



UNIVERZITET U NOVOM SADU
FAKULTET TEHNIČKIH NAUKA
U NOVOM SADU



**MODELI TRANZICIJE I
PREDVIĐANJA SISTEMA SNABDEVANJA
PRIRODNIM GASOM
- DOKTORSKA DISERTACIJA -**

Mentori:

Prof. dr Aleksandar Anđelković

Prof. dr Nikola Gradojević

Kandidat:

Dušan Bajatović

Novi Sad, 2021. godine

KLJUČNA DOKUMENTACIJSKA INFORMACIJA¹

Vrsta rada:	Doktorska disertacija
Ime i prezime autora:	Dušan Bajatović
Mentor (titula, ime, prezime, zvanje, institucija)	dr Aleksandar Anđelković, vanredni profesor, FTN Novi Sad dr Nikola Gradojević, redovni profesor, FTN Novi Sad
Naslov rada:	MODELI TRANZICIJE I PREDVIĐANJA SISTEMA SNABDEVANJA PRIRODNIM GASOM
Jezik publikacije (pismo):	Srpski jezik (latinica)
Fizički opis rada:	Uneti broj: Stranica 329 Poglavlja 8 Referenci 230 Tabela 30 Slika 165 Priloga 8
Naučna oblast:	Industrijsko inženjerstvo i inženjerski menadžment
Uža naučna oblast (naučna disciplina):	Energetski menadžment
Ključne reči / predmetna odrednica:	Energetska tranzicija, prirodni gas, veštačka inteligencija, predviđanje, cena, potrošnja
Rezime na jeziku rada:	Kroz definisani predmet istraživanja disertacija je dala širi okvir tranzicije snabdevanja i planiranja sistema prirodnog gasa. U prvom delu prikazano je stanje globalne energetike uz detaljnu analizu regionalnih tržišta. Takođe, analizirana su dešavanja koja se tiču energetike Republike Srbije. U datom okviru, istražen je istorijat transformacije svetske i regionalne energetike sa fokusom na tržišta prirodnog gasa. Definisani su ključni trendovi tranzicije energetskih tržišta na osnovu kojih su projektovani budućni scenariji i evolucija sektora prirodnog gasa. Ključni zaključci predstavljani su za kratkoročnu, srednjoročnu i dugoročnu tranziciju sektora prirodnog gasa u Republici Srbiji. U drugom delu disertacije razvijeni su inovativni modeli na bazi veštačke inteligencije za potrebe kratkoročnog predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa kao univerzalnih i opšte primenljivih algoritama predikcije. Formirani modeli procene daju ključan doprinos u budućoj trgovini gasom, ali i u procesima proizvodnje, skladištenja i distribucije gasa. Ovakvim pristupom se takođe omogućava održivo ekonomsko planiranje i zaštita životne sredine. Kao dodatak predstavljeni modeli doprinose i boljem planiranju proizvodnje drugih vidova energije.
Datum prihvatanja teme od strane nadležnog veća:	23. 12. 2020.
Datum odbrane: (Popunjavanje odgovarajuća služba)	
Članovi komisije: (titula, ime, prezime, zvanje, institucija)	Predsednik: dr Teodor Atancković, profesor Emeritus, FTN Novi Sad Član: dr Ilija Ćosić, profesor Emeritus, FTN Novi Sad Član: dr Rado Maksimović, redovni profesor, FTN Novi Sad Član: dr Radivoje Mitrović, redovni profesor, Mašinski fakultet Beograd Član, mentor: dr Nikola Gradojević, redovni profesor, FTN Novi Sad Član, mentor: dr Aleksandar Anđelković, vanredni profesor, FTN Novi Sad
Napomena:	

¹ Autor doktorske disertacije potpisao je i priložio sledeće obrasce:

5b – Izjava o autorstvu;

5v – Izjava o istovetnosti štampane i elektronske verzije i o ličnim podacima;

5g – Izjava o korišćenju.

Ove izjave se čuvaju na fakultetu u štampanom i elektronskom obliku i ne koriče se sa tezom.

**UNIVERSITY OF NOVI SAD
FACULTY OF TECHNICAL SCIENCES**

KEY WORD DOCUMENTATION²

Document type:	Doctoral dissertation
Author:	Dušan Bajatović
Supervisor (title, first name, last name, position, institution)	PhD Aleksandar Anđelković, Associate Professor, FTN Novi Sad PhD Nikola Gradojević, Full Professor, FTN Novi Sad
Thesis title:	MODELS FOR TRANSITION AND FORECASTING OF NATURAL GAS SUPPLY SYSTEMS
Language of text (script):	Serbian language (latin script)
Physical description:	Number of: Pages 329 Chapters 8 References 230 Tables 30 Illustrations 165 Appendices 8
Scientific field:	Industrial Engineering and Management
Scientific subfield (scientific discipline):	Energy Management
Subject, Key words:	Energy transition, natural gas, artificial intelligence, forecasting, price, consumption
Abstract in English language:	The research objective of this Ph.D. thesis is to provide a general framework for natural gas distribution and planning systems. The first part of the thesis introduces current state of global energetics along with a detailed analysis of regional markets. The analysis also includes recent energy developments in the Republic of Serbia. Specifically, the research examines the historical context of global and regional energetics with an emphasis on natural gas markets. It identifies key energy transition trends based on which future scenarios and developments in the natural gas sector are projected. Several conclusions are drawn that concern short-term, medium-term, and long-term transitions in the natural gas sector of the Republic of Serbia. The second part of the thesis conceptualizes innovative artificial intelligence models for the purpose of very short-run prediction of natural gas price and consumption. By their nature, these models represent universal and widely applicable prediction algorithms. Such models offer a wealth of information that can be used in future natural gas trading, as well as in production, storage, and distribution of natural gas. By design, the models from this thesis also incorporate sustainable economic planning and environmental protection processes. In addition, natural gas models presented in this work effectively contribute to improved production planning of alternative energy sources.
Accepted on Scientific Board on:	23. 12. 2020.
Defended: (Filled by the faculty service)	
Thesis Defend Board: (title, first name, last name, position, institution)	President: PhD Teodor Atancković, Professor Emeritus, FTS Novi Sad Member: PhD Ilija Ćosić, Professor Emeritus, FTS Novi Sad Member: PhD Rado Maksimović, Full Professor, FTS Novi Sad Member: PhD Radivoje Mitrović, Full Professor, Faculty of Mechanical Engineering Belgrade Supervisor, member: PhD Nikola Gradojević, Full Professor, FTS Novi Sad Supervisor, member: PhD Aleksandar Anđelković, Associate Professor, FTS Novi Sad
Note:	

² The author of doctoral dissertation has signed the following Statements:

56 – Statement on the authority,

5b – Statement that the printed and e-version of doctoral dissertation are identical and about personal data,

5r – Statement on copyright licenses.

The paper and e-versions of Statements are held at the faculty and are not included into the printed thesis.

SADRŽAJ

UVOD	12
1. PREDMET, CILJ, HIPOTEZE I METODOLOGIJA ISTRAŽIVANJA.....	14
2. TRANSFORMACIJA SVETSKE ENERGETIKE U PERIODU 2000–2020. GODINE I NJENA DUGOROČNA PERSPEKTIVA	20
2.1 IZMENE U STRUKTURI SVETSKOG ENERGETSKOG BILANSA	22
2.1.1 SVETSKA ENERGETIKA U KONTEKSTU OPŠTEG RAZVOJA ČOVEČANSTVA.....	22
2.1.2 SMANJENJE UDELA UGLJA I NAFTE U KORIST OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I PRIRODNOG GASA U GLOBALNOM ENERGETSKOM BILANSU.....	26
2.1.3 PRIRODNI GAS KAO KLJUČNI IZVOR OBEZBEĐENJA ENERGETSKE SIGURNOSTI I STABILNOG RAZVOJA ENERGETSKIH SISTEMA NA DUŽI ROK.....	29
2.2 GLAVNI TRENDOVI U RAZVOJU SVETSKE ENERGETIKE	40
2.2.1 POTROŠNJA ENERGENATA U SVETU.....	40
2.2.2 POTROŠNJA ENERGENATA U EVROPI.....	42
2.2.3 ENERGETSKI MIKS PO IZABRANIM ZEMLJAMA.....	43
2.2.4 REZERVE, PROIZVODNJA I POTROŠNJA NAFTE.....	51
2.2.5 PORAST ZNAČAJA EKOLOGIJE U RAZVOJU SVETSKE ENERGETIKE.....	52
2.2.6 FENOMEN PROIZVODNJE UGLJOVODONIKA IZ ŠKRILJACA U SAD.....	55
2.2.7 KORIŠĆENJE ENERGENATA U PROIZVODNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	58
2.3 NOVE METODE BORBE NA SVETSKIM TRŽIŠTIMA ENERGENATA (SANKCIJE PROTIV IRANA, VENECUELE I RUSIJE).....	63
2.4 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	66
2.5 LITERATURA.....	67
2.6 IZVORI.....	68
3. TRŽIŠTA PRIRODNOG GASA U PERIODU 2000–2020. GODINE I NJIHOVA DUGOROČNA PERSPEKTIVA.....	71
3.1 GLAVNI TRENDOVI U RAZVOJU SVETSKIH TRŽIŠTA GASA.....	71

3.1.1	FORMIRANJE PRODAJNIH CENA PRIRODNOG GASA.....	71
3.1.2	EVROPSKO TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA: RAST ZAVISNOSTI OD UVOZA I FORMIRANJE JEDINSTVENOG TRŽIŠTA GASA.....	79
3.1.3	TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA SEVERNE AMERIKE: ŠKRILJČANA REVOLUCIJA I PRELAZAK SA UVOZA NA IZVOZ ENERGENATA.....	83
3.1.4	TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA U ZEMLJAMA AZIJSKO-PACIFIČKE REGIJE: NOVI LIDER U POTROŠNJI ENERGENATA I AKTIVNI RAST POTROŠNJE GASA.....	89
3.2	SVETSKO TRŽIŠTE TEČNOG PRIRODNOG GASA.....	91
3.2.1	RAZVOJ IZVOZNIH KAPACITETA ZA UTEČNJAVANJE GASA..	91
3.2.2	TERMINALI ZA REGASIFIKACIJU I UVOZ TPG-A.....	95
3.2.3	GLOBALNO TRŽIŠTE TPG-OM.....	98
3.3	KONKURENTNE PREDNOSTI DOBAVLJAČA PRIRODNOG GASA.....	101
3.4	PANDEMIJA KORONA VIRUSA I NJEN UTICAJ NA ENERGETIKU.....	108
3.4.1	POJAVA VIRUSA I NJEGOVO DELOVANJE NA SVETSKU PRIVREDU.....	108
3.4.2	ANALIZA SCENARIJA I DUGOROČNI RAZVOJ SVETSKE ENERGETIKE U NOVIM USLOVIMA.....	114
3.5	ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	120
3.6	LITERATURA.....	122
3.7	IZVORI.....	122
4.	TRŽIŠTE GASA REPUBLIKE SRBIJE I PERSPEKTIVE NJEGOVOG RAZVOJA.....	126
4.1	SADAŠNJE STANJE U ENERGETICI I GASNOJ INDUSTRIJI U REPUBLICI SRBIJI.....	128
4.1.1	SOCIJALNO-EKONOMSKI RAZVOJ BALKANSKIH ZEMALJA I REPUBLIKE SRBIJE.....	137
4.1.2	STRUKTURA POTROŠNJE ENERGENATA U BALKANSKIM ZEMLJAMA.....	140
4.1.3	EKOLOŠKI EFEKAT GASIFIKACIJE I CILJEVI ODRŽIVOG RAZVOJA.....	145
4.2	PERSPEKTIVNE GASNE TEHNOLOGIJE – MOGUĆNOSTI DEKARBONIZACIJE PRIRODNOG GASA I NJIHOV POTENCIJAL U REPUBLICI SRBIJI.....	148
4.2.1	SISTEMI ZA SAKUPLJANJE I KORIŠĆENJE UGLJEN-DIOKSIDA.....	150

4.2.2. PROIZVODNJA VODONIKA IZ PRIRODNOG GASA.....	153
4.3 POZICIONIRANJE REPUBLIKE SRBIJE I PREVAZILAŽENJE OGRANIČENJA DOMAĆEG GASNOG TRŽIŠTA.....	155
4.3.1 UTICAJ PANDEMIJE VIRUSA KORONA NA POTROŠNJU PRIRODNOG GASA U SRBIJI I POREĐENJE SA IZABRANIM ZEMLJAMA EVROPE I SVETA.....	157
4.4 MODEL ODRŽIVE TRANZICIJE I SIGURNOSTI SNABDEVANJA TRŽIŠTA PRIRODNOG GASA U REPUBLICI SRBIJI.....	158
4.4.1 TRENUTNO STANJE.....	159
4.4.2 BUDUĆI IZAZOVI I GLOBALNE PREPORUKE ZA ODRŽIVU TRANZICIJU SEKTORA PRIRODNOG GASA.....	161
4.4.3 KRATKOROČNA, SREDNJOROČNA I DUGOROČNA TRANZICIJA SEKTORA PRIRODNOG GASA U SRBIJI.....	163
4.5 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	173
4.6 LITERATURA.....	175
4.7 IZVORI.....	175
5. MODEL ZA PROCENU I PREDVIĐANJE CENE PRIRODNOG GASA.....	178
5.1 OPIS PODATAKA I LINEARNE ZAVISNOSTI.....	178
5.2 VEŠTAČKE NEURONSKE MREŽE.....	181
5.3 REZULTATI PREDIKCIJE POMOĆU NELINEARNOG MODELA.....	182
5.4 KOMPARATIVNA ANALIZA I ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	184
5.5 LITERATURA.....	186
5.6 IZVORI.....	187
6. MODEL PREDVIĐANJAPOTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	188
6.1 PREGLED MODELA PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	189
6.1.1 PERIOD OD 1949. DO 2010. GODINE.....	190
6.1.2 PERIOD OD 2010. DO 2020. GODINE.....	192
6.2 UPOTREBA VEŠTAČKE INTELIGENCIJE ZA PREDVIĐANJE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	193
6.3 ANALIZA TAČNOSTI PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA MODELA FORMIRANIH NA BAZI VEŠTAČKE INTELIGENCIJE.....	202

6.4 IZBOR KLJUČNIH PARAMETARA KOJI UTIČU NA KRATKOROČNO PREDVIĐANJE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	209
6.5 OPIS SISTEMA, ANALIZA SPROVEDENIH MERENJA I IZBOR ALGORITMA PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	210
6.5.1 STRUKTURA PRIKUPLJENIH PODATAKA.....	212
6.5.2 ANALIZA MERENJA.....	214
6.5.3 IZBOR ALGORITMA ZA MODEL KRATKOROČNOG PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA.....	220
6.6 PROTOTIP MODELA ZA PREDVIĐANJE ČASOVNE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA ZA GRAD NOVI SAD NA BAZI KRATKOROČNE VREMENSKE PROGNOZE.....	223
6.6.1 PROTOTIP MODELA REŽIMA ZA GREJNU SEZONU.....	225
6.6.2 PROTOTIP MODELA REŽIMA ZA SEZONU BEZ GREJANJA.....	226
6.6.3 ANALIZA I ZAKLJUČCI PRELIMINARNIH REZULTATA ANFIS PROTOTIP MODELA.....	228
6.7 MODEL ZA PREDVIĐANJE ČASOVNE POTROŠNJE RIRODNOG GASA ZA GRAD NOVI SAD NA BAZI KRATKOROČNE VREMENSKE PROGNOZE.....	229
6.7.1 MODELI REŽIMA ZA GREJNU SEZONU I ZA SEZONU BEZ GREJANJA.....	230
6.7.2 ANALIZA REZULTATA ANFIS MODELA.....	234
6.8 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA.....	236
6.9 LITERATURA.....	238
6.10 IZVORI.....	243
7. ZAKLJUČCI I PRAVCI DALJEG ISTRAŽIVANJA.....	244
8. PRILOZI.....	249
8.1 PRILOG 1: IZVOD IZ SPROVEDENIH MERENJA I OSTALI PODACI KORIŠĆENI ZA MODEL KRATKOROČNE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA (DEO GREJNE SEZONE 2018/19).....	249
8.2 PRILOG 2: REZULTATI „DICKY – FULLER“ TESTA – ZIMSKI REŽIM.....	304
8.3 PRILOG 3: REZULTATI „DICKY – FULLER“ TESTA – LETNJI REŽIM.....	307
8.4 PRILOG 4: DETALJI REZULTATA ANFIS MODELA ZIMSKOG REŽIMA U MATLAB OKRUŽENJU.....	310
8.5 PRILOG 5: DETALJI REZULTATA ANFIS MODELA LETNJEG REŽIMA U MATLAB OKRUŽENJU.....	313

8.6 PRILOG 6: MIŠLJENJE O DOKTORSKOJ DISERTACIJI – DR KONSTANTIN SIMONOV, GENERALNI DIREKTOR FONDA ZA NACIONALNU ENERGETSKU SIGURNOST RUSKE FEDERACIJE (ORIGINAL RUSKI JEZIK)	315
8.7 PRILOG 7: MIŠLJENJE O DOKTORSKOJ DISERTACIJI – DR KONSTANTIN SIMONOV, GENERALNI DIREKTOR FONDA ZA NACIONALNU ENERGETSKU SIGURNOST RUSKE FEDERACIJE (PREVOD NA SRPSKI JEZIK).....	322
8.8 PRILOG 8: BIOGRAFIJA I BIBLIOGRAFIJA.....	327

SPISAK SKRAĆENICA I OZNAKA

- ADF – Augmented (proširena) Dickey-Fuller analiza
- AM – Advanced Model (unapređen model)
- ANN – Artificial Neural Networks (veštačke neuronske mreže)
- ANFIS – Adaptive Neuro Fuzzy Inference System (adaptivan neuro-fazi sistem zaključivanja)
- ARIMA – Autoregressive Integrated Moving Average (autoregresivni integrisan pokretni prosek)
- ARMA – Autoregressive Moving Average (autoregresivni pokretni prosek)
- bcm – Billion Cubic Meters (milijardu kubnih metara)
- BP – Back-propagation (bekpropagacija)
- BDP – bruto domaći proizvod
- CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage (hvatanje, korišćenje i skladištenje ugljenika)
- CDD – Cooling Degree Days (stepen dani hlađenja)
- CGS – City Gate Stations (stanice na ulazu u grad)
- DLLR – Dynamic Local Linear Regression (dinamična lokalna linearna regresija)
- EIA – USA Energy information administration (Američka uprava za informacije o energiji)
- ELM – Extreme Learning Machine (ekstremna učeća mašina)
- ERM – empirical risk minimization (empirijska minimizacija rizika)
- FL – Fuzzy Logic (fazi ili rasplinuta logika)
- FNF-SVRLP – False Neighbours Filtered-Support Sector Regression Predictor (prediktor za lažne “susedne tačke” putem sektorne regresije podržane filterom)
- FFNN – Feed Forward Neural Networks (standardna feedforward neuronska mreža)
- GA – Genetic Algorithm (genetski algoritam)
- GP – Genetic Programming (genetsko programiranje)
- HDD – Heating Degree Days (stepen dani grejanja)
- JKM – Japan-Korea marker (Japan-Koreja marker)
- LLR – Local Linear Regression (lokalna linearna regresija)
- MAD – Mean Absolute Deviation (srednje apsolutno odstupanje)
- MAE – Mean Absolute Error (srednja apsolutna greška)
- MAPE – Mean Absolute Percentage Error (srednja apsolutna procentualna greška)

MARNE – Mean Absolute Range Normalized Error (srednja normalizovana greška u apsolutnom intervalu (apsolutna razlika između stvarne i predviđene potrebe za prirodnim gasom normalizovana na maksimalnu potrebu za gasom))

Mil. – milion

ML – Machine Learning (mašinsko učenje)

MLP – Multilayer Perceptron (višeslojni perceptron)

MSE – Mean Square Error (srednja kvadratna greška)

NE – nuklearna elektrana

OIE – obnovljivi izvori energije

OLS – Ordinary Least Squares (metoda najmanjih kvadrata)

PIO – primljena investiciona odluka

p.p. – procentni poen

PSG – podzemno skladište gasa

r – Correlation coefficient (koeficijent korelacije)

R² – Coefficient of determination (koeficijent determinacije)

RBFN – Radial Basis Function Network (mreža funkcija radijalne osnove)

RMSE – Root Mean Square Error (koren srednje kvadratne greške)

SAD – Sjedinjene Američke Države

SLFN – Single hidden Layer Feed-forward neural network (feedforward neuronska mreža sa jednim skrivenim slojem)

SME – Small and Medium Enterprises (mala i srednja preduzeća)

ST-2 – Severni tok 2

SVM – Support Vector Machine (vektorski podržana mašina)

SVR – Support Vector Regression (vektorski podržana regresija)

SARIMAX – sezonski ARIMA model

SRM – Structural Risk Minimization (strukturna minimizacija rizika)

SVRLP – Support Vector Regression Local Predictor (vektorski podržana regresija sa lokalnim predviđanjem)

t – tona

TEN – tona ekvivalentne nafte

TPG – tečni prirodni gas

TTF – Title Transfer Facility (objekat za prenos vlasništva u trgovini prirodnim gasom)

UN – Ujedinjene nacije

WAC – Weather Adjusted Coefficient (koeficijent podešen prema vremenskim prilikama)

WT – Wavelet Transform (wavelet transformacija)

ZAHVALNICA

Veliku zahvalnost dugujem profesorima Aleksandru Anđelkoviću i Nikoli Gradojeviću koji su mi pružili iskrenu stručnu pomoć i savete tokom celokupnih doktorskih studija. Hvala za posvećeno vreme i konstruktivne sugestije tokom istraživačkog rada, ali i nesebično deljenje vašeg znanja.

Zahvalnost dugujem i ostalim članovima komisije profesorima Teodoru Atanackoviću, Iliji Ćosiću, Radi Maksimoviću i Radivoju Mitroviću, za strpljenje i korisne savete. Takođe, zahvalan sam i akademiku, profesoru Stevanu Pilipoviću na kreativnim konsultacijama prilikom definisanja matematičkih modela. Posebnu zahvalnost dugujem na pažljivom čitanju dr Konstantinu Simonovu, direktoru Nacionalnog fonda za energetske bezbednost iz Rusije.

Takođe, zahvalio bih se bliskim saradnicima iz JP Srbijagasa, Gastransa i Transportgasa, za svesrdnu pomoć pri prikupljanju podataka i kolegijalnu podršku kako bih istrajavao na ovom akademskom putu.

Veliku zahvalnost dugujem svojoj porodici majci Nadi i ocu Velimiru, sestri Dragani, sestriću Vladimiru i partnerki Danijeli. Hvala vam na svemu što ste učinili za mene!

Na kraju, mojoj deci Milošu, Velimiru i Miri Ivi da im ova disertacija bude podstrek i podsetnik da uvek mogu više. Za vas živim i radim i ovaj doktorat posvećujem vama!

Dušan Bajatović

UVOD

Aktivno angažovanje kandidata u energetsom sektoru Srbije i proučavanje svet-skih trendova razvoja korišćenja energetskih resursa opredelili su ga za rad na dok-torskoj disertaciji posvećenoj tranziciji i predviđanju sistema snabdevanja prirod-nim gasom.

Istorija razvoja svetske energetike utkana je u globalnu istoriju razvoja čovečan-stva. Jedna čini sastavni deo druge, a pogled sa strane energetike omogućava dublje i strukturnije razumevanje scenarija razvoja naše civilizacije. Nije iznenađujuće da su ubrzanje procesa u globalnoj ekonomiji, povećana volatilnost na robnim tržišti-ma, geopolitičko rivalstvo velikih sila, ubrzanje dugoročnih ciklusa promena glo-balne konjunktura i drugi procesi koje smo posmatrali tokom najmanje dve protekle decenije zajedno doveli do transformacije svetske energetike ili su delimično postali posledica te transformacije.

Sukcesivna promena dominantnih izvora u svetskom energetsom bilansu pre-tvorila se u modernu diversifikaciju energetskih resursa, a ekološki problemi sta-vili su u prvi plan pitanja smanjenja opterećenja naše planete nastalih kao rezultat ljudske aktivnosti. Nova stvarnost sa kojom se čovečanstvo suočilo 2020. godine, prouzrokovana pandemijom COVID-19 ili korona virusa, samo je pojačala značaj mnogobrojnih pitanja koja su se akumulirala decenijama, uključujući potrebu za rešavanjem pitanja energetskog siromaštva na globalnom nivou, zadovoljenjem po-treba sve veće svetske populacije za energetskim resursima i istovremeno poboljša-njem kvaliteta života (ekonomija), rešavanja pitanja očuvanja čiste vode, vazduha i generalno životne sredine.

Pod energetsom tranzicijom definiše se skup promena koje se dešavaju u ener-getskim sistemima. Kao takva, ona oslikava dugoročnu i dobro planiranu aktivnost promene trenutnog energetskog sistema. Najčešće se povezuje sa više presudnih faktora promene koji se mogu odnositi na opštu strukturu sistema, primarnu ener-giju, obim i efikasnost snabdevanja ili opštu izmenu važeće energetske politike. Ključna odlika ovih procesa je transformacija stanja celokupnog energetskog siste-ma, za razliku od promene pojedinačne tehnologije ili energetskog izvora.

Energetika je jedan od glavnih sektora svetske privrede, koji obezbeđuje njeno funkcionisanje i razvoj, a takođe formira tehnološke inovacije, koje će transformi-sati ekonomske odnose. Faze njenog razvoja sve do druge polovine XX veka imaju veoma izraženu strukturu zamene jednog dominantnog energenta drugim. Umesto energije drveta, koja je milenijumima preovladavala u razvoju čovečanstva, sve do prve industrijske revolucije, od sredine XVIII veka glavni energent planete postaje ugalj.

Dalji razvoj svetske privrede, pojava motora sa unutrašnjim sagorevanjem i širo-ka upotreba drumskih vozila sa jedne strane, kao i početak industrijske proizvodnje nafte u SAD i Rusiji i na Bliskom istoku, sa druge strane, stimulisali su rast potrošnje nafte, koja je sredinom XX veka potisnula ugalj sa prvog mesta, koje je on zauzimao kao glavni energent. Dominacija nafte u svetskom energetsom bilansu nastavlja se i danas; međutim, zbog prirodnog iscrpljivanja konvencionalnih rezervi nafte u SAD i Zapadnoj Evropi u drugoj polovini XX veka, kao i zbog niza geopolitičkih događaja 1970-ih godina, razvijene zemlje su se potrudile da formiraju diversifiko-

vanu strukturu svojih energetske bilansa, aktivno razvijajući potrošnju prirodnog gasa i nuklearnu energetiku.

Krajem XX i tokom XXI veka smanjenje konvencionalnih rezervi ugljovodoni-ka u razvijenim zemljama dovelo je do masovnog stimulanja obnovljivih izvora energije (OIE), pre svega solarnih i vetroelektrana. Ipak, i pored velikih finansijskih ulaganja, apsolutna većina energetske potreba svetske populacije i dalje se zadovoljava upotrebom fosilnih goriva. Analiza predviđanja vodećih svetskih energetske centara pokazuje da će fosilna goriva u globalnom energetske bilansu ostati da dominiraju bar do sredine ovog veka.

Pored toga, naglo povećan značaj problematike antropogenog opterećenja životne sredine zahteva poštovanje pariteta u svetske energetske razvoju. Broj ljudi u svetu iz godine u godinu raste, a osnovni zadatak globalne energetske jeste obezbediti prateće energetske resurse koji će istovremeno u budućnosti smanjivati CO₂ i druge štetne emisije. Uzimajući u obzir najmanji uticaj prirodnog gasa na životnu sredinu u odnosu na ostala fosilna goriva, kao i postojanje značajnih rezervi konvencionalnih gasnih nalazišta, čini se više nego opravdano da upravo prirodni gas može da postane novi ključni izvor svetske energetske bilansa i glavni tranzicioni energetske resurs ovog veka.

Zbog neraskidive povezanosti svetske privrede, geopolitike i energetske, energetika se ne razvija zasebno, već je tesno vezana za događaje koji se dešavaju u navedenim sferama. Zbog toga se ova disertacija, u cilju određivanja varijanti za dalji razvoj svetske energetske, bavi analizom glavnih tendencija energetske razvoja tokom poslednjih decenija, a posebna pažnja posvećena je rastućem značaju ekološke problematike u svetske privredi, kao i geopolitičkim aspektima rasta proizvodnje ugljovodoni-ka iz škriljaca u SAD i sankcijama, kao novom sredstvu borbe na svetske tržištima energenata.

Osim toga, pojava najnovije pandemije virusa kovid 19 (COVID-19) početkom 2020. godine, koja je imala značajan kratkoročni i dugoročni negativni uticaj na svetsku privredu i energetiku, takođe je analizirana u ovom istraživanju. Uprkos postojanju spoljnih faktora, kao što su geopolitički sukobi i uticaj pandemije virusa, razvoj svetske energetske u ovom veku će u velikoj meri zavisiti od razvoja gasnog sektora. Takođe, u disertaciji se razvijaju modeli predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa kao ključni alati u procesima odlučivanja na tržištu ovog energenta.

1. PREDMET, CILJ, HIPOTEZE I METODOLOGIJA ISTRAŽIVANJA

Prirodni gas kao energent je, poslednjih godina, predmet velikog broja rasprava u svetskoj naučnoj javnosti. Brojni su naučni i stručni radovi koji se prirodnim gasom bave, najviše iz ugla njegovih fizičko-hemijskih karakteristika kao energenta, ali i u pogledu uslova eksploatacije, transporta i distribucije, procene buduće cene i potrošnje, njegovog značaja kao energenta, pa sve do geopolitičkih i ekoloških aspekata.

Predmet istraživanja u disertaciji je širi okvir tranzicije snabdevanja i planiranja sistema prirodnog gasa. Pod ovim se podrazumeva analiza uticaja tehnološkog razvoja, savremenih energetske trendova, geopolitičkih faktora i ostalih relevantnih promenljivih na izvodljivost predviđanja u modelima sistema snabdevanja prirodnim gasom. Poseban akcenat se stavlja na mogućnost predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa. U datom kontekstu, neophodno je prvo istražiti istorijat transformacije svetske energetike sa fokusom na tržišta prirodnog gasa, ali takođe i projektovati scenarije budućih kretanja. Važne stavke predstavljaju i stanje tržišta prirodnog gasa i njegova dugoročna perspektiva. Takođe, nužno je uporediti model za tržište prirodnog gasa koji se koristi u Severnoj Americi sa onim koji se koristi u Centralnoj i Zapadnoj Evropi. U disertaciji se poseban osvrt daje na trenutno stanje u energetici i gasnoj industriji u Republici Srbiji i Rusiji.

Predviđanje potrošnje i način obezbeđenja prirodnog gasa kao resursa danas su u svetu veoma značajne aktivnosti, pogotovo u pogledu trgovine ovog energenta. Posmatrajući u celini, gasovodni sistem se sastoji od sledećih delova: proizvodnja, transport i distribucija. Kao dodatak neophodno je navesti i krajnje korisnike sistema jer je njihov odziv veoma važan za planiranje i predviđanje potrošnje prirodnog gasa. U pogledu predviđanja neophodnih količina prirodnog gasa, svaki od pomenutih delova sistema mora aktivno učestvovati. Ključni termin, zbog kojeg je neophodna što bolja tačnost predviđanja potrošnje prirodnog gasa, jeste trgovina. U slučaju loše procene potreba za prirodnim gasom, potencijalna cena i penali zbog precenjenih/potcenjenih količina energenta mogu ekonomski ugroziti u velikoj meri rad sistema i krajnjeg kupca.

Precizno predviđanje potreba, tj. potražnje od vitalnog je značaja na tržištu prirodnog gasa. Primarni razlog za to leži u postojanju pravilno projektovanog sistema, za koji se omogućava optimalno planiranje i održavanje mreže. Sa druge strane, tačna predviđanja potreba za prirodnim gasom jesu dragoceni doprinosi finansijskom planiranju proizvodne, transportne i distributivne kompanije, kao i optimalnom snabdevanju svih potrošača, posebno u slučajevima vršne potražnje.

Ako se uzmu u obzir zemlje koje imaju razvijeno tržište prirodnog gasa i trgovinu, kao što su zemlje Evropske unije, otkriće se da većina ovih zemalja koristi napredne modele prognoze za satnu, dnevnu, nedeljnu, mesečnu, pa čak i godišnju potrošnju. Postoji potreba za korišćenjem ovih modela u proizvodnji, transportu i distribuciji prirodnog gasa na tržištu s obzirom da cena veoma zavisi od preciznosti predviđanja. Štaviše, precenjene ili potcenjene količine prirodnog gasa imaju veliki uticaj na ukupnu ugovorenu cenu zbog ugovornih penala. Jasno je da neadekvatno predviđanje može da ima za posledicu rizik poslovanja celog sistema i njegovih krajnjih korisnika.

Centralni deo disertacije predstavlja testiranje empirijskih modela baziranih na veštačkoj inteligenciji za predviđanje kratkoročne cene i potrošnje prirodnog gasa. Tačnost ovih prediktivnih modela predstavlja preduslov, tj. osnovu za dalji rast i razvoj preduzeća za proizvodnju (nabavku), prenos, skladištenje i distribuciju prirodnog gasa, kao i sticanje i održavanje konkurentne prednosti preduzeća.

Na osnovu obrazloženja predmeta istraživanja i definisanog problema istraživanja, potreba za predloženim istraživanjem je iskazana opštom energetsom tranzicijom sistema prirodnog gasa. Ona obuhvata analizu uticaja tehnološkog razvoja, tržišta, korisnika, savremenih energetskih trendova, geopolitičkih i ostalih relevantnih faktora.

Relevantnost problema istraživanja određena je trenutnom fazom razvoja svetske energetike, čija je transformacija bitno uticala na povećanje značaja gasnog sektora, kao jednog od najperspektivnijih pravaca za unapređenje strukture energetskog bilansa na globalnom, regionalnom i državnom nivou. Potreba da se obezbedi stabilno snabdevanje stanovništva i industrijskih potrošača Republike Srbije pouzdanim i ekološki čistim izvorom energije, čija potrošnja može da podstakne tehnološke inovacije i perspektivni razvoj u drugim privrednim sektorima zemlje, zahteva višestruku analizu uslova funkcionisanja gasnog sektora sa aspekta privrede, ekologije, tehnologije, geopolitike i drugih komponenti.

Optimalan model za predikciju (procenu) cene prirodnog gasa od ogromnog je značaja u trgovini gasom, ali i u procesima proizvodnje, skladištenja i distribucije gasa. Ekonomsko planiranje, investicije u energetici i zaštita životne sredine predstavljaju dodatne aktivnosti koje zavise od tačnosti predviđanja cene prirodnog gasa. Ovakav model takođe doprinosi i boljem planiranju proizvodnje električne energije.

Trenutna praksa predviđanja potreba transportnog sistema u Republici Srbiji za prirodnim gasom obuhvata: potrebe krajnjih korisnika priključenih na distributivni sistem, potrebe kogenerativnih postrojenja, kao i potrebe distributivnih operatera u državi. Metodologija predviđanja je zasnovana na uvidu u istorijske podatke za prethodni period (2014–2018), *Strategiji energetskog razvoja (Strategija energetskog razvoja Republike Srbije do 2025. sa projekcijama do 2030. godine, 2015. godine)*, kao i na anketiranju krajnjih korisnika (broj odgovora dobijenih od korisnika je veoma mali, te ne može biti relevantan).

Jasno je da je trenutna metodologija za predviđanje potrošnje prirodnog gasa u Srbiji uglavnom zasnovana na iskustvu operatera i podacima iz nacionalnih strateških dokumenata, dok automatizovani sistemi za predviđanje nisu dostupni. Kako bi se omogućila primena savremenih modela predviđanja, u potpunosti mora biti razvijen sistem nadzora, merenja i telemetrije.

Na osnovu obrazloženja predmeta istraživanja, problem istraživanja se zasniva na potrebi nalaženja odgovora na sledeća pitanja:

1. Kako će se Evropa snabdevati prirodnim gasom u budućnosti, imajući u vidu i činjenicu da su na evropskom prostoru rezerve prirodnog gasa ograničene, a da će potražnja sve više rasti?
2. Da li će, ipak, osnovni snabdevač Evrope prirodnim gasom ostati Rusija ili će se na to tržište uključiti drugi snabdevači (Katar, Iran)?

3. Kako će se svi veliki proizvođači gasa odnositi u budućnosti na rastuće potrebe tržišta Azije, a pre svega na Kinu i Indiju?
4. Da li eventualna pojava gasa iz uljnih škriljaca koja dominantno dolazi iz SAD može i u kojoj meri uticati na formiranje cene gasa u Evropi i na koji način će izmeniti globalno tržište?
5. Da li će terminali tečnog prirodnog gasa (TPG) biti nedostupni zemljama Istočne Evrope usled cenovnog faktora?
6. Kako će drugi energenti i obnovljivi izvori energije uticati na posmatranu potrošnju?
7. Da li će postojeća dva načina formiranja cene prirodnog gasa – vezivanje cene gasa za cenu nafte (tzv. naftna formula prilikom zaključenja dugoročnih ugovora o kupovini gasa) i formiranje cene gasa na bazi ponude i potražnje na vodećim berzama gasa u Evropi (SPOT cene za kratkoročne kupovine) opstati u budućnosti, posebno naftna formula, imajući u vidu sve jaču komplementarnost energije dobijene iz prirodnog gasa i električne energije?
8. Da li postoji potreba za proširenjem postojećih modela određivanja cene prirodnog gasa dodatnim promenljivama (ulazima)?
9. Koji su ključni parametri koji utiču na kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa?
10. Kako se može na odgovarajući način predvideti kratkoročna potrošnja prirodnog gasa?
11. Kako integrisati podatke o vremenskoj prognozi u modele kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa?

Ciljevi istraživanja su: identifikacija ključnih trendova u razvoju svetske energetike u tekućem periodu, analiza regionalnih karakteristika gasnog sektora u vodećim regionima, sa stanovišta razvoja gasnih tržišta, kao i definisanje najperspektivnijih pravaca budućeg razvoja.

S tim u vezi, ovim istraživanjem zahteva se rešavanje sledećih zadataka:

- rekonstruisanje istorijata razvoja svetske energetike do današnjeg dana, kao i ukazivanje na najverovatnije pravce njenog razvoja u dugoročnoj perspektivi;
- definisanje specifičnosti i ključnih karakteristika najrazvijenijih regionalnih tržišta prirodnog gasa;
- analiza glavnih prednosti i nedostataka različitih vidova transporta i trgovine prirodnim gasom, pre svega sa ekonomskog i ekološkog aspekta;
- pregled istorije i trenutnog stanja energetike u Republici Srbiji i balkanskim zemljama;
- određivanje najperspektivnijih pravaca za razvoj gasnog sektora u Republici Srbiji.

Opšti cilj istraživanja u okvirima ove disertacije usmeren je na energetska tranziciju sistema prirodnog gasa, analizu potreba za prirodnim gasom u svetu, analizu opšteg i geopolitičkog stanja u snabdevanju potrošača (država, regiona i dr.) i razvoj modela kratkoročnog predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa. U tom smislu je, kao poseban cilj i kao krajnji rezultat istraživanja u ovoj doktorskoj disertaciji,

postavljen razvoj modela kratkoročnog predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa kao univerzalnih i opšte primenljivih algoritama predikcije.

Na osnovu navedenog, definisane su sledeće posebne kvantitativne (statističke) hipoteze istraživanja:

Hipoteza 1:

H_0 : Rezultati *ukazuju* na potrebu proširenja naftne formule za formiranje cene prirodnog gasa sa statističkom značajnošću od 1%. Cena električne energije *je* varijabla koja nedostaje u modelu.

H_1 : Rezultati *ne ukazuju* na potrebu proširenja naftne formule za formiranje cene prirodnog gasa sa statističkom značajnošću od 1%. Cena električne energije *nije* varijabla koja nedostaje u modelu.

Hipoteza 2:

H_0 : Prirodni gas *ima* centralnu ulogu kao najpoželjnija vrsta energenta sa ekonomskog i ekološkog aspekta njegove potrošnje. Cena prirodnog gasa *se formira* u odnosu na cenu električne energije i u određenoj meri u odnosu na cenu sirove nafte.

H_1 : Prirodni gas *nema* centralnu ulogu kao najpoželjnija vrsta energenta sa ekonomskog i ekološkog aspekta njegove potrošnje. Cena prirodnog gasa *se ne formira* u odnosu na cenu električne energije i u određenoj meri u odnosu na cenu sirove nafte.

Hipoteza 3:

H_0 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za predviđanje cene prirodnog gasa *je precizniji* od uporednog linearnog modela i proizvodi *manju* srednju kvadratnu grešku na test podacima.

H_1 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za predviđanje cene prirodnog gasa *nije precizniji* od uporednog linearnog modela i proizvodi *veću ili istu* srednju kvadratnu grešku na test podacima.

Hipoteza 4:

H_0 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa sa integrisanom vremenskom prognozom *proizvodi manju* srednju apsolutnu procentualnu grešku (MAPE) od 6% na test podacima.

H_1 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa sa integrisanom vremenskom prognozom *proizvodi veću ili istu* srednju apsolutnu procentualnu grešku (MAPE) od 6% na test podacima.

Na osnovu navedene četiri posebne hipoteze, ova doktorska disertacija indirektno testira sledeće opšte deskriptivne hipoteze:

Deskriptivna hipoteza 1:

Moguće je razviti model snabdevanja srpskog tržišta prirodnim gasom; taj model mora biti jedinstven i usklađen sa potrebama srpskog tržišta i položajem Republike Srbije u globalnim, svetskim i evropskim gasnim tokovima.

Deskriptivna hipoteza 2:

Razvojem matematičkog modela na bazi veštačke inteligencije može se adekvatno predvideti buduća potrošnja i cena prirodnog gasa.

Deskriptivna hipoteza 3:

Relevantna vremenska prognoza, upotpunjena drugim egzogenim varijablama u kontekstu predviđanja kratkoročne potrošnje i cene prirodnog gasa, može biti osnova za pouzdano predviđanje.

Deskriptivna hipoteza 4:

Adaptivni algoritam veštačke inteligencije može obezbediti efikasan rad predloženog prediktivnog modela na osnovu vremenskih podataka (stvarnih merenja i prognoze), prethodne potrošnje i donje toplotne moći prirodnog gasa.

U skladu sa postavljenim ciljevima istraživanja, biće primenjena odgovarajuća metodologija specifična za predmet istraživanja. U prikupljanju, obradi, analizi i interpretaciji podataka, razvoju odgovarajućih modela i izvođenju zaključaka primenjene su sledeće metode:

- za prikupljanje podataka su korišćene metode analize sadržaja (naučna literatura iz oblasti, podaci iz izveštaja strukovnih udruženja, sa berzi prirodnog gasa, od vodećih proizvođača i snabdevača prirodnim gasom i sl.) i metode merenja (podaci o merenju parametara o potrošnji i uslovima potrošnje prirodnog gasa);
- za obradu i analizu podataka su korišćene odgovarajuće statističke metode;
- metode analize i predviđanja trendova za razvoj modela za procenu i predviđanje cene i potrošnje prirodnog gasa;
- matematička metoda predviđanja cene prirodnog gasa na dnevnom nivou formirana na osnovu nelinearnog modela veštačke inteligencije (neuronskih mreža);
- matematička metoda predviđanja potrošnje prirodnog gasa na časovnom nivou formirana na osnovu nelinearnog modela veštačke inteligencije (neuronskih mreža) koji sadrži kratkoročnu satnu vremensku prognozu;
- za interpretaciju rezultata istraživanja je korišćena deskriptivna metoda da bi se proverile hipoteze istraživanja;
- metoda indukcije je primenjena u postupcima generalizacije rezultata naučnog istraživanja;

- metode dedukcije su primenjene u postupcima izvođenja opštih teorija i provera njihove valjanosti kroz naučno istraživanje.

