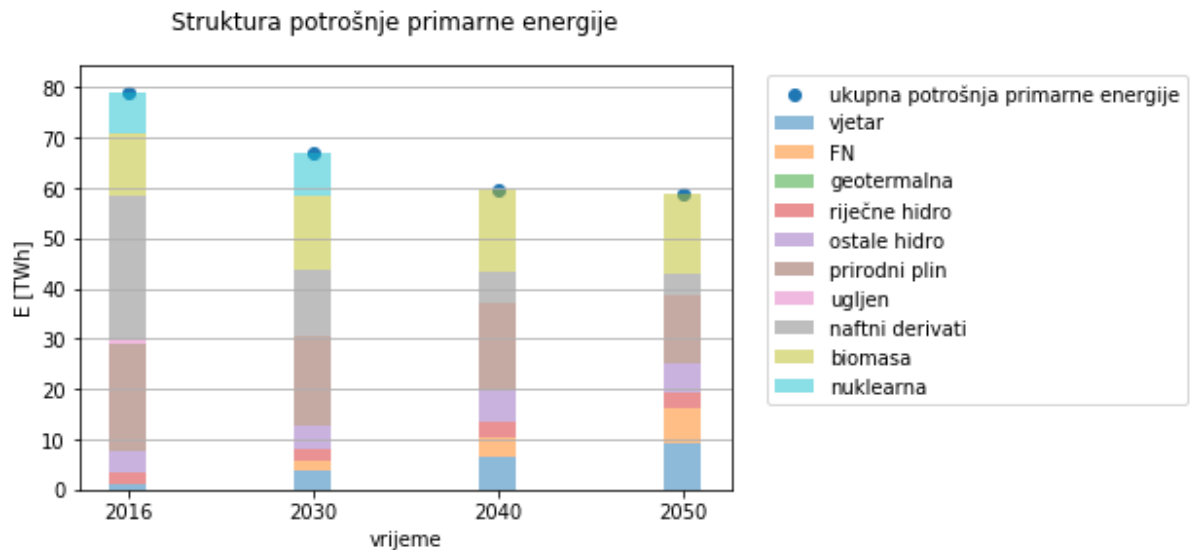
Tablica 4-4. Ulazni podaci za EnergyPLAN - instalirani kapaciteti za proizvodnju električne i toplinske energije

MW	2016.	2030.	2040.	2050.
CENTRALIZIRANI SUSTAVI				
Kogeneracijska postrojenja	485	485	485	485
Termoelektrane	335	335	0	0
Nuklearne elektrane	348	348	0	0
Geotermalne elektrane	0	17,5	17,5	17,5
Akumulacijske hidroelektrane	1760	2695	2695	2695
DECENTRALIZIRANI SUSTAVI				
Vjetroelektrane	485	1600	2700	3700
Fotonaponske elektrane	30	1000	2000	3800
Protočne hidroelektrane	456	456	600	600

4.2. Rezultati analize

Slijedeći podaci odabrani su kao najrelevantniji kod prikaza rezultata EnergyPLAN analize: struktura potrošnje primarne energije, struktura potrošnje prirodnog plina, struktura potrošnje energije u sektoru prometa, struktura potrošnje energije u sektoru toplinarstva, struktura potrošnje toplinske energije za potrebe grijanja u kućanstvima, struktura dobave i potražnje električne energije, udio OIE u proizvodnji električne energije te trend smanjenja emisija CO₂ kroz promatrano razdoblje.

Na slici 4-2. prikazana je promjena strukture potrošnje primarne energije u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-2. Struktura potrošnje primarne energije (EnergyPLAN analiza)