Istraživanje je obuhvatilo globalno tržište prirodnog gasa, a detaljne analize su se fokusirale na evropsko i srpsko tržište. Navedeni uzorak je poslužio za potrebe predviđanja cene prirodnog gasa u budućnosti i načina njenog formiranja, kao i za analizu raspoloživih izvora snabdevanja Republike Srbije prirodnim gasom imajući u vidu da ona raspolaže zanemarljivim količinama ovog energenta iz domaćih izvora. Centralno mesto u istraživanju je posvećeno razvoju kratkoročnih modela predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa kao univerzalno primenjivih algoritama. Uporedni model za predviđanje cene prirodnog gasa u Severnoj Americi koristi dnevne podatke u razdoblju 2015–2020 sa platforme Blumberg (*Bloomberg Terminal*).

Što se tiče modela kratkoročne predikcije potrošnje prirodnog gasa, koriste se podaci prikupljeni na teritoriji grada Novog Sada. Za potrebe ovog istraživanja izmeren i obrađen je višegodišnji niz relevantnih podataka na časovnom nivou. Period i interval merenja je isti za sve parametre i odnosi se na interval od 1. septembra 2015. do 1. septembra 2019. godine.

Podaci su podeljeni u sledeće grupe:

1. Podaci o potrošnji prirodnog gasa;
2. Podaci o donjoj toplotnoj moći prirodnog gasa;
3. Klimatski podaci (temperatura spoljašnjeg vazduha, brzina vetra, smer vetra, globalno sunčevo zračenje i relativna vlažnost vazduha (%)) i
4. Podaci o vremenskoj prognozi (temperatura spoljašnjeg vazduha i brzina vetra).

Dakle, u navedenom periodu, u realnom vremenu izmerene su časovne vrednosti potrošnje prirodnog gasa za grad Novi Sad i kalorijske vrednosti donjih toplotnih moći prirodnog gasa u sistemu snabdevanja. Takođe, za isti period prikupljeni su i prateći meteorološki podaci, kao i podaci o vremenskoj prognozi.

2. TRANSFORMACIJA SVETSKE ENERGETIKE U PERIODU 2000–2020. GODINE I NJENA DUGOROČNA PERSPEKTIVA

Poslednjih godina desile su se značajne promene u globalnoj ekonomiji i u strukturi potrošnje primarne energije. Najvažnija od njih je rastući značaj prirodnog gasa, čija energetska i ekološka efikasnost određuju njegovu ulogu kao dominantnog energetskeg resursa 21. veka. U proteklih 20 godina globalna potrošnja energije porasla je za 48%, potrošnja prirodnog gasa za 70%, nafte za 33%, a uglja za 46% (Kasatkin R. G., 2007).

Pitanja transporta ugljovodonika (Kostilev et al., 2009) uvek su relevantna – čovečanstvu su potrebne različite vrste izvora energije. Prevoz prirodnog gasa morem i njegov transport cevovodima u određenoj meri ne nadmeću se jedni s drugima u ekonomskim pokazateljima, ali događaji u vezi sa tranzitom gasa kroz Ukrajinu pokazali su da je „brana na cevi“ prihvatljiva uz neophodnu alternativu - prevoz morskim putem. Ključna uloga Ukrajine u transportu ruskog gasa i podzemna skladišta gasa, kao nasleđe sovjetske ere, predmet su tražnje (Bros, A. 2015).

Cilj je energetske politike Ruske federacije (*Ministry of Energy of RF, 2010*) je da poboljša efikasno korišćenje prirodnih energetskeg resursa i potencijala energetskeg sektora. Na taj način obezbeđuje ekonomski rast, poboljšava kvalitet života stanovništva i promovise jačanje spoljnoekonomske pozicije zemlje. Ruska ekonomija ima izraženu sirovinsku orijentaciju (Ilyashov, R., Botasheva, F. 2013). U jednom radu (Kalmikov, A. S., 2013) opisano je trenutno stanje glavnog transportnog cevovoda u Rusiji. Predloženi su načini daljeg razvoja transporta prirodnog gasa i ruske ekonomije u novim tržišnim uslovima. Sa druge strane, u drugom radu (Andreev, Y. V., 2015) analiziraju se novi trendovi u razvoju „gasnih“ odnosa između Ruske Federacije, Ukrajine i evropskih zemalja. Primećen je značaj ovih odnosa za rešavanje globalnih problema. Istraživanje (Gordeev et al., 2015) donosi zaključak o potrebi promene pristupa cenama ruskog prirodnog gasa na domaćem i inostranom tržištu. Autori zaključuju da su u srednjem roku takve promene neizbežne zbog zastarelosti preovlađujuće prakse formiranja cena na brzo transformišućem tržištu prirodnog gasa. Neefikasna domaća potrošnja gasa, koja je posledica iskrivljenih podsticajnih cena, nedostatka konkurencije na domaćem tržištu, kao i povezivanje cena gasa sa cenom evropske „naftne korpe“, znatno otežava razvoj gasne industrije.

U jednom od radova (Liang et al., 2012) analiziraju se podaci o korišćenju prirodnog gasa kao energenta u SAD, gde prirodni gas čini oko četvrtine proizvedene energije. Ekološki je prihvatljiviji od nafte i uglja zbog nižih emisija ugljen-dioksida (CO₂) po jedinici energije, a takođe je i lakše dostupan od prethodno pomenutih energenata. Međutim, zbog brojnih političko-ekonomskih i infrastrukturnih prepreka, upotreba prirodnog gasa kao značajnog izvora energije u SAD je ograničena. Ističu se kvalitet prirodnog gasa i njegove koristi za potrošača, proizvođača i životnu sredinu, poređenjem troškova različitih komponenti eksploatacije prirodnog gasa, kao što su bušenje i transport, sa ugljem i naftom. Rad se dotiče uzroka koji su sprečili mnogo veću upotrebu prirodnog gasa, poput činjenice da je infrastruktura prirodnog gasa skuplja jer se transportuje cevovodima, dok drugi izvori energije, poput nafte i uglja, imaju fleksibilne sisteme koji koriste železničke, drumske i vodne transportne sisteme. Pored toga, moćni lobiji kompanija za eksploataciju uglja i

nafte, uz inerciju zakonodavca u vezi sa klimatskim promenama, dodatno usporavaju podsticaje za industriju da ulaže u prirodni gas, uprkos različitim prednostima.

U radu (Kolosov, I. V., 2017), razmatra se problem proizvodnje prirodnog gasa iz škrljaca u kontekstu smanjenja nivoa svetskih cena energije. Razmotrena je eksploatacija škrljaca u SAD, proces njenog nastanka i rezultati. Analizirana je mogućnost eksploatacije škrljaca u drugim zemljama. U radu se takođe razmatra ekonomska izvodljivost proizvodnje gasa iz škrljaca korelacijom troškova njegove proizvodnje sa nivoom svetskih cena prirodnog gasa, uključujući nivo svetskih cena prirodnog gasa iz škrljaca. Pored toga, u radu se procenjuju dalje perspektive razvoja dobijanja prirodnog gasa iz škrljaca u SAD i drugim zemljama, uzimajući u obzir tržišne uslove i verovatne posledice njegove proizvodnje na okolinu. Zaključno, napominje se da je u vezi sa smanjenjem svetskih cena energije, proizvodnja gasa iz škrljaca u SAD i širom sveta (uz izuzetak Kine) opala. Stav autora je da se rast proizvodnje prirodnog gasa iz škrljaca u celini ne očekuje, ali je moguć u Kini, s obzirom na trenutno tržišno okruženje.

Primetan porast proizvodnje prirodnog gasa u SAD poslednjih godina (Bulatov, A. M., 2014) snažno je povezan s probojnim dostignućima u proizvodnji ugljovodonika iz škrljaca. Pored tradicionalnih regiona za proizvodnju ugljovodonika na jugu zemlje i na srednjem zapadu, značajni resursi iz škrljaca identifikovani su na istoku zemlje, gde je ekstraktivna industrija donedavno bila odsutna. Stoga se, bez obzira na energetska politiku u mnogim istočnim državama, pokazalo da je industrija škrljaca ozbiljna pomoć u prevazilaženju depresivnih pojava u lokalnoj ekonomiji i povećanju zaposlenosti. Jedna od studija (Gerish, D. P., 2014) opisuje glavne aspekte proizvodnje prirodnog gasa iz škrljaca, njeno poreklo i svojstva. Takođe, analizirane su karakteristike prirodnog gasa iz škrljaca i odnos prema ovoj vrsti goriva u Ruskoj Federaciji. Posebno su istaknuti opšti problemi koji nastaju u proizvodnji prirodnog gasa iz škrljaca. Prikazana je i aktuelna prognoza te proizvodnje u SAD.

Pitanja ekonomske izvodljivosti proizvodnje prirodnog gasa iz škrljaca u poređenju sa tradicionalnim sirovinama data su u posebnom istraživanju (Gudzenko et al., 2015). Prikazani su uspesi u ovoj oblasti postignuti u SAD. Brojni primeri pokazuju da, do sada, prirodni gas iz škrljaca ne može pružiti ozbiljnu konkurenciju tradicionalnim izvorima prirodnog gasa, ali sa poboljšanjem tehnologije njegova proizvodnja može biti isplativa. Istaknuta su pitanja koja se odnose na istraživanje i proizvodnju prirodnog gasa iz škrljaca u Evropi, gde brojne države imaju ozbiljne ekološke zahteve u vezi sa tom proizvodnjom.

Sa druge strane, postoji studija (Klimenko et al., 2013) koja istražuje globalne i regionalne resurse i probleme zaštite životne sredine, te razvoja eksploatacije nekonvencionalnih vrsta prirodnog gasa. Pokazano je da, uprkos neizvesnosti u proceni ekonomske i ekološke izvodljivosti proizvodnje gasa iz škrljaca, prema dostupnim procenama resursa, njegovom upotrebom se može rešiti niz regionalnih energetska (supstitucija uvoza) i ekoloških (zamena više „prljavog“ ugljenog goriva) problema.

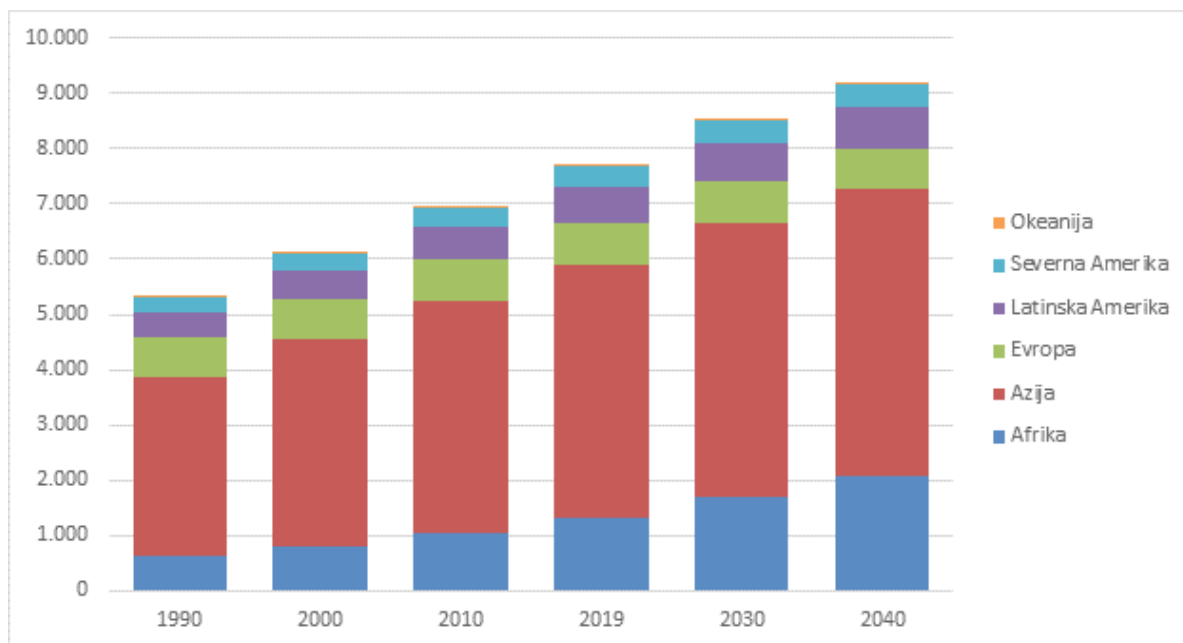
Analiza da li sistem prirodnog gasa može da omogući prelazak na dugoročniju upotrebu vodonika u transportu prikazana je u radu (Ogden et al., 2018). Pregled literature pokazuje da nije atraktivno prenameniti ili nadograditi opremu za prirodni gas za buduću primenu vodonika. Transportovanje H₂/PG mešavina u cevovodnoj mreži za prirodni gas čini se tehnički moguće pri skromnim udelima od 5 do 15% vodonika.

2.1 IZMENE U STRUKTURI SVETSKOG ENERGETSKOG BILANSA

2.1.1 SVETSKA ENERGETIKA U KONTEKSTU OPŠTEG RAZVOJA ČOVEČANSTVA

Glavni zadatak svetske energetike, a ujedno i najteži zadatak, jeste obezbeđivanje pristupačne energije stanovništvu Zemlje, čiji se broj povećava. Problem zadovoljenja potreba privrede za energetskim resursima uspešno rešavaju razvijene, kao i mnoge zemlje u razvoju, a trenutno to za njih ne predstavlja prioritet. Pored toga, danas oko 850 miliona ljudi (*World Energy Outlook 2019 highlights deep disparities in the global energy system, International Energy Agency, IEA, 2019*) ili 11% svetske populacije nema pristup električnoj energiji, a u Africi oko 850 miliona ljudi koristi biomasu prvenstveno za pripremu hrane.

Jedan od glavnih pokretača svetske privrede je broj stanovnika planete (slika 2.1.1.1). Tokom poslednjih 30 godina, broj stanovnika Zemlje povećan je za gotovo 2,4 milijarde (2.386.237) ili 44,8%. Glavni rast broja ljudi dogodio se u zemljama azijsko-pacifičke regije i afričkim zemljama (ukupno 86% ukupnog rasta). Poslednjih decenija došlo je do sistematskog smanjenja stope rasta stanovništva: u periodu 1990–1999. godine ona je iznosila 1,4% godišnje, tokom 2000–2009. godine 1,3% godišnje, a u poslednjoj deceniji (do 2019. godine) 1% godišnje.



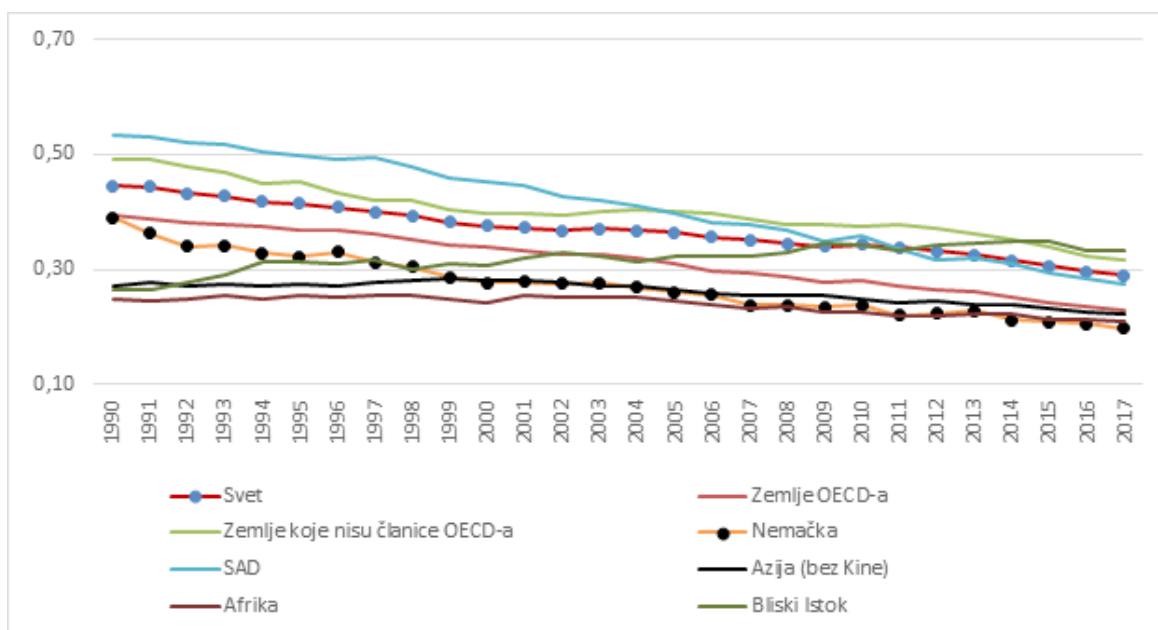
Slika 2.1.1.1: Dinamika i prognoza rasta broja stanovništva po regionima sveta, 1990–2040. godine, mil. ljudi (Izvor: *World Population Prospects, United Nations, 2019*)

Prema prognozama (*World Population Prospects, United Nations, 2019*) svetska populacija će do 2040. godine dostići broj od 9,2 milijardi ljudi, što je povećanje za 19,3% kada se poredi 2019. godina. Prosečna godišnja stopa rasta iznosiće 0,8%. Kao i u poslednjih 30 godina, u periodu na koji se odnosi prognoza, glavni rast će se dogoditi u zemljama azijsko-pacifičke regije i u Africi (91%), a jedina regija u kojoj će broj stanovnika opadati biće Evropa (-19 miliona ljudi).

Važan faktor povećanja potrošnje energije predstavlja urbanizacija. Gradsko stanovništvo u proseku troši 50% više energije od stanovnika seoskih područja. Na primer, u Kini tokom 1980–2010. porast od 1% gradskog stanovništva na ukupan broj povećao je potrošnju energije u zemlji za 1,4% (Zhao, P., Zhang, M., 2018). Udeo gradskog stanovništva u svetu povećao se od 1990. do 2019. godine za 12,3 p.p. do 55,3% ukupnog broja stanovnika. Ako je 1950. godine udeo gradskog stanovništva iznosio 30% ukupnog broja stanovnika u svetu, onda se do 2050. godine očekuje povećanje do 68%.

Prema podacima (*Cities are in the frontline for cutting carbon emissions*, IEA, 2016), učešće gradova je oko dve trećine potrošnje energije i oko 70% emisije CO₂. U budućnosti, kako broj stanovnika u gradovima bude rastao, jaz između urbanog i ruralnog područja samo će se povećavati.

U proteklih 30 godina, svetska privreda je pokazala prilično visoke stope ekonomskog rasta, a od 1990. do 2018. ona je porasla za više od dva puta, dakle, iznosi i do 82,7 hiljada milijardi američkih dolara (prema podacima Svetske banke, po cenama 2010. godine). Takođe, svetska privreda je postigla napredak u pogledu povećanja energetske efikasnosti. Energetski intenzitet BDP-a opada i u celini je u svetu taj pad iznosio oko 36%, a do još većeg pada je došlo u razvijenim zemljama. Ipak, i dalje postoji pozitivna veza između ekonomskog rasta i potrošnje energenata, posebno za zemlje u razvoju, u kojima raste industrijska proizvodnja i standard stanovništva (slika 2.1.1.2).



Slika 2.1.1.2: Energetski intenzitet BDP-a po regionima, 1990–2017. godine, TEN/1.000 američkih dolara (2010) (Izvor: International Energy Agency – IEA, 2019)

Glavni pokretač rasta potrošnje energenata postaće zemlje azijsko-pacifičkog regiona, one će činiti dve trećine svetskog rasta potrošnje energije do 2040. godine. U Africi će potrošnja porasti za 57% do 2040. godine, a udeo afričkog regiona u globalnoj potrošnji energije povećaće se do 7,4%. Potrošnja energenata u Severnoj Americi će stagnirati i ostaće na sadašnjem nivou, uprkos rastu broja stanovnika i privrede, zahvaljujući povećanju energetske efikasnosti. U Evropi će se iz istog razloga potrošnja energije smanjivati (slika 2.1.1.3). Prema prognozama (*World Energy Outlook 2019*, IEA, 2019) smanjenje će biti oko 15% do 2040. godine.

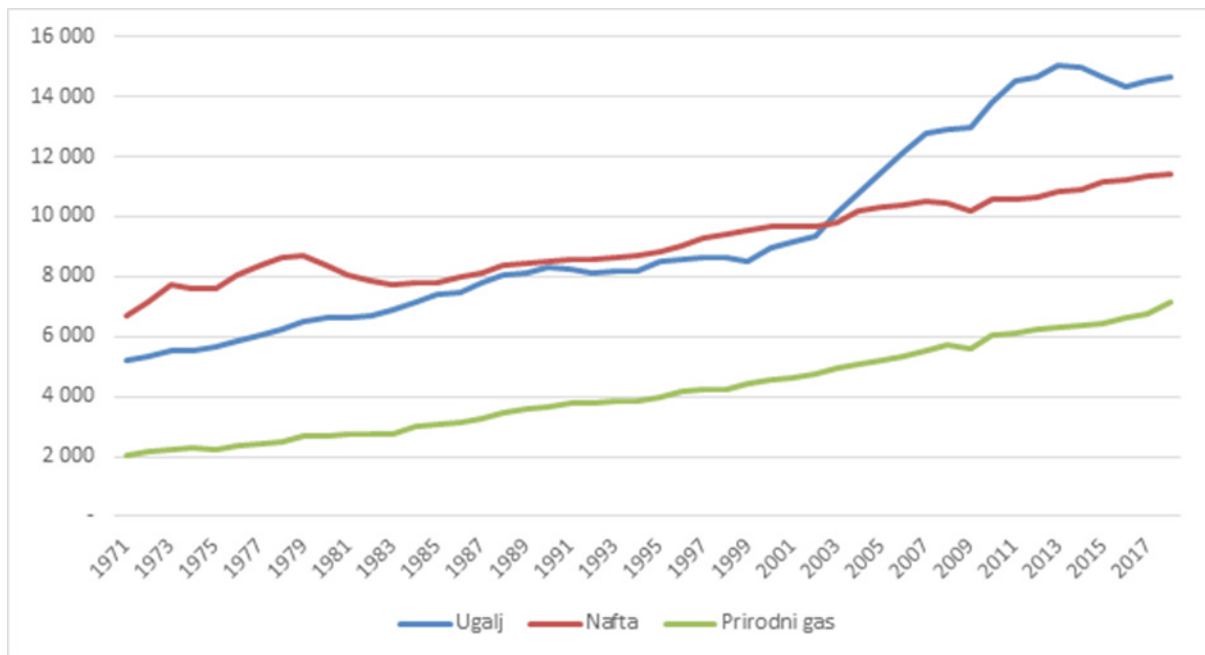


Slika 2.1.1.3: Promena potrošnje energije u zemljama i regionima sveta po energetske resursima i gorivu (milion tona naftnog ekvivalenta) i prosečna godišnja stopa rasta BDP-a, %, za period 2018–2040. godine (Izvor: World Energy Outlook 2019, IEA, 2019)

Rast broja stanovnika i svetske privrede dovodi do povećanja potrošnje energenata i, usled toga, do povećanja emisije CO₂. Od 1990. godine do danas, emisija CO₂ porasla je za 62% do 33,2 Gt (World Energy Outlook 2019, IEA, 2019). Zabeleženi trend smanjenja udela uglja i povećanja udela prirodnog gasa i obnovljivih izvora energije u energetske bilansu mnogih zemalja i regiona još uvek ne mogu značajno da obrnu tendenciju povećanja emisije u svetu. Najveći deo emisije CO₂ u energetici odnosi se na ugalj i naftu. Tokom 2018. godine ova dva energenta u ukupnoj količini emisije činila su 78,5%, a prirodni gas 21,5%. Prikaz slike 2.1.1.4 ukazuje da je do 2003. godine nafta bila „lider“ po emisiji. Međutim, visoke stope rasta proizvodnje električne energije uticale su na povećanje potrošnje uglja, što je kasnije dovelo do povećanja emisije zbog sagorevanja uglja. Ova tendencija karakterističnija je za zemlje u razvoju, gde se beleži veliki udeo uglja u potrošnji energije. U razvijenim zemljama se već od početka 2000-ih odvija suprotan proces: smanjenje emisije iz proizvodnje električne energije uz istovremeno povećanje proizvodnje električne energije.

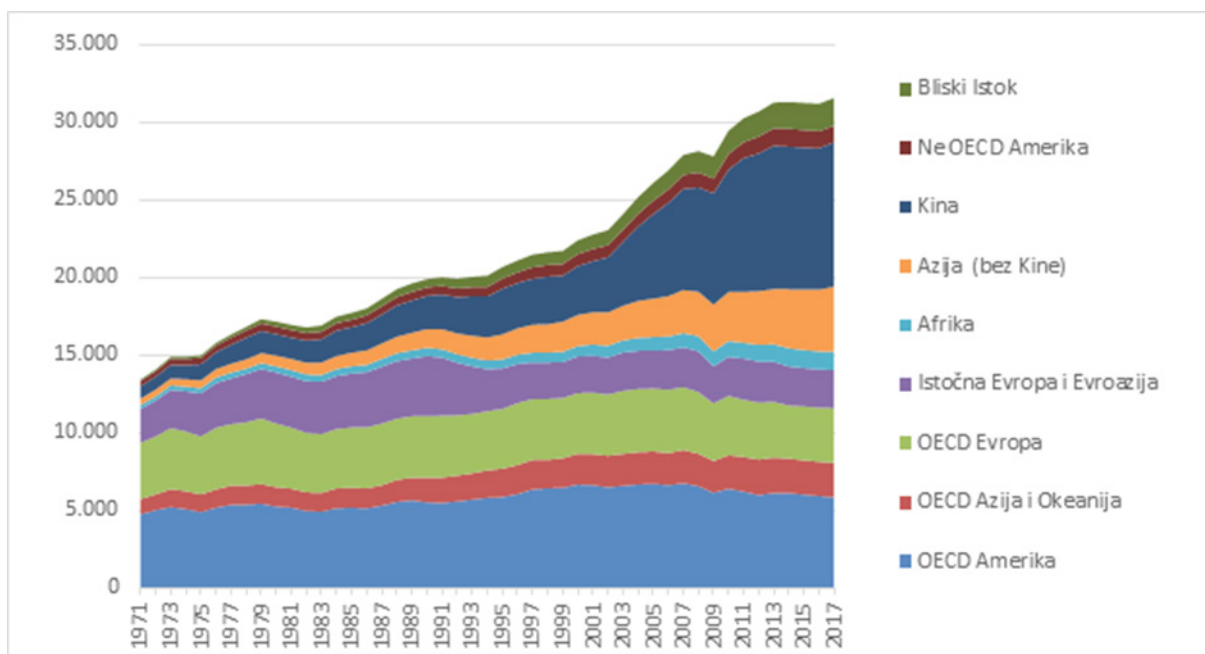
Tokom posmatranog perioda, u određenim godinama primećeno je smanjenje emisije. Tokom tri godine, od 1980. do 1982. godine, emisija se smanjila za 3,3%. Uzrok tome bio je tzv. drugi naftni šok 1979–1980. godine. Drugo značajno smanjenje emisije dogodilo se 2009. godine (smanjenje emisije je iznosilo 1,3%) i bilo je vezano za finansijsku i ekonomsku krizu 2008–2009. godine, koja je uzrokovala recesiju svetske privrede.

Tokom 2017. i 2018. godine porast emisije iznosio je 1,3, odnosno 1,2%, u poređenju sa prethodnom godinom, a već je tokom 2019. godine količina emisije ostala nepromenjena, što nam daje nadu za preokret dugoročnog trenda. Prestanak rasta emisije predstavlja osnov za optimizam da se problem klime može rešiti u tekućoj deceniji (Defying expectations of a rise, global carbon dioxide emissions flatlined in 2019, IEA, 2019).



Slika 2.1.1.4: Svetska emisija CO₂ po vrstama energenata, 1971–2018. godine, mil. t (Izvor: CO₂ Emissions from Fuel Combustion – Highlights, IEA, 2019)

Zemlje OECD-a smanjuju svoj udeo u ukupnoj količini svetske emisije, od 1990. godine ona je smanjena za 18,6 p.p. do 35,3% (bez uzimanja u obzir količine emisije prilikom međunarodnog morskog i avionskog prevoza). Nasuprot tome, zemlje u razvoju povećavaju svoju emisiju; njihovo učešće u povećanju emisije od 1990. godine iznosi oko 96%. Emisija Kine se povećala 4,6 puta od 1990. godine, a 2018. godine iznosila je 9,5 Gt CO₂, što je skoro trećina ukupne svetske emisije (slika 2.1.1.5).

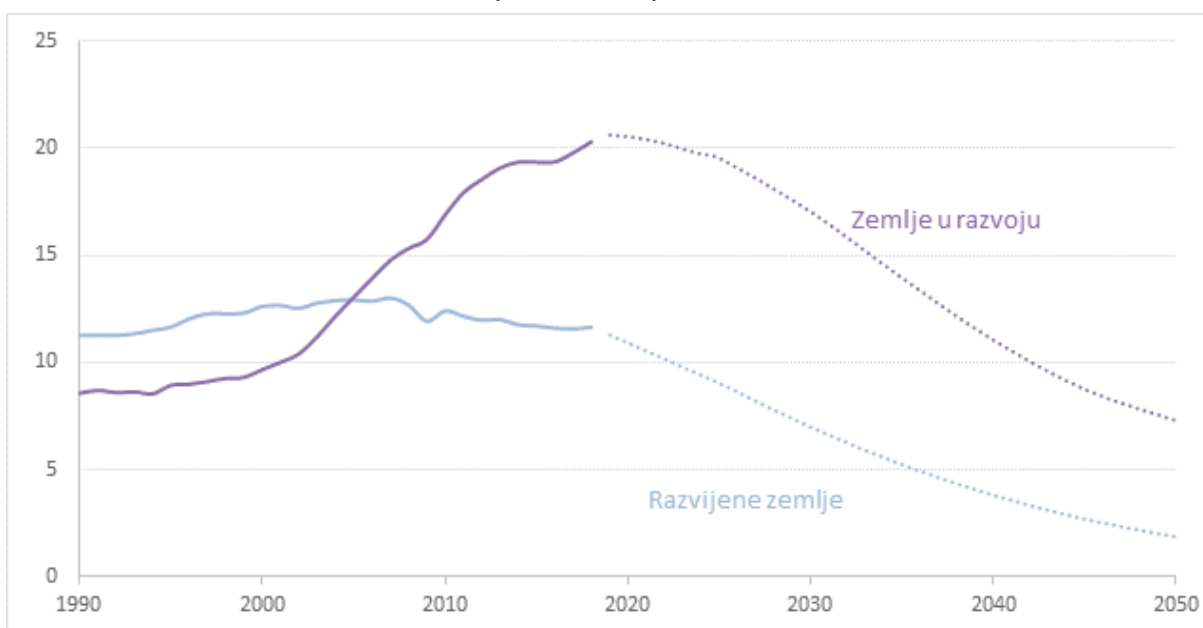


Slika 2.1.1.5: Dinamika emisije CO₂ po regionima sveta, 1971–2017. godine, mil. t (Izvor: CO₂ Emissions from Fuel Combustion – Highlights, IEA, 2019)

Do 2040. godine, prema prognozi IEA (osnovni scenario – scenario „deklarisanih politika“), globalna emisija će porasti za 7% i iznosiće 35,6 Gt. Glavni doprinos po-

rastu emisije daće zemlje u razvoju. Emisija u Kini će ostati na trenutnom nivou sa tendencijom smanjenja. To će biti povezano ne samo sa smanjenjem upotrebe uglja u energetici u korist prirodnog gasa i obnovljivih izvora energije, već sa strukturnim promenama u privredi, gde se postepeno povećava udeo sfere usluga. Već od 2000-ih u Kini se smanjuju pokazatelji energetske intenziteta i intenziteta ugljenika u privredi.

Emisija u Evropi i Severnoj Americi do 2040. godine može se smanjiti za 36%, odnosno 16%, u okviru scenarija „deklarisanih politika“. Prema drugom, ambicioznijem scenariju deklariranih politika, emisija do 2040. godine mogla bi se smanjiti za više nego dvostruko, do 15,8 Gt CO₂. Prema ovom scenariju, stope smanjenja emisije u razvijenim zemljama biće 5% godišnje u odnosu na 2,7%, koliko je u zemljama u razvoju, ali u apsolutnom iznosu smanjenje kod zemalja u razvoju će iznositi oko 9,3 Gt, u odnosu na 7,9 Gt u razvijenim zemljama (slika 2.1.1.6).



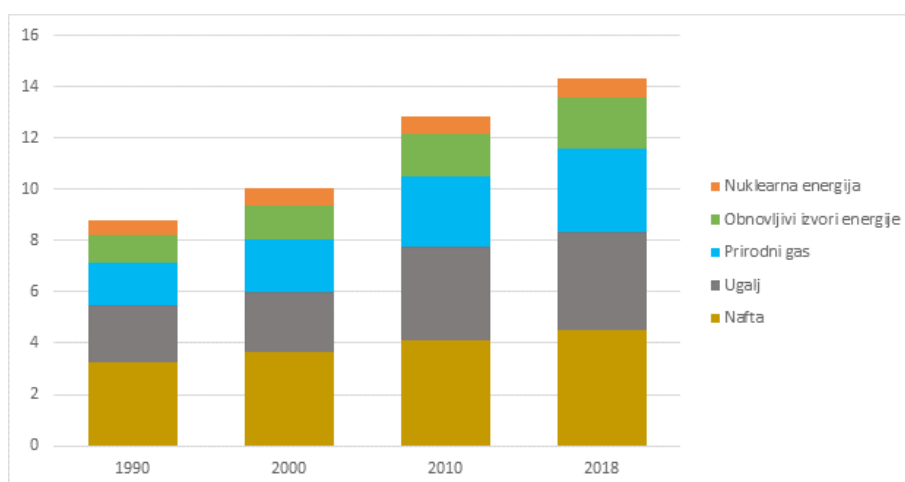
Slika 2.1.1.6: Emisija CO₂ prema scenariju „održivog razvoja“ (World Energy Outlook 2019, IEA, 2019)

2.1.2 SMANJENJE UDELA UGLJA I NAFTE U KORIST OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I PRIRODNOG GASA U GLOBALNOM ENERGETSKOM BILANSU

Tokom druge polovine XX veka i prvih decenija novog milenijuma, potrošnja energenata u svetu rasla je paralelno sa rastom svetske privrede i povećanjem životnog standarda u svim regionima sveta. Pri tome, ako je rast potrošnje energije od 1990. do 2000. godine iznosio 1,2 mlrd. ten, onda je u periodu od 2000. do 2010. potrošnja energenata porasla za 2,9 mlrd. TEN (slika 2.1.2.1), odnosno dva i po puta više nego u prethodnom periodu. Poslednji dostupni podaci o globalnoj potrošnji energenata (za 2018. godinu) pokazuju da je u periodu 2010–2018. godine došlo do umerenog povećanja potrošnje energije. S obzirom na to da je 2020. godina, prvi put nakon dužeg vremena, bila godina u kojoj je smanjena svetska potrošnja energenata, može se pretpostaviti da se vrhunac povećanja svetske potrošnje energije u količinskim pokazateljima dogodio u prvoj deceniji XXI veka.

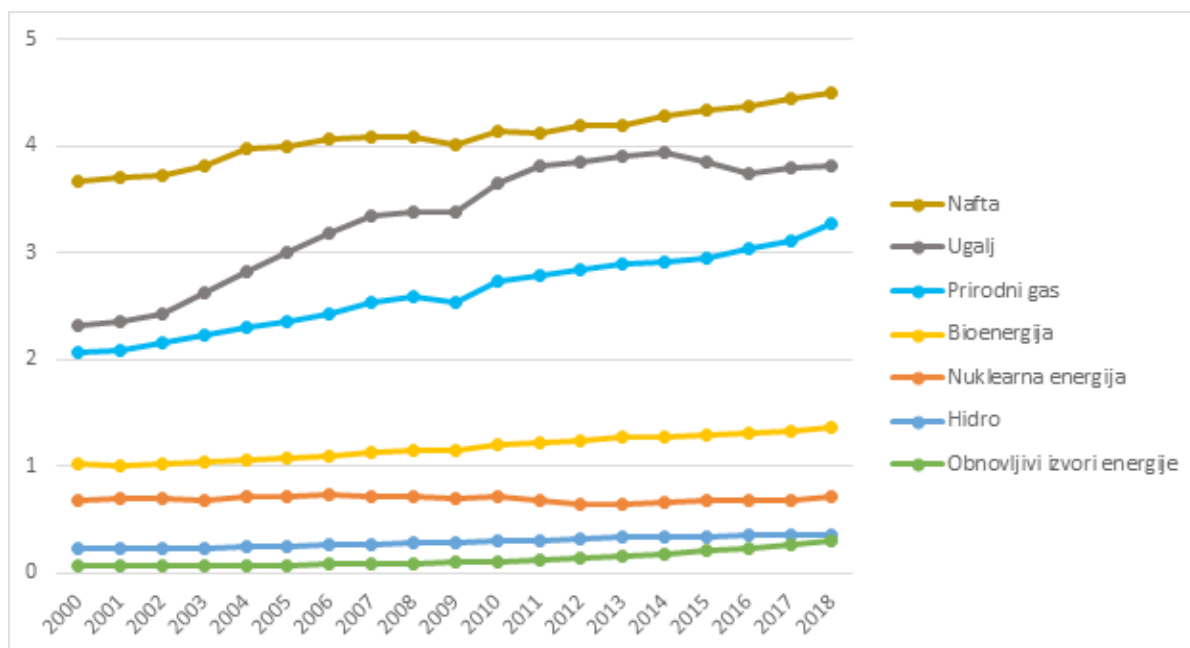
I danas, kao i pre 30 godina, uglj, nafta i prirodni gas dominiraju u svetskom energetske bilansu i čine 81% globalne potrošnje energenata (slika 2.1.2.2). Shva-

tajući razmere fosilne energije i njenu ulogu u zadovoljenju trenutnih potreba čovečanstva, postaje jasno da se nećemo moći odreći njihovih potencijala u doglednoj budućnosti. Potrošnja gasa i obnovljive energije se za 30 godina praktično udvostručila. Gledano u relativnim pokazateljima, obnovljivi izvori energije su pokazali najveći rast potrošnje, uglavnom zbog potrošnje biomase. Istovremeno, tokom poslednje decenije, zbog sve veće bojazni u vezi sa povećanjem emisije CO₂ (uglavnom iz sektora energetike), u svetu se aktivno razvijaju relativno nove vrste obnovljivih izvora energije: solarna i energija vetra.



Slika 2.1.2.1: Potrošnja energenata prema vrstama goriva 1990–2018. godine, mlrd. TWh (Izvori: World Energy Outlook, IEA, 2019 i World energy balances and statistics, IEA, 2020)

Što se tiče nuklearne energije, ona je zapravo jedna od „najčistijih“ u pogledu emisije CO₂. Međutim, velike havarije koje se povremeno dešavaju u nuklearnim elektranama (Ostrvo tri milje u SAD 1979. godine; Černobilska nuklearna elektrana u SSSR-u 1986. godine; havarija u nuklearnoj elektrani Fukušima u Japanu 2011. godine), doprinele su da se niz razvijenih zemalja, pre svega u zapadnoj Evropi, odrekne nuklearne energije zbog rizika.

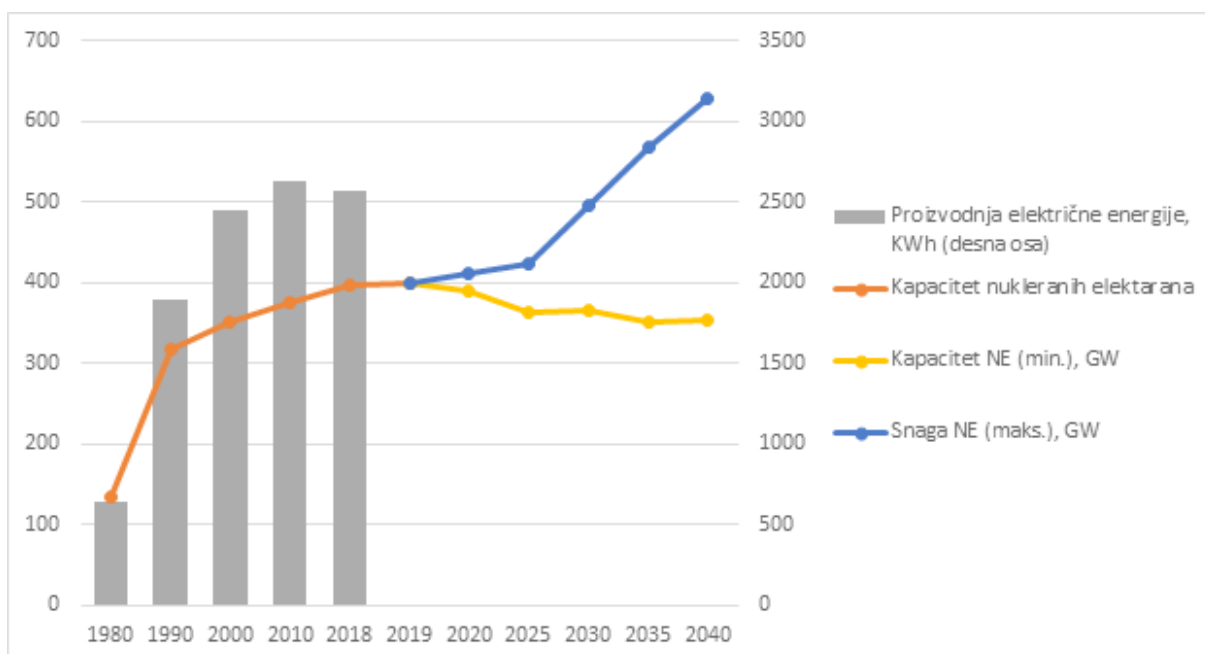


Slika 2.1.2.2: Dinamika svetske potrošnje energenata prema vrstama goriva, 2000–2018. godine, mlrd. TWh (Izvori: World Energy Outlook, IEA, 2019 i World energy balances and statistics, IEA, 2020)

U nastavku, razmotrićemo detaljnije dinamiku potrošnje različitih vrsta goriva u XXI veku. Buran razvoj industrije i energetike, posebno u zemljama u razvoju, poput Kine, doveo je do povećanja potrošnje uglja za 65% od 2000. do 2018. godine. Ugalj je povoljan za spregnutu proizvodnju toplotne i električne energije zbog niske cene, što je za zemlje u razvoju donedavno bio najznačajniji faktor. Pored toga, energija uglja je verovatno već preživela svoje najbolje godine i sada je zamenjuju čistiji i jednako pristupačni energenti (prirodni gas i OIE). Promena prioriteta u energetskej politici jeste obostrano koristan izlaz iz situacije kada je u pitanju zadovoljenje potreba za jeftinim i stalno dostupnim energentima, bez velikog uticaja na životnu sredinu.

Ako pogledamo potrošnju uglja u svetu od 2010. godine, može se primetiti da se tokom protekle decenije ona praktično nije promenila i da je na nivou od 3,7–3,8 mlrd. TEN godišnje. Najveću korist od stagnacije u potrošnji uglja, zbog njegovog negativnog uticaja na životnu sredinu, ima prirodni gas. Od 2010. do 2018. godine potrošnja prirodnog gasa povećana je za 0,6 mlrd. TEN godišnje. U 2019. godini, prema preliminarnim procenama, svetska potrošnja prirodnog gasa povećala se za još 2,3%. U apsolutnim vrednostima za ovaj vremenski period, to je najznačajniji rast među svim vrstama goriva. Čak su i obnovljivi izvori energije, uprkos do sada neviđenim merama podrške, pokazali manje značajan rast, a njihov stvarni ponder u energetskeom bilansu još uvek je premali za vodeći izvor energije.

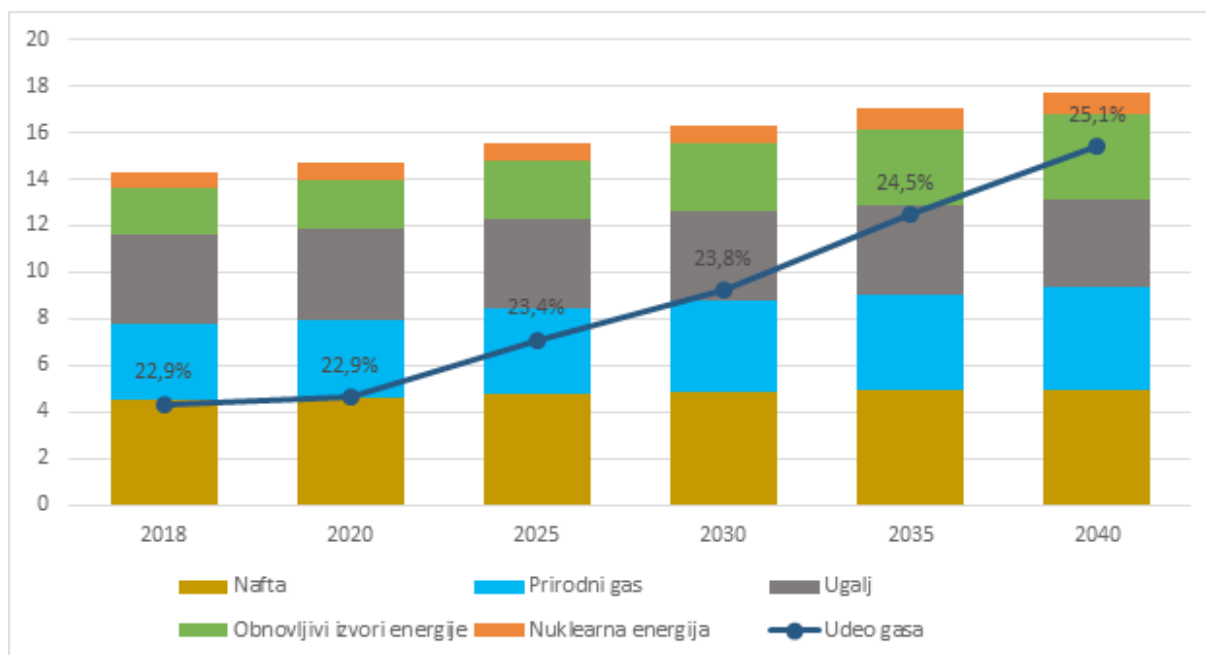
Potrošnja električne energije proizvedene u nuklearnim elektranama stagnira u poslednjih 30 godina (slika 2.1.2.3). Čak i u optimističnoj prognozi Međunarodne agencije za atomsku energiju (IAEA), svetski kapaciteti nuklearnih elektrana će do 2040. godine iznositi oko 627 GW, što je skoro 60% više od stvarnog kapaciteta u 2019. Zbog ukupnog porasta globalne potrošnje energije, može se pretpostaviti da se udeo nuklearnih elektrana dugoročno neće značajno promeniti i da će i dalje ostati na nivou od 5%.



Slika 2.1.2.3: Proizvodnja električne energije u nuklearnim elektranama (TWh) i instalirani kapaciteti nuklearnih elektrana (GW), 1980–2040. godine (Izvor: Projections for Nuclear Power Through 2050, IAEA, 2019; Nuclear power status 2018, IAEA, 2019; The database on nuclear power reactors, IAEA, 2020)

Ukoliko se realizuje pesimistički scenario, kapacitet nuklearnih elektrana će se smanjiti za 46 GW do 2040. godine. Realizacija takvog scenarija može se objasniti strahom od korišćenja nuklearnih elektrana u većem broju zemalja nego u ovom trenutku. Čak i uprkos tome što je nakon havarije u Fukušimi jedan broj reaktora u Japanu ponovo pokrenut ili se nalazi u fazi ponovnog pokretanja, sama katastrofa se negativno odrazila na nuklearnu energetiku.

Dalji rast potrošnje energenata (slika 2.1.2.3) treba da bude obezbeđen pristupačnim i ekološki bezbednim energentima, kao što su prirodni gas ili OIE.



Slika 2.1.2.4: Prognoza svetske potrošnje energenata (mlrd. TON) i udeo gasa u energetsom bilansu u periodu 2018–2040. godine (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

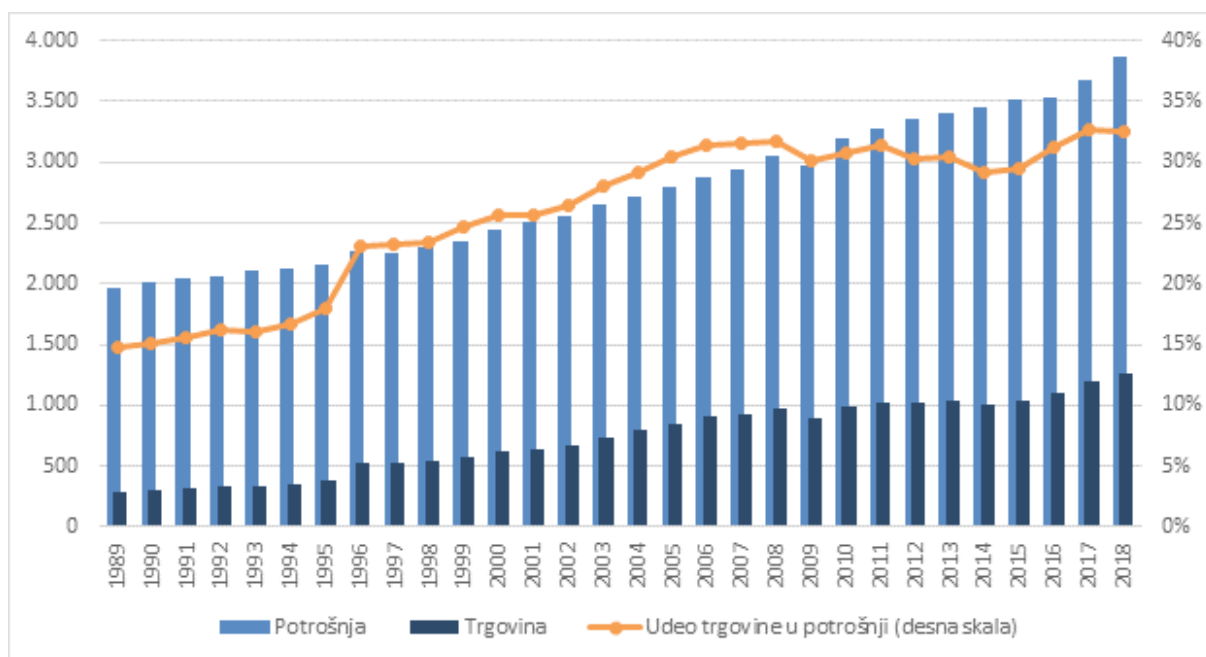
Pre 2020. godine, IEA je, kao i većina agencija i kompanija specijalizovanih za prognoze globalne potrošnje energije, predviđala da će se glavni rast potražnje odnositi upravo na ova dva energenta (u scenariju deklariranih politika). Prognozirano je da će rast potražnje za obnovljivim izvorima energije biti na nivou od 1,7 mlrd. TON., međutim, veći deo ovog rasta i dalje će se obezbeđivati bioenergijom, kao i hidroenergijom. Ostali OIE, kao što su sunce i vetar, do 2040. godine će zadovoljavati samo 7% svetskih potreba za energijom. Istovremeno se očekivalo da će potražnja za prirodnim gasom porasti za više od 1 mlrd. TON, a da će do 2040. godine gas pokrivati preko 25% svetske potrošnje energije i da će se gotovo izjednačiti sa naftom. Ipak, razvoj događaja tokom 2020. godine doveo je do revizije mnogih predviđanja razvoja svetske energetike.

2.1.3 PRIRODNI GAS KAO KLJUČNI IZVOR OBEZBEĐENJA ENERGETSKE SIGURNOSTI I STABILNOG RAZVOJA ENERGETSKIH SISTEMA NA DUŽI ROK

Tokom XIX veka, pa sve do 1970-ih godina XX veka, razvoj svetske energetike bio je povezan sa prevladavanjem nekog dominantnog energenta. Glavno gorivo industrijske revolucije XIX veka – ugalj – sredinom XX veka je ustupio mesto jednom od glavnih pokretača razvoja savremene civilizacije – nafti. Međutim, naftni šokovi

1970-ih, koji su pokazali zavisnost potrošača od izvoza nafte iz nestabilnih režima na Bliskom istoku, postali su najvažniji podsticaj za razvoj novih vrsta energenata: nuklearne energije, obnovljivih izvora energije i prirodnog gasa.

Prirodni gas se retko posmatra kao vodeći izvor u svetskom energetskom bilansu koji je predviđen da zameni naftu u novoj fazi razvoja svetske energetike. Ključna činjenica je da su najveći deo prirodnog gasa proizvedenog u svetu koristile, a i dalje koriste države-proizvođači. Ipak, situacija se značajno promenila u poslednjih 30 godina. Svetska trgovina prirodnim gasom, koja je 1990. godine činila samo 15% svetske proizvodnje, do 2018. godine je već zauzela otprilike trećinu svetske proizvodnje (slika 2.1.3.1).



Slika 2.1.3.1: Potrošnja i trgovina prirodnim gasom u svetu (mlrd. m³), kao i udeo trgovine u potrošnji (%) u periodu 1989–2018. godine (Izvor: Baza podataka, CEDIGAZ 2019)

Na osnovu izloženih podataka, možemo izvesti nekoliko zaključaka. Uprkos značajnom povećanju proizvodnje obnovljive energije početkom XXI veka, trenutno upravo prirodni gas ima sve uslove da postane glavni izvor energetske sigurnosti i stabilnog snabdevanja energetskih sistema u budućnosti. Za to postoji niz objektivnih preduslova.

Aktivni rast proizvodnje prirodnog gasa zajedno sa razvojem gasovodne infrastrukture, kao i uvoznih terminala i postrojenja za proizvodnju TPG-a u periodu 2000–2019. godine doprineo je širenju međunarodne trgovine prirodnim gasom. Uporedo sa rastom ponude i dostupnosti prirodnog gasa poslednjih decenija, postoji tendencija da se njegova upotreba poveća u raznim sektorima svetske privrede. Rast potrošnje gasa u elektroenergetskom sektoru u velikoj meri predstavlja posledicu rastućeg značaja uticaja čoveka na životnu sredinu.

Istiskivanje uglja iz elektroenergetskog sektora dogodilo se u zemljama Severne Amerike i Evrope, dok je u zemljama azijsko-pacifičke regije i Bliskog istoka gas zamenio ne samo uglj, već i zastarele elektrane, koje su kao gorivo koristile naftne derivate. Zahvaljujući razvoju obnovljivih izvora energije i istiskivanju drugih fosilnih izvora energije gasom u elektroenergetskom sektoru, značajno je smanjena emisija

CO₂. Najupečatljiviji primer prelaska sa uglja na gas, praćen značajnim smanjenjem emisije CO₂, poznat je u SAD.

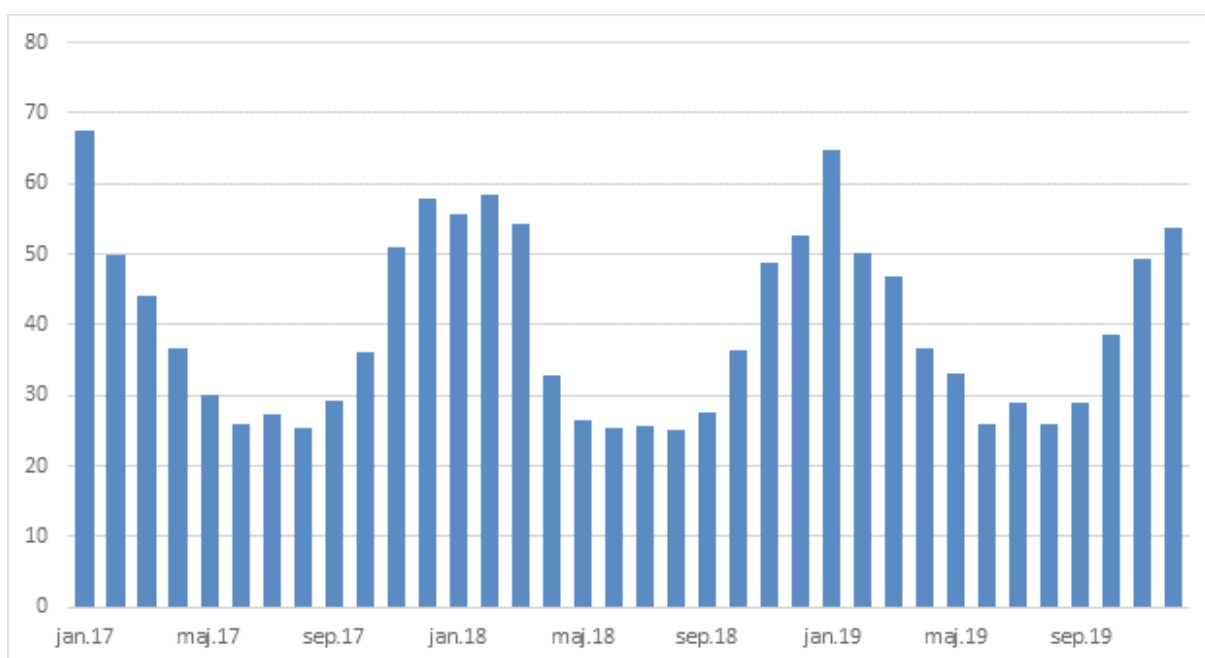
Pored elektroenergetskog sektora, potrošnja prirodnog gasa aktivno se razvijala i u industrijskom sektoru. Gas se koristio ne samo kao gorivo koje obezbeđuje neprekidni rad fabrika i preduzeća, već i kao proizvod prerade. Među najznačajnijim faktorima koji su doprineli razvoju tržišta gasa u poslednje dve decenije, treba spomenuti razradu Severnog nalazišta od strane Katara i brzi rast proizvodnje ugljovodonika iz škriljaca u SAD.

Osim toga, prirodni gas je počeo da prodire u sferu tradicionalne dominacije nafte – transportni sektor. Upotreba komprimovanog i tečnog prirodnog gasa u vozilima danas je aktuelna u mnogim zemljama sveta. Pri tome, uvođenje gasa kao motornog goriva nije ograničeno samo na drumska vozila.

Posebne perspektive tiču se razvoja pomorskog prevoza koji koristi TPG, zbog ograničenja emisije sumpora, koje je Međunarodna pomorska organizacija (IMO) usvojila u septembru 2019. godine. U skladu sa ovim ograničenjima, od 1. januara 2020. godine dozvoljena granica sumpora u brodskom gorivu smanjena je na 0,5% sa ranijih 3,5%. Ovaj korak će najverovatnije podstaći vlasnike brodova da razvijaju flotu uz upotrebu čistijih izvora energije, od kojih je trenutno najdostupniji (sa aspekta dostupnosti resursa i komercijalnih tehnologija za njegovu upotrebu) prirodni gas.

Sve gorenavedeno ukazuje na neke aspekte široke upotrebe prirodnog gasa u dugoročnoj perspektivi (slika 2.1.3.2). Međutim, poseban značaj prirodnog gasa nije ograničen samo na to. Prirodni gas predstavlja najpoželjniji izvor obezbeđenja energetske sigurnosti u mnogim zemljama i regionima sveta.

Jedna od glavnih oblasti potrošnje prirodnog gasa je komunalni sektor, gde se gas koristi za grejanje stambenih zgrada, privrednih preduzeća i objekata. Zbog toga potrošnja gasa ima veoma izražen sezonski karakter, čiji je vrhunac u periodu jesen–zima.



Slika 2.1.3.2: Potrošnja prirodnog gasa u EU-27 u periodu 2017–2019. godine, mlrd. m³ (uključujući Veliku Britaniju, ali ne i uključujući Hrvatsku) (Izvor: Baza podataka, Eurostat, 2019)

Pokazuje se da posebnu ulogu u pokrivanju najveće potražnje imaju podzemna skladišta gasa (PSG), koja predstavljaju najjeftiniji način skladištenja energije u industrijskim razmerama. Obezbeđenje najveće potražnje u zemljama koje imaju pristup snabdevanju prirodnim gasom i imaju PSG na svojoj teritoriji, ukoliko nema uticaja više sile, po pravilu, odvija se bez ikakvih prekida. To dobro ilustruju razvijena tržišta gasa Evrope i Severne Amerike. Suprotno tome, u zemljama koje uvoze prirodni gas, a koje nemaju PSG, pojavljuju se problemi sa zadovoljenjem vršne potražnje, a dobar primer za to je Kina. Trenutno ne postoje komercijalno prihvatljive tehnologije koje mogu zameniti prirodni gas, uz održavanje istih pokazatelja dostupnosti, operativnog odgovora na potražnju i ekoloških karakteristika.

Obnovljivi izvori energije nisu fleksibilni kada je reč o potražnji, jer u potpunosti zavise od prirodnih meteoroloških faktora. Skladištenje električne energije proizvedene iz OIE trenutno na desetine i stotine puta premašuje troškove skladištenja prirodnog gasa u podzemnim skladištima. Zbog toga ne postoje tržišni podsticaji za razvoj infrastrukture koja bi osigurala nesmetan rad obnovljivih izvora energije. Osim toga, tehničke mogućnosti za funkcionisanje takvog sistema trenutno ostaju neproverene.

Zagrevanje savremene gasne turbine iz hladne rezerve traje oko 30–40 minuta, nakon čega gasna elektrana može da radi u punom kapacitetu. Za parne turbine koje se koriste u elektranama na ugalj, ovaj period iznosi od tri do osam sati. Time mogućnost brzog punjenja gasnih elektrana predstavlja jednu od ključnih prednosti prirodnog gasa u savremenom svetu, gde smanjenje napona u električnim mrežama, uzrokovano nestabilnom proizvodnjom elektrana koje koriste obnovljive izvore energije, mora biti nadoknađeno fleksibilnim izvorima energije. Prirodni gas u tom pogledu nema konkurenciju među ostalim energentima.

U celini, karakteristike prirodnog gasa, kao što su njegova fleksibilnost, ekološka prihvatljivost, sve veća dostupnost i pouzdanost, predstavljaju osnov za pretpostavku da će prirodni gas u dugoročnoj perspektivi zauzeti jedno od centralnih mesta u strukturi energetskog bilansa, a da će gasna infrastruktura postati temelj na kojem će se formirati energetika XXI veka.

Godine 2012. agencija IEA je u godišnjoj prognozi globalne energetike XXI vek proglasila „zlatnim vekom prirodnog gasa“. Uprkos činjenici da se ova prognoza zasnivala na razvoju nekonvencionalnih izvora prirodnog gasa, kao što su gas iz škrljaca, metan iz ugljenih slojeva i drugi, čiji je potencijal u tom trenutku bio značajno precenjen, razvoj svetske energetike i tržišta gasa ipak pruža mogućnost za tvrdnju da će prirodni gas imati jednu od centralnih uloga u budućem razvoju čovečanstva.

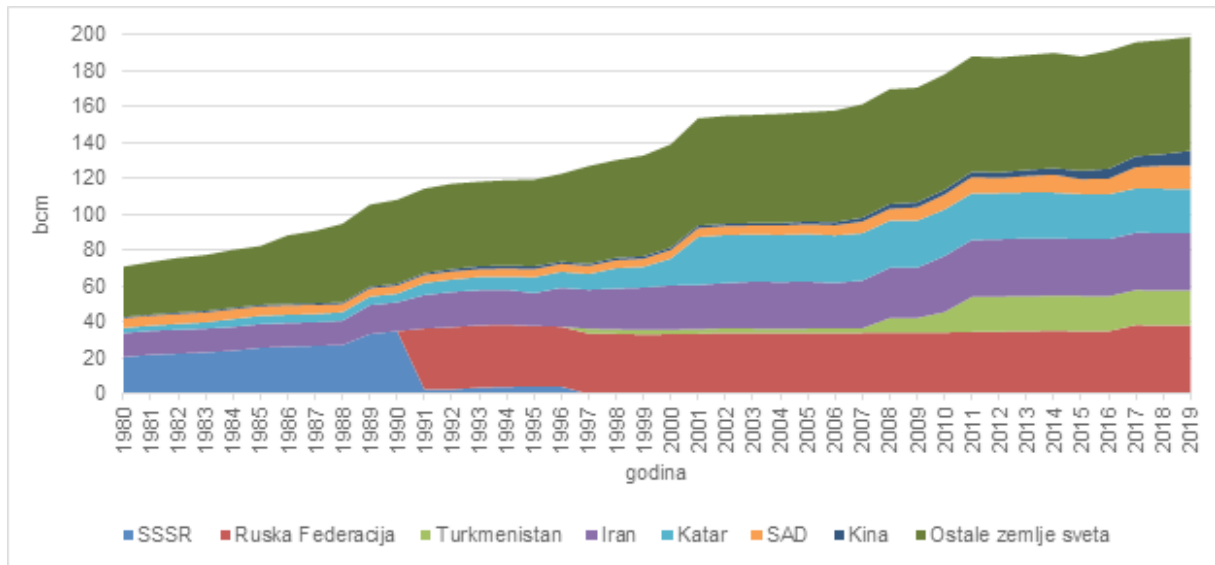
Dokazane rezerve prirodnog gasa u svetu

Kada se govori o dokazivim rezervama prirodnog gasa, pre svega se misli na pouzdane geološke i računске podatke koji se u sadašnjim eksploatacionim i ekonomskim uslovima mogu obezbediti iz dostupnih izvora.

Dokazane rezerve prirodnog gasa u svetu imaju trend rasta u poslednjih 30 godina. Povećane su sa 71.000 mlrd. m³ na 199.000 mlrd. m³ u periodu od 1980. do 2019. godine. Ovom rastu od 128.000 mlrd. m³ u najvećoj meri doprineo je rast rezervi u sledećim zemljama: Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) 44.000 mlrd. m³, Katar 22.000 mlrd. m³, Iran 19.000 mlrd. m³, Kina 8.000 mlrd. m³ i SAD

8.000 mlrd. m³ (BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>)).

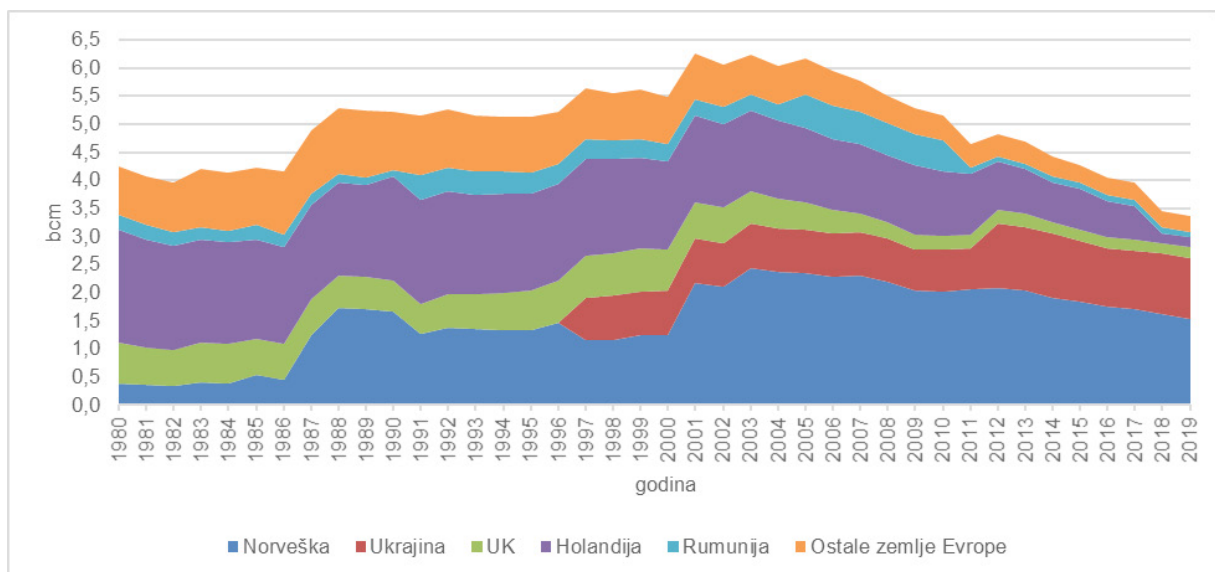
Na početku posmatranog perioda, zemlje sa najvećim učešćem u rezervama prirodnog gasa bile su: SSSR (29%), Iran (19%), SAD (8%) i Alžir (5%). Na kraju posmatranog perioda, zemlje sa najvećim učešćem u rezervama prirodnog gasa bile su: Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) (32% – od čega Ruska Federacija 19% i Turkmenistan 10%), Iran (16%), Katar (12%) i SAD (6%) (slika 2.1.3.3).



Slika 2.1.3.3: Rezerve prirodnog gasa u svetu u periodu od 1980 do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Dokazane rezerve prirodnog gasa u Evropi

Dokazane rezerve prirodnog gasa u Evropi (bez Ruske Federacije) u 2019. godini čine 1,7% ukupnih rezervi u svetu i iznose 3.400 mlrd. m³, što je minimum u posmatranom periodu od 1980. godine (slika 2.1.3.4). Na pad rezervi od 900 mlrd. m³ u odnosu na 1980. godinu u najvećoj meri uticao je pad rezervi u Holandiji (-1.800 mlrd. m³) i UK (-500 mlrd. m³). Jedino je Norveška povećala svoje rezerve za 1100 mlrd. m³.



Slika 2.1.3.4: Rezerve prirodnog gasa u Evropi u periodu od 1980 do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Zemlje sa najvećim učešćem u rezervama prirodnog gasa u Evropi u 2019. godini bile su: Norveška 46% (1,500 mlrd. m³), Ukrajina 32% (1.100 mlrd. m³), UK 6% (200 mlrd. m³), Holandija 5% (200 mlrd. m³) i Rumunija 3% (100 mlrd. m³).

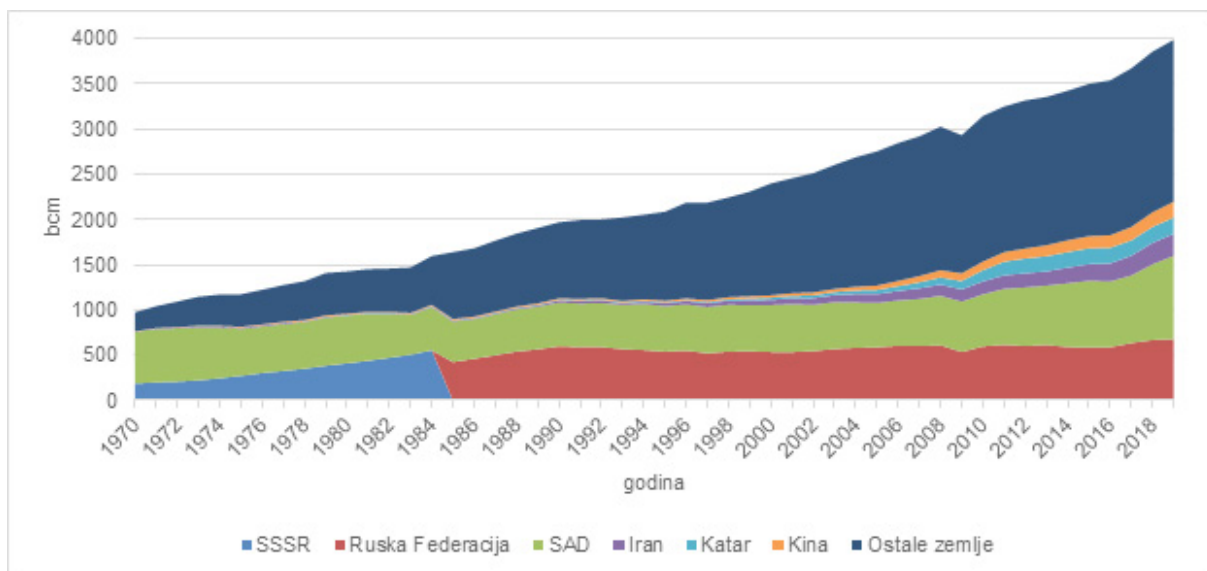
Proizvodnja prirodnog gasa u svetu

Proizvodnja prirodnog gasa u svetu u poslednjih pet decenija imala je trend rasta (slika 2.1.3.5). U 2019. proizvodnja prirodnog gasa na svetskom nivou iznosila je 3.989 milijardi m³, što je četiri puta više od proizvodnje u 1970. godini prošlog veka, kada je proizvodnja bila na nivou od 976 milijardi m³.

Na ovaj rast od 3.013 milijardi m³ u najvećoj meri uticao je rast u zemljama koje u 2019. godini imaju i najveće učešće u svetskoj proizvodnji: Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) 659 milijardi m³, SAD 349 milijardi m³, Iran 241 milijardi m³, Katar 177 milijardi m³ i Kina 175 milijardi m³.

U razdoblju od 1970. godine do 2019. godine dolazi do značajnih izmena u strukturi proizvodnje po zemljama. Naime, 1970. godine proizvodnja u dve zemlje sveta činila je 78% ukupne svetske proizvodnje prirodnog gasa: SAD 59% (637 milijardi m³) i SSSR 19% (188 milijardi m³). Pored ove dve zemlje, zemlje Evrope proizvele su još 10,1% (105 milijardi m³), dok je proizvodnja svih ostalih zemalja u svetu svega 11,9% (112 milijardi m³).

U 2019. godini očigledna je diversifikacija proizvodnje po zemljama. Kao proizvođači sa najznačajnijim učešćem u svetskoj proizvodnji prirodnog gasa pojavljuju se: SAD 23% (921 milijardi m³), Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) 21% (847 milijardi m³), od čega Ruska Federacija 17% (679 milijardi m³), Iran 6% (244 milijardi m³), Katar 4% (178 milijardi m³) i Kina 4% (178 milijardi m³), dok je proizvodnja svih ostalih zemalja u svetu 40% (1.622 milijardi m³).



Slika 2.1.3.5: Proizvodnja prirodnog gasa u svetu u periodu od 1970. do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Ukoliko se dokazane rezerve (R) iz 2019. godine stave u odnos sa proizvodnjom (P) u istoj godini, rezultat je trajanje preostalih rezervi u godinama ako bi se proizvodnja nastavila na istom nivou (R/P odnos).

Na osnovu R/P odnosa, mogu se očekivati dalje promene u strukturi proizvodnje prirodnog gasa, tj. povećanje učešća u svetskoj proizvodnji prirodnog gasa zemalja Srednjeg istoka (Katar, Iran), Turkmenistana i Venecuele, uz smanjenje učešća SAD i Kine.

Tabela 2.1.3.1: Odnos dokazanih rezervi i proizvodnje prirodnog gasa iz 2019. godine

Regioni i zemlje	Dokazane rezerve		Proizvodnja		R/P odnos po godinama
	Mrld. m ³	% svetskog učešća	Mrld. m ³	% svetskog učešća	
Ukupno Severna Amerika	15,0	8%	1.128	28%	13
SAD	12,9	6%	921	23%	14
Ukupno Južna i Centralna Amerika	8,0	4%	174	4%	46
Venecuela	6,3	3%	26	1%	238
Ukupno Evropa	3,4	2%	236	6%	14
Norveška	1,5	1%	114	3%	13
Ukrajina	1,1	1%	20	0%	56
Ukupno Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine)	64,2	32%	847	21%	76
Ruska Federacija	38,0	19%	679	17%	56
Turkmenistan	19,5	10%	63	2%	308
Ukupno Srednji istok	75,6	38%	695	17%	109
Iran	32,0	16%	244	6%	131
Katar	24,7	12%	178	4%	139
Ukupno Afrika	14,9	8%	238	6%	63
Ukupno Azija i Pacifik	17,7	9%	672	17%	26
Kina	8,4	4%	178	4%	47
Ukupno svet	198,8	100%	3.989	100%	50

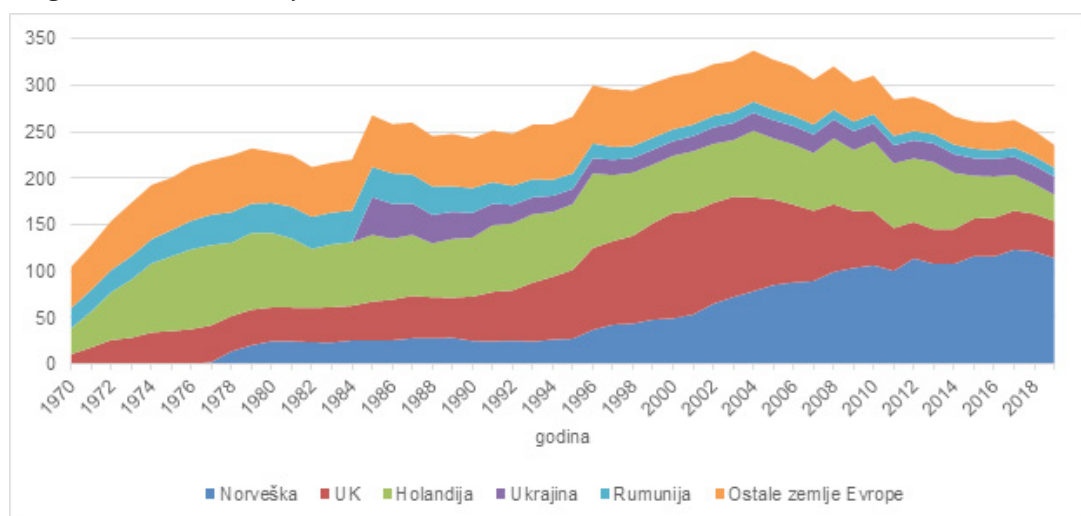
(Izvor podataka: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Proizvodnja prirodnog gasa u Evropi

U posmatranom periodu (od 1970. do 2019. godine) uočljiv je trend rasta proizvodnje u Evropi od 1970. do 2004. godine, kada je proizvodnja dostigla maksimum od 337 milijardi m³, da bi potom počeo opadajući trend, koji je rezultirao proizvodnjom od 236 milijardi m³ u 2019. godini. Ipak, proizvodnja prirodnog gasa u Evropi u 2019. godini viša je 2,25 puta od proizvodnje u 1970. godini, kada je proizvodnja bila na nivou od 105 milijardi m³.

Na ovaj rast od 131 milijardi m³ u najvećoj meri uticao je početak proizvodnje u Norveškoj krajem sedamdesetih godina prošlog veka, koja je dosegla maksimum 2017. godine (123 milijardi m³), a u 2019. godini bila je 114 milijardi m³. Pored Norveške, i UK je povećalo proizvodnju prirodnog gasa sa 11 milijardi m³ u 1970. godini

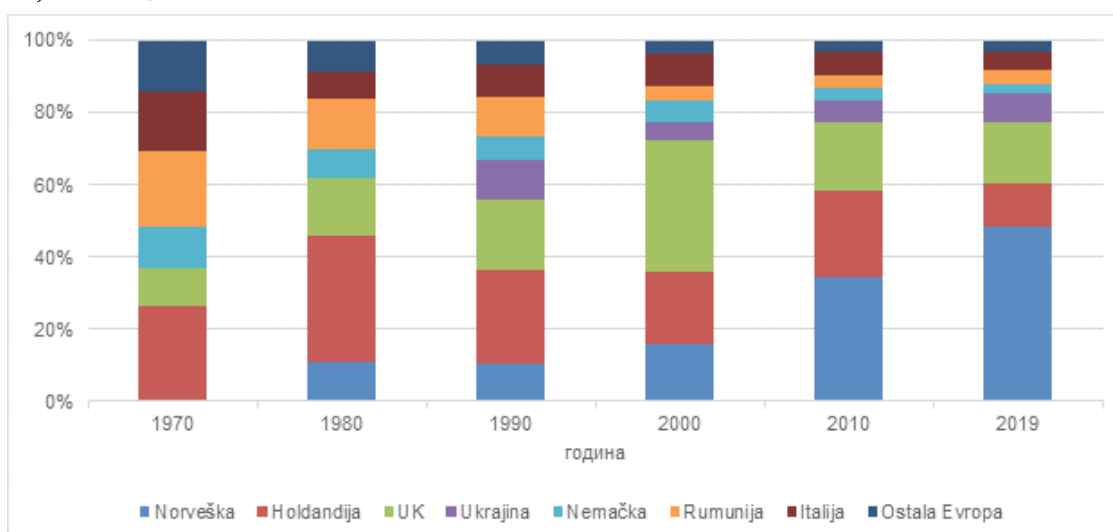
na 113 milijardi m³ 2000. godine, pa je potom proizvodnja opadala sve do nivoa iz 2019. godine od 40 milijardi m³ (slika 2.1.3.6).



Slika 2.1.3.6: Proizvodnja prirodnog gasa u Evropi u periodu od 1970. do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

U razdoblju od 1970. do 2019. godine dogodile su se značajne promene u strukturi proizvodnje po zemljama u Evropi (slika 2.1.3.7). Naime, 1970. godine evropski proizvođači prirodnog gasa bile su sledeće zemlje: Holandija 27% (28 milijardi m³), Rumunija 21% (22 milijardi m³), Italija 12% (13 milijardi m³), Nemačka 11% (12 milijardi m³) i UK 10% (11 milijardi m³). Sve ostale zemlje Evrope učestvovala su u 19% (20 milijardi m³).

Do 2019. godine se kao najveći proizvođač pojavljuje Norveška, a zatim i Ukrajina, dok Italija i Nemačka više nisu u prvih pet evropskih proizvođača prirodnog gasa. Od 2019. godine kao proizvođači sa najznačajnijim učešćem u evropskoj proizvodnji prirodnog gasa pojavljuju se: Norveška 48% (114 milijardi m³), UK 17% (40 milijardi m³), Holandija 12% (28 milijardi m³), Ukrajina 8% (20 milijardi m³) i Rumunija 4% (10 milijardi m³). Sve ostale zemlje Evrope učestvovala su sa 10% (25 milijardi m³).

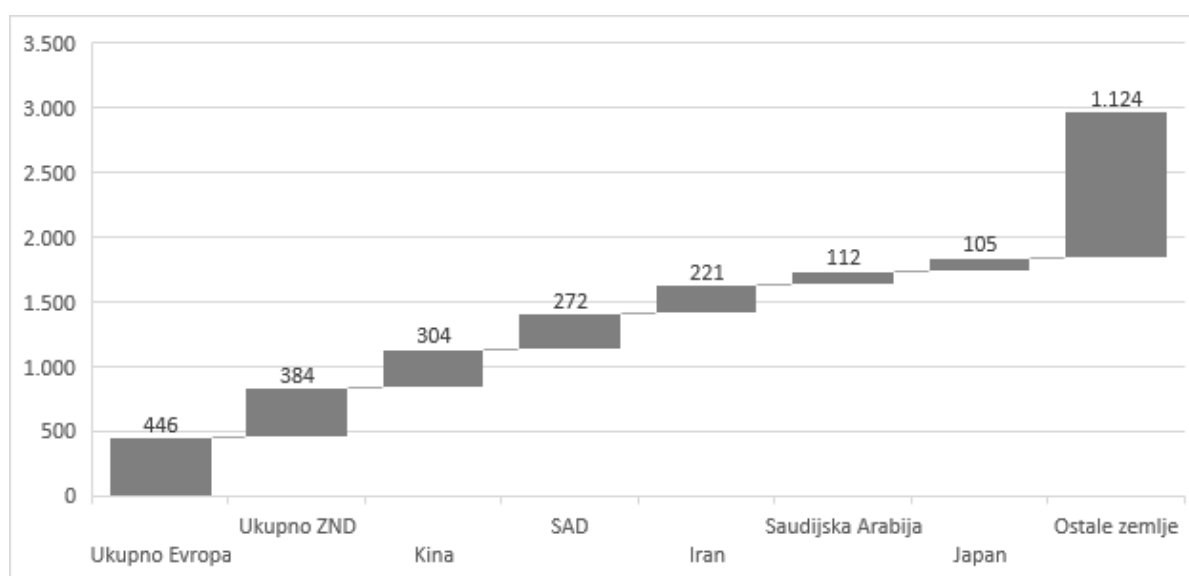


Slika 2.1.3.7: Učešće evropskih zemalja u ukupnoj proizvodnji prirodnog gasa u Evropi po dekadama od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Potrošnja prirodnog gasa u svetu

Potrošnja prirodnog gasa u svetu u poslednjih pet decenija imala je trend rasta (slika 2.1.3.8). Potrošnja prirodnog gasa u svetu u 2019. godini iznosila je 3.929 mlrd. m³, što je četiri puta veće od potrošnje u 1970. godini prošlog veka, kada je proizvodnja bila na nivou od 961 mlrd. m³. Na ovaj rast od 2.968 mlrd. m³ u najvećoj meri uticao je rast u ovim zemljama: Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) 384 mlrd. m³, Kina 304 mlrd. m³, SAD 272 mlrd. m³, Iran 221 mlrd. m³, Saudijska Arabija 112 mlrd. m³ i Japan 105 mlrd. m³. U razdoblju od 1970. do 2019. godine dolazi do značajnih promena u strukturi potrošnje po zemljama.

1970. godine potrošnja prirodnog gasa u dve zemlje sveta činila je 80% ukupne svetske potrošnje: SAD 60% (575 mlrd. m³) i SSSR 20% (189 mlrd. m³). Poređene zemlje Evrope potrošile su još 11% (109 mlrd. m³), dok je potrošnja svih ostalih zemalja u svetu svega 9% (89 mlrd. m³).



Slika 2.1.3.8: Zemlje sa najznačajnijim učešćem u potrošnji prirodnog gasa (2019. prema 1970. godini) – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Naime, 2019. godine kao potrošači sa najznačajnijim učešćem u svetskoj potrošnji prirodnog gasa pojavljuju se: SAD 22% (847 mlrd. m³), Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) 15% (574 mlrd. m³), od čega Ruska Federacija 11% (444 mlrd. m³), Kina 8% (307 mlrd. m³) i Iran 6% (224 mlrd. m³). Učešće evropskih država je 14% (554 mlrd. m³), dok je potrošnja svih ostalih zemalja u svetu 36% (1.424 mlrd. m³) od ukupne svetske potrošnje prirodnog gasa.

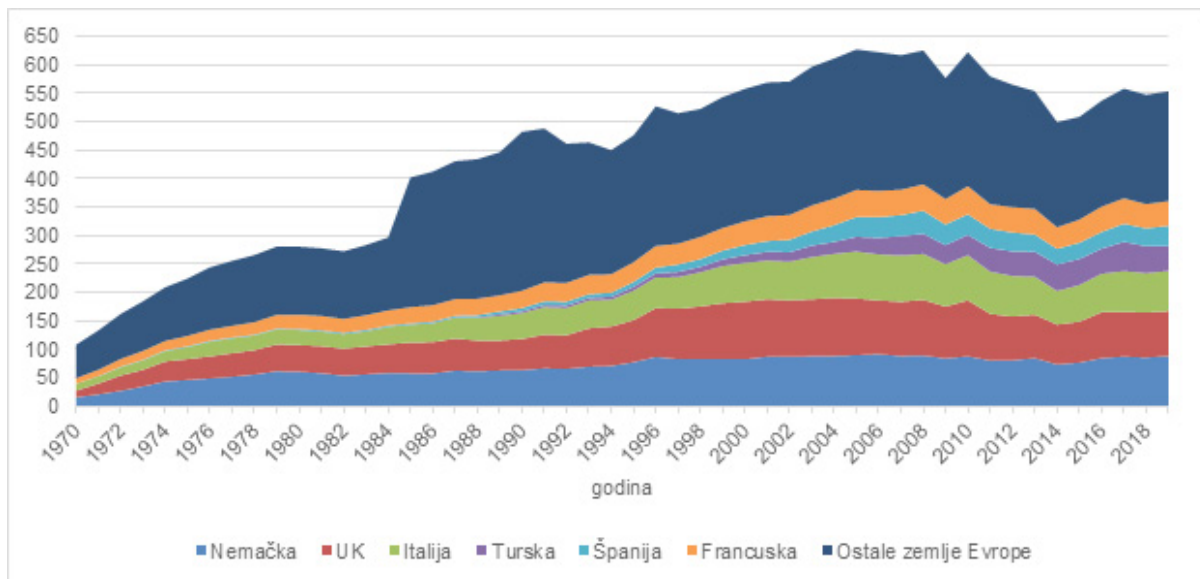
Na rast potrošnje prirodnog gasa, pored rasta potrošnje ukupnih energenata, uticala je i promena učešća potrošnje prirodnog gasa u ukupnoj potrošnji energenata koje je u posmatranom periodu povećano sa 17% na 24%.