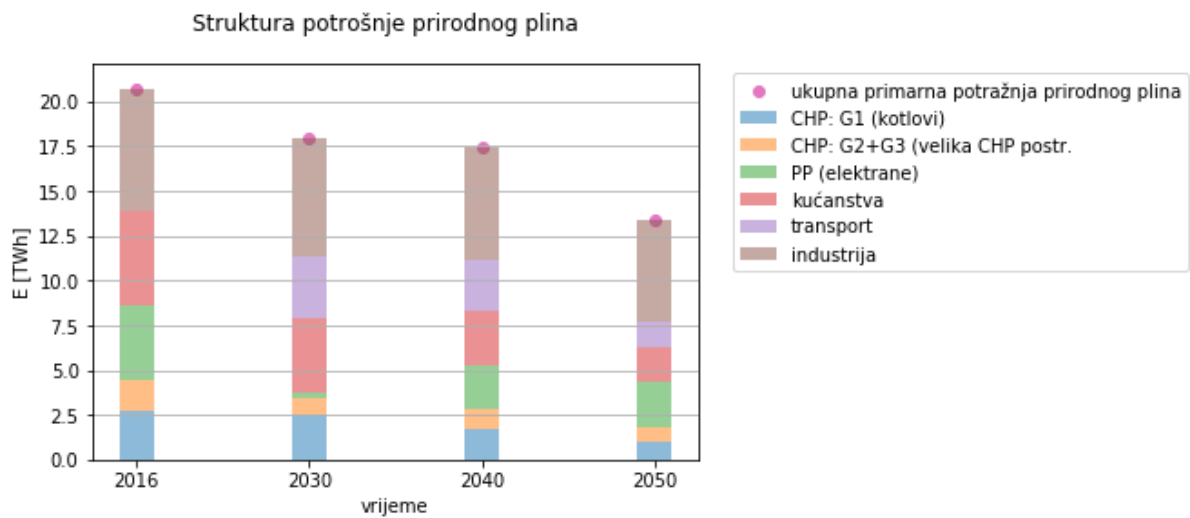
Ukupna potrošnja primarne energije smanjuje se sa 79 TWh u 2016. godini na 59 TWh u 2050. godini, što predstavlja pad od 25%.

Potrošnja naftnih derivata značajno pada u navedenom razdoblju, sa 29 TWh u 2016. godini na 4,2 TWh u 2050. godini, a udio naftnih derivata u ukupnoj potrošnji pada sa 33,5% u 2016. godini na 7% u 2050. godini. Potrošnja prirodnog plina pada s 21,4 TWh u 2016. godini na 13,4 TWh u 2050. godini, dok udio prirodnog plina u ukupnoj potrošnji pada sa 30% u 2016. godini na 22,7% u 2050. godini.

Nuklearna energija nestaje iz strukture potrošnje primarne energije nakon 2030. godine, ugljen nestaje u razdoblju između 2016. i 2030. godine.

Obnovljive izvore energije karakterizira snažan porast u ukupnoj potrošnji – sa svega 7,66 TWh u 2016. godini na 25,31 TWh u 2050. godini. Udio OIE u ukupnoj potrošnji raste sa 8,8% u 2016. godini na 42,9% u 2050. godini.

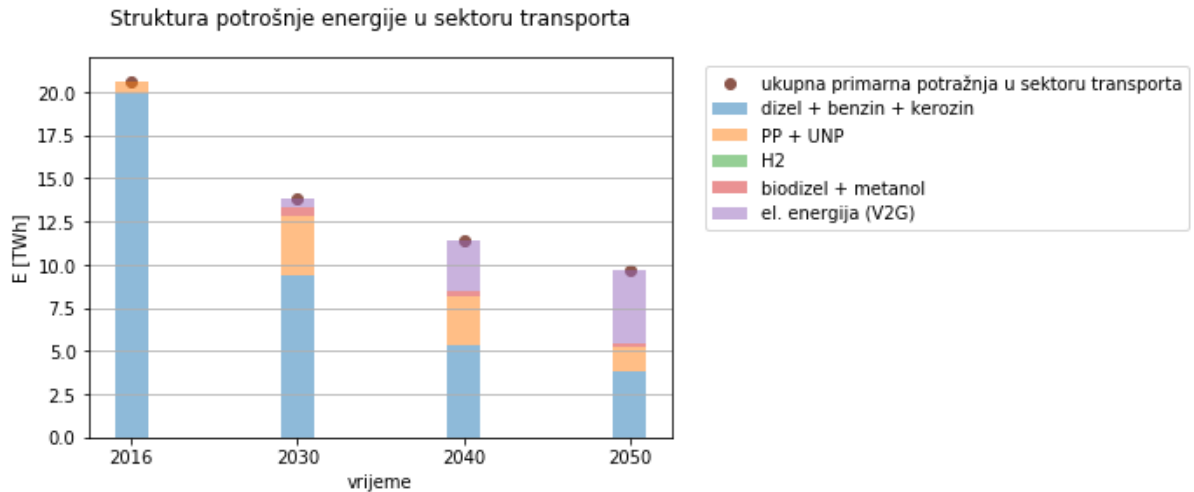
Na slici 4-3. prikazana je promjena strukture potrošnje prirodnog plina u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-3. Struktura potrošnje prirodnog plina (EnergyPLAN analiza)

Iz prikaza strukture potrošnje prirodnog plina kroz navedeno razdoblje, vidi se da udjeli po sektorima ostaju približno na istoj razini, osim rasta potrošnje u sektoru transporta do 2030. godine, te postupnog pada do 2050. godine. Ukupna potrošnja prirodnog plina pada za 37% u razdoblju od 2016. do 2050. godine.