Potrošnja prirodnog gasa u Evropi

Potrošnja prirodnog gasa u Evropi u poslednjih pet decenija imala je trend rasta (slika 2.1.3.9).

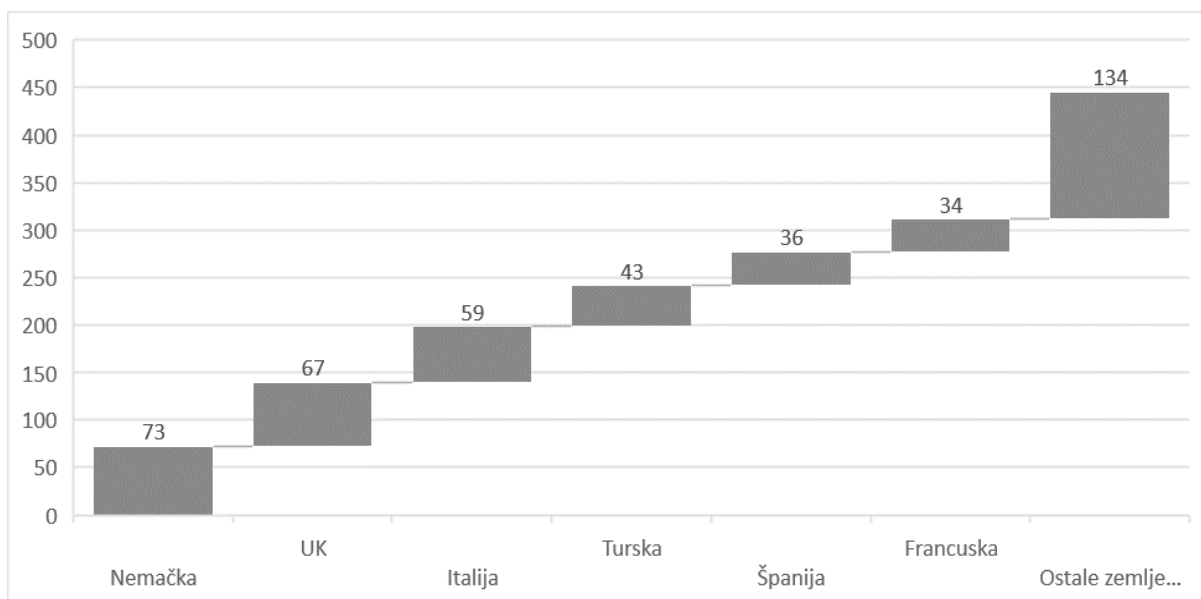
U Evropi u 2019. bila je 554 mlrd. m³, što predstavlja iznos koji je pet puta veći od potrošnje u 1970. godini prošlog veka, kada je proizvodnja bila na nivou od 109

mlrd. m³. Na ovaj rast od 446 mlrd. m³ u najvećoj meri uticao je rast u: Nemačkoj (73 mlrd. m³), UK (67 mlrd. m³), Italiji (59 mlrd. m³), Turskoj (43 mlrd. m³), Španiji (36 mlrd. m³) i Francuskoj (34 mlrd. m³) (slika 2.1.3.10).



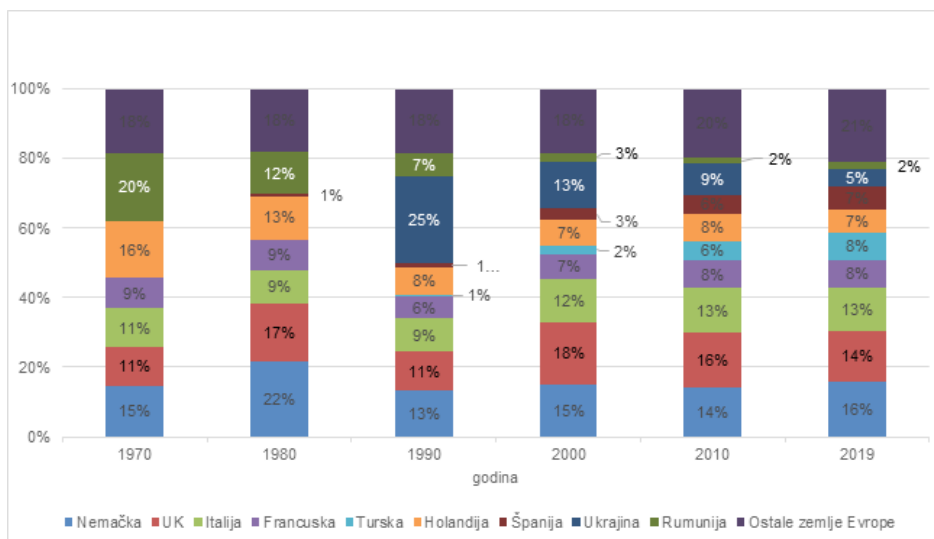
Slika 2.1.3.9: Potrošnja prirodnog gasa u Evropi u periodu od 1970. do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Pri tome potrošnja svih enerjenata od 1970. godine povećala se za 1,5 put, a potrošnja prirodnog gasa za više od 5 puta.



Slika 2.1.3.10: Zemlje sa najznačajnijim učešćem u rastu potrošnje prirodnog gasa u Evropi u period od 1970. do 2019. godine – bcm (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

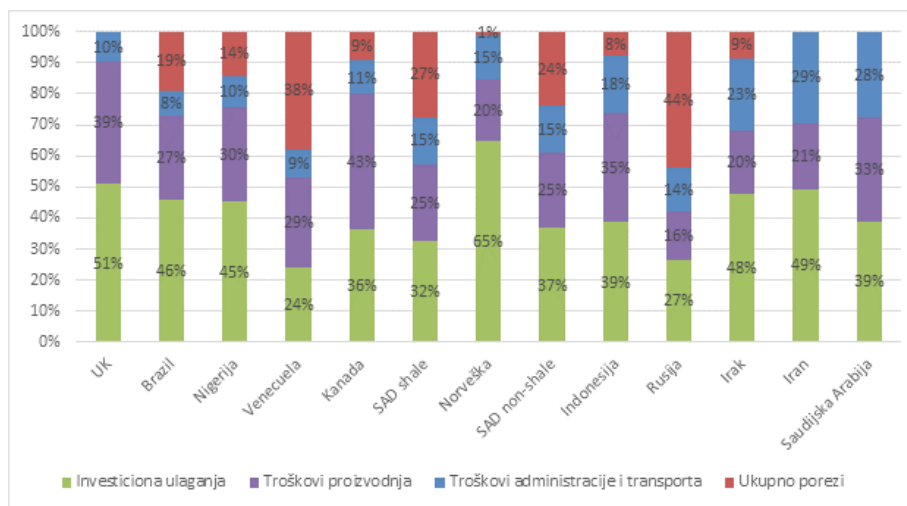
Od 1970. godine do 2019. godine došlo je do izmena u strukturi potrošnje prirodnog gasa u Evropi po zemljama, kako je i prikazano na slici 2.1.3.11.



Slika 2.1.3.11: Struktura potrošnje prirodnog gasa u Evropi po zemljama od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Troškovi eksploatacije nafte i gasa

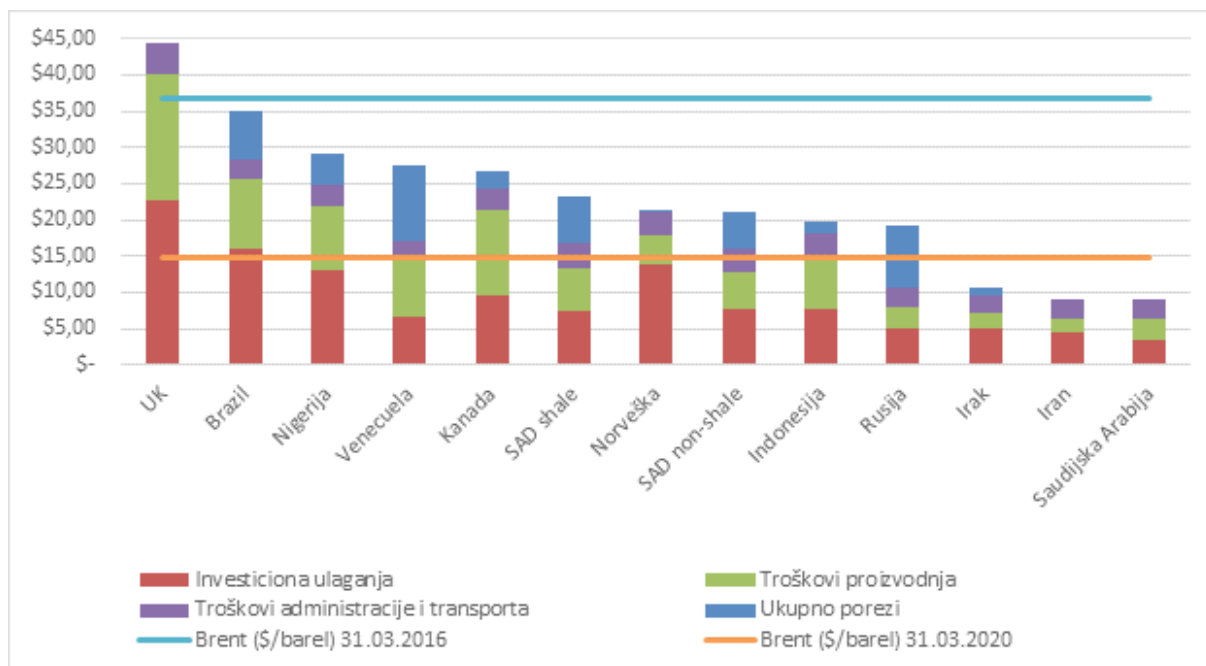
Povećanje resursne baze o kome je bilo reči važno je posmatrati i kroz prizmu eksploatacije nafte odnosno gasa, a posebno kroz aspekt cene takve eksploatacije. Dodatne resursne baze nalaze se u sve nepristupačnijim predelima i na većim dubinama, tako da je i cena eksploatacije ovih energenata sve viša. Iz ovog razloga, 2016. godine izvršena je detaljna analiza među vodećim zemljama proizvođačima nafte i gasa kako bi se sagledali stvarni troškovi eksploatacije, ali i fiskalna politika pojedinih zemalja. Kako bi podaci bili uporedivi, troškovi su svedeni na naftne ekvivalente i prikazani kao cene u dolarima po barelu (2.1.3.12).



Slika 2.1.3.11: Struktura cene eksploatacije nafte i gasa u 2016. godini (Izvor: Barrel Breakdown, The Wall Street Journal <http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/> i Baza podataka EIA, 2020, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm)

Na slici 2.1.3.11 jasno se uočava izrazito velika razlika u fiskalnoj politici zemalja po pitanju eksploatacije nafte i gasa. I dok se za Rusiju i Venecuelu i moglo očekivati prisustvo visokih stopa poreza, izbijanje Amerike na treće mesto ipak je iznenađenje, pogotovo ukoliko se posmatra u poređenju sa Norveškom od 1% ili UK, gde poreza i nema. Ovo je verovatno posledica i različitih troškova eksploatacije.

Slika 2.1.3.12 ilustruje visinu troškova eksploatacije po segmentima troškova u kontekstu sa cenom nafte u trenutku izrade analize 2016. godine, ali i u kontekstu cene nafte u martu 2020. godine.



Slika 2.1.3.12: Struktura cene eksploatacije nafte i gasa u 2016. godini

(Izvor: Barrel Breakdown, The Wall Street Journal <http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/> i Baza podataka EIA, 2020, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm)

Značajne fluktuacije cene nafte, pogotovo u vreme pandemije korona virusa, uticale su na profitabilnost naftnih kompanija. U scenariju kada se cena nafte kreće od 15 do 50 dolara po barelu, evidentno je da Velika Britanija nije u mogućnosti da u dužem vremenskom periodu održi proizvodnju, jer i pored 0% poreza ostali troškovi eksploatacije su izrazito veliki. Takođe, pokazalo se da Rusija, iako spada u grupu zemalja sa srednjom cenom eksploatacije nafte i u suštini ima nisku cenu eksploatacije, ima i izrazito visoku poresku stopu. Sama cena eksploatacije skoro je identična zemljama kao što su Iran, Irak i Saudijska Arabija. Suštinski niski troškovi eksploatacije nafte i gasa koje ostvaruju pomenute zemlje omogućuju im značajne konkurentske prednosti i u narednom periodu, jer će cena eksploatacije gotovo sigurno stagnirati u budućnosti.

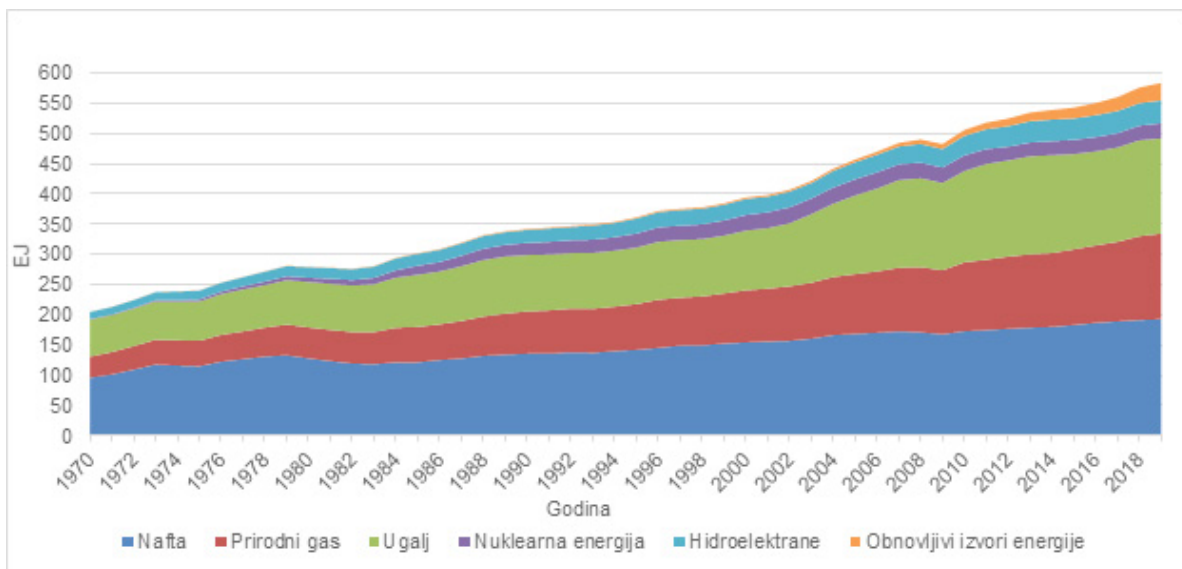
2.2 GLAVNI TRENDOVI U RAZVOJU SVETSKE ENERGETIKE

2.2.1 POTROŠNJA ENERGENATA U SVETU

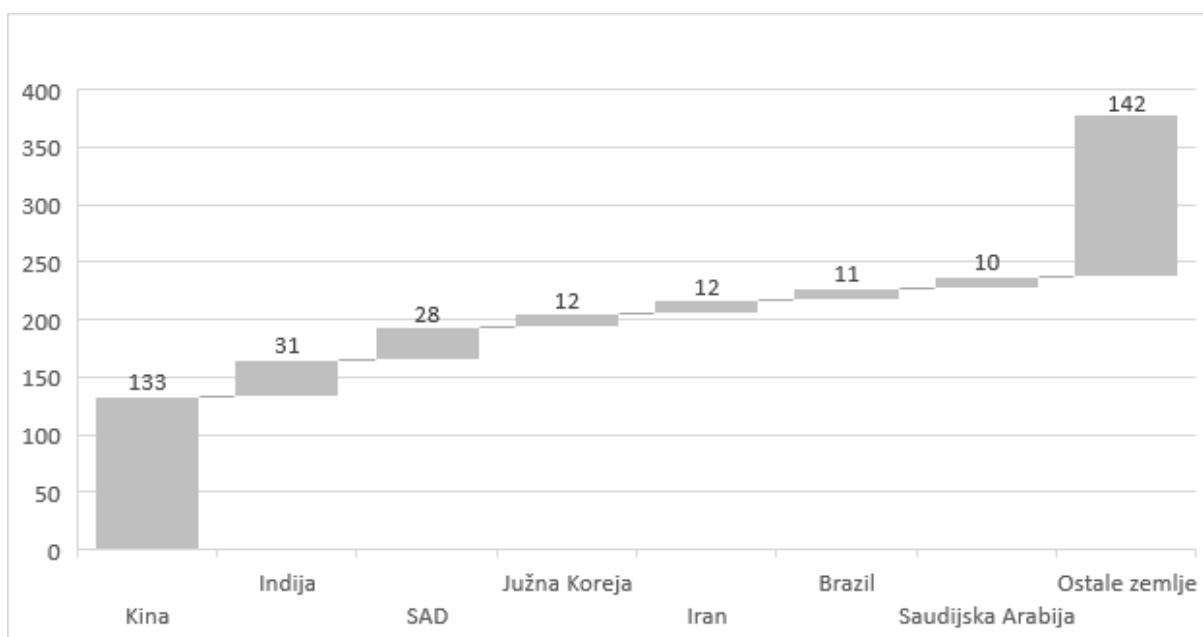
Potrošnja energenata u svetu ima konstantan rast u poslednjih pet decenija (od 1970. godine), te je sa 205 EJ dosegla u 2019. godini 584 EJ ukupne potrošnje energenata (slika 2.2.1.1). Na ovaj rast od 379 EJ uticao je u najvećoj meri: rast potrošnje prirodnog gasa 107 EJ (28% od ukupnog povećanja), rast potrošnje nafte od 97 EJ (26%), rast potrošnje uglja od 96 EJ (25%).

Posmatrano po zemljama (slika 2.2.1.2), na rast od 376 EJ u najvećoj meri uticala je potrošnja energenata u: Kini 133 EJ (od čega 75 EJ rast potrošnje uglja i 27 EJ naf-

te), Indiji 31 EJ (od čega 17 EJ rast potrošnje uglja i 9 EJ nafte), SAD 28 EJ (od čega prirodni gas 10 EJ i po 7 EJ nafta i nuklearna energija), Južnoj Koreji 12 EJ (od čega 5 EJ nafta) i Iranu 12 EJ (od čega 8 EJ je uvećana potrošnja prirodnog gasa).

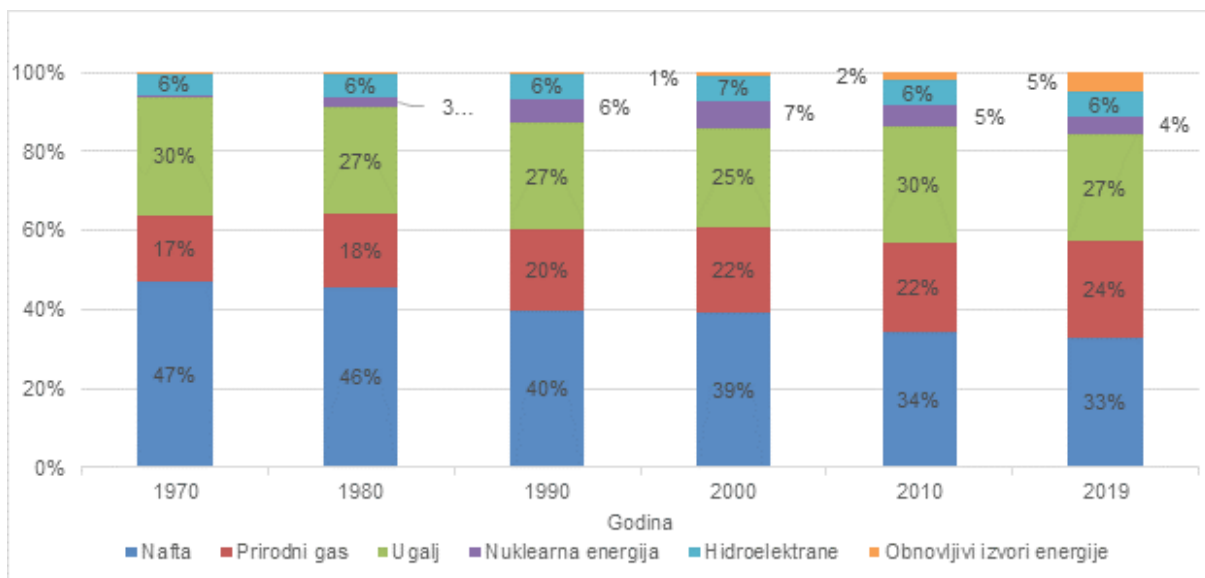


Slika 2.2.1.1: Potrošnja energenata u svetu u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))



Slika 2.2.1.2: Zemlje sa najznačajnijim učešćem u rastu potrošnje energenata 2019. u odnosu na 1970. godinu – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

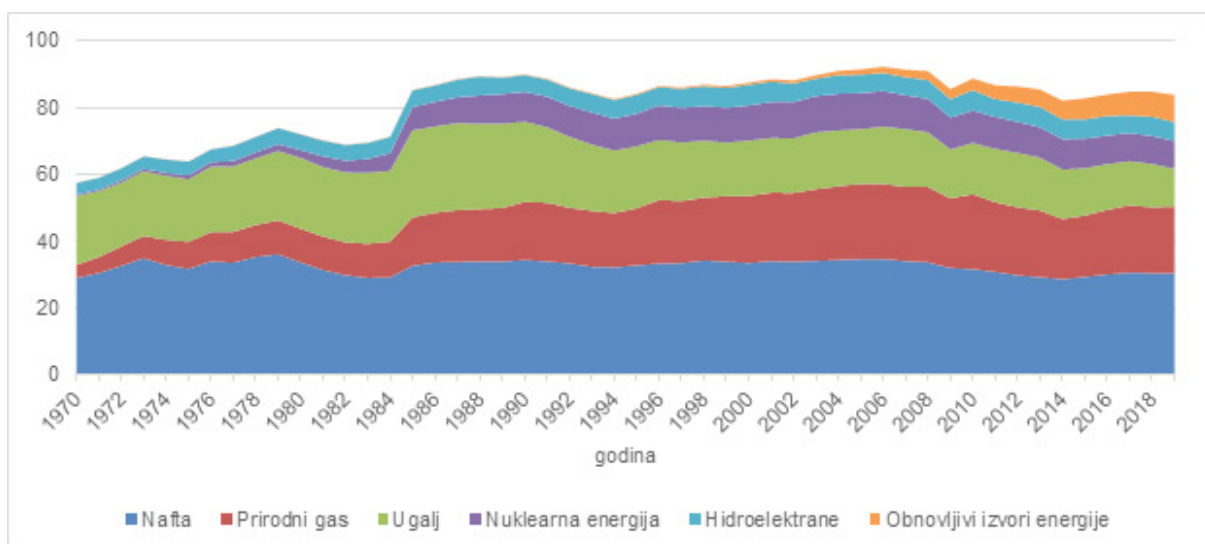
Gledano prema učešću pojedinih vrsta energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.1.3), došlo je do promene strukture. Značajno je smanjeno učešće potrošnja nafte u ukupnoj potrošnji (sa 47% u 1970. na 33% u 2019. godini) i smanjuje se učešće potrošnje uglja u ukupnoj potrošnji (sa 30% u 1970. godini na 27% u 2019. godini). U istom periodu učešće potrošnje prirodnog gasa povećano je sa 17% na 24%, dok je učešće potrošnje nuklearne energije i obnovljivih izvora energije, koji su bili zanemarljivi 1970. godine (manje od 1% ukupne potrošnje), dostiglo u 2019. godini 4% i 5%, respektivno.



Slika 2.2.1.3: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u svetu u periodu od 1970. do 2019. godine
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

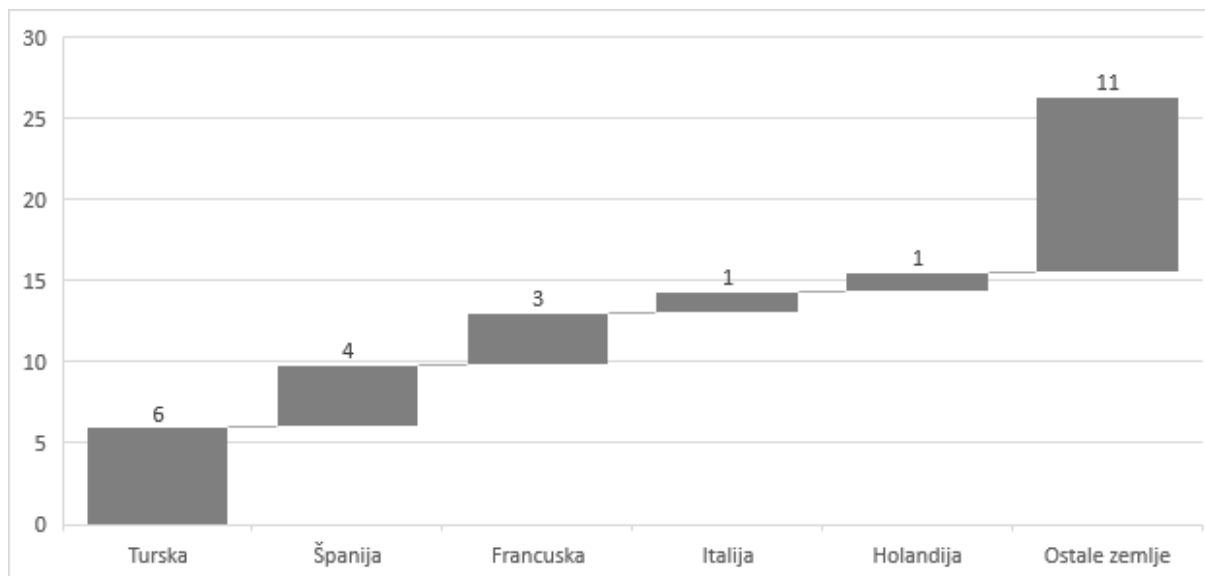
2.2.2 POTROŠNJA ENERGENATA U EVROPI

Potrošnja energenata u Evropi u poslednjih pet decenija povećana je skoro 1,5 put, sa 57 EJ u 1970. godini na 84 EJ u 2019. godini (slika 2.2.1.4). Na ovaj rast od 26 EJ uticali su u najvećoj meri rast potrošnje prirodnog gasa 16 EJ (61% od ukupnog povećanja potrošnje energenata), rast potrošnje obnovljivih izvora energije 8 EJ, rast potrošnje nuklearne energije 8 EJ, dok su rast potrošnje hidroenergije od 2 EJ i nafte od 1 EJ doprineli ovom rastu. S druge strane, potrošnja uglja je smanjena za 9 EJ.



Slika 2.2.1.4: Potrošnja energenata u Evropi u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

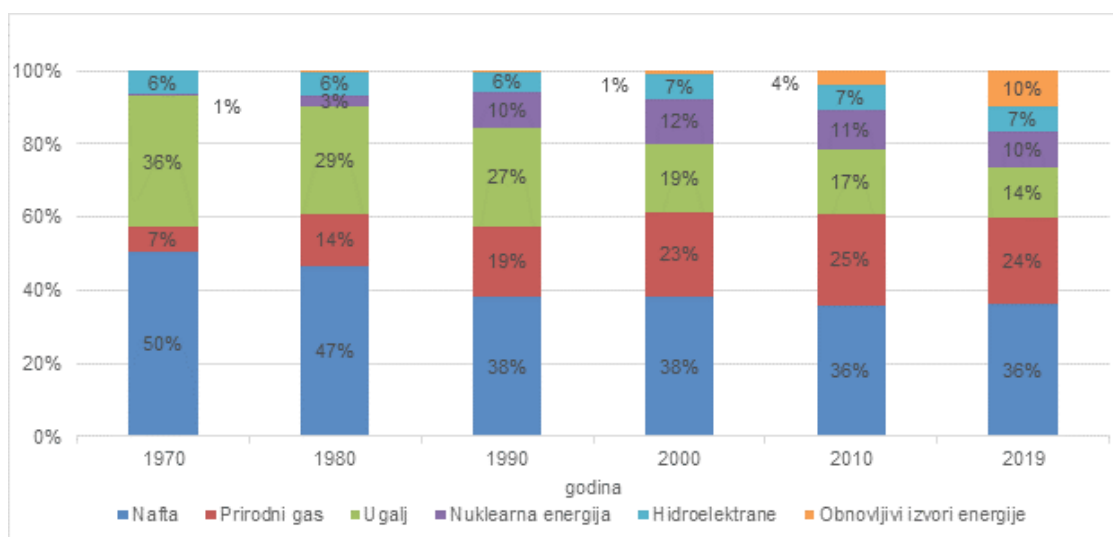
Posmatrano po zemljama, na rast od 26 EJ u najvećoj meri uticala je potrošnja energenata u: Turskoj 6 EJ, Španiji 4 EJ, Francuskoj 3 EJ, Italiji 1 EJ i Holandiji 1 EJ (slika 2.2.1.5).



Slika 2.2.1.5: Zemlje sa najznačajnijim učešćem u rastu potrošnje energenata u Evropi u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Gledano prema učešću pojedinih vrsta energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.1.6), došlo je do promene strukture. Kao što je zabeleženo i u svetu, značajno je smanjeno učešće potrošnje nafte u ukupnoj potrošnji (sa 50% u 1970. godini na 36% u 2019. godini) i smanjeno je učešće potrošnje uglja u ukupnoj potrošnji (sa 36% u 1970. godini na 14% u 2019. godini).

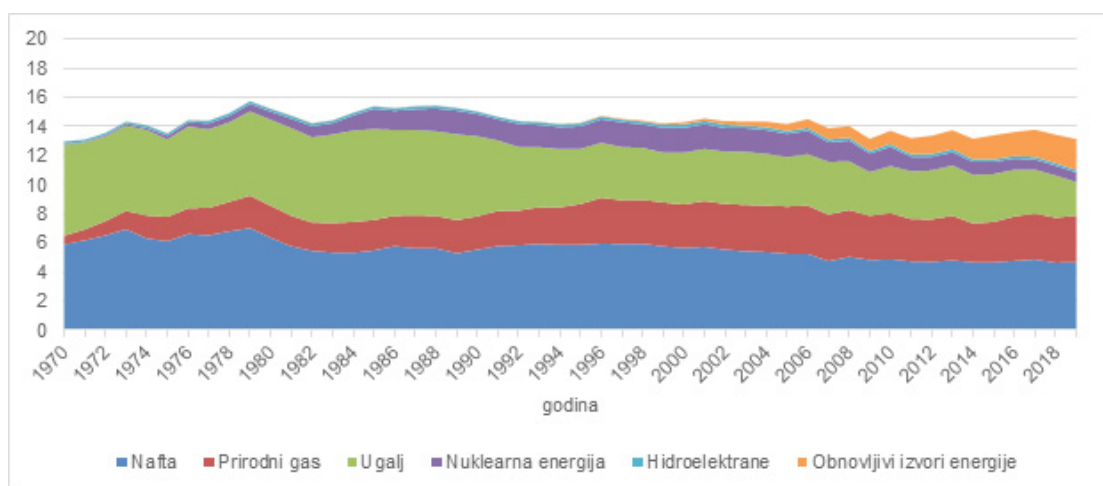
U istom periodu je učešće potrošnje prirodnog gasa povećano sa 7% na 24%, dok je učešće potrošnje nuklearne energije i obnovljivih izvora energije, koji su bili zanemarljivi 1970. godine (1% ukupne potrošnje), dostiglo u 2019. godini učešće od 7% i 10% respektivno. Učešće potrošnje hidroenergije u ukupnoj potrošnji je tek blago povećano sa 6% na 7%.



Slika 2.2.1.6: Struktura potrošnje energenata u Evropi, po vrstama energenata i po dekadama u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

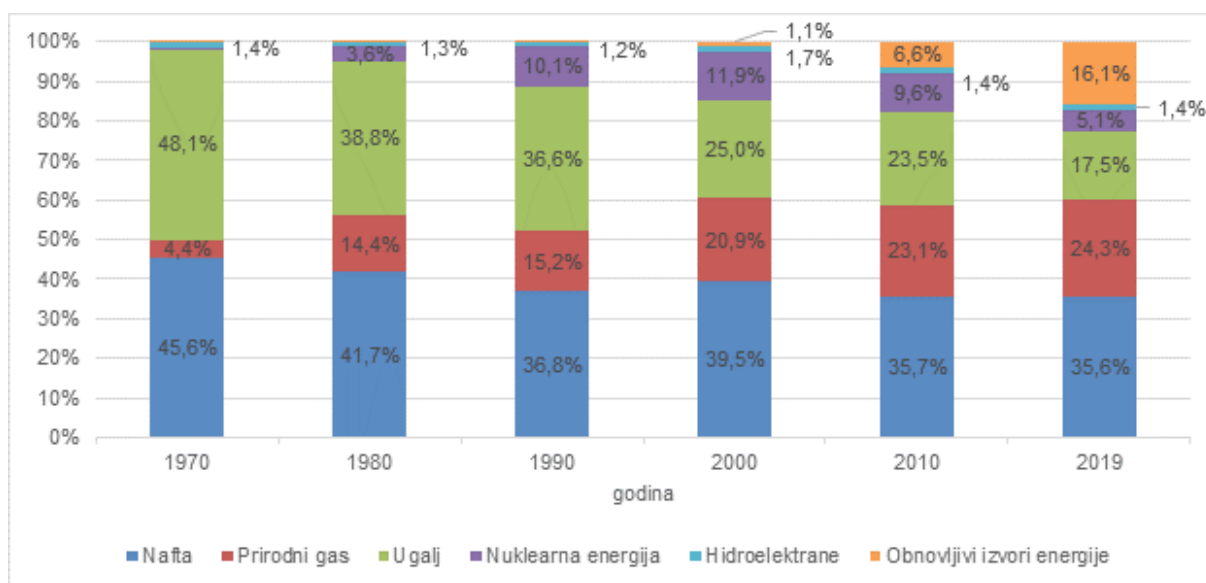
2.2.3 ENERGETSKI MIKS PO IZABRANIM ZEMLJAMA

U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Nemačkoj povećana je za svega 0,15 EJ (slika 2.2.3.1).



Slika 2.2.3.1: Potrošnja energenata u Nemačkoj u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.2), značajno su povećane potrošnje prirodnog gasa (2,6 EJ), obnovljivih izvor energije (2,1 EJ) i nuklearne energije (0,6 EJ), dok je potrošnja uglja i nafte imala značajan pad u posmatranom periodu (4 EJ i 1 EJ, respektivno).

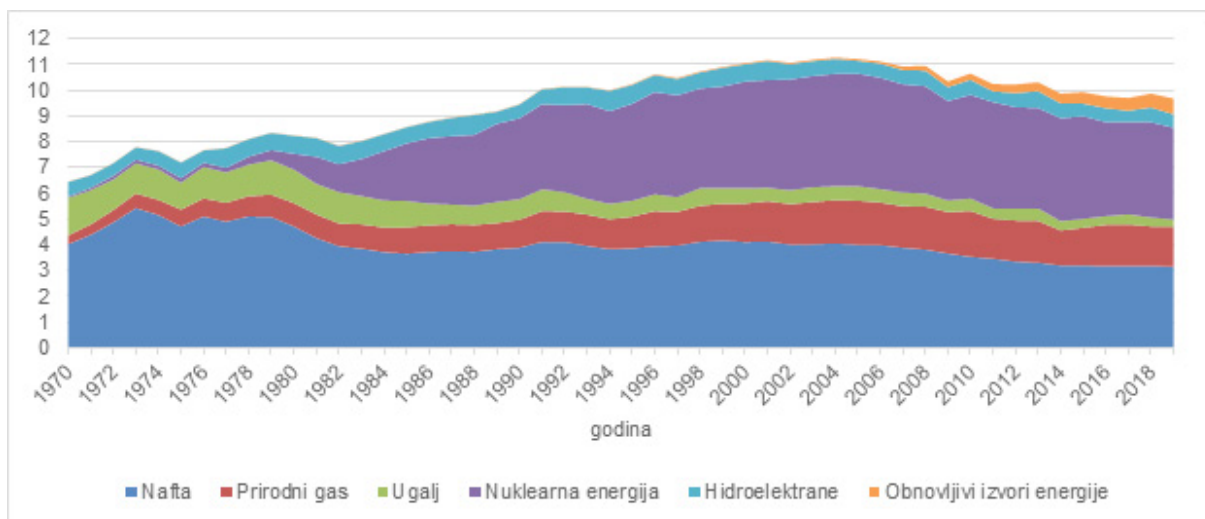


Slika 2.2.3.2: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Nemačkoj u periodu od 1970. do 2019. godine
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

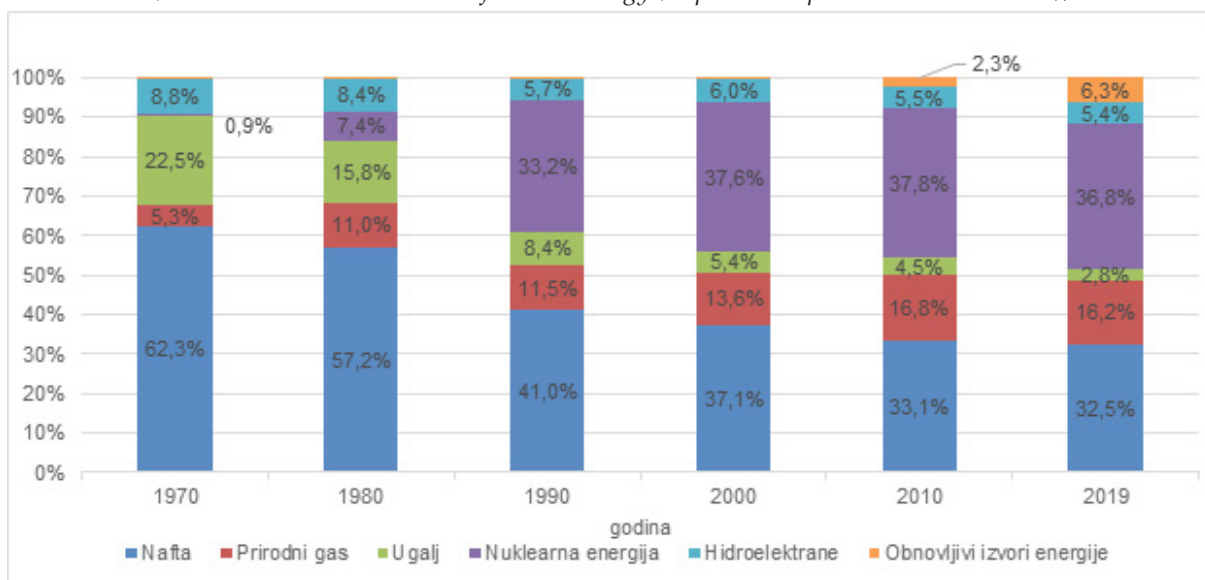
U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Francuskoj povećana je za 3 EJ (slika 2.2.3.3).

Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.4), značajno su povećane potrošnje nuklearne energije (3,5 EJ), potrošnje prirodnog gasa (1,2 EJ) i obnovljivih izvora energije (0,6 EJ), dok je potrošnja uglja i nafte imala značajan pad u posmatranom periodu (1,2 EJ i 0,9 EJ, respektivno).

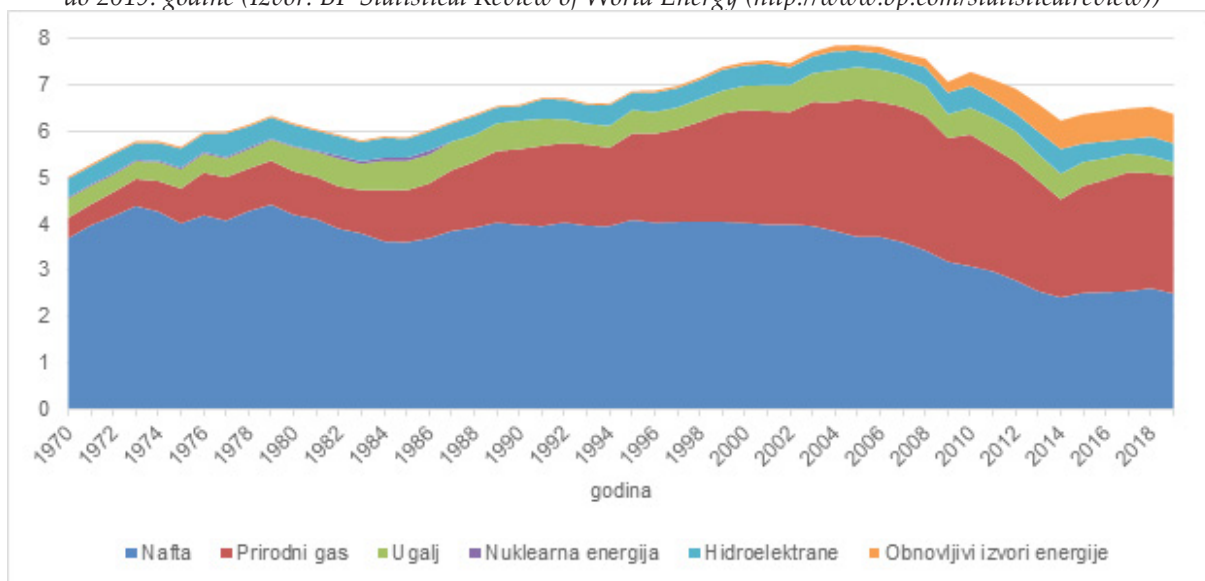
U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Italiji povećana je za 1,4 EJ (slika 2.2.3.5).



Slika 2.2.3.3: Potrošnja energenata u Francuskoj u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

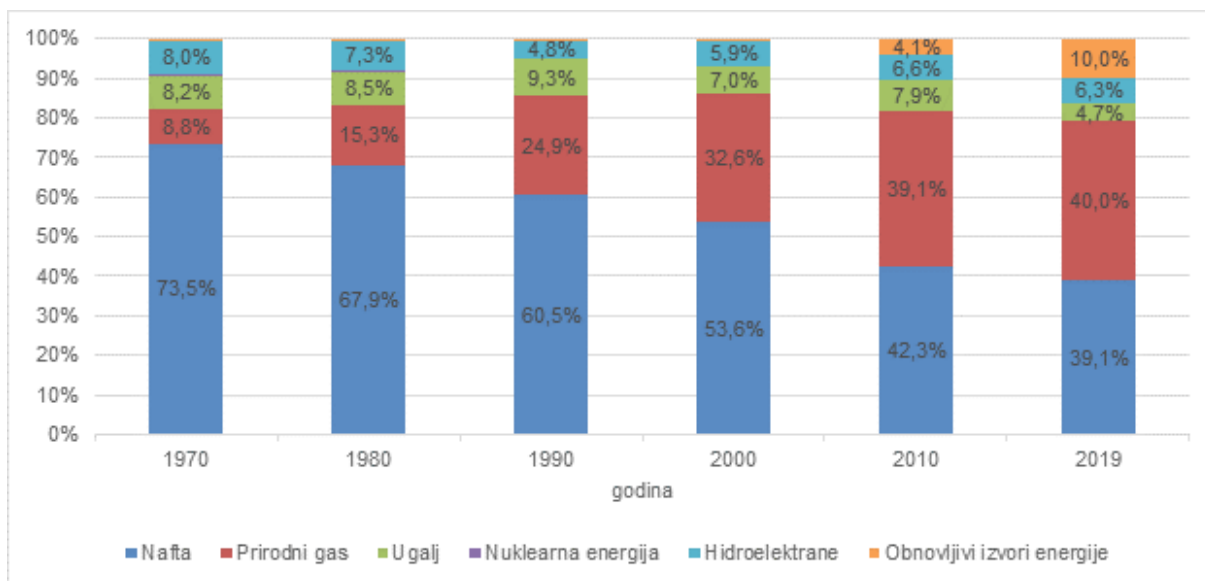


Slika 2.2.3.4: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Francuskoj u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))



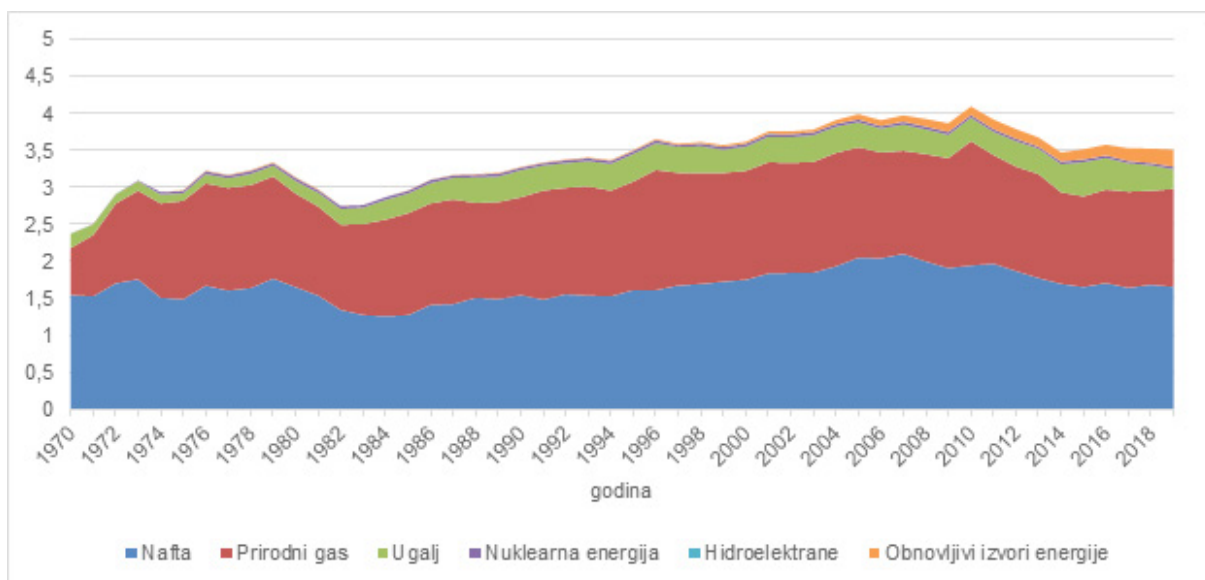
Slika 2.2.3.5: Potrošnja energenata u Italiji u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.6), značajno je povećana potrošnja prirodnog gasa (2,1 EJ) i obnovljivih izvora energije (0,6 EJ), dok su ostali energenti beležili pad u posmatranom periodu, od kojih je najznačajniji pad potrošnje nafte od 1,2 EJ.



Slika 2.2.3.6: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Italiji u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

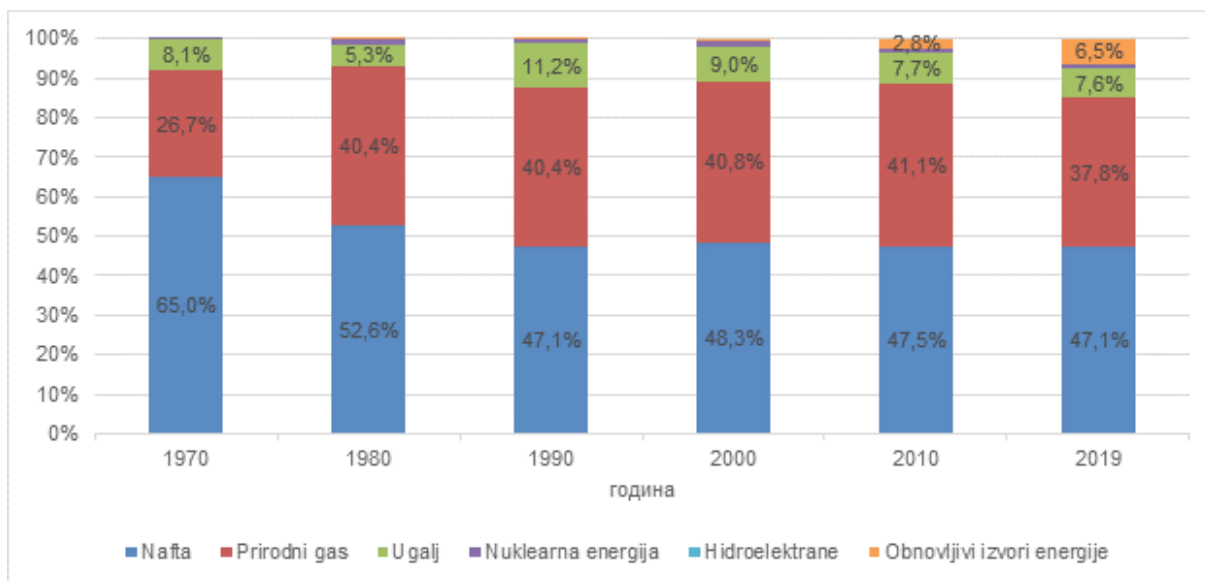
U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Holandiji povećana je za 1,1 EJ (slika 2.2.3.7).



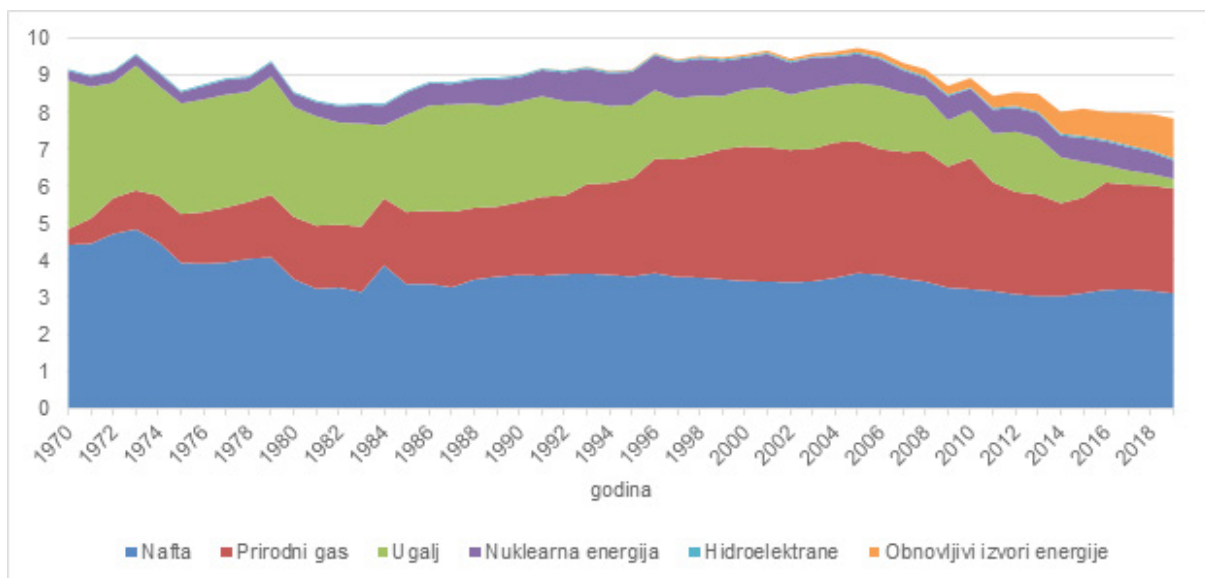
Slika 2.2.3.7: Potrošnja energenata u Holandiji u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Navedenom rastu u najvećoj meri doprineli su rast potrošnje prirodnog gasa (0,7 EJ), obnovljivih izvora energije (0,2 EJ) i nafte (0,1 EJ) (slika 2.2.3.8).

U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Velikoj Britaniji povećana je za 1,3 EJ (slika 2.2.3.9).



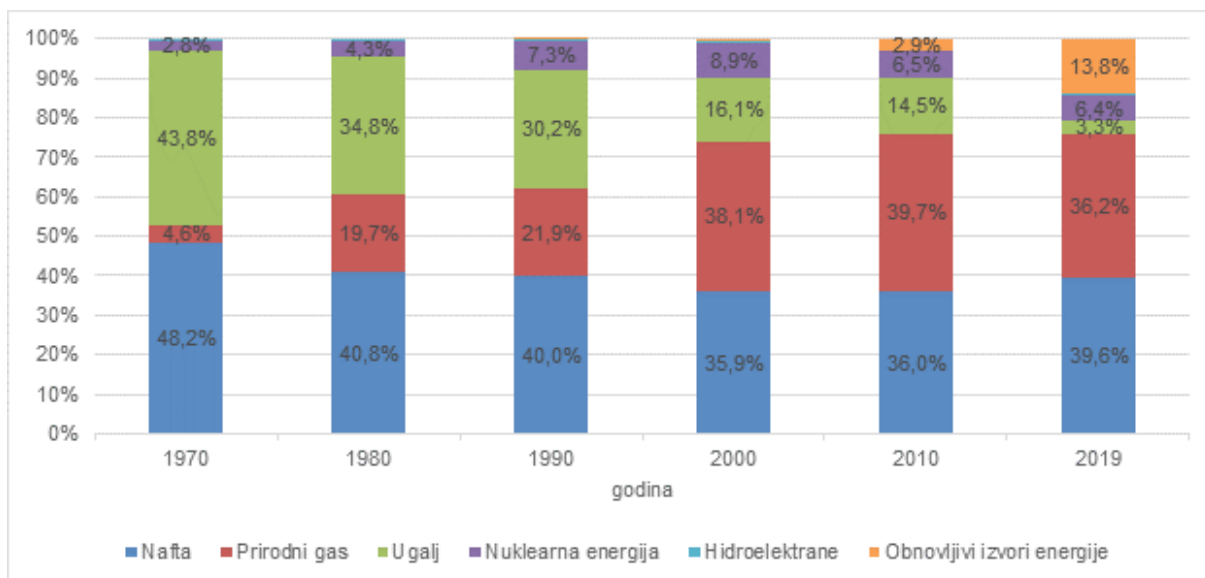
Slika 2.2.3.8: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Holandiji u periodu od 1970. do 2019. godine
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))



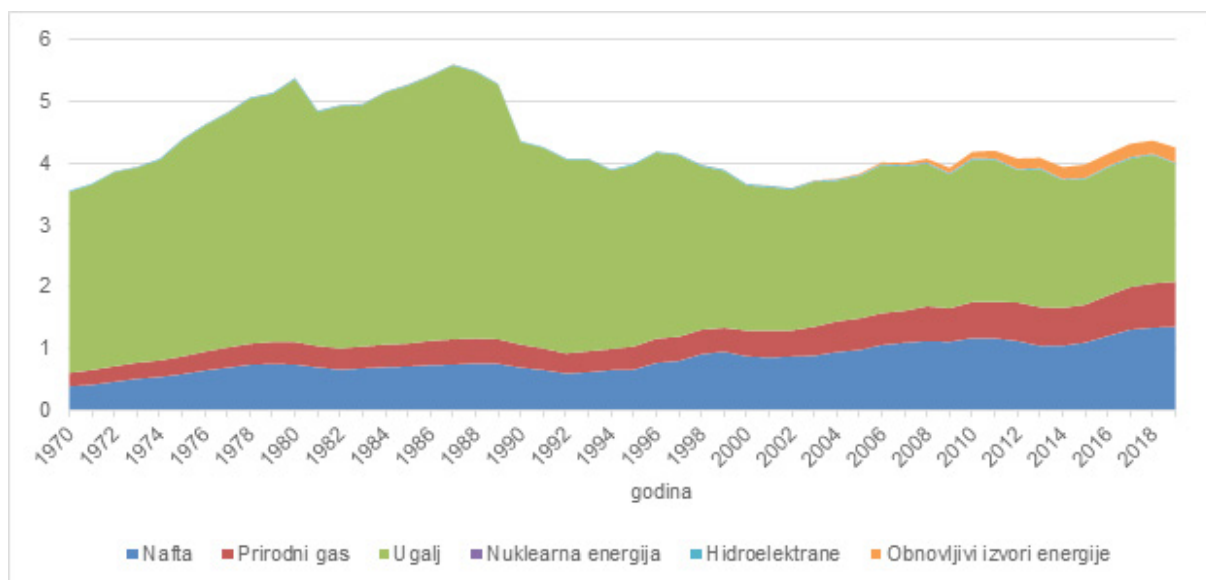
Slika 2.2.3.9: Potrošnja energenata u Velikoj Britaniji u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.10), značajno su povećane potrošnja prirodnog gasa (2,4 EJ), obnovljivih izvora energije (1,1 EJ) i nuklearne energije (0,2 EJ), dok je potrošnja uglja i nafte zabeležila značajni pad (3,8 EJ i 1,3 EJ, respektivno).

U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Poljskoj povećana je za 0,7 EJ (slika 2.2.3.11).



Slika 2.2.3.10: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Velikoj Britaniji u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

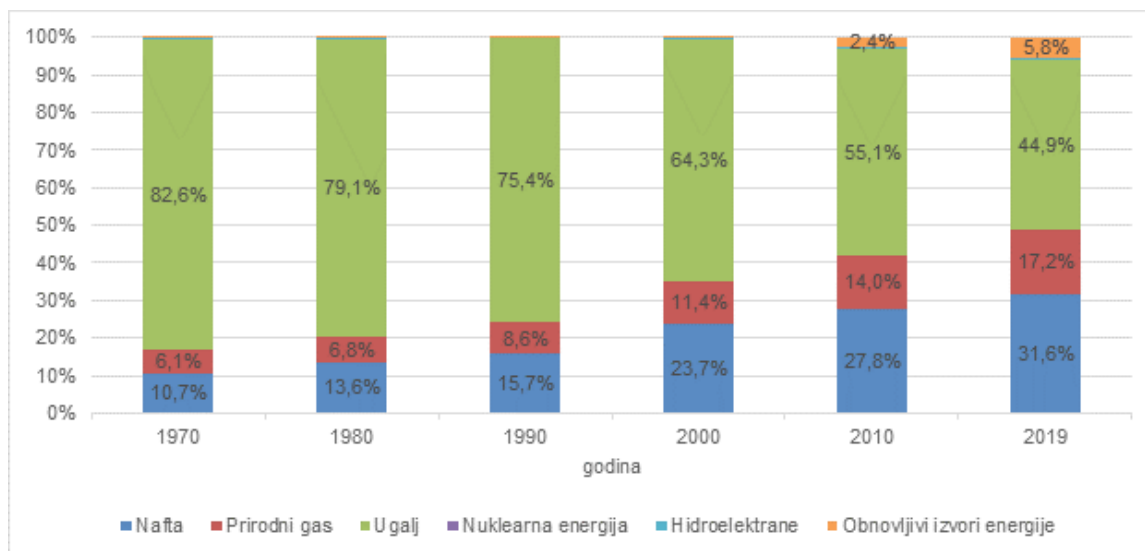


Slika 2.2.3.11: Potrošnja energenata u Poljskoj u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

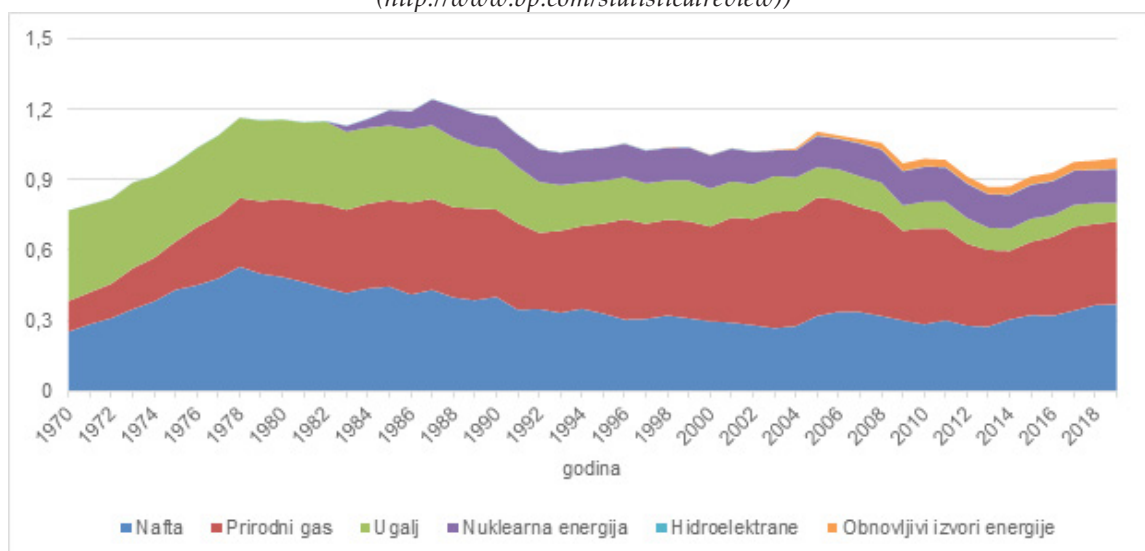
Međutim, značajno je izmenjena struktura – potrošnja uglja (slika 2.2.3.12) smanjila je učešće u ukupnoj potrošnji sa 83% na 45%, dok se učešće potrošnje nafte i prirodnog gasa utrostručilo. Stoga je na ovaj rast u ukupnoj potrošnji uticao rast potrošnje nafte (1 EJ), prirodnog gasa (0,5 EJ) i obnovljivih izvora energije (0,2 EJ) uz pad potrošnje uglja od 1 EJ.

U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Mađarskoj povećana je za 0,2 EJ (slika 2.2.3.13).

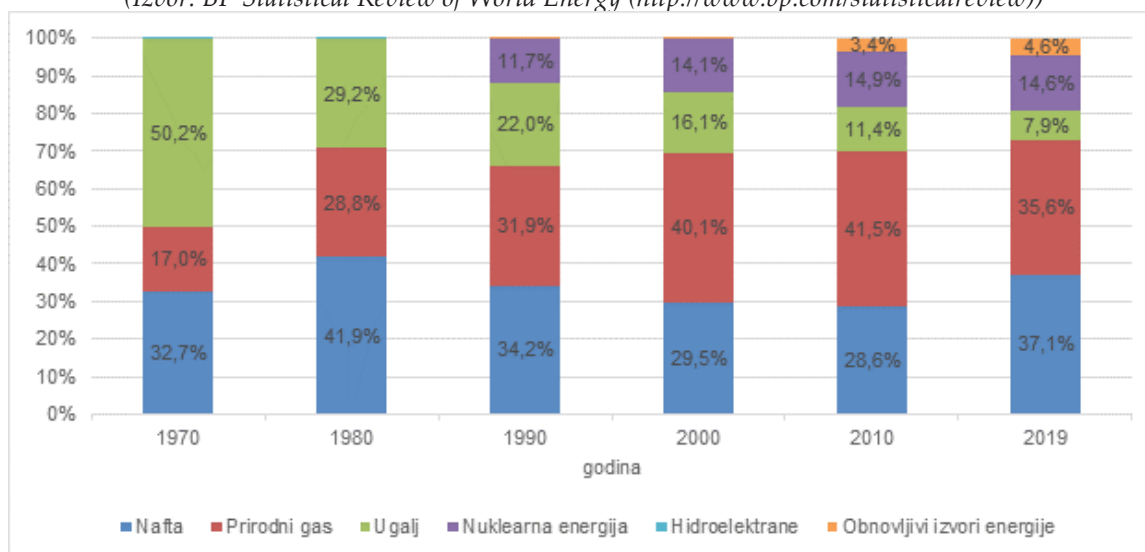
Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.14), značajno su povećane potrošnja prirodnog gasa (0,2 EJ), nuklearne energije (0,1 EJ) i nafte (0,1 EJ), dok je potrošnja uglja imala značajan pad u posmatranom periodu (0,3 EJ).



Slika 2.2.3.12: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Poljskoj u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

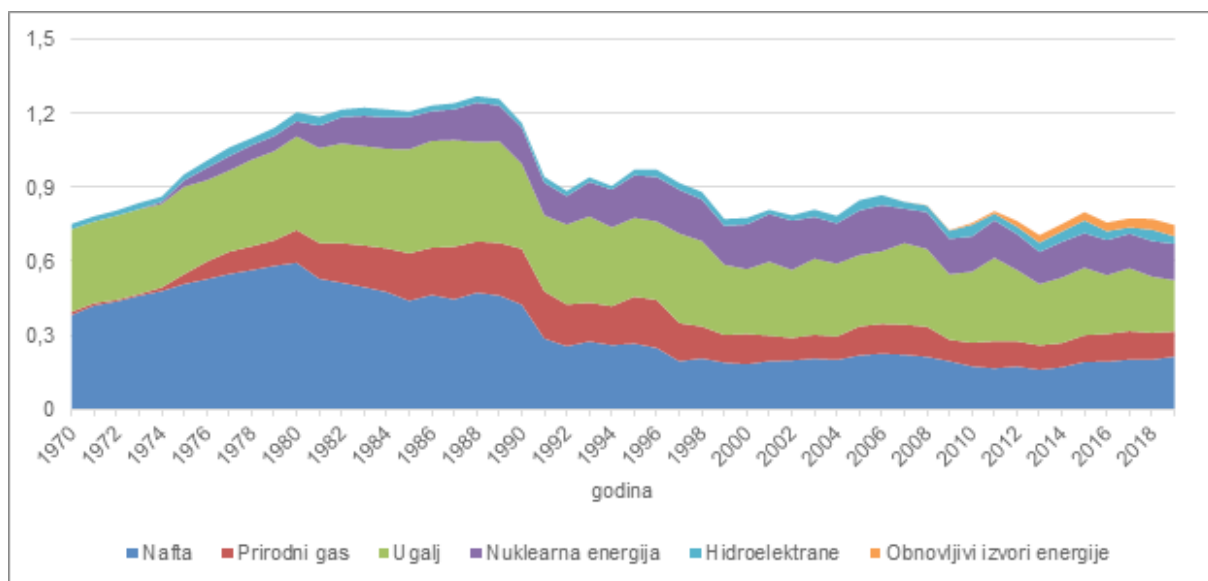


Slika 2.2.3.13: Potrošnja energenata u Mađarskoj u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))



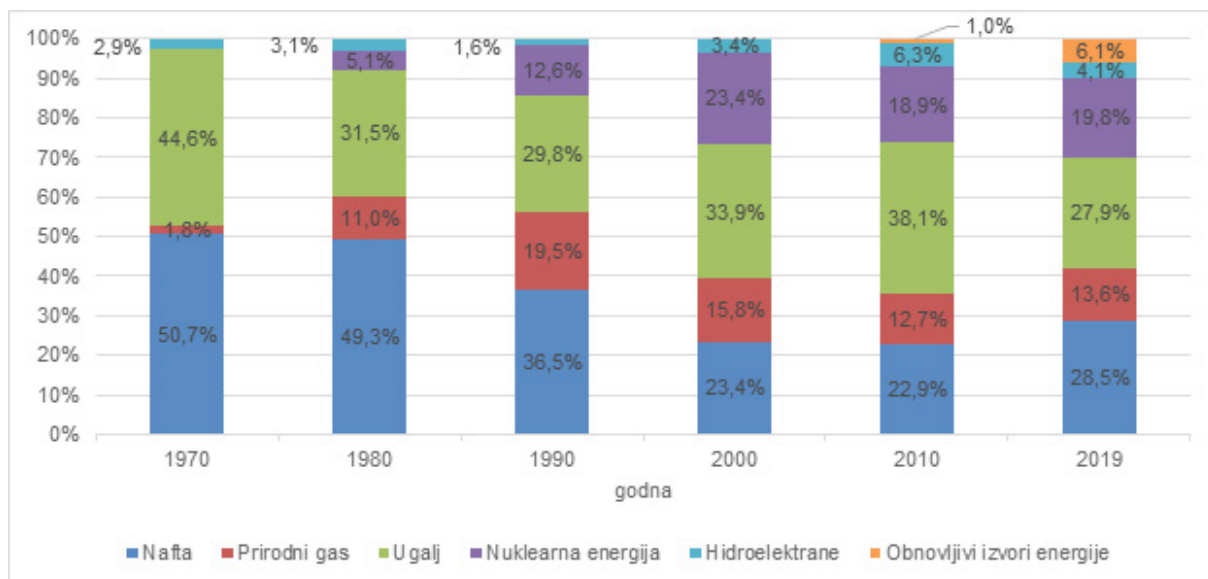
Slika 2.2.3.14: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Mađarskoj u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

U periodu od 1970. godine do 2019. godine ukupna potrošnja energenata u Bugarskoj zadržala je isti nivo (slika 2.2.3.15), uz oscilacije unutar samog perioda.



Slika 2.2.3.15: Potrošnja energenata u Bugarskoj u periodu od 1970. do 2019. godine – EJ
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Međutim, zbog promene strukture pojedinih energenata u ukupnoj potrošnji (slika 2.2.3.16), povećana je potrošnja nuklearne energije (0,1 EJ) i prirodnog gasa (0,1 EJ), dok je potrošnja nafte i uglja imala značajan pad u posmatranom periodu (0,2 EJ i 0,1 EJ, respektivno).



Slika 2.2.3.16: Struktura potrošnje energenata po vrstama energenata u Bugarskoj u periodu od 1970. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy | (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Kada su u pitanju Sjedinjene Američke Države, one su imale 32% udela u svet-skoj potrošnji primarne energije u 1970. godini, u 2019. godini udeo je pao na 16%. Pri tome sama potrošnja energije povećana je za 50%. Isto to se desilo u Evropi, gde se udeo smanjio sa 28% na 14%. Pre svega zato što su mnogi drugi regioni iskazali veću potrebu za energijom. Tako region Azije i Okeanije beleži snažan rast udela sa 14% na 44%, gde je glavni generator rasta bila Kina, koja je povećala potrošnju sa 4%

na 24%. Udeo Kine u ukupnom rastu od 1970. do 2019. godine iznosi 35%, što znači da je svaka treća novostvorena energetska jedinica potrošena u Kini.

2.2.4 REZERVE, PROIZVODNJA I POTROŠNJA NAFTE

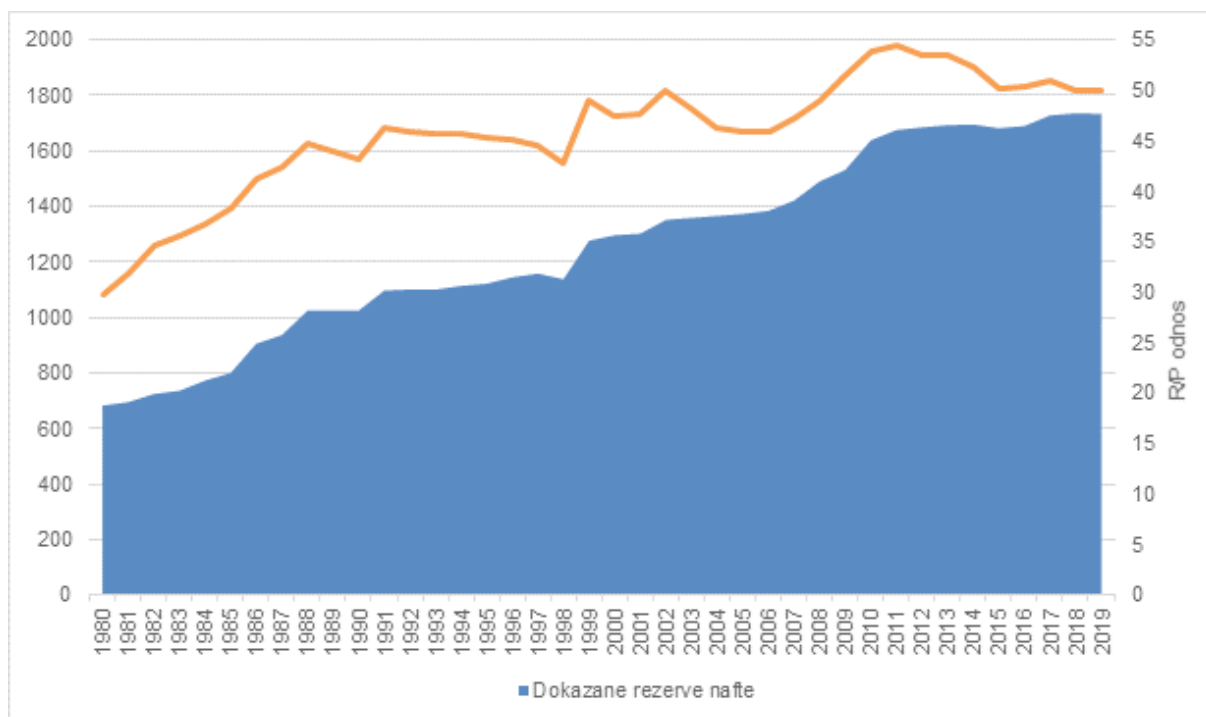
Kao i kod prirodnog gasa, kada se razmatraju dokazive rezerve nafte, misli se na pouzdane geološke i računске podatke koji se u sadašnjim eksploatacionim i ekonomskim uslovima mogu obezbediti iz dostupnih izvora.

Dokazane rezerve nafte u svetu imaju trend rasta (slika 2.2.4.1). Povećale su se sa 683 mlrd. barela na 1.734 mlrd. barela u periodu od 1980. do 2019. godine. Na ovaj rast od 1.051 mlrd. barela u najvećim meri uticao je rast rezerve u sledećim zemljama: Venecuela (284 mlrd. barela), Kanada (130 mlrd. barela), Saudijska Arabija (130 mlrd. barela), Irak (115 mlrd. barela) i Iran (970 mlrd. barela).

Na početku analiziranog perioda, zemlje sa najvećim učešćem u rezervama nafte su: Saudijska Arabija (25%), Kuvajt (10%), SSSR (10%), Iran (9%) i Meksiko (7%). Na kraju posmatranog perioda, zemlje sa najvećim učešćem u rezervama nafte su: Venecuela (18%), Saudijska Arabija (17%), Kanada (10%), Iran (9%) i Irak (8%).

Interesantan indikator za analizu predstavlja odnos dokazanih rezervi nafte (R) i njena proizvodnja (P) u istoj godini. Taj rezultat (R/P odnos) može označavati ostatak preostalih rezervi u budućnosti ako bi se pretpostavilo da proizvodnja ostaje na istom nivou.

U posmatranom periodu i ovaj odnos je imao trend rasta. Naime, rezerve u 1980. godini obezbeđivale su proizvodnju na nivou iz te godine u periodu od skoro 30 godina. Rezerve u 2019. godini obezbeđivale su proizvodnju na nivou iz 2019. godine u periodu od skoro 50 godina.

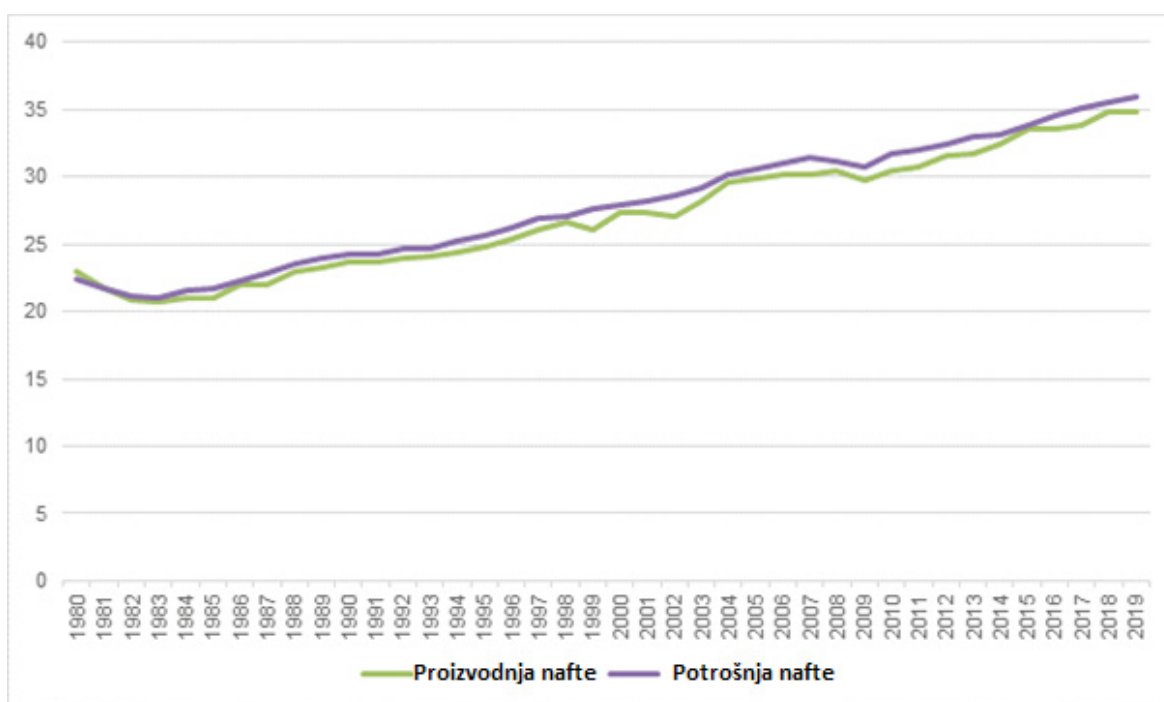


Slika 2.2.4.1: Dokazane rezerve nafte u svetu u hiljadama miliona barela i njihova raspoloživost u godinama proizvodnje u periodu od 1980. do 2019. godine
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Proizvodnja nafte u svetu u posmatranom periodu povećana je za 12 hiljada miliona barela, dok je potrošnja povećana za 13 hiljada miliona barela. Zemlje sa najvećim učešćem u proizvodnji nafte su: SAD (2019: 18%; 1980: 16%), Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) (2019: 15%; 1980: 19% – od toga 2019. godine proizvodnja u Ruskoj Federaciji čini 12% svetske proizvodnje), Saudijska Arabija (2019: 12%; 1980: 16%), Kanada (2019: 6%; 1980: 3%) i Irak (2019: 5%; 1980: 4%).

Zemlje sa najvećim učešćem u potrošnji nafte su: SAD (2019: 20%; 1980: 28%), Kina (2019: 14%; 1980: 3%), Indija (2019: 5%; 1980: 1%), Postsovjetske zemlje (bez Baltičkih zemalja i Ukrajine) (2019: 4%; 1980: 14% – od toga 2019. godine potrošnja u Ruskoj Federaciji čini 3% svetske proizvodnje), Japan (2019: 4%; 1980: 8%) i Saudijska Arabija (2019: 4%; 1980: 1%).

Trend proizvodnje i potrošnje nafte u svetu u periodu od 1980. do 2019. godine ilustrovan je na slici 2.2.4.2.



Slika 2.2.4.2: Proizvodnja i potrošnja nafte u svetu u periodu od 1980. do 2019. godine – hiljade miliona barela
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Primećuje se da od 80-ih godina postoji trend veće potrošnje od proizvodnje. Najčešće se razlike u podacima za potrošnju i proizvodnju nafte tumače kao promene zaliha, potrošnjom drugih zamenskih i nenaftnih derivata, kao i razlikama u načinu merenja i konverziji podataka o proizvodnji i potrošnji.

2.2.5 PORAST ZNAČAJA EKOLOGIJE U RAZVOJU SVETSKE ENERGETIKE

Ne bi bilo preterano reći da je klimatska agenda trenutno postala jedno od centralnih pitanja ne samo u svetskoj energetici, već i u privredi. U glavne svetske ekološke probleme na prelazu iz XX u XXI vek možemo svrstati zagađenje životne sredine (hemijsko i radioaktivno zagađenje), velike prirodne anomalije (poplave, suše,

požare, kolebanje temperature, uragane), klimatske promene, smanjenje populacije retkih životinja i sisara, problem biodiverziteta i niz drugih.

Ekološki problemi zauzimaju važno mesto u aktivnostima mnogih država i međunarodnih organizacija. Jedna od ključnih organizacija koja je pozvana da se suprotstavi ovim promenama je organizacija UN.

Godine 1992. u Rio de Žaneiru održana je za to vreme najveća međunarodna konferencija Ujedinjenih nacija o životnoj sredini i razvoju, na kojoj je usvojena deklaracija koja se sastoji od 27 principa. U tekstu ove deklaracije naveden je četvrti princip koji glasi: „u cilju dostizanja održivog razvoja, zaštita životne sredine mora biti sastavni deo procesa razvoja i ne može se posmatrati odvojeno od njega“ (*Deklaracija o životnoj sredini i razvoju*, Rio de Žaneiro, Ujedinjene nacije, 2019). Predstavnici 154 države koje su učestvovala na konferenciji kao osnovni uzrok klimatskih promena naveli su aktivnosti ljudi. Na ovoj konferenciji usvojena je *Konvencija UN o klimatskim promenama* (UNFCCC), počela je da se primenjuje od 1994. godine. Njen glavni cilj je stabilizacija CO₂ emisija do nivoa koji bi sprečio njihov opasan uticaj na klimu.

Prve obaveze u vezi sa ograničavanjem emisije pojavile su se u Kjoto protokolu, koji je počeo da se primenjuje od 2005. godine. Ovaj dokument su ratifikovale 192 države, ali države koje su glavni zagađivači odbile su da ga ratifikuju. Obavezu da smanji emisiju za 5% do 2008–2012. u poređenju sa 1990. preuzelo je na sebe 37 zemalja. Uvedeni su mehanizmi za podsticaj.

Na narednim samitima UN-a ciljni pokazatelji smanjenja emisija su se povećavali. Niz zemalja i regiona postavili su sebi ambicioznije ciljeve. Tako je, na primer, Evropska unija 2009. godine usvojila *Direktivu o promociji energenata iz obnovljivih izvora energije* (2009/28/EU) i postavila cilj za 2020. godinu: smanjenje CO₂ emisija za 20% u odnosu na nivo iz 1990. i rast udela OIE u finalnoj potrošnji na 20%. Nakon toga, da bi odgovorila na ovaj izazov i nastavila da vodi globalnu energetska tranziciju, Komisija je u novembru 2016. godine predložila set ambicioznih novih pravila pod nazivom „Paket čiste energije za sve Evropljane“. Ovim paketom Komisija je obuhvatila svih pet dimenzija energetske sigurnosti Energetske unije, unutrašnje energetska tržište, energetska efikasnost, dekarbonizaciju privrede i istraživanje, inovacije i konkurentnost. Paket se prvenstveno sastoji od sledećih elemenata: energetska efikasnost, više obnovljivih izvora, bolje upravljanje Energetskom unijom, više prava za potrošače i pametnije i efikasnije tržište električne energije. Redefinisana direktiva o energetska efikasnosti postavlja novi, viši cilj, a to je učešće od 32,5% obnovljivih izvora energije do 2030. godine. Paket čiste energije za sve Evropljane uključuje osam različitih zakonodavnih predloga.

Pariski klimatski sporazum usvojen je u decembru 2015. nakon 21. konferencije UNFCCC i podržali su ga predstavnici 197 država članica UNFCCC-a. Ovaj sporazum je zamenio Kjoto protokol. Glavni cilj ovog sporazuma jeste zadržavanje porasta globalne prosečne temperature ispod 2°C (predindustrijski nivo) i maksimalni naponi za ograničavanje rasta temperature do vrednosti od maksimalno 1,5°C.

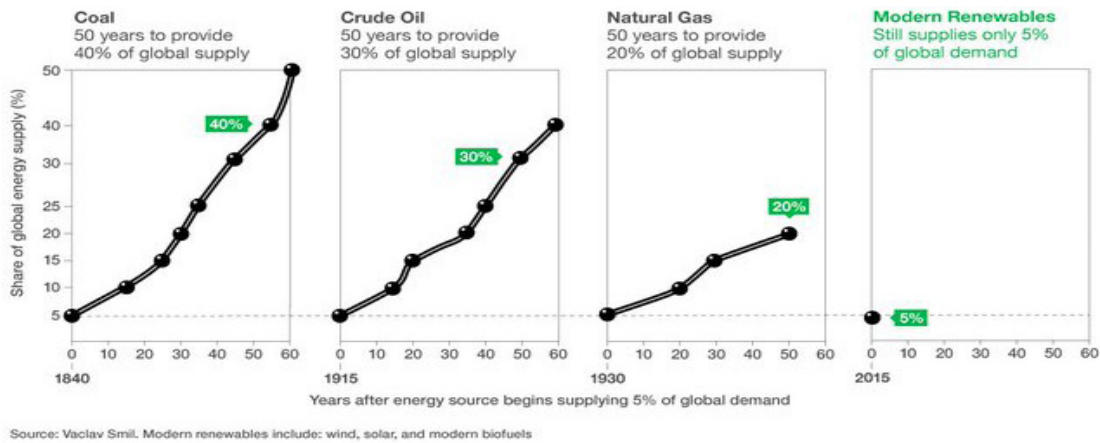
Istovremeno, sa intenziviranjem rada u oblasti klimatskih promena od strane UN, stvorene su različite organizacije koje su pozvane da pruže objektivne, naučno utemeljene informacije u oblasti klime.

Jedna od takvih organizacija pri UN jeste Međunarodni panel za klimatske promene (IPCC), koji je postao glavni izvor informacija o posledicama i opasnostima

od klimatskih promena i o njenom antropogenom karakteru. Publikacije *The International Panel on Climate Change* (IPCC) u osnovi su pregovaračkog procesa na klimatskim samitima UN-a.

U jednom od poslednjih izveštaja (V. Masson-Delmotte et al., 2018), eksperti IPCC-a su izjavili da je svetskom stanovništvu ostalo svega nekoliko decenija da uspori brzinu globalnog zagrevanja i ograniči porast prosečne temperature. Kako bi dokazao da je neophodno donošenje hitnih mera, IPCC navodi vrednost takozvanog preostalog ugljeničnog budžeta (engl. *remaining carbon budget*), tj. maksimalnu globalnu emisiju koja se može ispuštati u atmosferu pre prekoračenja porasta globalne temperature za 2°C.

Prema jednom radu (Vaclav Smil, 2016), pod terminom energetska tranzicija može da se podrazumeva promena strukture primarne potrošnje energije i prelazak sa postojećeg snabdevanja energijom na novo stanje sistema. Autor tvrdi da je u svetu bilo ukupno četiri energetske tranzicije od 1840. godine i da se trenutno odvija četvrta (slika 2.2.5.1).