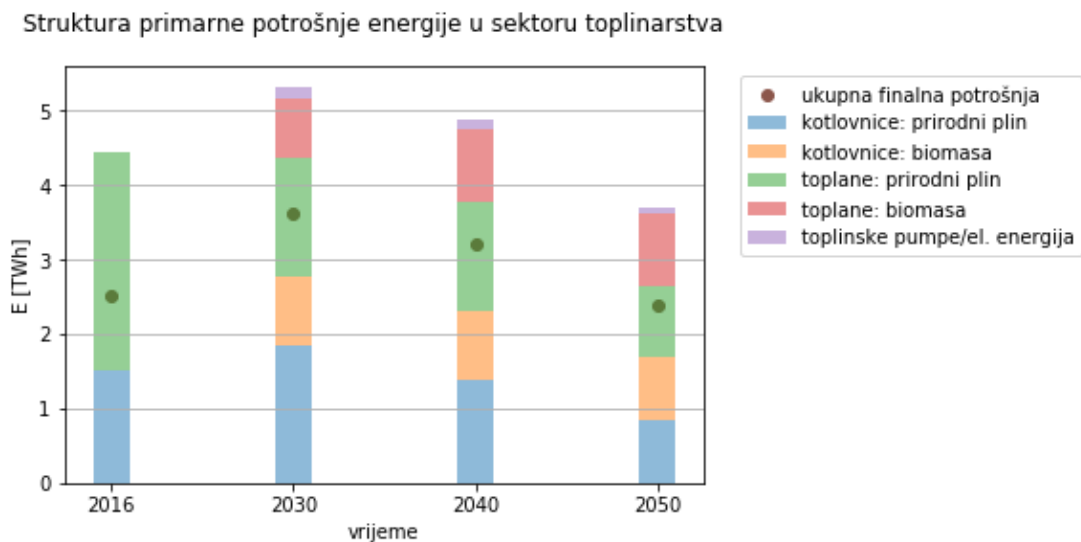
Na slici 4-4. prikazana je promjena strukture potrošnje energije u sektoru transporta u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-4. Struktura potrošnje energije u sektoru transporta (EnergyPLAN analiza)

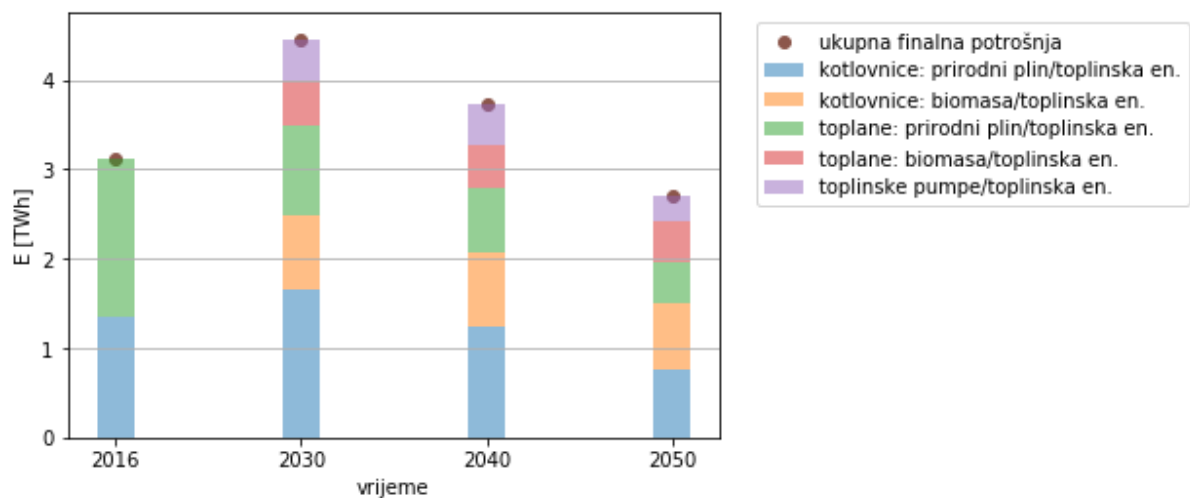
Ukupna potrošnja energije u sektoru transporta značajno pada – s 20,65 TWh u 2016. godini na 9,69 TWh u 2050. godini. Sama struktura potrošnje se izrazito mijenja – udio naftnih derivata pada s 96,5% u 2016. godini na 39,6% u 2050. godini, dok udio električne energije snažno raste te iznosi 44% u 2050. godini.