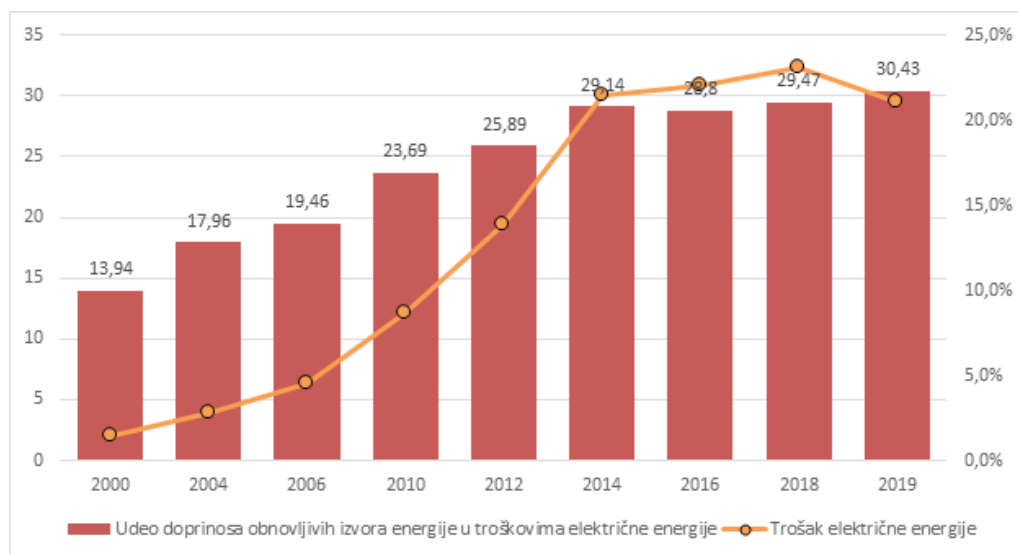


Slika 2.2.5.1: Stadijumi energetske tranzicije u svetu (Vaclav Smil, 2016)

U Nemačkoj je termin energetska tranzicija postao zajednička imenica i poznat je još od 1980. godine (Jaria i Manzano, 2016). U svetu se pak on aktivno koristi nakon havarije u japanskoj nuklearnoj elektrani u Fukušimi 2011. godine. U oblasti zakonodavstva koje se tiče obnovljivih izvora energije Nemačka je jedan od svetskih lidera. Još 1991. godine za obnovljive izvore energije primenjena je prva u svetu povlašćena tarifna šema, a već 2000. godine ovaj sistem je zamenjen prvim pravim Zakonom o obnovljivoj energiji (*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG*), koji je omogućio privlačenje investitora u industriju OIE (uglavnom u proizvodnju električne energije), zahvaljujući tzv. „zelenim tarifama“, koje su nekoliko puta više od tržišnih cena. U Nemačkoj je 2019. godine doneta dugoročna strategija zaštite klime, prema kojoj je planirano smanjenje emisije CO₂ za 55% do 2030. godine u odnosu na količinu emisija iz 1990, a do 2050. godine planirano je da se postigne ugljenična neutralnost. Treba napomenuti da se paralelno sa realizacijom strategije za niskougljenični razvoj, povećava cena električne energije za krajnjeg korisnika (slika 2.2.5.2).

Nemačka je tokom poslednjih godina postala druga država u EU po cenama električne energije, uglavnom zbog rasta troškova za podršku obnovljivih izvora

energije, koji se prenose na račune potrošača. Od 2000-ih, specifični troškovi u ceni 1 kWh električne energije porasli su 30 puta, tako da do kraja 2019. već iznose petinu cene električne energije za krajnjeg potrošača.



Slika 2.2.5.2: Cena električne energije za domaćinstva u Nemačkoj i udeo doprinosa za OIE, u periodu 2000–2019. godine, u eurocent/kWh, % (desna skala) (Izvor: Baza podataka, German Association of Energy and Water Industries – BDEW, 2019)

Na nivou EU 2019. godine usvojen je ambiciozni program „Evropski zeleni dogovor“, koji ima za cilj postizanje klimatske neutralnosti do 2050. godine. Ova inicijativa EU dugoročno će uticati na smanjenje potrošnje ugljovodonika.

2.2.6 FENOMEN PROIZVODNJE UGLJOVODONIKA IZ ŠKRILJACA U SAD

SAD je zemlja sa najvećom privredom na svetu, a istovremeno je i drugi potrošač i prvi proizvođač energetske resursa na planeti. Zbog toga svi glavni procesi koji se odvijaju na energetskom tržištu SAD imaju značajan uticaj na svetsku energetiku.

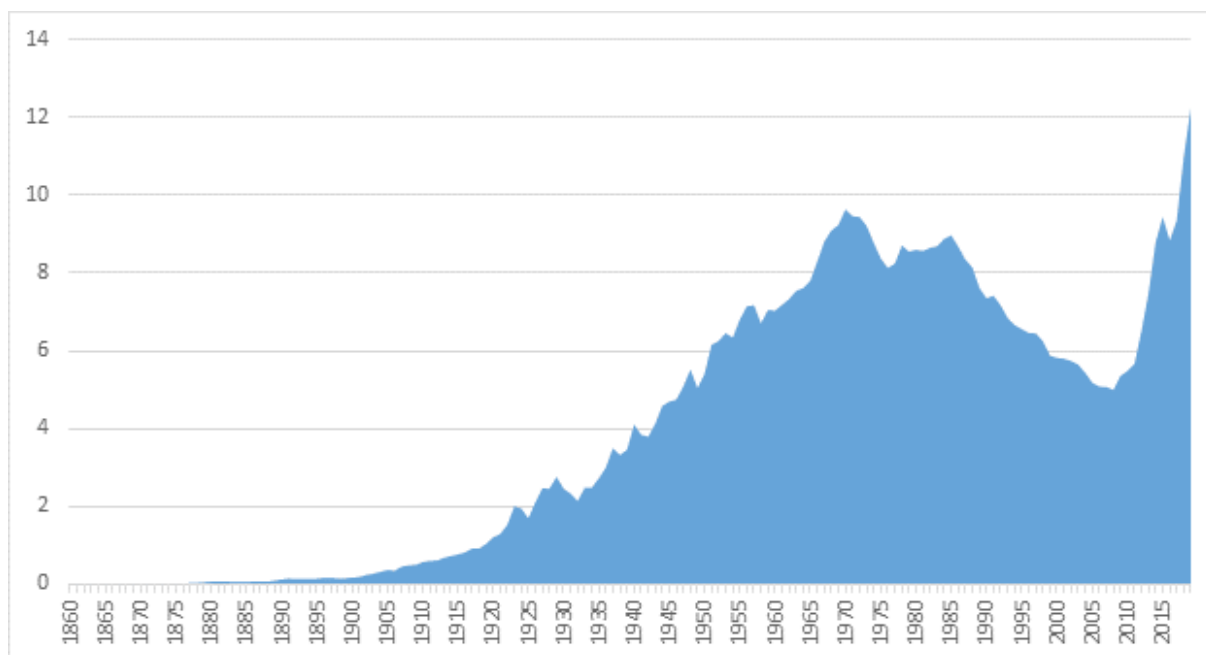
Od sredine XIX veka u američkoj privredi pojavio se i počeo razvijati naftni sektor. Od tada su njegova istorija i istorija same države čvrsto povezani. Nakon što je proizvedeno prvih hiljadu barela nafte 1860. godine, Sjedinjene Američke Države neprestano su povećavale proizvodnju nafte sve do 1970. godine, kada je dostignut lokalni vrhunac od 9,6 miliona barela dnevno (slika 2.2.6.1).

U jednoj od najpoznatijih publikacija (M. King Hubbert, 1956) posvećenih svetском naftnom sektoru, 1953. godine King Hubbert je predvideo da će vrhunac proizvodnje nafte u SAD biti dostignut u periodu 1965–1970. godine.

Pad proizvodnje tokom 1970–1976. potvrdio je njegove proračune, a naftna kriza koja se dogodila 1973. godine povećala je tenziju po pitanju mogućeg početka „vrhunca nafte“. Nakon održavanja proizvodnje na nivou od 8–9 mil. barela dnevno tokom perioda od 1976. do 1985. godine, nastavio se pad proizvodnje nafte u SAD, da bi 2005. godini dostigao svoj minimum ako se posmatra period od 55 godina, kada je iznosio 5 miliona barela dnevno.

Početak 2000-ih u SAD se uglavnom proizvodila konvencionalna nafta, a uvoz je nastavljao da raste. Pritom, uprkos činjenici da su Sjedinjene Američke Države

izvozile naftu u Meksiko i ograničene količine u Kanadu, one su ostale neto uvoznici nafte i naftnih derivata.



Slika 2.2.6.1: Proizvodnja nafte u SAD u periodu 1860–2019. godine, mil. barela dnevno
(Izvor: *Petroleum and other liquids*, EIA, 2020)

Situacija se drastično promenila kada su, objedinivši 3D seizmička istraživanja, vertikalno bušenje bušotina i višestepeno hidrauličko frakturiranje, mali američki proizvođači počeli naglo da povećavaju proizvodnju gasa iz škriljaca, a zatim i nafte iz škriljaca. Ovi procesi su razvili dugoročni trend smanjenja proizvodnje nafte u zemlji.

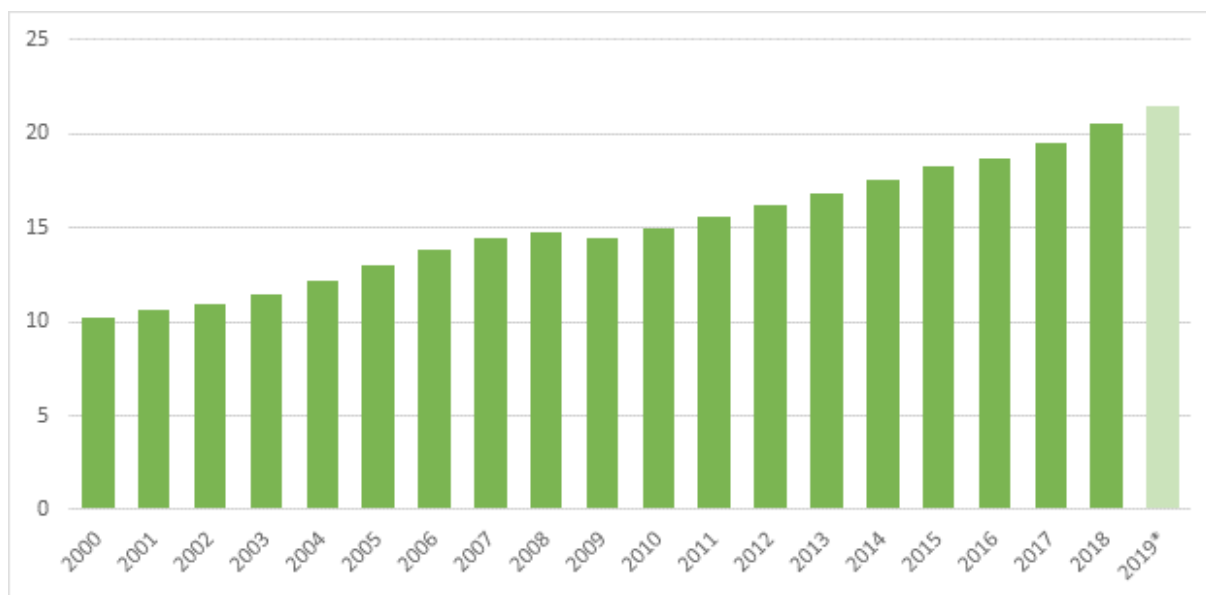
Bum u proizvodnji ugljovodonika iz škriljaca, koji je počeo u Sjedinjenim Američkim Državama sredinom 2000-ih, doveo je do globalne promene na američkom, a zatim i na svetskom energetsom tržištu. Na domaćem tržištu SAD formirao se višak nafte i gasa, što je dovelo do aktivne potrage za mogućnostima izvoza američkih resursa nafte i gasa na strana tržišta. Započeo je razvoj projekata za podsticaj izvoza TPG-a, a takođe je ukinuto ograničenje izvoza nafte, koje je bilo uvedeno nakon naftnog embarga 1973. godine.

Interesantno je da je u svom članku K. Hubert spomenuo i faktor koji je na kraju opovrgao njegovu teoriju ili je bar ograničio njeno delovanje realnim zbivanjima XX veka: „Od sredine prošlog veka energiji dobijenoj iz uglja pridružile su se energija iz nafte i prirodnog gasa i ograničena količina iz škriljaca“ (M. King Hubbert, 1956). Upravo su gas i nafta iz škriljaca u novom milenijumu postali osnova za rast američke naftne industrije i važan faktor oporavka realnog sektora privrede u celini (slika 2.2.6.2).

Zanimljiva je činjenica da se ponavljanje „čuda iz škriljaca“ nikada nigde nije desilo. Jedna od važnih komponenti za ovaj američki fenomen postala je finansijska politika SAD i njena uloga u svetskom finansijskom sistemu.

U periodu 2000–2019. godine BDP Sjedinjenih Država smanjio se samo jednom: tokom svetske finansijske krize 2009. godine, kada je privreda SAD opala za 2%. Bez

obzira na to, zahvaljujući obimnom programu kvantitativnih olakšica (QE1) za otкуп obezvređenih obveznica, Federalne rezerve SAD su uspostavile rast privrede, a već 2010. godine je BDP Sjedinjenih Država prevazišao pad i premašio pokazatelje iz 2008. godine.



Slika 2.2.6.2: BDP Sjedinjenih Država u trenutnim cenama, u hiljadama milijardi dolara
(Izvor: Gross Domestic Product Bureau of Economic Analysis – BEA, 2020)

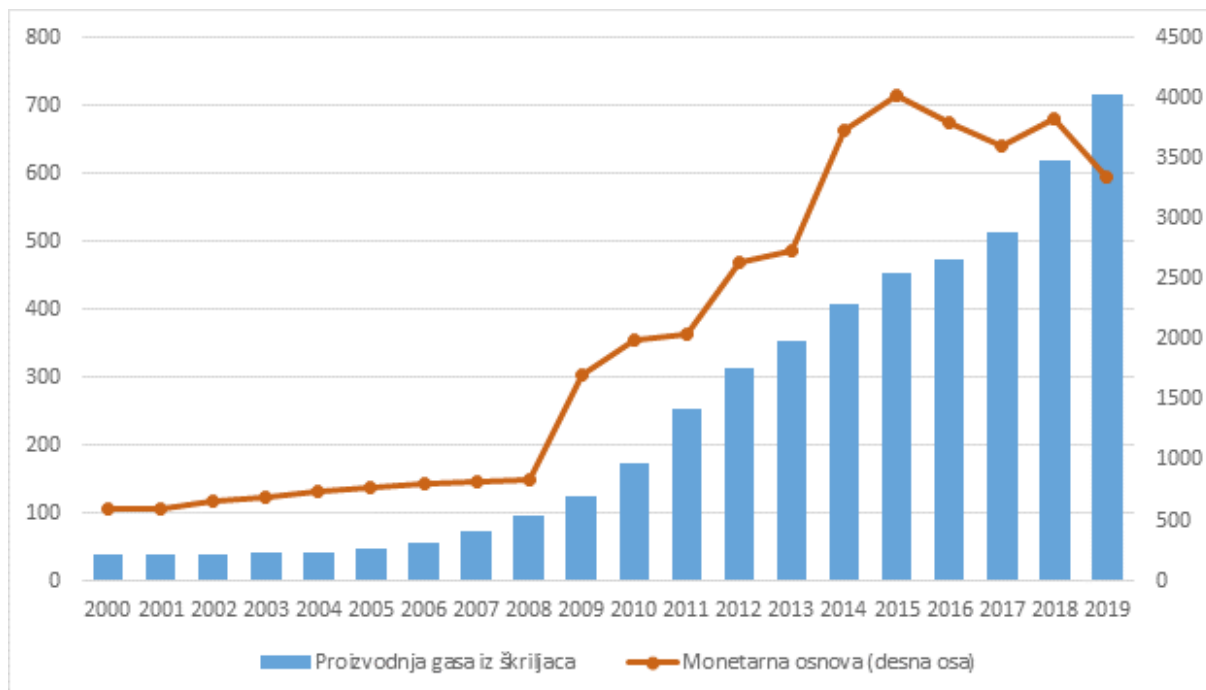
Da bi se učvrstio rast tokom 2010. i 2012. godine sprovedena su još dva manja programa kvantitativnih olakšica (QE2, QE3). Programi QE1, QE2, QE3 povećali su obim monetarne baze u privredi zemlje i podstakli potražnju potrošača.

Mnogi analitičari rast proizvodnje gasa iz škriljaca pripisuju dostupnosti kreditnih sredstava zbog povećanja monetarne baze. Statistička analiza ove pojave govori o tome da je koeficijent korelacije pokazatelja monetarne baze i proizvodnje gasa iz škriljaca u periodu 2008–2015. godine iznosio 0,98. Sa povećanjem monetarne baze povećava se količina slobodnih sredstava u privredi i ona se raspoređuju po različitim sektorima. U ovom slučaju, može se pretpostaviti da su velike količine slobodnih sredstava korišćene u sektoru proizvodnje ugljovodonika iz škriljaca (slika 2.2.6.3).

Zahvaljujući uslovima koji su stvoreni za kompanije koje se bave proizvodnjom iz škriljaca, komercijalno rentabilne rezerve nafte iz škriljaca bile su prilično velike, a njihova vrednost, prema Upravi za energetske informacije SAD (US EIA), zavisi od tehnološkog napretka u naftnom sektoru. Prema poslednjim ocenama (*Assumptions to the Annual Energy Outlook 2020: Oil and Gas Supply Modul – EIA, 2020*) na dan 1. januar 2018. godine količina dokazanih rezervi nafte u SAD iznosi 42 mlrd. barela. Osim toga, rezerve se održavaju uz pomoć stalnog dodatnog istraživanja. Ako je 2008. godine proizvodnja nafte u SAD iznosila svega 5 mil. barela dnevno, 2019. godine ona je iznosila 12,2 mil. barela dnevno – rast od skoro 2,5 puta za nešto više od jedne decenije. Pritom je već 63% nafte proizvedene u zemlji činila nafta iz škriljaca. Ovakve promene nisu mogle proći bez posledica.

Decenijama je spoljna politika SAD građena na shvatanju postojanja zavisnosti zemlje od izvoznika nafte. Diversifikacija energetske bilansa zemlje, kao i izvora isporuka nafte, u velikoj meri je odredila ponašanje SAD na međunarodnoj areni.

Rast proizvodnje nafte iz škriljaca i smanjenje uvoza nisu mogli da se ne odraze na politiku SAD. Povećani pritisak na Iran i Venecuelu, zaoštavanje odnosa sa Rusijom, trgovinski rat sa Kinom jesu neke od posledica činjenice da su Sjedinjene Države uspele do 2019. godine da u potpunosti obezbede svoju energetska sigurnost zahvaljujući unutrašnjim resursima, pre svega ugljovodonicima iz škriljaca.



Slika 2.2.6.3: Monetarne baze (mlrd. dolara) i proizvodnja gasa iz škriljaca u SAD – bcm
(Izvor: Economic research, Monetary Base, Federal Reserve Bank of St. Louis, 2020)

Do 2019. godine Sjedinjene Države postale su neto izvoznik kako nafte i naftnih derivata, tako i prirodnog gasa. Ipak, neočekivani razvoj događaja u svetskoj privredi i energetici početkom 2020. pokrenuo je mnoga pitanja, uključujući i pitanje održivosti američke naftne i gasne industrije na duži rok.

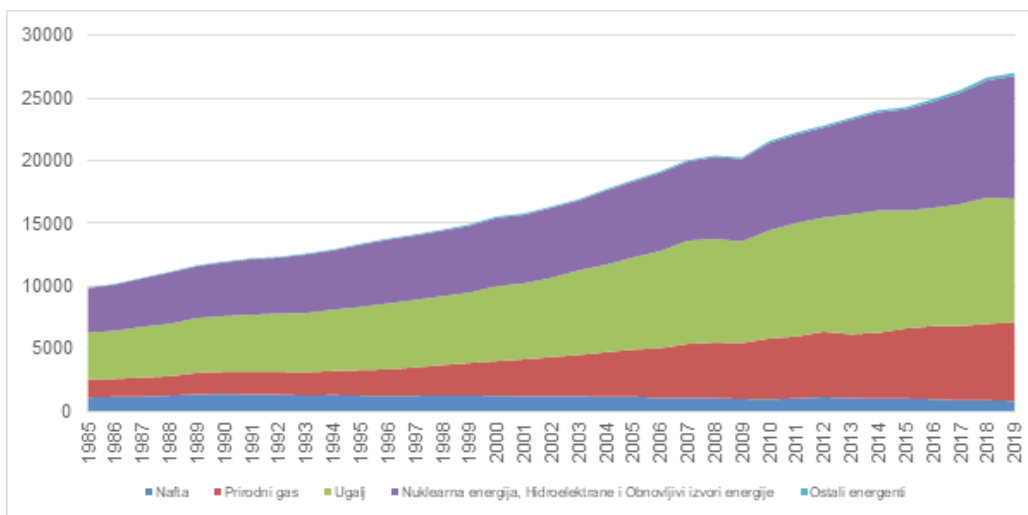
2.2.7 KORIŠĆENJE ENERGENATA U PROIZVODNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE

Proizvodnja električne energije u svetu

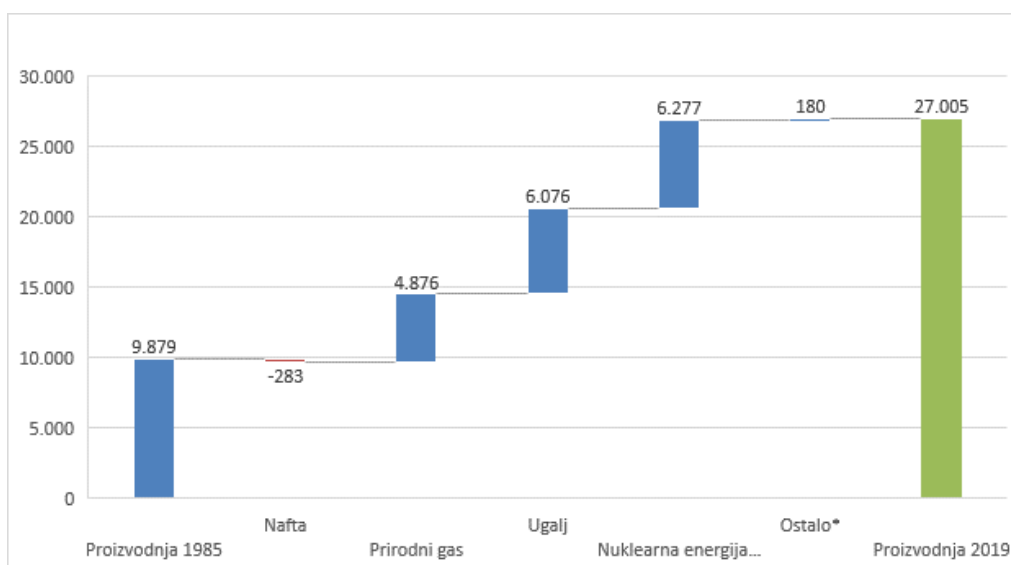
Ovaj vid energije u svetu ima konstantan rast u poslednje tri decenije (slika 2.2.7.1), te je proizvodnja sa nivoa od 9.897 TWh, koliko je iznosila 1985. godine, povećana na 27.005 TWh u 2019. godini.

Na ovaj rast od 17.125 TWh u najveće meri uticali su: rast proizvodnje iz nuklearnih elektrana, hidroelektrana i obnovljivih izvora energije (6.277 TWh), rast proizvodnje električne energije iz uglja (6.076 TWh) i rast proizvodnje električne energije iz prirodnog gasa (4.876 TWh), kako je prikazano na slici 2.2.7.2.

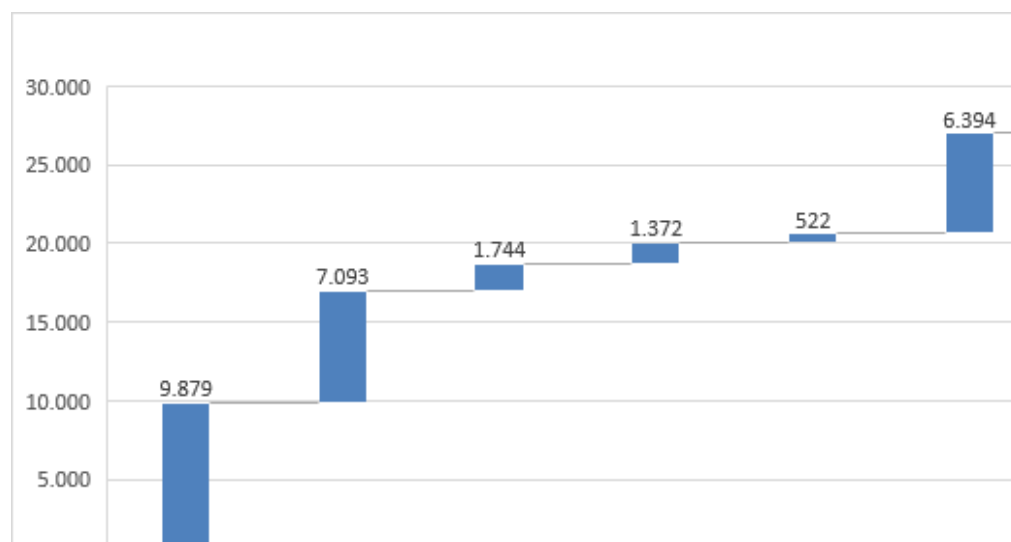
Posmatrano po zemljama, na ovaj rast je najviše uticao rast proizvodnje električne energije u Kini, SAD, Indiji i Južnoj Koreji (slika 2.2.7.3).



Slika 2.2.7.1: Proizvodnja električne energije u svetu po energentima u periodu od 1985. do 2019. godine – TWh
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

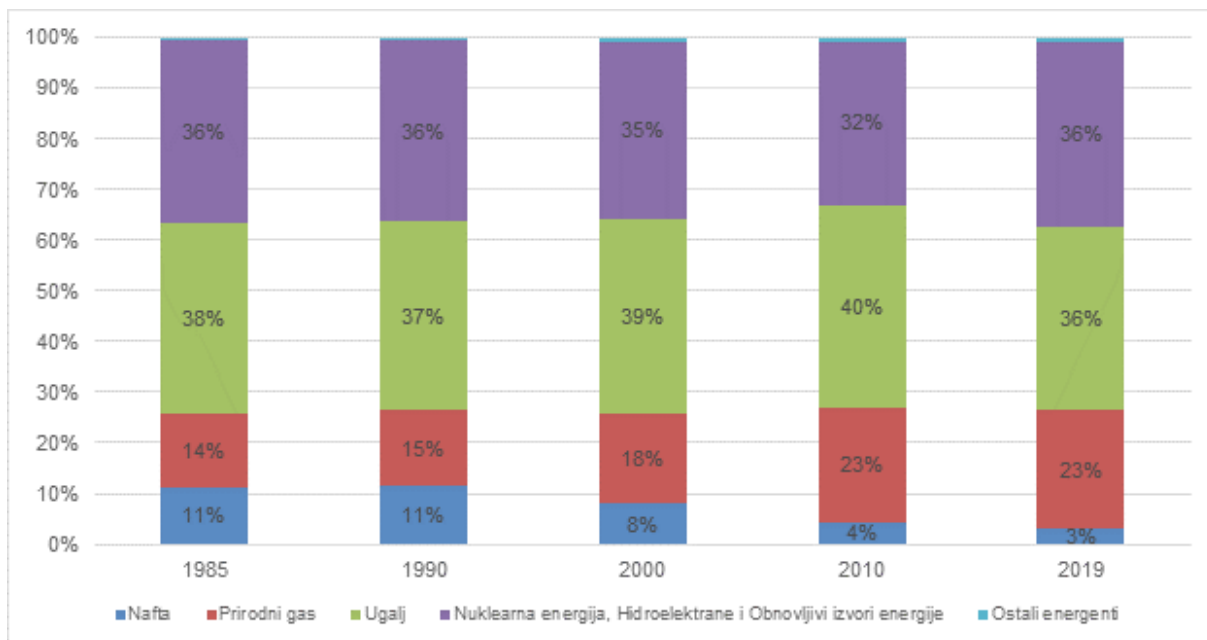


Slika 2.2.7.2: Rast proizvodnje električne energije u svetu po energentima (2019. prema 1985. godini) – TWh
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))



Slika 2.2.7.3: Rast proizvodnje električne energije u svetu po zemljama (2019. prema 1985. godini) – TWh
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

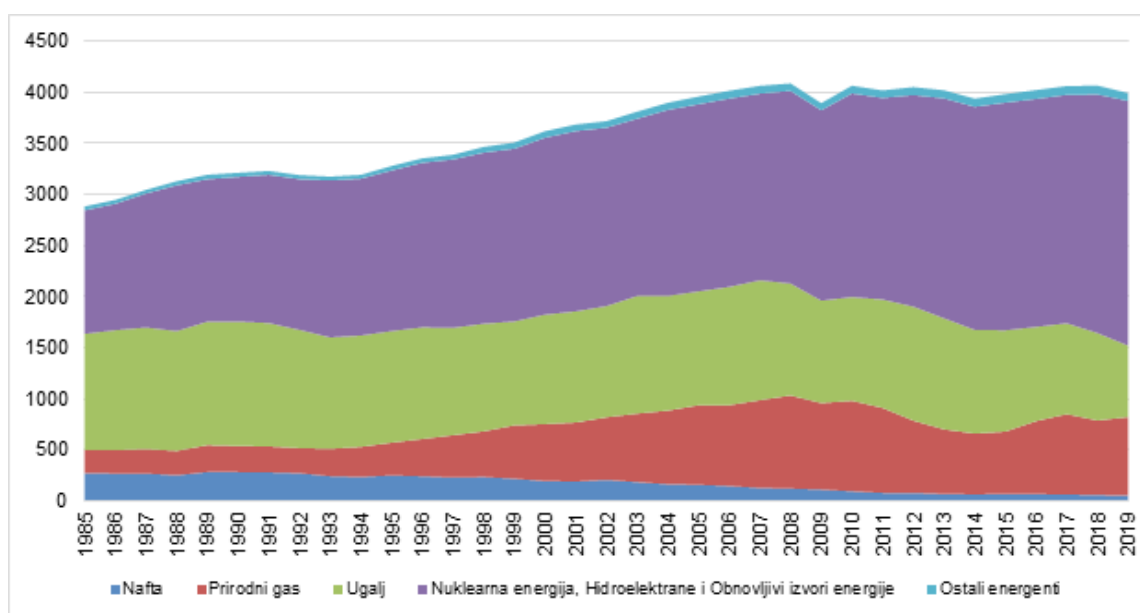
Gledano prema učešću pojedinih vrsta energenata u ukupnoj proizvodnji električne energije, nešto je izmenjena struktura. Učešće proizvodnje električne energije iz prirodnog gasa povećano je sa 14% na 23%, dok je učešće nafte kao energenta u proizvodnji električne energije smanjeno sa 11% na 3%, a uglja sa 38% na 36% (slika 2.2.7.4).



Slika 2.2.7.4: Struktura proizvodnje električne energije u svetu po energentima po dekadama u periodu od 1985. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

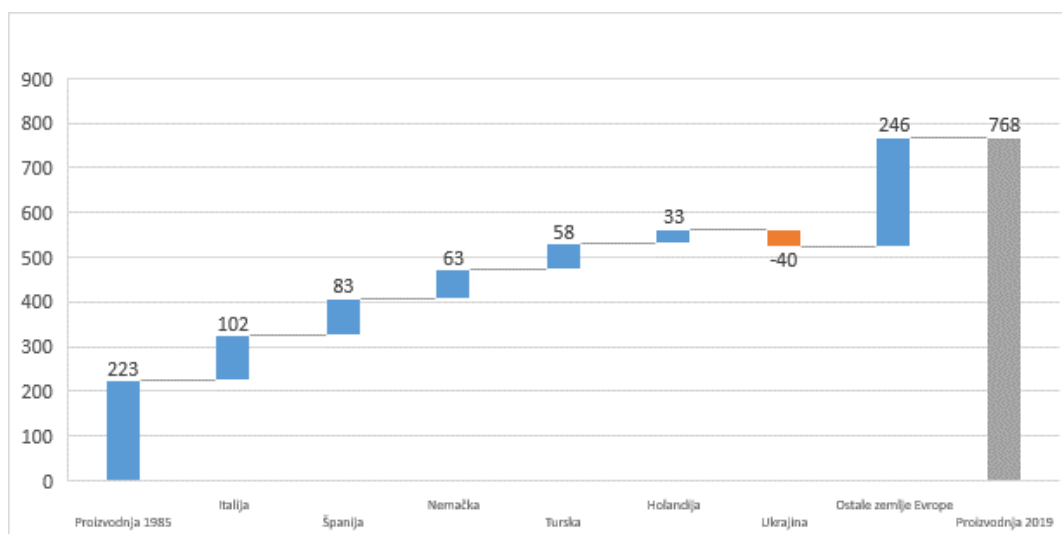
Proizvodnja električne energije u Evropi

Proizvodnja ovog vida energije u Evropi, baš kao i u svetu, ima konstantan rast u poslednje tri decenije (slika 2.2.7.5), te je proizvodnja sa nivoa od 2.884 TWh, koliko je iznosila 1985. godine, povećana na 3.993 TWh u 2019. godini.



Slika 2.2.7.5: Proizvodnja električne energije u Evropi po energentima u periodu od 1985. do 2019. godine – TWh (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

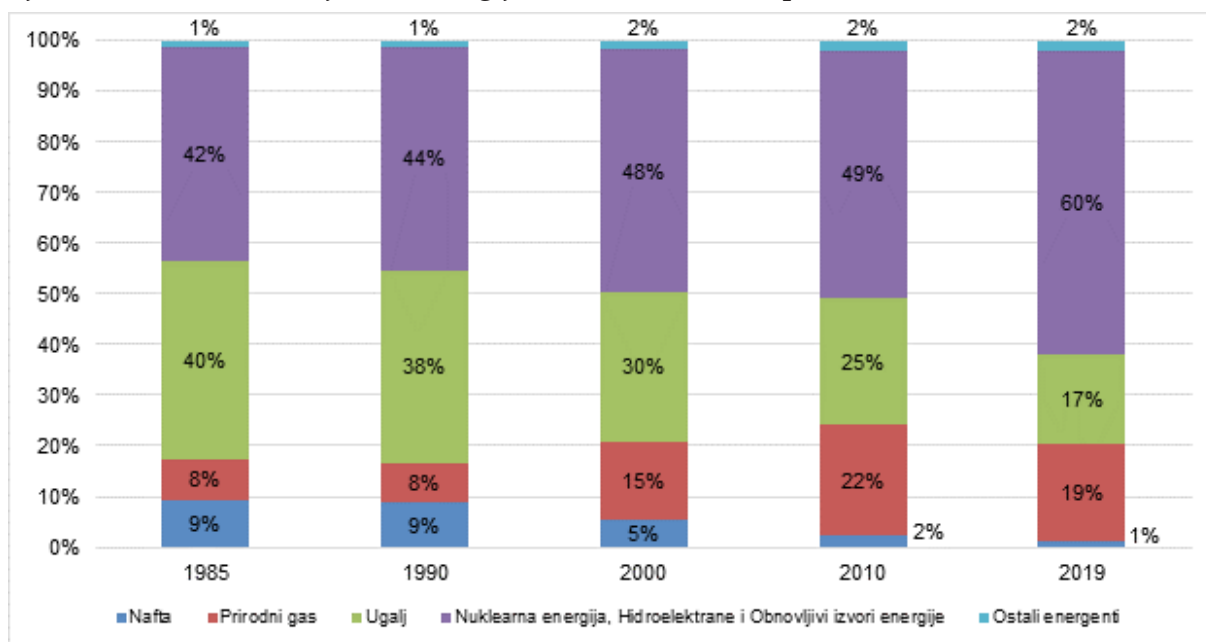
Na ovaj rast od 1,110 TWh uticao je u najvećoj meri rast proizvodnje iz nuklearnih elektrana, hidroelektrana i obnovljivih izvora energije (1.188 TWh), ali i rast proizvodnje električne energije iz prirodnog gasa (545 TWh), kako je prikazano na slici 2.2.7.6.



Slika 2.2.7.6: Rast proizvodnje električne energije u Evropi po energentima (2019. prema 1985. godini) – TWh (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Posmatrano po zemljama, na ovaj rast je najviše uticao rast proizvodnje električne energije u Turskoj, Španiji, Italiji, Nemačkoj i Holandiji.

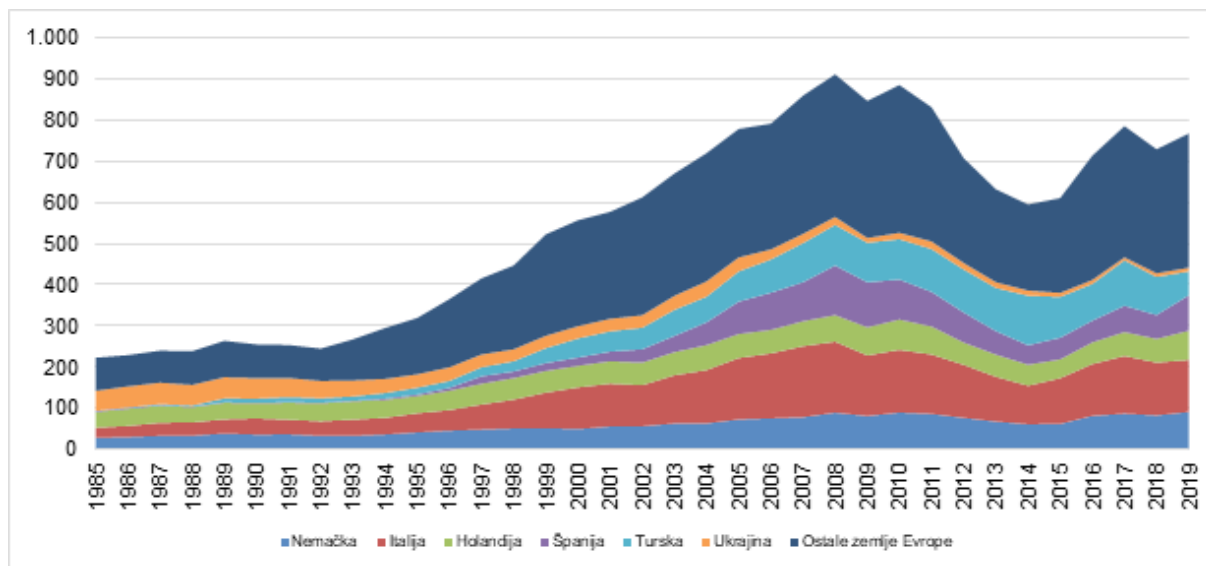
Gledano prema učešću pojedinih vrsta energenata u ukupnoj proizvodnji električne energije, značajno je izmenjena struktura. Učešće proizvodnje električne energije iz nuklearnih elektrana, hidroelektrana i obnovljivih izvora energije povećano je sa 42% na 60%, učešće prirodnog gasa u proizvodnji električne energije povećano je sa 8% na 19%, dok je učešće uglja i nafte zabeležilo pad (slika 2.2.7.7).



Slika 2.2.7.7: Struktura proizvodnje električne energije u Evropi po energentima po dekadama u periodu od 1985. do 2019. godine (Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

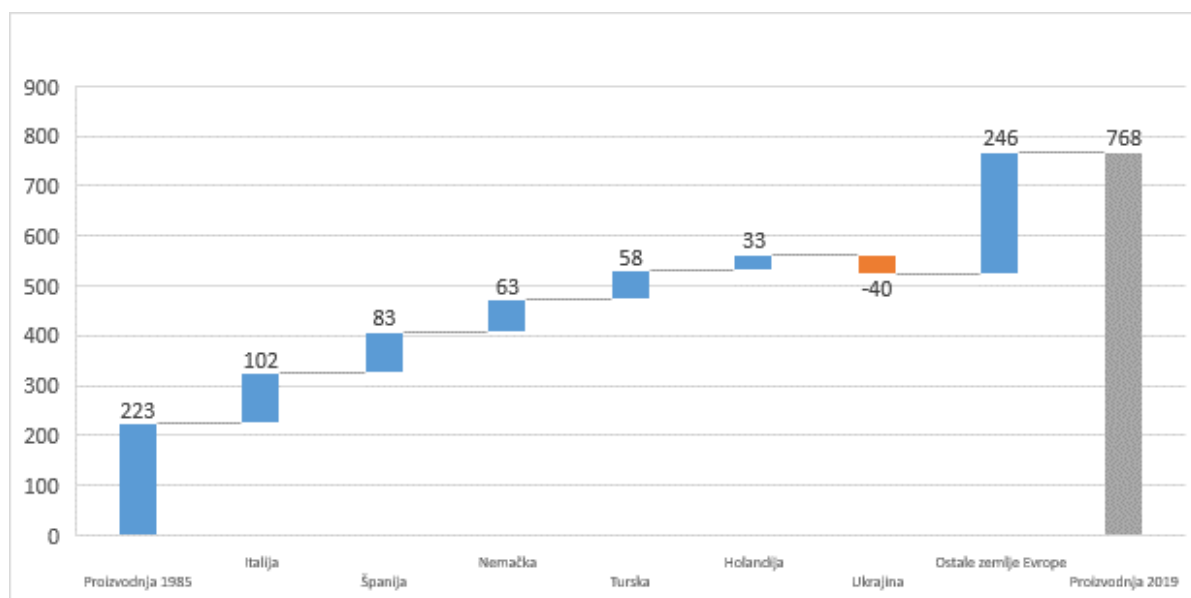
Proizvodnja električne energije iz prirodnog gasa u Evropi

Proizvodnja električne energije iz prirodnog gasa u Evropi, baš kao i u svetu, ima konstantan rast u poslednje tri decenije, te je proizvodnja sa nivoa od 223 TWh, koliko je iznosila 1985. godine, povećana na 768 TWh u 2019. godini (slika 2.2.7.8).



Slika 2.2.7.8: Proizvodnja električne energije iz prirodnog gasa u zemljama Evrope u periodu od 1985. do 2019. godine – TWh
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Na ovaj rast od 545 TWh uticao je u najvećoj meri rast proizvodnje u zemljama prikazanim na slici 2.2.7.9.



Slika 2.2.7.9: Rast proizvodnje električne energije iz prirodnog gasa u Evropi po zemljama (2019. prema 1985. godini) – TWh
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

2.3 NOVE METODE BORBE NA SVETSKIM TRŽIŠTIMA ENERGENATA (SANKCIJE PROTIV IRANA, VENECUELE I RUSIJE)

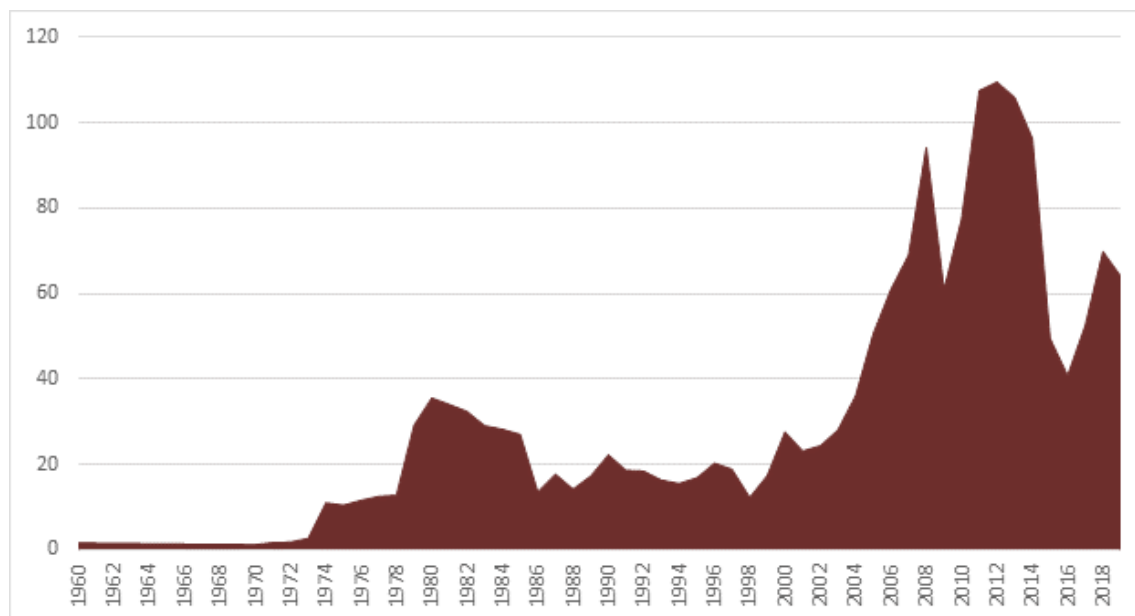
Nakon završetka Drugog svetskog rata, ključna institucija s pravom da uvodi međunarodne sankcije jeste Savet bezbednosti UN (SB OUN), koji, prema poglavlju VII Povelje UN, može da uvede prinudne mere radi održavanja ili uspostavljanja međunarodnog mira i bezbednosti. Savet bezbednosti uvodi sankcije u cilju obezbeđenja mirnih procesa tranzicija, sprečavanja protivustavnih promena, suzbijanja terorizma, zaštite ljudskih prava i podsticaja režima neširenja (*United Nations Security Council, Fact sheets*, 2020). Međutim, uprkos postojanju Saveta bezbednosti UN, čiji su SAD stalni član od trenutka osnivanja organizacije, ova država je aktivno primenivala jednostrane sankcije protiv drugih država. Najpoznatiji i najduži je režim američkih sankcija uveden protiv Kube, koji je započeo embargom na isporuku oružja 1958. godine i koji se proširio na celokupnu trgovinu 1962. godine. Sankcije protiv Kube su i sada na snazi.