Na slikama 4-5. i 4-6. prikazana je promjena u strukturama primarne potrošnje energije i finalne potrošnje energije u sektoru toplinarstva u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-5. Struktura primarne potrošnje energije u sektoru toplinarstva (EnergyPLAN analiza)

Struktura finalne potrošnje energije u sektoru toplinarstva

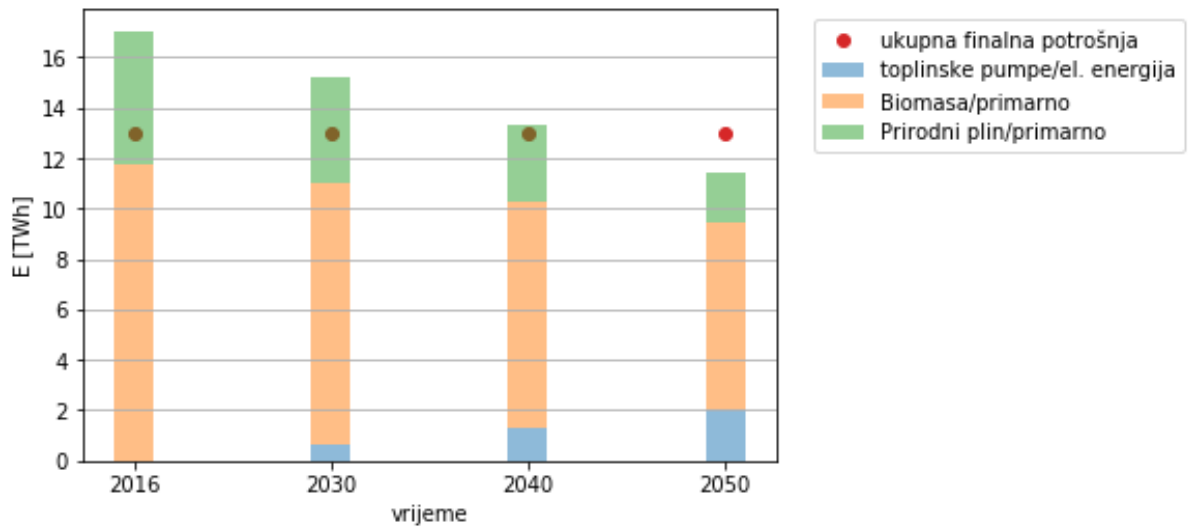


Slika 4-6. Struktura finalne potrošnje energije u sektoru toplinarstva (EnergyPLAN analiza)

U razdoblju od 2016. do 2050. godine drastično se mijenja struktura primarne i finalne potrošnje energije u sektoru toplinarstva. U 2016. godini kotlovnice i toplane na prirodni plin čine 100 % strukture, dok u 2050. čine svega polovicu strukture, a drugu polovicu čine toplinske pumpe te kotlovnice i toplane na biomasu.

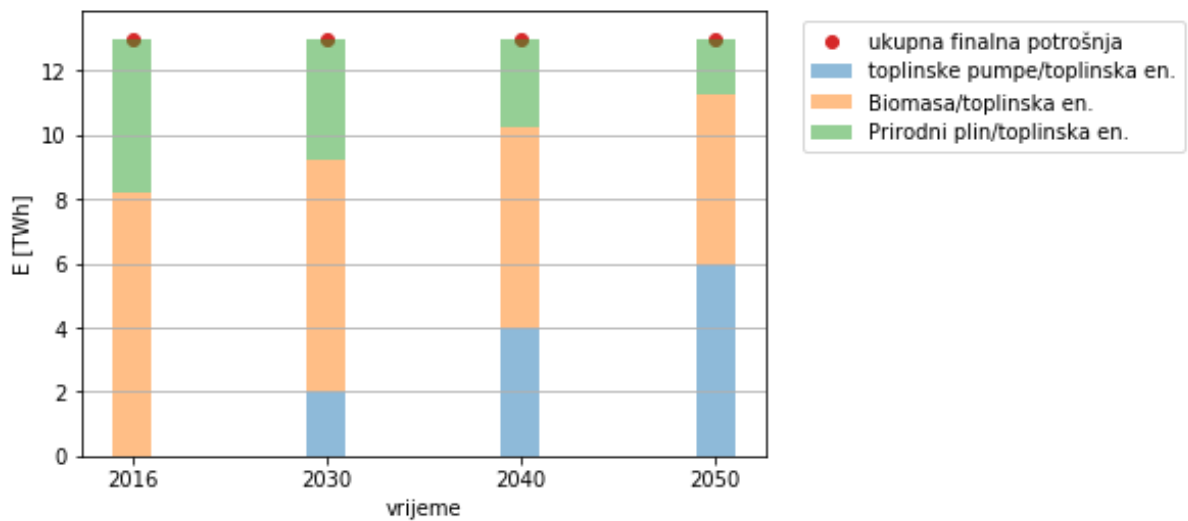
Na slikama 4-7. i 4-8. prikazana je promjena strukture primarne i finalne potrošnje toplinske energije za potrebe grijanja u kućanstvima:

Struktura primarne potrošnje energije u grijanju (kućanstva)



Slika 4-7. Struktura primarne potrošnje energije za potrebe grijanja u kućanstvima (EnergyPLAN analiza)

Struktura finalne potrošnje energije u grijanju (kućanstva)

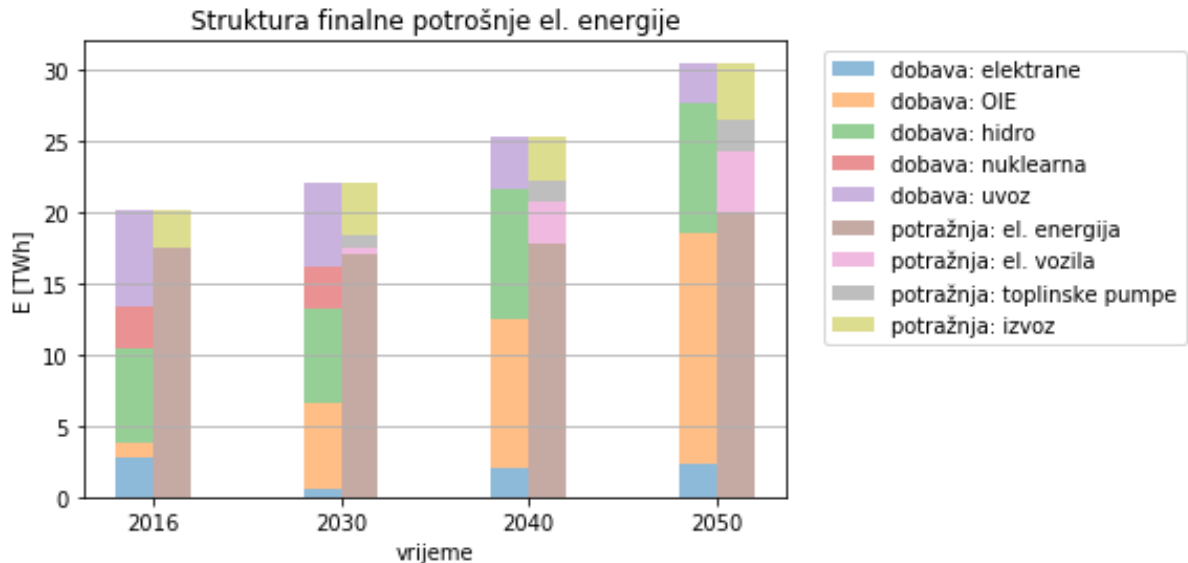


Slika 4-8. Struktura finalne potrošnje energije za potrebe grijanja u kućanstvima (EnergyPLAN analiza)

U razdoblju od 2016. do 2050. godine, uočljiv je nagli porast u korištenju toplinskih pumpi za potrebe grijanja u kućanstvima, gdje u 2050. godini toplinske pumpe čine gotovo 50 % finalne potrošnje energije. U 2050. godini, Finalna potrošnja energije u 2050. godini čak premašuje

primarnu potrošnju, a razlog je COP (eng. *Coefficient of performance*) toplinskih pumpi koji u EnergyPLAN analizi ima vrijednost 3.