Prva posleratna primena sankcija koje su direktno povezane sa borbom za energente, bio je britanski embargo na naftne proizvode iz Irana. Nakon imenovanja na funkciju premijera, M. Mosadek je izvršio nacionalizaciju ove britanske naftne kompanije. Zauzvrat, Velika Britanija je uvela embargo, koji su podržale Sjedinjene Države, a već 1953. godine, tokom vojnog puča sponzorisanog od strane američke i britanske tajne službe, M. Mosadek je uhapšen i smešten u kućni pritvor, gde je ostao do svoje smrti 1967. godine.

Ma kako paradoksalno zvučalo, najznačajnije sankcije, koje su bitno uticale na celokupnu svetsku energetiku i u velikoj meri odredile sadašnju strukturu svetskog energetskeg bilansa, nisu uvele SAD i njihovi saveznici, već su, naprotiv, bile uvedene protiv ovih zemalja. Naime, 17. oktobra 1973. arapske zemlje, članice organizacije koja je bila prethodnica OPEC, kao i Egipat i Sirija, objavile su da neće isporučivati naftu državama koje podržavaju Izrael tokom Jomkipurskog rata. Među ovim državama su bile SAD, Velika Britanija, Kanada, Holandija, Japan i dr. Rezultat embarga i pada proizvodnje koji je usledio za proizvođače nafte u Persijskom zalivu bilo je četvorostruko povećanje cena nafte (koje su dostigle 12 \$/barela) tokom naredne godine (slika 2.3.1).

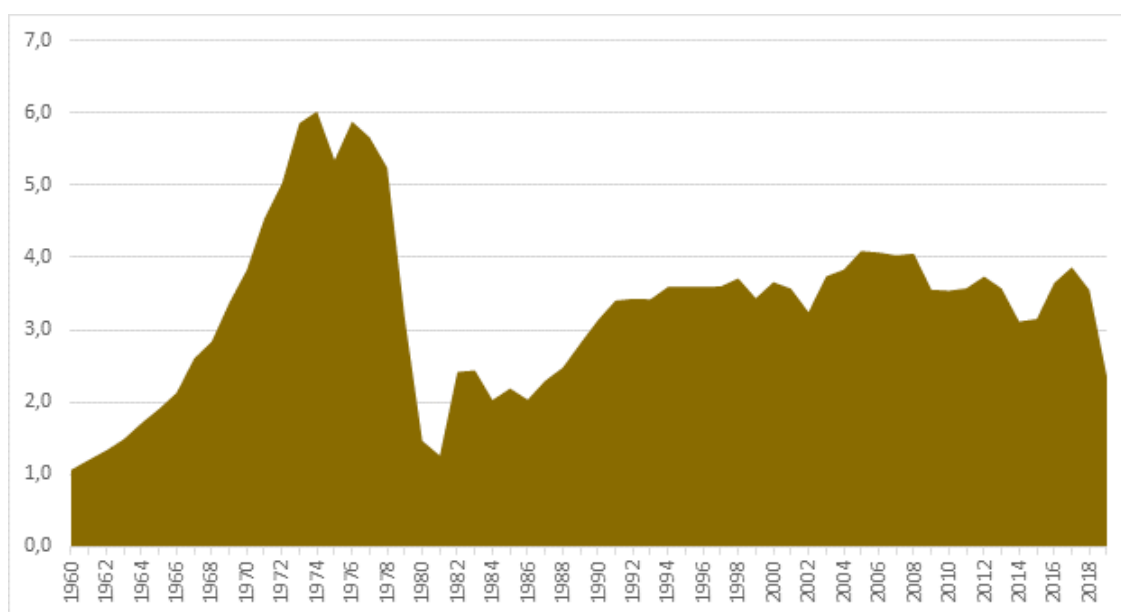
Naftna kriza pokazala je fatalnu zavisnost zemalja uvoznica od proizvođača nafte i podstakla sprovođenje zajedničke politike Sjedinjenih Država i njenih evropskih saveznika u cilju obezbeđenja njihove energetske sigurnosti. Jedna od prvih odluka u ovoj oblasti bila je stvaranje, u vidu protivteže ORES, 1974. godine, Međunarodne agencije za energetiku, inicirano od strane SAD u cilju odbrane interesa uvoznika nafte i potrebe da se izvrši preraspodela naftnih rezervi za slučaj da se kriza u snabdevanju ponovi.

Treba napomenuti da je uvođenje embarga od strane zemalja Persijskog zaliva imalo i ekonomske implikacije u vezi sa izlaskom SAD iz Bretonvudskog sporazuma i čvrste vezanosti kursa dolara za zlato. Usled napuštanja zlatnog standarda od strane SAD i obezvređenja američke valute koje je za tim usledilo, države izvoznice nafte pretrpele su značajne gubitke, pošto su prihodi od prodaje nafte pretežno bili nominovani u američkim dolarima. Sa ekonomskog stanovišta, uvedeni embargo i posledični rast cena nafte omogućili su proizvođačima nafte da nadoknade gubitke od devalvacije svetske rezervne valute, koju američki dolar predstavlja i danas.



Slika 2.3.1: Cene nafte (korpa ORES) u periodu 1960–2019. godine, dolar/barel
(Izvor: www.statista.com/statistics/262858/change-in-opec-crude-oil-prices-since-1960)

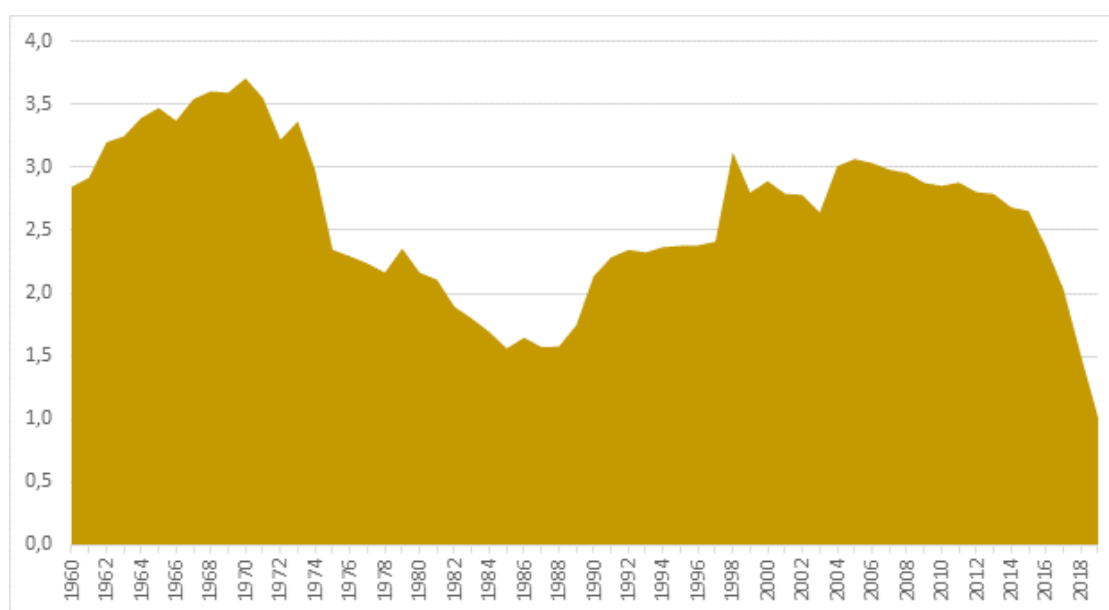
Naftna kriza, koja je rezultirala nedostatkom goriva na američkim i evropskim benzinskim stanicama u leto 1973. godine, nanela je značajan udarac uobičajenom načinu života u razvijenim zemljama. Još jedan udar predstavljao je gubitak, jer su 1979. godine Sjedinjene države uvele sankcije Iranu, nakon islamske revolucije koja se tamo odigrala, a nakon koje je usledila nacionalizacija svih inostranih naftnih kompanija koje posluju u zemlji. Sankcije protiv Irana su se pooštrevale sve do 2010. godine, ali 2015. godine je između Irana, s jedne strane i pet stalnih članica SB OUN, kao i Nemačke, sa druge, sklopljen sporazum, prema kojem se Iran obavezao da će obustaviti svoj nuklearni program. Sporazum nije dugo trajao i već 2018. godine administracija novog američkog predsednika D. Trampa povukla se iz sporazuma sklopljenog 2015. godine. Kao i 1979. godine, uvedeni embargo se negativno odrazio na naftni sektor Islamske republike (slika 2.3.2).



Slika 2.3.2: Proizvodnja nafte u Iranu u periodu 1960–2019. godine, mil. barela dnevno
(Izvori: *Monthly oil market report*, OPEC, 2020 i *Oil data upstream*, OPEC, 2020)

Istorija Venecuele u mnogo čemu podseća na događaje u Iranu, prenete u latino-američku stvarnost 2000-ih. Nakon dolaska na vlast 1999. godine, predsednik Venecuele H. Čavez pokrenuo je proces nacionalizacije naftnih kompanija koje posluju u zemlji.

Do 2007. godine ovaj proces uticao je na američke naftne kompanije, koje se nisu složile sa ponuđenim uslovima (manjinski paket u zajedničkim preduzećima sa Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)). Prve sankcije u vidu embarga na isporuku oružja SAD su uvele Venecueli 2006. godine. Od tada se protiv ove države i dalje uvode nove restriktivne mere, uključujući ograničavanje i blokiranje svih aktiva venecuelanske nacionalne naftne kompanije PDVSA, koje je uvedeno 2017. godine. Kao i u slučaju Irana, sankcije SAD negativno su se odrazile na naftni sektor Venecuele (slika 2.3.3). Pritom je pad proizvodnje nafte ove latinoameričke zemlje bio mnogo ozbiljniji nego kod Irana.



Slika 2.3.3: Proizvodnja nafte u Venecueli u periodu 1960–2019. godine, mil. barela dnevno (Izvori: Monthly oil market report, OPEC, 2020 i Oil data upstream, OPEC, 2020)

Pritisak koji Sjedinjene Države vrše na Venecuelu nastavlja da raste, što je dovelo do jačanja veza između Irana i Venecuele. Nakon objave sankcija na isporuku nafte i naftnih derivata Venecueli, Iran, koji se i sam nalazi pod restriktivnim merama uvedenim od strane SAD, poslao je u maju 2020. godine konvoj od pet tankera sa 1,5 miliona barela benzina i opremom za proizvodnju i preradu nafte. Ova mera imala je za cilj da olakša pritisak na domaće tržište Venecuele, gde je nastala kritična situacija zbog nedostatka benzina, usled čega su se na benzinskim stanicama u gradovima Venecuele formirale kolone automobila koje su satima stajale u redu. Kao odgovor, u junu 2020. godine, Sjedinjene Države su na listu za sankcije dodale nove iranske kompanije i tankere za naftu.

Razvoj situacije u Venecueli u prvoj polovini 2020. godine ukazuje da ova zemlja najverovatnije neće moći dugo da izdrži faktičku blokadu od strane SAD. Zbog toga je verovatnoća promene vladajućih krugova Venecuele i dalje izuzetno velika, a borba za naftne rezerve zemlje će i dalje rasti u kratkoročnoj perspektivi.

Nakon raspada SSSR 1991. godine, politika SAD u Evropi je uglavnom bila usmerena na podelu potencijalnih centara moći, koji bi mogli da predstavljaju pretnju

američkoj spoljnoj politici. Ekonomska kriza u Rusiji, problemi suvereniteta i krvavi rat u Čečeniji preusmerili su fokus interesa SAD na zemlje Istočne Evrope, uključujući bivšu Jugoslaviju. Međutim, s početkom 2000-ih i postepenim oporavkom ruske privrede, naponi američkih geopolitičkih stratega usmereni su na susede Rusije, od kojih je glavni bila Ukrajina. Prema mišljenju Z. Bžežinskog, koje je on izneo u svom čuvenom delu „Šahovska tabla“ (Bžežinski, Z., 2020), bez Ukrajine Rusija nije u stanju da realizuje svoje imperijalne ambicije.

Nakon višestrukog nadvlačenja konopca između zapadnih zemalja i Rusije, 2014. godine se u Ukrajini dogodio državni udar, usled čega je na istoku zemlje izbio oružani sukob, a poluostrvo Krim je ušlo u sastav Rusije. To je bio povod za uvođenje sankcija Rusiji od strane Sjedinjenih Država i njihovih vojno-političkih saveznika. Interesantno je da su sankcije SAD u početku bile usmerene na naftnu industriju zemlje, ograničavajući pristup ruskih kompanija tehnologijama za razvoj morskih nalazišta u priobalju, od kojih se većina, prema oceni analitičara, nalazi na Arktiku, kao i tehnologijama proizvodnje nafte iz škriljaca.

Ipak, suština sankcija, kao netržišnog sredstva borbe protiv potencijalnih konkurenata, najjasnije se manifestovala u istoriji izgradnje gasovoda Severni tok 2. Uvedene kroz usvajanje odbrambenog budžeta SAD koji je predsednik D. Tramp potpisao u decembru 2019. godine, sankcije su bile usmerene na brodove-cevopolagače, koji polažu morski deo gasovoda u danskim teritorijalnim vodama – jedinom delu koji nije završen zbog neverovatno dugotrajnog usaglašavanja od strane Danske agencije za energetiku (DEA) oko zahteva projektne kompanije za polaganje gasovoda. Nakon što je Rusija najavila mogućnost samostalnog dovršetka izgradnje gasovoda i prebacivanja cevopolagača i pomoćnih plovila do mesta izvođenja radova, u Senatu SAD je iznet novi predlog zakona koji podrazumeva uvođenje sankcija svim kompanijama koje učestvuju u osiguranju radova i brodova za polaganje cevi (međunarodno osiguranje za brodove uslov je za izdavanje dozvole od strane DEA), lukama u koje će ulaziti cevopolagači i svim kompanijama koje su uključene u rad na ovom projektu.

Ekonomska pozadina ovog sukoba, koju su američki predstavnici više puta pominjali, krije se u želji američkih kompanija da potisnu Rusiju sa evropskog tržišta prirodnog gasa putem isporuka sopstvenog TPG-a. Priča sa Severnim tokom 2 daleko je od završetka, ali glavna je činjenica da se mere politički diktiranih ograničenja, bez ikakvog uzimanja u obzir interesa evropskih potrošača, primenjuju od strane trećeg lica (SAD) na komercijalne projekte u oblasti energetike druga dva međunarodna subjekta (Rusije i EU). Treba napomenuti da su u proteklih deset godina sankcije postale važan faktor u svetskoj ekonomiji i energetici, bez kojeg će predviđanje njihovog daljeg razvoja biti u najmanju ruku nepotpuno, a možda čak i pogrešno.

2.4 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Po mišljenju vodećih stručnjaka, agencija i korporacija, uloga prirodnog gasa u svetskom energetsom miksu (bilansu) neminovno će rasti. Među razlozima izdvajaju se sledeći: činjenica da odgovara ekološkim zahtevima, dokazane su značajne rezerve, relativno laka proizvodnja i transport. Potražnja za prirodnim gasom će rasti u privredi, elektroenergetici, transportu, hemijskoj industriji itd. Na osnovu

podataka Međunarodne agencije za energetiku, u poslednjih deset godina, proizvodnja prirodnog gasa u svetu povećala se za oko 20% ili za 640 milijardi m³, a u istom periodu svetska trgovina se povećala za oko 46% ili 360 milijardi m³ i dostigla više od hiljadu milijardi m³. Ključna promena u tom periodu bila je transformacija tržišta TPG-a, čiji udeo je porastao za skoro 70%, što je bilo direktno povezano i sa pojeftinjenjem (usavršavanjem) tehnologije utečnjavanja i transporta gasa.

Takođe, na osnovu obrađenih dostupnih podataka, za ključne parametre tržišta prirodnog gasa u 2019. godini mogu se izdvojiti sledeće vrednosti: potrošnja prirodnog gasa uvećana je za 2,3%, proizvodnja prirodnog gasa povećana je za 3,5%, rast tržišta TPG-a za 13%, udeo prirodnog gasa u ukupnom energetsom miksu je 24,2%, dok je prosečna cena na svetskom gasnom tržištu (Henry Hub (-18%), TTF (-38%) i JKM (-42%)) pala za 37%. Treba napomenuti da je u 2019. godini zabeležen rast potrošnje primarne energije za 1,3% u odnosu na prethodni petogodišnji prosek. Dakle, u periodu od 2010. do 2020. godine tržište prirodnog gasa ima kontinualan trend porasta i bolje cenovne konkurentnosti u odnosu na druga goriva, što rezultuje i povećanjem procenta u ukupnom globalnom energetsom miksu. Takođe, u poređenju sa drugim konvencionalnim izvorima (koji beleže pad) i obnovljivim izvorima energije, trenutno predstavlja drugi po brzini rastući izvor energije (posle obnovljivih izvora u slučaju kada se izuzme hidroenergija). Ako se porede cenovno, može se zaključiti da je prirodni gas konkurentniji zbog prevelikih podsticajnih izdataka u odnosu na obnovljive izvore energije.

U prilog ovome idu i otkrića novih ležišta prirodnog gasa, kao i izvora za podršku širenja trgovinom TPG-om. U toku 2019. godine prijavljeni su novi izvori u Rusiji (Dinkov i Nyarmeyskoye), Africi (Greater Tortue Ahmey i Orca), pacifičkoj Aziji (Kali Berau Dalam i Lang Lebah) i Mediteranu (Glaucus). Što se tiče Ujedinjenih Arapskih Emirata, u toku 2020. godine objavljeno je veliko nalazište gasa Jebel Ali (ležište od 2,3 Tm³), koje bi u potpunosti moglo da promeni energetska miks ove zemlje, stavljajući je ispred Sudijske Arabije, a iza Irana i Katara.

Generalni zaključak jeste da je tržište prirodnog gasa u prethodnoj deceniji pozitivno uticalo na energetska sigurnost i smanjenje emisija CO₂ i drugih zagađenja u vazduhu. Ovo je očigledno na primerima zamene goriva u energetskim postrojenjima koje su do sada koristile uglj, naftu i njene derivate.

2.5 LITERATURA

Andreev, Y. V. (2015) Rossiyskiy gaz i Turetskiy potok, *Власть* 5: 188–190.

Bžežinski, Z. (2020) *Velika šahovska tabla*, O. Uraljska (prev.), Ekskluzivna klasika, Izdavač AST, Moskva.

Bulatov, A. M. (2014) Problemy i perspektivy dobychi slantsevogo gaza v SSHA, *Российский внешнеэкономический вестник* 6: 56–64.

Gerish, D. P., Korchneva, O. E. (2014) Perspektivy-i-problemy-svyazannye-s-rabotkoy-i-dobychey-slantsevogo-gaza, *Вестник Пермского университета, Геология, Вып. 4 (25)*: 85–89.

Gordeev et al. (2015) Теоретические и практические аспекты ценообразования на природный газ на внутреннем и внешнем рынках, *Вопросы экономики* 1,80–102.

Gudzenko et al. (2015) Perspektivy dobychi slantseвого gaza, Геодинамика 2(19): 386–391.

Jordi Jaria i Manzano, Energy, Governance and Sustainability, The IUCN Academy of Environmental Law Series, The IUCN Academy of Environmental Law and Contributors Severally, USA, 2016

Kalmikov, A. S. (2013) Sovremennye tendentsii razvitiya mirovoy energetiki i rol magistralnogo truboprovodnogo transporta Rossii, Вестник Бурятского государственного университета 4: 153–157.

Kasatkin, R. G. (2007) Perspektivy razvitiya mirovogo rynka szhizhennogo prirodnogo gaza, Российский внешнеэкономический вестник 9: 40–45.

Klimenko, V. V., Tereshin, A. G. (2013) Сланцевый газ – энергетическое чудо или климатическая катастрофа?, История и современность 2: 136–155.

Kolosov, I. V. (2017) Ekonomicheskie perspektivy dobychi slantseвого gaza v usloviyah snizheniya urovnya tsena na energoresursy, Дискуссия – Журнал научных публикаций 4 (78): 29–35.

Kostilev, I. I., Osyanikov, M. K. (2009) Морские перевозки газа, Транспорт Российской Федерации 20: 56–58.

Liang, F. Y., Ryvak, M., Sayeed, S., Zhao, N. (2012) The role of natural gas as a primary fuel in the near future, including comparisons of acquisition, transmission and waste handling costs of as with competitive alternatives, Chem Cent J. 23; 6 Suppl. 1:S4, doi: 10.1186/1752-153X-6-S1-S4

Ogden et al. (2018) Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature, *Energy Policy*, Vol. 115: 317–329.

Smil, V. (2010) Energy Transitions: History, Requirements, Prospects (Santa Barbara, Calif.: Praeger), vii. For alternative definitions, see Benjamin K. Sovacool (2016) How Long Will It Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions, *Energy Research & Social Science*, vol. 13: 202–203.

Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H. O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J. B. R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M. I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (eds.) (2018) Summary for Policymakers. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland

Zhao, P., Zhang, M. (2018) The impact of urbanisation on energy consumption: A 30-year review in China, *Urban Climate*, Volume 24: 940–953.

2.6 IZVORI

Assumptions to the Annual Energy Outlook (2020) Oil and Gas Supply Modul – 2020 report, U.S. Energy Information Administration – EIA [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf>

Barrel Breakdown, *The Wall Street Journal*, Režim pristupa <http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/>

Bros, A. (2015) There Will Be Gas: Gazprom's Strategy of Transportation in Europe, *Russie.Nei.Reports* 21.

Cities are in the frontline for cutting carbon emissions, new IEA report finds – News (2016) International Energy Agency – IEA [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/news/cities-are-in-the-frontline-for-cutting-carbon-emissions-new-iea-report-finds>

CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2019 Highlights, International Energy Agency – IEA, Data & Publications (2019) [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://webstore.iea.org/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019-highlights>

Baza podataka, German Association of Energy and Water Industries – BDEW, 2019.

Baza podataka, Eurostat, 2019.

Baza podataka, CEDIGAZ, 2019.

Defying expectations of a rise, global carbon dioxide emissions flatlined in 2019, International Energy Agency – IEA, Press Release, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/news/defying-expectations-of-a-rise-global-carbon-dioxide-emissions-flatlined-in-2019>

Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, European Parliament, 2003. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0055>

Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (Text with EEA relevance) / European Parliament, 2009. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/73/oj>

Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, European Parliament, 1998. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1998/30/oj>

Economic research, Monetary Base, Federal Reserve Bank of St. Louis, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://fred.stlouisfed.org/tags/series?t=monetary+base%3Busa>

Hubbert, M. (1956) Nuclear energy and fossil fuels, Spring Meeting of the Southern District Division of Production, American Petroleum Institute, 1–40 [Elektronski resurs] Režim pristupa: <http://www.energycrisis.com/Hubbert/1956/1956.pdf>

IAEA Projections for Nuclear Power Through 2050, International Atomic Energy Agency, Video presentation, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iaea.org/newscenter/multimedia/videos/iaea-projections-for-nuclear-power-through-2050>

Monthly oil market report, Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

Nuclear power status 2018, International Atomic Energy Agency – IAEA, Regional statistics chart, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://pris.iaea.org/pris/19-01767E_POS_PRIS_NPS_map_2018_FINAL2.pdf

Oil data upstream, Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC, Interactive charts, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://asb.opec.org/ASB_Charts.html?chapter=10s_factsheets.pdf

Petroleum and other liquids, U.S. Energy Information Administration – EIA, Data base, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrfpus2&f=a>

Rio deklaracija o životnoj sredini i razvoju, Ujedinjene nacije, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/declarations/riodecl.shtml

Statistical Review of World Energy, BP Report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Subsidiary organs of the United Nations security council, United Nations security council, Fact sheets, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.un.org/securitycouncil/sites/www.un.org.securitycouncil/files/subsidiary_organ_factsheets.pdf

The database on nuclear power reactors, International Atomic Energy Agency, Data base, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://pris.iaea.org/pris/>

World Energy Outlook 2019 highlights deep disparities in the global energy system, International Energy Agency – IEA, Press Release, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/news/world-energy-outlook-2019-highlights-deep-disparities-in-the-global-energy-system>

World Energy Outlook 2019 highlights deep disparities in the global energy system, International Energy Agency – IEA, Press Release, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/news/world-energy-outlook-2019-highlights-deep-disparities-in-the-global-energy-system>

World Population Prospects 2019, United Nations – Department of Economic and Social Affairs [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://population.un.org/wpp/>

World energy balances and statistics, International Energy Agency – IEA 2020.

3. TRŽIŠTA PRIRODNOG GASA U PERIODU 2000–2020. GODINE I NJIHOVA DUGOROČNA PERSPEKTIVA

3.1 GLAVNI TRENDOVI U RAZVOJU SVETSKIH TRŽIŠTA GASA

3.1.1 FORMIRANJE PRODAJNIH CENA PRIRODNOG GASA

Prodaja prirodnog gasa, kao i formiranje njegove cene značajno se razlikuju od tržišta do tržišta. Konceptualni način formiranja cene gasa, odnosno njegovo razumevanje od ključne je važnosti za sve proizvođače energije, potrošače i regulatore, jer prirodni gas preuzima primat kao izvor energije.

Postoje značajne razlike između prodaje nafte i gasa, a one su evidentne kod određivanja cene ovih energenata, iako poseduju mnoge zajedničke karakteristike..

Nafta se prodaje u zapreminskim ili težinskim jedinicama mere, tj. u barelima ili tonama, dok se prirodni gas prodaje po m³ ili po jedinici energije. Britanska termalna jedinica (BTU), džuli (J) ili kilovat-sati (kWh) standardne su energetske jedinice putem kojih se izražava prodajna cena prirodnog gasa. Kao što je poznato, prirodni gas se crpi iz podzemnih ležišta, a kao ugljovodonično gorivo dominantno se u sastavu nalazi metan. Takođe, nalaze se i drugi teži ugljovodonici i određeni procenat nečistoća. U zavisnosti od ukupnog udela težih ugljovodonika, toplotna moć prirodnog gasa pri sagorevanju biće manja ili veća. Kupci bi trebalo da plaćaju energiju dobijenu iz gasa (nije slučaj u svim državama), a ne izmerenu količinu gasa. Takođe, za razliku od nafte, jedna od veoma važnih karakteristika prirodnog gasa jeste vrlo ujednačena specifikacija kvaliteta koja je komercijalno standardizovana i kao takva je prikazana u tabeli 3.1.1.1 (*Pravila o radu transportnog sistema prirodnog gasa*, 2014).

Tabela 3.1.1.1: Komercijalno prihvatljive karakteristike prirodnog gasa
(*Pravila o radu transportnog sistema prirodnog gasa*, 2014)

Hemijski sastav:		Molarni procenat
	Metan C ₁	minimum 90
	Etan C ₂	maksimum 4
	Propan C ₃ , Butan C ₄ , C ₄₊	maksimum 2
	Azot + ugljen-dioksid	maksimum 5
	Kiseonik	bez
Sadržaj sumpora:		
	Hidrogen-sulfid	maksimum 5 mg/Nm ³
	Merkaptan sumpor	maksimum 5,6 mg/Nm ³
	Ukupno sumpor	maksimum 20 mg/Nm ³
Tačka rose vode		- 5°C (na 40 bar)
Donja toplotna moć		33.500 +/- 1000 kJ/m ³

Kupovina i prodaja sirove nafte najvećim delom obavlja se direktno ili indirektno preko visokolikvidnih globalnih tržišta. Lokacija isporuke karakteristične vrste sirove nafte obično i definiše njenu cenu. Na primer, referentna cena sirove nafte u SAD uglavnom se odnosi na prodajnu cenu na lokaciji u Oklahomi („West Texas Intermediate“, WTI specifična vrsta nafte) i sva nafta kojom se trguje u SAD nivelisala bi se cenovno sa ovom vrednošću, te prodavala u odnosu na referentnu cenu. Sa druge strane, referentna cena nafte Brent u Evropi jeste ona koja se proizvodi u Severnom moru, a isporučuje u luci „Sullom Voe“ u Velikoj Britaniji.

Cena prirodnog gasa se, za razliku od sirove nafte, određuje na regionalnom ili lokalnom nivou, jer to zahteva karakteristika transportnog sistema prirodnog gasa. Preko 55% prirodnog gasa transportuje se gasovodima (Chandra V., 2020), te u zavisnosti od broja krajnjih potrošača, varira i cena. Ukoliko je jedan proizvođač gasa povezan gasovodom sa jednim kupcem (npr. elektranom), cena gasa bi bila dogovorena između ovih strana tako što bi proizvođač formirao cenu koja u potpunosti pokriva njegove kapitalne i operativne troškove i na nju bi dodao stopu profita koja bi zadovoljila njegove akcionare. Kupac (u ovom primeru proizvođač električne energije) pristao bi da plati cenu koja mu omogućava da ostvari razliku između cene gasa koju dobije od proizvođača i ukupnih troškova proizvodnje (kapitalnih i operativnih), plus sopstvenu potrošnju gasa. Ovaj obračun, kao i kod proizvođača prirodnog gasa, mora sadržati i dovoljan profit da se zadovolje akcionari. Međutim, i cena drugih goriva koja mogu da služe kao zamena za gas (npr. dizel ili mazut) takođe ima značajan uticaj na odluku o kupovini gasa od proizvođača, ukoliko proizvođač električne energije ima mogućnost zamene energenta.

Za specifične urbane mreže gasovoda koji povezuju veći broj pojedinačnih proizvođača i potrošača gasa, na kupoprodajne cene najveći uticaj ima odnos ponude i potražnje. Ukoliko se u zimskim mesecima najveća količina gasa koristi za grejanje prostora, cene mogu pokazivati trend rasta, dok sa druge strane, ukoliko se gas pretežno koristi za proizvodnju električne energije (za klimatizaciju), tražnja za gasom i posledično njegova cena, porašće u letnjim mesecima. Svakako, ukoliko se gas koristi od strane industrijskih potrošača, uticaj meteoroloških faktora bi bio minimalan.

Svetska gasna tržišta (slika 3.1.1.1) razvrstavaju se prema sledećim kategorijama (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020):



Slika 3.1.1.1: Grupe svetskih gasnih tržišta

1. „Gas u odnosu na gas“ tržišta (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Reč je o liberalnim gasnim tržištima koja karakteriše promenljiva cena gasa koja nije u vezi sa kretanjem cena drugih energenata, već se cena gasa određuje uzimajući u obzir regionalni odnos ponude i potražnje za gasom (gas je konkurentan gasu), te otuda i naziv „gas u odnosu na gas“.

Na ovoj vrsti tržišta karakterističan je kako veliki broj prodavaca (snabdevača), tako i veliki broj krajnjih kupaca koji učestvuju na tržištu bez intervencija vlada datih država. Gasom se trguje na otvorenim berzama, definisane su referentne cene, a same informacije o načinu formiranja cena su transparentne, lako dostupne i redovno se ažuriraju. Zbog toga su njihovi skladišni i transportni sistemi veliki i daju mogućnost izvoza i uvoza gasa izvan specifičnog tržišta. Rezultat je sigurnost trgovine po dugoročnim ugovorima, jer je kupcu omogućeno da kupi unapred definisanu količinu gasa.

Ovo su po pravilu i sofisticirana tržišta sa razvijenim finansijskim instrumentima, poput Velike Britanije, SAD i Kanade. Severozapadna Evropa svrstana je takođe u ovu vrstu tržišta jer je najveći deo cena prirodnog gasa, u poslednjih desetak godina, strukturisan prema formuli gas na gas zahvaljujući zajedničkim pravnim legislativama, značajnom ulaganju u gasnu infrastrukturu, državnim podrškama i, na kraju, i opštoj liberalizaciji ovog tržišta. Treba napomenuti da se ovaj proces promena dogodio i pored protivljenja glavnih isporučilaca prirodnog gasa (Rusija i Norveške), koji su u prethodnom periodu imali niz povoljnosti takve povezanosti cene prirodnog gasa i nafte i njenih derivata.

2. Tržišta na kojima su cene gasa indeksirane u odnosu na energente supstituentu gasu kroz tzv. „naftnu formulu“ (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Za ova tržišta karakteristično je da se cene gasa kreću u vezi sa promenama cena drugih goriva, najviše naftnih derivata, kao što su dizeli i mazuti (retko kad i ugalj). Na ovakvim tržištima je vrlo limitiran broj prodavaca (snabdevača) koji u najvećem broju slučajeva istovremeno kontrolišu i skladišne i transportne kapacitete, a izuzetno je velik broj kupaca. Takođe, u slučaju ovog tipa tržišta postoji nekoliko finansijskih tržišta koji trguju gasom i ona su karakteristična za kontinentalnu Evropu i Jugoistočnu Aziju. Kada je cena gasa usklađena sa kretanjem cene drugih energenata, gas se obično prodaje s popustom u odnosu na naftno gorivo.

Sa druge strane, kada cena nafte devalvira, kupci gasa su zadovoljni iako se i dalje postavlja pitanje povezivanja cena različitih energenata. Ipak, u poslednje vreme sve više jača trend napuštanja računanja cene gasa kroz naftnu formulu, što će za posledicu imati znatno manji broj tržišta gasa koja će biti u grupama 2 i 3.

U praksi, primer „naftne formule“ izgleda tako što se utvrdi bazna ili osnovna kupoprodajna cena gasa koja se koriguje za određeni koeficijent u vremenu. Korekcije cene gasa najčešće se vrše kvartalno, tj. 1. 1., 1. 4., 1. 7. i 1. 10. Uopšteno, naftna formula se može predstaviti na sledeći način:

$$P = P_0 * K_k$$

P – Kupoprodajna cena prirodnog gasa izražena najčešće u USD/000 m³ ili nekoj drugoj mernoj jedinici koja je gorepomenuta;

P₀ – Osnovna ili bazna kupoprodajna cena;

K_k – Koeficijent korekcije osnovne cene;

$$K_k = \left(0,35 \frac{X}{X_0} + 0,35 \frac{Y}{Y_0} + 0,30 \frac{Z}{Z_0} \right);$$

X – Mesečni prosek berzanskih (kotacijskih) cena, npr. niskosumpornog mazuta u USD/t za 9 meseci koji prethode datumu obračuna;

X_0 – Konstantna vrednost niskosumpornog mazuta u USD/t. Ova vrednost se ne menja u vremenu;

Y – Mesečni prosek berzanskih (kotacijskih) cena, npr. mazuta sa sadržajem sumpora do 3,5% u USD/t za 9 meseci koji prethode datumu obračuna;

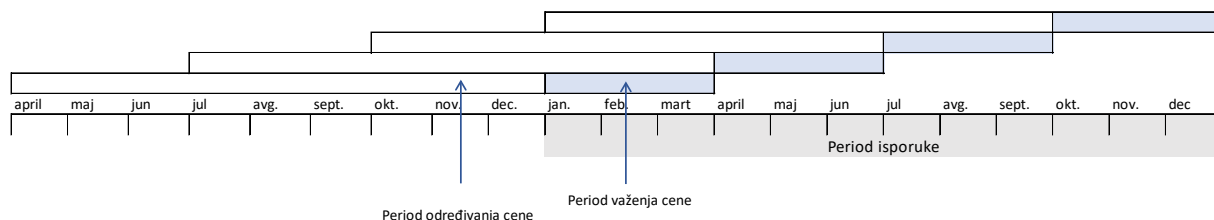
Y_0 – Konstantna vrednost mazuta sa sadržajem sumpora do 3,5% u USD/t. Ova vrednost se ne menja u vremenu;

Z – Mesečni prosek berzanskih (kotacijskih) cena, npr. gasnog ulja (dizela) u USD/t za 9 meseci koji prethode datumu obračuna;

Z_0 – Konstantna vrednost gasnog ulja (dizela) u USD/t. Ova vrednost se ne menja u vremenu;

X, Y i Z – Cene derivata su definisane kao kotacijske cene određenog relevantnog tržišta – Mediteran, Severna Evropa ili sl. i objavljuju se u publikacijama poput Platt's, Reuters, Bloomberg, ICIS, Argus i sl.

Ilustracija vremenske dinamike određivanja cene gasa prema naftnoj formuli na kvartalnom principu data je na slici 3.1.1.2.



Slika 3.1.1.2: Vremenska dinamika određivanja cene gasa prema naftnoj formuli

Naime, veliki proizvođači i izvoznici gasa, a pre svih Rusija, žele da nastave sa vezivanjem prodajne cene gasa za derivate nafte, tj. da nastave sa korišćenjem naftne formule jer jedino ona zajedno sa dugoročnim ugovorima obezbeđuje stabilno snabdevanje i predvidive prihode od prodaje. Izazovi sa kojima se suočavaju proizvođači gasa ogledaju se u činjenici da je potrebno zadovoljiti tražnju za gasom, koja će u globalnim razmerama rasti 1,6% godišnje do 2040. godine, što implicira potreban nivo investicija od oko 8.000 milijardi USD. Da bi se obezbedilo dugoročno planiranje i finansiranje ključne infrastrukture u globalnim razmerama, potrebni su dugoročni, sigurni i predvidivi prihodi proizvođača, koji se mogu jedino obezbediti kroz dugoročne ugovore o snabdevanju i isporuci gasa čije su cene vezane za naftnu formulu.

3. Tržišta na kojima su cene gasa vezane za cenu nafte (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Za ova tržišta karakteristično je da su cene gasa direktno vezane za cenu nafte i da postoji velika uvozna zavisnost, kao i vrlo limitiran broj i prodavaca (snabdeva-

ča) i kupaca. U ovom slučaju kontrolu nad skladišnim i transportnim kapacitetima imaju kupci, a ne postoje značajna finansijska tržišta za trgovinu gasom. Zemlje predstavnici tri grupe (Japan, Koreja, Indija i Tajvan), sa izuzetkom Kine, imaju vrlo ograničene domaće resurse i nemaju razvijenu infrastrukturu za uvoz gasa gasovodima, te se sav gas dostavlja preko uvoza TPG-a.

Japanske elektroprivrede su se, pre naftnog šoka iz 1973. godine, oslanjale na uvoznu sirovu naftu i uglj za proizvodnju električne energije, međutim, nakon naftnog šoka, odlučili su da uvedu gas kao energent pod određenim uslovima. Insistirali su na garantovano nižim cenama TPG-a u odnosu na trenutne cene nafte, a japanski kupci su takođe tražili i postavljanje gornje cenovne granice gasa kako se budući šokovi na naftnim tržištima ne bi odmah odrazili na cenu gasa. Ovo je rezultiralo inovativnim konceptom „S-kriva“.

Tipična formula za primenu S-krive je sledeća (Chandra V., 2020):

$$C_{TPG} = A * C_{sirove\ naft} + B$$

- A je tzv. „nagib“ koji vezuje cene nafte i prirodnog gasa. U praksi, kada je A=16,7%, u pitanju je energetski ekvivalentan paritet između ovih cena. Najveći broj ugovora za TPG ima vrednosti A između 12% i 15%;
- $C_{sirove\ naft}$ jeste cena sirove nafte i
- B je dopunska vrednost koja oslikava fiksne troškove isporuke TPG-a do lučnog terminala.

Model S-krive postavljen je pre sklopljenih američkih ugovora o TPG-u sa Japanom, Korejom i Tajvanom i tada je omogućio dugoročne ugovore i finansijske aranžmane koji podržavaju više milijardi dolara ulaganja u TPG lanac. U budućnosti će se videti kako će ovaj regionalni model funkcionisati prilikom širenja tržišta američkog TPG-a.

Najnoviji slučaj tiče se činjenice da je Katar sredinom 2020. godine potpisao veći broj dugoročnih ugovora sa vrednošću A između 10 i 11% kako bi inicirao proširenje svetskog tržišnog udela pre uvođenja novih TPG projekata. Pitanje je da li se ovo odnosi na dugoročni trend pada cena ili je u pitanju kratkoročni uticaj pandemije kovida 19.

4. Regulisana tržišta (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Na kontrolisanim tržištima formiranje cene gasa u potpunosti je u nadležnosti vlade. Ova tržišta imaju ograničen broj prodavaca (snabdevača) i kupaca, dok je većina infrastrukture pod kontrolom države. U većini slučajeva radi se o potpunom odsustvu ili ograničenim tržišnim mehanizmima, gde sve rizike koji se odnose na cenu prirodnog gasa u potpunosti preuzimaju vlade država, kao što je to slučaj na Bliskom istoku, u Rusiji i Kini. Ukoliko su garantovane cene gasa veštački niske (što je vrlo čest slučaj na ovim tržištima), dolazi do neefikasne potrošnje energije.

U slučaju Kine, ona se još uvek nalazi u ovoj kategoriji iako su i dalje na snazi novi obračuni pomoću kojih se cena prirodnog gasa vezuje za naftne derivate i TPG. Procenjuje se da će u narednim godinama preći u drugu grupu, kada privatne kompanije izgrade lokalnu gasnu mrežu i terminale za TPG. Trenutno, većina infrastrukture i energetskih kompanija jeste u vlasništvu države.

U praksi se pokazalo da regulisana tržišta naginju ka tome da budu manje efikasna, jer se metodologijom dobija niža prodajna cena od troškova proizvodnje. Na taj način su smanjene mogućnosti za dalje istraživanje i primenu inovativnih i savremenih tehnologija, što kao posledicu ima često nekontrolisane subvencije i manipulacije države. To potencijalno dovodi i do rasipne upotrebe, kao i do nedostatka transparentnosti. Na ovaj način se obeshrabruje privatni sektor i njihove investicije, a sa druge strane, podstiče se monopol državnih subjekata. Najveća posledica po socijalnu sredinu tiče se potencijalnog povećanja cene prirodnog gasa nakon višegodišnjih subvencija, što može biti ozbiljan šok za krajnje kupce.

5. Gasni ugovori – ugovori o prodaji i transportu gasa (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Cena prirodnog gasa koju kompanija nudi tržištu može se predstaviti kao funkcija količine proizvedenog gasa i postojećih fiskalnih uslova.

Cena gasa koje proizvođač naplaćuje najčešće se sastoji od:

1. Tržišne cene gasa – definisana potražnjom, ponudom, , ali i cenom zamenskih goriva;
2. Uslova kupoprodajnih ugovora;
3. Udaljenosti kupca;
4. Transportnog ugovora;
5. Fiskalnih uslova koji važe na datom tržištu.

Ugovori najčešće sadrže sledeće celine:

1. Rokovi važenja ugovora:

Rok na koji se sklapaju ugovori o kupovini gasa može značajno varirati od jednog dana do krajnjeg roka do kog traje ekonomski vek polja iz kojeg se gas proizvodi. Na međunarodnom nivou, posebno tamo gde će projekat razvoja tržišta gasa imati ograničen broj potencijalnih kupaca, rokovi mogu dostići 20 ili 30 godina.

2. Količine:

U ovoj odredbi postoje dve vrste ugovora kojima se zaključuju količine, i to su izlazni ugovori i ugovori o snabdevanju, koji se i mnogo češće sreću u praksi.

3. Cenovni uslovi:

Cena gasa mora biti konkurentna u odnosu na nivo cene alternativnih goriva na tržištu i formirana tako da obezbedi adekvatan povraćaj za sve strane u lancu. Cene mogu biti fiksne, fiksne uz povremeno usaglašavanje ili varijabilne. Ugovori koji imaju klauzulu promenljivih cena formiraju ih na osnovu cena koje objavljuju nepristrasni izvori. U većini ugovora postoje klauzule o maksimalnoj i minimalnoj ceni za vreme trajanja ugovora, a u nekim slučajevima se javljaju i kombinacije fiksnih i promenljivih cena.