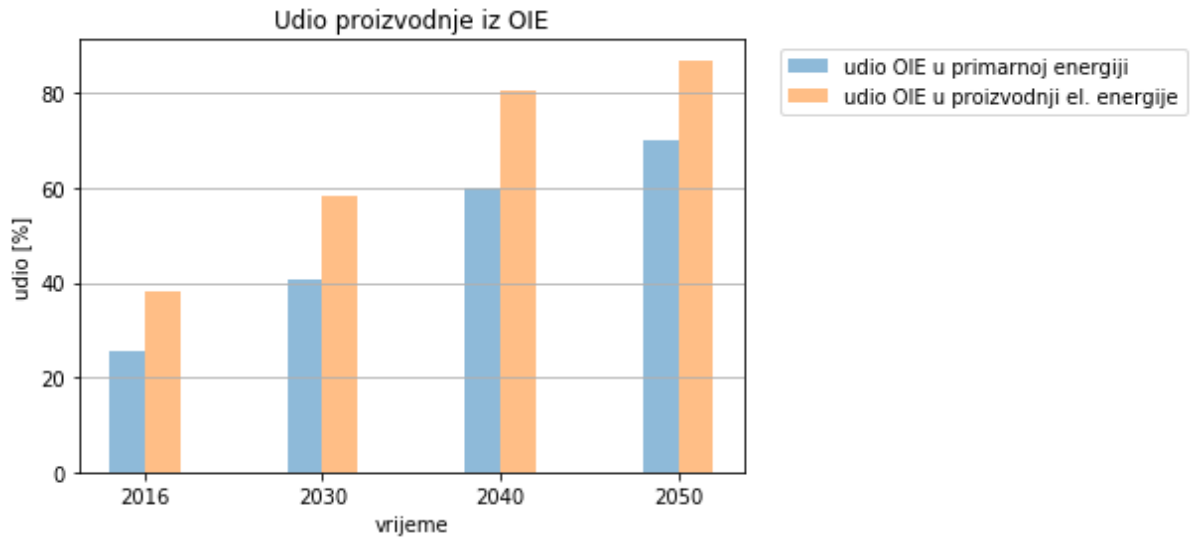
Na slici 4-9. prikazana je promjena strukture finalne potrošnje električne energije u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-9. Struktura finalne potrošnje električne energije (EnergyPLAN analiza)

Ukupna vrijednost finalne potrošnje električne energije raste s 20 TWh u 2016. godini na 30 TWh u 2050. godini, što predstavlja rast od 33%. Na strani dobave, snažno se povećava udio OIE, proizvodnja iz nuklearne elektrane nestaje nakon 2030. godine, a uvoz električne energije u navedenom razdoblju pada za otprilike 5 TWh. Na strani potražnje u strukturi se nakon 2016. godine pojavljuju električna vozila i toplinske pumpe.

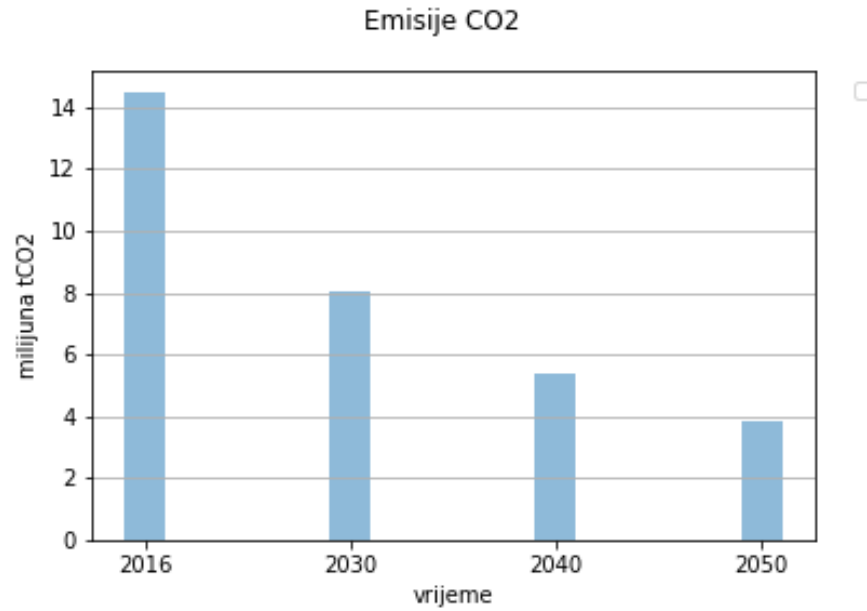
Na slici 4-10. prikazan je trend povećanja udjela obnovljivih izvora energije u primarnoj energiji te u proizvodnji električne energije u razdoblju od 2016. do 2050. godine:



Slika 4-10. Udio OIE u primarnoj energiji i proizvodnji električne energije (EnergyPLAN analiza)

U razdoblju od 2016. do 2050. godine, udio OIE u primarnoj energiji raste s 25 % na 70 % u 2050. godini, dok udio OIE u proizvodnji električne energije raste s nešto manje od 40 % na gotovo 90 % u 2050. godini.

Na slici 4-11. prikazan je trend smanjenja emisija CO₂ u razdoblju od 2016. do 2050. godine.



Slika 4-11. Emisije CO₂ u razdoblju od 2016. do 2050. godine (EnergyPLAN analiza)

Kao posljedica prethodno navedenih promjena u energetske sektoru RH, emisije CO₂ padaju s 14,5 Mt u 2016. godini na 3,9 Mt u 2050. godini, što predstavlja pad od 73%.

5. ZAKLJUČAK

Energetska tranzicija je proces u kojem se mijenja struktura proizvodnje prijenosa, distribucije i potrošnje energije. Ona je predmet svih scenarija koji se razlikuju u brzini očekivanih promjena.

Pretpostavke, analize i rezultati prikazani iz Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske, kao i rezultati analize u softveru EnergyPLAN, ukazuju na promjene koje se trenutno događaju i koje će u velikoj mjeri izmijeniti energetske sektor i korištenje energije u Republici Hrvatskoj u godinama i desetljećima koji dolaze.

Promjene ovise o velikom broju faktora, a očekuju se na razini daljnjeg razvoja pravnog okvira, organizacije sektora, poslovanja tvrtki, upravljanja sustavima, primjeni novih tehnologija, izgradnji nove infrastrukture i jačanju položaja kupaca tj. korisnika energije. Osnovni uzrok promjena je potreba smanjenja emisija stakleničkih plinova iz energetske sektora što vodi prema usporavanju globalnih klimatskih promjena.

Uspoređujući scenarij S1 (scenarij ubrzane tranzicije) i scenarij vlastite izrade u EnergyPLAN-u, vide se slični trendovi u smanjenju ukupne potrošnje energije, promjeni strukture potrošnje energije, te smanjenju emisija CO₂ u razdoblju od referentnog stanja do 2050. godine. Same brojčane vrijednosti odstupaju u određenoj mjeri zbog razlike između metodologija korištenih u analizama i podlogama za izradu Strategije i metodologije koje koristi EnergyPLAN. No, trendovi su u skladu s glavnim odrednicama i ciljevima scenarija ubrzane tranzicije koji je uzet kao primjer pri izradi vlastitog scenarija.

6. LITERATURA

1. Energetski institut Hrvoje Požar [EIHP]., 2019. Bijela knjiga: analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske. Zagreb: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
2. Energetski institut Hrvoje Požar [EIHP]., 2019. Zelena knjiga: analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske. Zagreb: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
3. Energetski institut Hrvoje Požar [EIHP]., 2018. Energija u Hrvatskoj 2017.: godišnji energetski pregled. Zagreb: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike

Web izvori:

1. Ministarstvo zaštite okoliša i energetike [MZOE]., 2019. Nacrt prijedloga Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu. Zagreb. URL: <https://esavjetovanja.gov.hr/Econ/MainScreen?EntityId=10936> (10.7.2019.)
2. Energy balance sheets – 2017 data., 2019. Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (12.7.2019.)
3. Department of Development and Planning, Aalborg University. Introduction to EnergyPLAN. URL: <https://www.energyplan.eu/training/introduction/> (1.8.2019.)

Izjava

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno na temelju znanja stečenih na Rudarsko – geološko – naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Luka Gabriš