4. Uslovi isporuke:

Uslovi isporuke se najčešće definišu ili kao čvrsti, u kojima je proizvođač ili prodavac gasa u obavezi da isporučuje ugovorene količine, ili kao fleksibilni, u kojima

proizvođač treba da pokuša da isporuči dogovorene količine, ali mu to nije ugovorna obaveza.

5. Mesto isporuke:

Mesto isporuke podrazumeva fizičku lokaciju na kojoj se gas isporučuje kupcu. Mesto isporuke u većini slučajeva predstavlja tačku na kojoj se preuzima i vlasništvo i odgovornost za isporučene količine gasa.

6. Kvalitet gasa:

Ugovori o prodaji gasa jasno navode kvalitet gasa uključujući:

- maksimalne i minimalne vrednosti toplotnih moći prirodnog gasa,
- maksimalni udeli nečistoća (O_2 , CO_2 , SO_x , NO_x i vodene pare),
- pritisak prirodnog gasa.

U slučaju da prodavac isporuči gas koji nije u skladu sa ugovorenim kvalitetom, kupac će možda moći da zahteva popust, redukovanje obaveza za ugovoreni period ili reviziju neke druge stavke navedene u ugovoru o kupovini gasa.

6. Ugovori o prodaji i otkupu TPG-a (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Trgovina na tržištu TPG-a deli mnoge karakteristike sa ugovorima o prodaji gasa, ali uključuje i nekoliko dodatnih jedinstvenih karakteristika:

1. Kupac:

U ranijim periodima kupci TPG-a bila su velika preduzeća (sa podrškom vlada država) koja imaju kreditnu sposobnost da posluju na ovom tržištu. Danas zbog otvaranja tržišta imamo veći broj manjih dobavljača energije, koji imaju mogućnost da potpišu ugovore uz pristup skladišnim objektima.

2. Cena:

Kao što je rečeno u prethodnim poglavljima, cene gasa bile su vezivane za cenu zamenskih goriva, međutim, danas se cene formiraju na osnovu tržišnih cena gasa, posebno u Severnoj Americi i Evropi. Kompanije izvoznici prisiljene su da prihvate novoformirane kolebljive cene u zavisnosti od tržišnih cena gasa u zemlji koja je kupac, često bez definisanih maksimalnih i minimalnih cena.

3. Uslovi isporuke i prenos vlasništva:

Postoje tri vrste načina isporuke koje se definišu ugovorima za TPG:

- Prvi način podrazumeva da kupac preuzima vlasništvo nad TPG-om dok se utovara na brodove u izvoznom postrojenju za TPG i on preuzima odgovornost za isporuku TPG-a svojim brodovima ili brodovima koje je unajmio. U ovom slučaju ugovorena prodajna cena ne uključuje troškove transporta. Dakle, prodavac podmiruje sve troškove (uključujući osiguranje i izvoznu carinu) do skladištenja TPG-a na brod. Kupac u ovom slučaju snosi troškove transporta i osiguranje do luke i od luke do mesta isporuke.
- Drugi način isporuke podrazumeva da kupac preuzima legalno vlasništvo nad TPG-om u određenom trenutku tokom putovanja od utovarne do prihvatne luke. U ovom slučaju prodavac je odgovoran za isporuku TPG-a, a ugovorena prodajna

cena uključuje troškove osiguranja i prevoza. Prenos vlasništva nad TPG teretom može se ostvariti na mestu proizvodnje, međunarodnoj morskoj granici ili u bilo kojoj drugoj međusobno prihvatljivoj tački na brodskoj ruti.

- U trećem načinu isporuke kupac preuzima vlasništvo nad TPG-om u prihvatnoj luci, a prodavac preuzima odgovornost za isporuku TPG-a po ugovorenoj prodajnoj ceni koja uključuje troškove osiguranja i prevoza. Prenos prava vlasništva ostvaruje se u luci odredišta, a prodavac je odgovoran za teret sve do mesta isporuke.

U slučaju izvoza američkog TPG-a, cena, iako je bilo pokušaja, nije direktno povezana sa naftom i njenih derivatima. Tipična formula za izvoz američkog TPG-a je sledeća (Chandra V., 2020):

$$C_{\text{TPG}} = C_{\text{SADHub}} + \text{tarifa gasovoda za dovod} + \text{„zadržavanje energije“} + \text{troškovi utečnjavanja} + \text{troškovi isporuke}$$

- C_{TPG} jeste cena TPG-a za izvoz;
- C_{SADHub} jeste cena „gas na gas“ na određenom čvorištu (Henri Hubu ili neka druga referentna vrednost u okviru bliske lokacije u odnosu na TPG terminal i dovodni cevovod);
- Tarifa gasovoda za dovod jeste deo troška transportnog operatora od izvora do TPG terminala gde se vrši utečnjavanje;
- Tzv. „zadržavanje energije“ jeste trošak u novcu ili količini gasa koje potroši postrojenje za utečnjavanje gasa (ili trošak zadržavanja gasa koje nadoknađuje potrošnju u postrojenju – najčešća vrednost je 10% kada su u pitanju gasne turbine);
- Troškovi utečnjavanja predstavljaju trošak postrojenja koje transformiše dovodni prirodni gas u izlazni TPG. Uključeni su svi ostali troškovi za skladištenje i utovar. Trenutno u svetu postoji samo nekoliko slučajeva gde postrojenje za utečnjavanje koristi električnu energiju iz lokalne mreže, a ne gas. Naknade koje postrojenje naplaćuje za pretvaranje napojnog gasa u TPG, plus sve naknade za skladištenje ili utovar, mogu imati fiksne i promenljive komponente. U tom slučaju krajnja cena je niža jer je manji trošak „zadržavanja energije“, a mogu biti i niže emisije CO₂ (tek-saški TPG jedan je od retkih primera postrojenja sa tzv. „zelenim“ sertifikatima).

7. Predviđanja nastupajućih cenovnih politika na tržištu prirodnog gasa (NATGAS, 2020, Chandra V., 2020)

Opšti zaključak je da je predviđanje budućih kretanja i cenovne politike na globalnom gasnom tržištu veoma riskantno. Tržišna cena definiše se najčešće odnosom ponude i potražnje ne na globalnom nivou već na samo ograničenom broju mesta (Severna Amerika, Ujedinjeno Kraljevstvo, a u poslednje vreme i EU). Globalno gledano, na osnovu opisanih tipova tržišta, cena gasa je povezana sa cenama nafte, njenih derivata, ili regulisana državnim aparatom. Opšti slučaj je teško predvideti jer ne možemo sa sigurnošću definisati sve uticajne promenljive koje utiču na cenu prirodnog gasa.

Što se tiče tržišta TPG-a, beleži se stalan rast trgovine kada su u pitanju kratkoročna i SPOT trgovina (izveštaji agencija Platts i Argus sve više utiču na sagledavanje i uticaj kratkoročnih cena). Sadašnja procena je da se oko 30% globalnog TPG-a

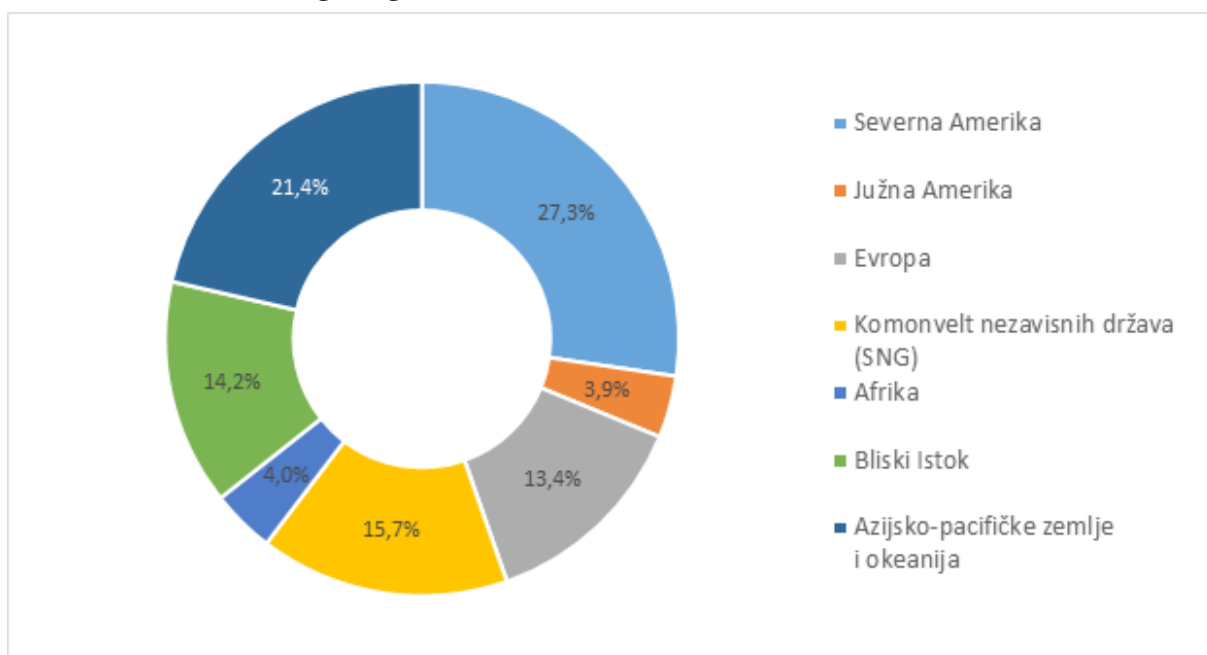
prodaje pod ovim uslovima uz pojedinačno dogovaranje cena (Chandra V., 2020). S tim u vezi danas imamo tendenciju sve većih mogućnosti, fleksibilnosti i slobode trgovine TPG-om, što definitivno utiče na tešnje povezivanje cena prirodnog gasa sa cenama nafte i njenih derivata.

Prema poznatom radu (Chandra V., 2020), svetsko tržište prirodnog gasa transformiše se i strukturno menja. U periodu niskih cena nafte 2009–2010. godine imali smo slučaj konvergencije, pa period divergencije, kada su cene bile visoke, pa od 2015. godine ponovo period konvergencije. Možemo očekivati da ćemo u narednih nekoliko godina imati veći stepen nestabilnosti cena, pre svega zbog testiranja novih komercijalnih modela. Pored toga, na tržištu se pojavljuju novi učesnici (pogotovu u regionu Azije).

3.1.2 EVROPSKO TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA: RAST ZAVISNOSTI OD UVOZA I FORMIRANJE JEDINSTVENOG TRŽIŠTA GASA

Prema podacima UN-a u 2019. godini oko 10% svetskog stanovništva, ili 750 miliona ljudi, živelo je u Evropi. Najveća integraciona organizacija u regionu jeste Evropska unija, u koju, nakon napuštanja Velike Britanije u januaru 2020. godine, ulazi 27 evropskih zemalja. Evropske zemlje karakteriše visok životni standard, a udeo EU u svetskom BDP-u prema podacima Svetske banke iznosi 18%.

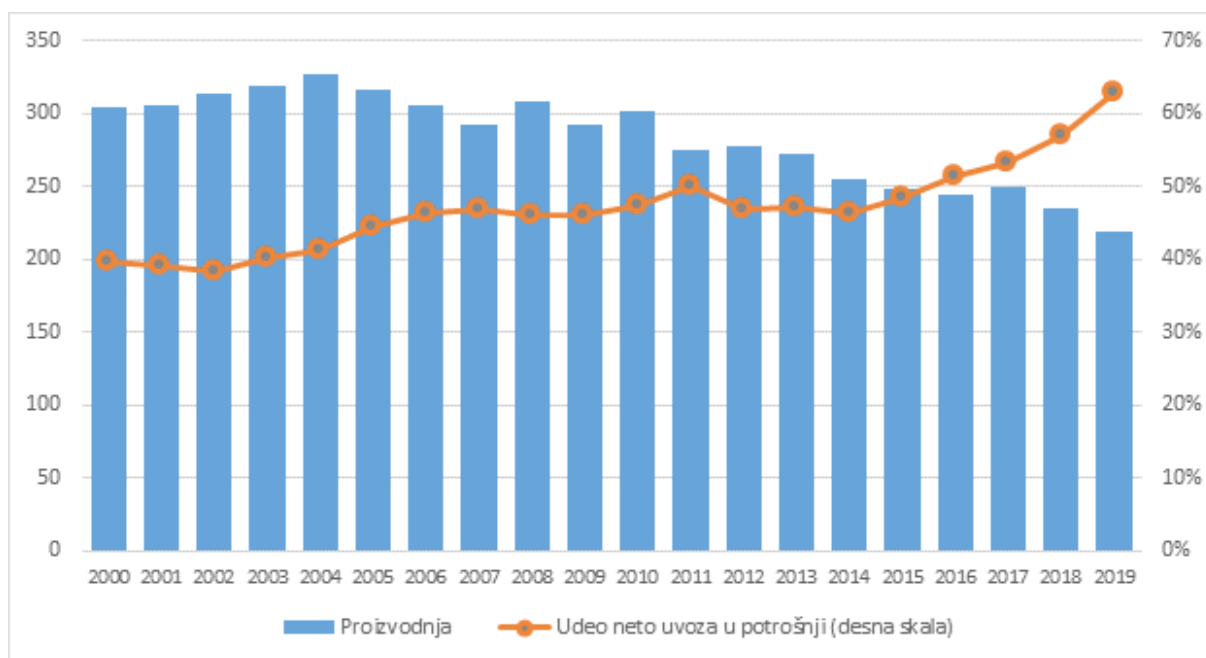
Evropa je predvodnik u oblasti povećanja energetske efikasnosti i smanjenja potrošnje energenata. Jedno od centralnih mesta ne samo po pitanjima energetike, već i u celini ekonomskog razvoja u regionu zauzimaju pitanja ekologije. Evropsko tržište izgubilo je mesto među tri najveća potrošača prirodnog gasa usled stagnacije potrošnje, dok su Severna Amerika i zemlje azijsko-pacifičke regije značajno povećale potrošnju (slika 3.1.2.1). Pa ipak, Evropa ostaje jedno od najvećih, visokointegriranih tržišta prirodnog gasa u svetu, pri čemu situacija utiče kako na tržište TPG-a (LNG), tako i na druga regionalna tržišta.



Slika 3.1.2.1: Potrošnja prirodnog gasa u svetu po regionima u 2019. u %
(Izvor: Baza podataka, CEDIGAZ 2019)

Proizvodnja prirodnog gasa u evropskim zemljama konstantno opada: ako je 2000. godine iznosila 304 milijardi kubnih metara, onda je, prema rezultatima iz 2019. godine, 218 milijardi m³, smanjenje za skoro 20 godina iznosilo 86 milijardi m³, a prosečna godišnja stopa pada 1,7%. Proizvodnja gasa opadala je iz više razloga, među kojima se kao glavni opažaju smanjenje istraženih rezervi prirodnog gasa usled niskog nivoa geoloških istraživanja, veliki troškovi održavanja proizvodnje na starim nalazištima, smanjenje investicija u sektor nafte i gasa u nizu evropskih zemalja, kao i različita ograničenja proizvodnje od strane nacionalnih regulatora.

Sa druge strane, potrošnja prirodnog gasa u ovom periodu ostala je stabilna: tokom 2000–2010. godine rast potrošnje iznosio je 70 milijardi m³ i dostigao u 2010. godini 575 milijardi m³. U periodu finansijske krize 2009. godine potrošnja je smanjena za rekordnih 5,8% i u narednom periodu (2011–2015) taj trend se nastavio. Poslednjih godina zapaža se oporavak nivoa potrošnje, u poslednjih pet godina ona je povećana za 11,6%, odnosno za 55 milijardi m³. Smanjenje sopstvene proizvodnje i umereni rast potrošnje gasa u evropskim zemljama postali su glavni faktori rasta uvoza gasa u Evropu: udeo uvoza u potrošnji u poslednjih 20 godina porastao je sa 40% na 63% (slika 3.1.2.2).



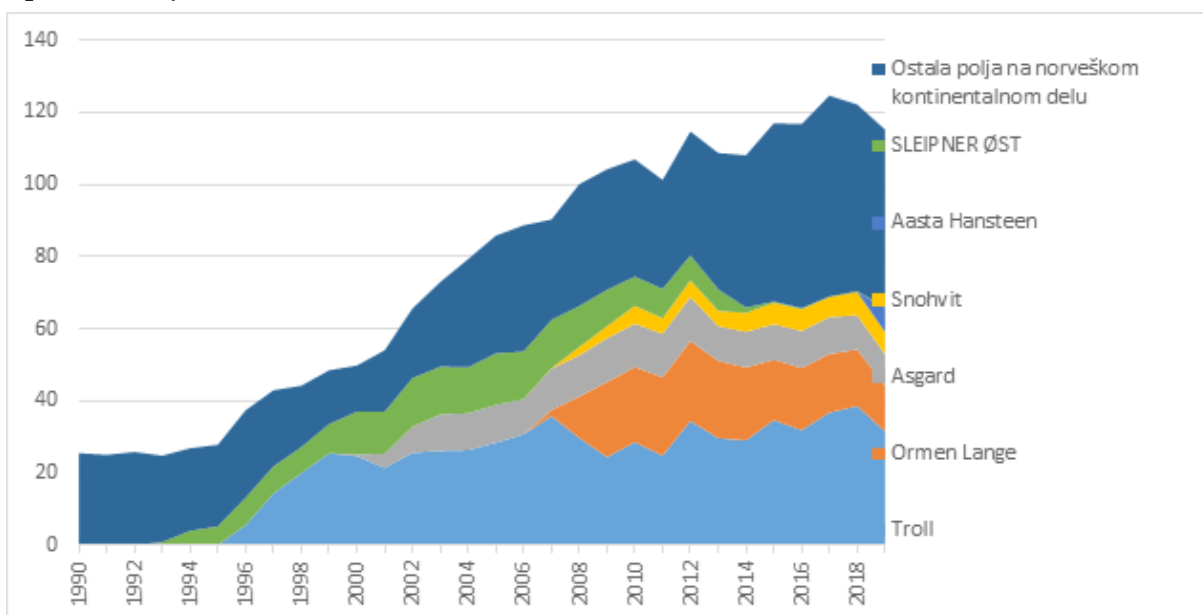
Slika 3.1.2.2: Proizvodnja prirodnog gasa u Evropi i udeo čistog uvoza u potrošnji
(Izvor: Baza podataka, CEDIGAZ 2019)

Trenutno su najveći proizvođači gasa Norveška, Holandija i Velika Britanija; u 2019. godini njihov udeo čini 84% ukupne unutrašnje proizvodnje gasa u Evropi. U poslednjih 20 godina proizvodnja gasa povećala se više nego dva puta: sa 53 milijarde m³ u 2000. godini na 115 milijardi m³ u 2019. godini. Rast proizvodnje postao je moguć zahvaljujući puštanju u rad novih nalazišta u priobalju Severnog i Norveškog mora – Troll, Ormen Lange, Asgard. U 2000. godini gotovo polovina celokupne proizvodnje prirodnog gasa bila je koncentrisana na najvećem norveškom nalazištu Troll. Zahvaljujući tome, u najvećoj meri, uspešno je regulisana neujednačenost potražnje potrošača prirodnog gasa kako u Norveškoj tako i u Evropi.

Međutim, poslednjih godina vidljive su tendencije smanjenja ulaganja u istraživanje i proizvodnju nafte i gasa i smanjenja nivoa popunjavanja rezervi. Puštanje u

rad novih nalazišta u budućnosti uglavnom će se odvijati u priobalju Barentovog mora, tj. u regionu sa nepovoljnim prirodnim i klimatskim uslovima, tehničkim komplikacijama i velikim troškovima razrade i proizvodnje ugljovodonika.

Prema proceni Norveškog naftnog direktorata (NPD), proizvodnja gasa u zemlji smanjivaće se u perspektivi do 2035. godine. NPD očekuje pad proizvodnje gasa za više od četvrtine u poređenju sa količinom iz 2019. na 80-85 milijardi m³ (slika 3.1.2.3). U strukturi proizvodnje gasa takođe će doći do promena: proizvodnja na postojećim nalazištima biće višestruko smanjena, na 50 milijardi m³, zbog iscrpljenosti rezervi na ključnim nalazištima u zemlji. Udeo proizvodnje gasa na nalazištima koja su otkrivena, ali koja još uvek nisu puštena u pogon, do 2035. godine iznosiće oko 20% ili oko 17 milijardi m³, dok će proizvodnja gasa na još neotkrivenim nalazištima do 2035. godine iznositi nešto manje od petine celokupne buduće proizvodnje.



Slika 3.1.2.3: Proizvodnja prirodnog gasa u Norveškoj po nalazištima, 1990–2019. godine – bcm (Izvor: Baza podataka, Norwegian Petroleum Directorate, 2019)

Opadajući trend proizvodnje prirodnog gasa zapaža se i u Holandiji, gde se proizvodnja gasa u poslednjih deset godina smanjila više od 2,5 puta (sa 86 milijardi m³ u 2009. godini na 32 milijarde m³ u 2019. godini). Glavni uzrok smanjenja proizvodnje predstavlja ograničenje maksimalnog obima proizvodnje koje vlada te zemlje nameće na nekada najveće evropsko nalazište – Groningen. Visoka seizmička aktivnost i česti zemljotresi, koje javnost direktno povezuje sa proizvodnjom gasa na ovom nalazištu tokom više od poluvekovne istorije, razlozi su za ograničenja. Prva ograničenja bila su nametnuta 2014. godine na nivou od 42,5 milijardi m³, koji je do 2018. godine praktično prepolovljen na 21,6 milijardi m³. Početkom 2018. godine vlada Holandije donela je odluku o potpunom prekidu proizvodnje gasa na tom nalazištu do 2030. godine, ali je u septembru 2019. godine pooštrila svoj prethodni plan. Sledeće obustavljanje proizvodnje trebalo bi da bude 2022. godina.

Smanjenje obima proizvodnje gasa na evropskim tradicionalnim nalazištima i prirodno iscrpljivanje resursne baze u regionu doveli su do skretanje pažnje na pitanja energetske sigurnosti i stimulisanja razvoja domaćih resursa.

Nakon naglog rasta proizvodnje gasa iz škriljaca u SAD, kao rešenje problema smanjenja domaće proizvodnje i povećanja zavisnosti od uvoza, mnoge evropske

zemlje počele su da razmatraju razradu evropskog gasa iz škriljaca. Najaktivnije pristalice ovog procesa tokom 2010. postale su Poljska i Velika Britanija.

Perspektive proizvodnje gasa iz škriljaca potkrepljene su podacima američke Uprave za energetske informacije (EIA), kojim su 2011. godine zalihe gasa iz škriljaca u 14 evropskih zemalja procenjene na 18,1 hiljadu milijardi m³ (639 hiljade milijardi kubnih stopa), ali već 2013. godine, EIA SAD revidirala je svoje prethodne procene rezervi u Evropi i povećala ih na 25 hiljada milijardi m³, odnosno 883 hiljade milijardi kubnih stopa (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*, EIA, 2013). Mnoge zemlje EU zabranile su zakonom proizvodnju gasa iz škriljaca, dok su neke druge države videle u gasu iz škriljaca ključ za rešavanje energetskih problema. Evropska komisija usvojila je pravilnik koji je obavezujući za sve zemlje EU, a u vezi sa tehnikom proizvodnje gasa iz škriljaca, pri čemu je istakla da se, u celini, zahvaljujući netradicionalnim ugljovodonicima stvaraju uslovi za rast snabdevanja energijom i konkurentnost EU. Ministar energetike EU G. Etinger izjavio je da bi zemlje EU mogle da postignu to da pri smanjenju proizvodnje gasa iz tradicionalnih izvora zavisnost od uvoza ne nastavi sa rastom (EURACTIV, 2014). Na taj način, bez obzira na niz usvojenih dokumenata u oblasti proizvodnje gasa iz škriljaca, EK nije ometala razvoj ove oblasti.

Poljska je uspeła da privuče velike međunarodne naftne i gasne kompanije za proizvodnju gasa iz škriljaca, poput ExxonMobil, ConocoPhillips, Eni, Total i druge. One su sa vlastima zaključile sporazum o razradi nalazišta i za nekoliko godina investirale oko 800 miliona dolara. Međutim, rezultati istražnog bušenja bili su nezadovoljavajući, a dodatne birokratske poteškoće konačno su zaustavile ideju razrade formacija iz uljnih škriljaca.

U Velikoj Britaniji radilo se takođe aktivno na dobijanju gasa metodom hidrauličkog frakturisanja (HF). Kompanija Cuadrilla izbušila je 2018. godine dve istražne bušotine u formaciji Bowland Shale na lokaciji Preston New Road u engleskoj grofoviji Lankašir. Međutim, usled operacija hidrofrakturisanja koje su izvođene na nalazištu dogodio se zemljotres magnitude oko 2,5 stepeni po Rihterovoj skali. Zbog toga, krajem 2019. godine, vlada Velike Britanije uvela je moratorijum na proizvodnju gasa metodom višestepenog hidrauličkog frakturisanja (Department for Business, Energy & Industrial Strategy UK, 2019).

Može se nedvosmisleno konstatovati potpuni neuspeh ideje o škriljačnoj revoluciji u Evropi. Ipak, tokom poslednjih 20 godina, evropsko tržište prirodnog gasa značajno je poboljšalo svoju energetska sigurnost širenjem mreže uvoznih gasovoda, terminala za prijem TPG-a i formiranjem jedinstvenog unutrašnjeg tržišta regiona.

Ideja jedinstvenog evropskog tržišta gasa bila je predložena još krajem osamdesetih godina XX veka (*Jedinstveni evropski akt – SEA*, 1986, Pravne i političke osnove liberalizacije). Međutim, kako pokazuje skoro četrdesetogodišnja praksa realizacije različitih inicijativa, gasno tržište EU još uvek je daleko od tih ciljeva koje postavlja Evropska komisija. EK ističe značajne koristi od implementacije projekta stvaranja jedinstvenog tržišta, koje se sastoje u smanjenju zavisnosti od uvoza izvan EU, kao i u ubrzavanju ekonomskog rasta. Međutim, nedostatak doslednosti u odlukama EK, kao i regulatorni okvir koji se stalno menja ugrožavaju investicionu klimu u evropskim zemljama. Prvi energetska paket EU bio je usvojen 1998. godine; taj dokument je definisao opšta pravila za domaće tržište gasa (*European Parliament and of the Co-*

uncil, 1998). Drugi energetska paket usvojen je 2003. godine (*European Parliament and of the Council, 2003*). Treći energetska paket usvojen je 2009. godine (*European Parliament and of the Council, 2009*). Najvažnija odredba ovog dokumenta tiče se zabrane kompanijama da prodaju i transportuju gas istovremeno. Ova odredba odnosi se i na evropske kompanije i na kompanije iz trećih zemalja. Prvobitno, prema planovima EK, odredbe Trećeg energetska paketa trebalo je da budu ugrađene u nacionalno zakonodavstvo evropskih zemalja u roku od dve godine, do marta 2011. godine, ali proces se razvukao na dugi niz godina. Glavni cilj usvajanja Trećeg energetska paketa, koji je deklarirala EU, predstavlja istovremeni rast konkurencije među dobavljačima prirodnog gasa i, kao rezultat, smanjenje cena za potrošača. Međutim, u stvarnosti nema smanjenja cena za krajnje potrošače, već je došlo do povećanja birokratskog opterećenja i državnog regulisanja, uglavnom u oblasti transporta gasa.

U okviru stvaranja jedinstvenog tržišta gasa, EK deluje u različitim pravcima, u delu primene Trećeg energetska paketa i razvoja normativne baze uz njega, primene ciljanog modela tržišta gasa, stvaranja Energetske unije i razvoja energetske infrastrukture. U okviru stvaranja energetska saveza EK je predstavila paket energetska reformi. Objavljena su dva nacrt zakona (*European Parliament and of the Council, 2016*) i dva prateća dokumenta.

Osim toga, poslednjih godina rad EK, evropskih regulatora i drugih učesnika na tržištu bio je usmeren na proširivanje infrastrukture za isporuke TPG-a i kaspiskog gasa. Usvojen je pravilnik o prioritetima razvoja energetska infrastrukture EU, u okviru koga je finansijska i zakonodavna podrška bila usmerena na realizaciju, između ostalog, i gasne infrastrukture; ovi projekti dobili su naziv projekti od opšteg interesa (PCI). U celini, Trećim energetska paketom EK pokušala je da smanji uvozne cene energenata, uključujući i cene prirodnog gasa, na račun razvoja SPOT trgovine i interkonektora, pre svega među zemljama članicama.

3.1.3 TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA SEVERNE AMERIKE: ŠKRILJČANA REVOLUCIJA I PRELAZAK SA UVOZA NA IZVOZ ENERGENATA

Prema podacima OUN-a, 2019. godine broj stanovnika Severne Amerike, u koje ulaze SAD, Kanada i nekoliko malih država, iznosio je 370 miliona ljudi ili 5% stanovnika na Zemlji, od kojih oko 330 miliona ljudi čini stanovništvo SAD. Uprkos, po svetskim standardima, skromnom broju stanovnika, SAD su najveća svetska ekonomija, čiji je BDP, prema podacima MMF-a, u 2019. godini bio oko 25% svetskog pokazatelja, odnosno 21,4 hiljade milijardi dolara. Osim toga, SAD su donedavno bile najveći potrošač energenata u svetu, ali je 2009. godine Kina izbila na prvo mesto (slika 3.1.3.1).

Ne čudi što su promene u energetska bilansu SAD i njihovoj energetska politici imale značajan uticaj na globalni energetska sektor u celini. Glavni događaj novog milenijuma u energetska sektoru SAD nesumnjivo je proces koji su američki mediji nazvali „škriljačnom revolucijom“. Najveća svetska ekonomija troši oko jedne petine primarnih energenata. Proizvodnja se na tradicionalnim nalazištima prirodnog gasa sukcesivno smanjivala, te su investitori i analitičari polagali velike nade u uvoz prirodnog gasa. U jednom momentu američke vlasti razmatrale su 47 zahteva za izgradnju terminala za uvoz TPG-a, dok su se proizvođači pripremali da konkurišu za američko tržište. Na kraju je realizovano samo 10 terminala za uvoz,

ali zahvaljujući gasu iz uljnih škriljaca, prestale su potrebe SAD za uvozom, promeivši status u neto izvoznika prirodnog gasa. Škriljačna revolucija omogućila je SAD da istovremeno reše dva problema: povećaju ekonomsku aktivnost na račun specifične proizvodnje netradicionalnih resursa i izvrše reindustrijalizaciju na bazi dobijenih ugljovodoničnih sirovina.

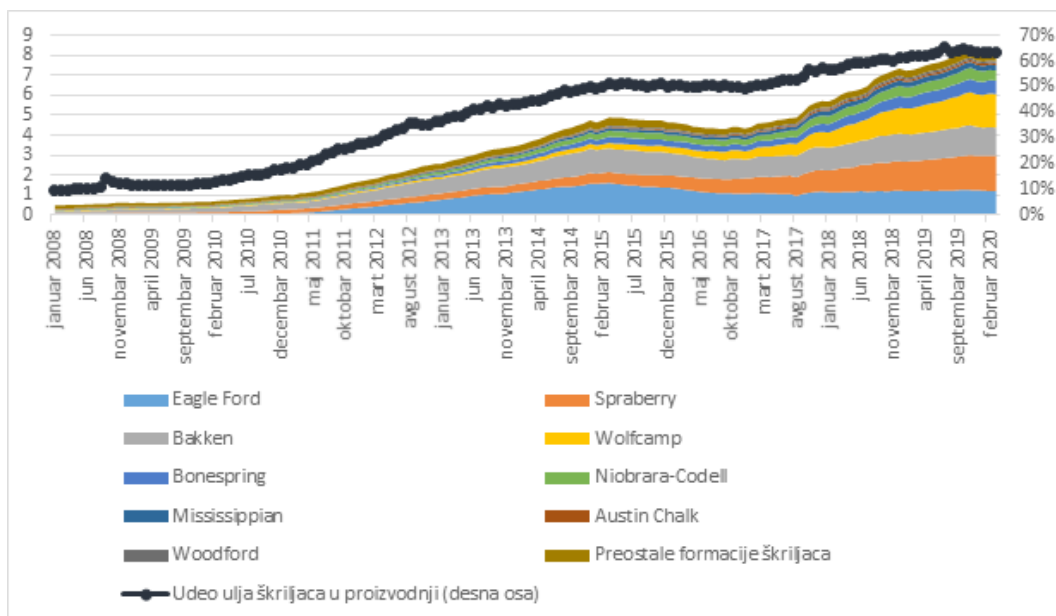


Slika 3.1.3.1: Potrošnja energenata u SAD i Kini u periodu 2000–2019. godine
(Izvor: BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>))

Sve do 2008. godine proizvodnja nafte iz škriljaca u SAD iznosila je manje od 0,5 mil. barela dnevno. Bez obzira na činjenicu da je tehnologija hidrauličkog frakturisanja sloja patentirana od strane kompanije Halibarton davne 1940. godine, primena ove tehnologije u širokim razmerama na teritoriji SAD počela je tek 2005. godine, kada je američka industrija nafte i gasa bila isključena iz nadzora Agencije za zaštitu životne sredine (EPA) i federalnog ekološkog zakonodavstva, naročito Zakona o bezbednoj pijaćoj vodi. Važno je napomenuti da je mogućnost američkih naftnih i gasnih kompanija da ne izveštavaju o sastavu hemikalija koje se koriste u procesu hidrauličkog frakturisanja, koje je kasnije nazvano „Halibartonov otrov“, osigurana uz direktno učešće američkog potpredsednika Dika Čenija, koji je, do dolaska u administraciju Džordža Buša mlađeg, nekoliko godina rukovodio kompanijom Halibarton, jednog od tri najveća proizvođača tečnosti za izvođenje HF, s najvećim parkom bušaćih postrojenja koja nisu puštena u pogon.

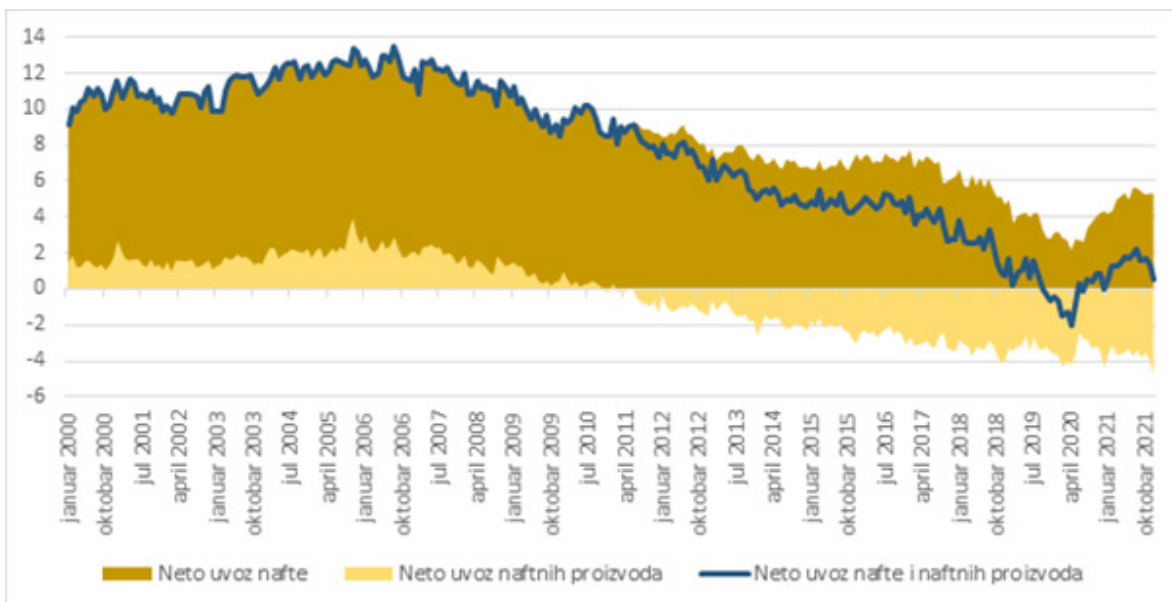
Čim su pitanja životne sredine bila „rešena“, počelo je aktivno osvajanje formacija iz uljnih škriljaca. Usavršene tehnologije u sektoru nafte i gasa povećale su koeficijent iskorišćenja rezervi i smanjile troškove proizvodnje. Do februara 2015. godine, za manje od deset godina, udeo nafte dobijene iz škriljaca u proizvodnji nafte u SAD iznosio je već 50%, do kraja 2018. godine porastao je na 60%, a poslednje godine nalazi se u intervalu od 62 do 65% (slika 3.1.3.2).

Najveći nivo pokazatelja proizvodnje nafte iz škriljaca bio je u novembru 2019. i iznosio je 8,3 miliona barela dnevno. Na taj način, za 12 godina SAD su povećale proizvodnju nafte iz škriljaca za 7,8 miliona barela dnevno. Ipak, kriza na naftnom tržištu odrazila se na pokazatelje proizvodnje – ako je 2016. godine u SAD zapažen rast proizvodnje nafte iz škriljaca, onda je početkom 2020. godine počela stagnacija, a zatim i pad nivoa proizvodnje.



Slika 3.1.3.2: Proizvodnja nafte iz škriļjaca (mil. barela dnevno) i njen udeo u ukupnoj proizvodnji nafte (%) u SAD u periodu 2008–2020. godine (Izvor: Baza podataka, EIA, 2020)

SAD oĉekuje (*Short-term energy outlook*, EIA, 2020) da ĉe proseĉna godišnja proizvodnja nafte u SAD u 2020. i 2021. godini biti na nivou 11,6, odnosno 10,9 miliona barela dnevno, što je za 5,5% i 11,4% ispod pokazatelja za 2019. godinu. Pad proizvodnje nafte u celini odraziće se uglavnom na proizvodnju nafte iz škriļjaca, koja ĉini veći deo proizvodnje nafte u SAD. Razvoj tehnologije proizvodnje nafte iz škriļjaca doveo je do znaĉajnog smanjenja neto uvoza nafte. Međutim, Sjedinjenim Državama je takođe potrebna teška nafta, koju nastavljaju da uvoze, paralelno povećavajući izvoz lake nafte. Izvoz lake nafte iz SAD u poslednje ĉetiri godine porastao je više od šest puta (slika 3.1.3.3).



Slika 3.1.3.3: Neto uvoz/izvoz nafte i naftnih derivata u SAD u periodu 2000–2021. godine (prognozirani period – april 2020. – decembar 2021), mil. barela dnevno (Izvor: *Short-term energy outlook*, EIA, 2020)

Razvoj naftnoprerađivaĉke industrije i rast obezbeđenja sopstvenih potreba za naftom omogućili su SAD da postanu neto izvoznici naftnih derivata. Ako je 2000. godine proseĉan godišnji nivo neto uvoza iznosio 1,4 miliona barela dnevno, onda

2019. godine neto izvoz već iznosi više od 3,2 miliona barela dnevno, što SAD čini najvećim izvoznikom naftnih derivata na svetu.

Istovremeno, posledice virusa korona brzo će se odraziti na izvozno-uvozni bilans nafte, uglavnom zbog visoke cene proizvodnje nafte iz škriljaca, kao i brzine reagovanja sektora za škriljce na promene u potražnji i, shodno tome, cene nafte. Proizvodnja nafte iz škriljaca ima jednu važnu razliku u odnosu na tradicionalnu proizvodnju – mogućnost brzog započinjanja ili zaustavljanja razrade bušotine. Na taj način, u kriznoj situaciji, prilikom pada potražnje, reakcija ponude biće momentalna. Prema procenama EIA, u kratkoročnoj perspektivi, to će SAD vratiti u red neto uvoznika nafte i naftnih derivata u celini, dok će se povratak na punopravni neto izvoz dogoditi tek nakon 2021. godine, nakon oporavka nivoa proizvodnje iz perioda 2018–2019. godine.

Nafta nije postala jedini energent čija je proizvodnja u SAD znatno porasla poslednjih godina.

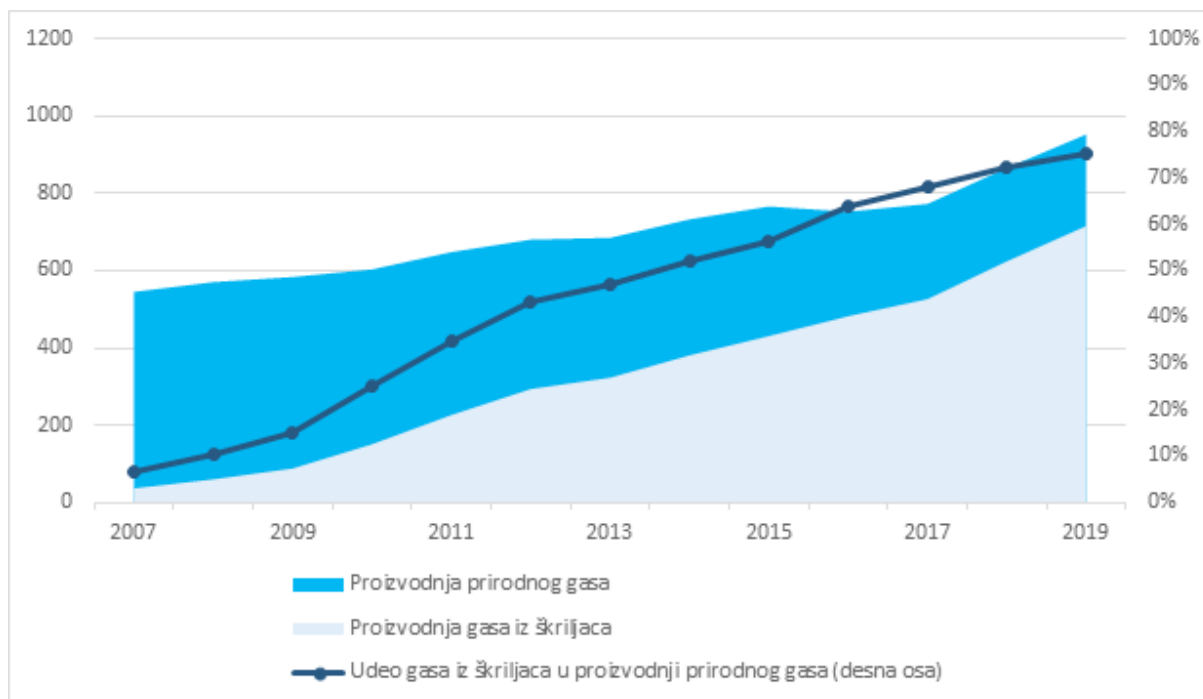
Udeo gasa iz uljnih škriljaca u proizvodnji prirodnog gasa u SAD 2000. godine bio je ispod 10%, da bi do 2019. godine dostigao oko 75%. Jedan od faktora rasta proizvodnje gasa iz uljnih škriljaca predstavlja proizvodnja kaptažnog gasa, čiji rast direktno zavisi od proizvodnje nafte i naftnog kondenzata. Drugi faktor, kao i kod proizvodnje nafte iz škriljaca, bio je razvoj tehnološke komponente proizvodnje i smanjenje cene.

Zahvaljujući rastu proizvodnje gasa iz uljnih škriljaca, SAD su uspele da postanu svetski lider u proizvodnji prirodnog gasa. Do 2019. godine SAD su proizvele 716 milijardi m³ gasa iz uljnih škriljaca i 953 milijardi m³ prirodnog gasa ukupno (slika 3.1.3.4). Osim u SAD, proizvodnja gasa iz uljnih škriljaca nigde nije zaživela. Verovatno je da će se za njen puni razvoj zahtevati sinergija mnogih faktora koji su svojstveni uglavnom tržištu SAD: raspoloživost finansija (uključujući finansijsku pomoć kompanijama), visok nivo tehnološkog razvoja, niska relativna vrednost usluga usled velike konkurencije, kao i nepostojanje zabrana razrade škriljčanih formacija.

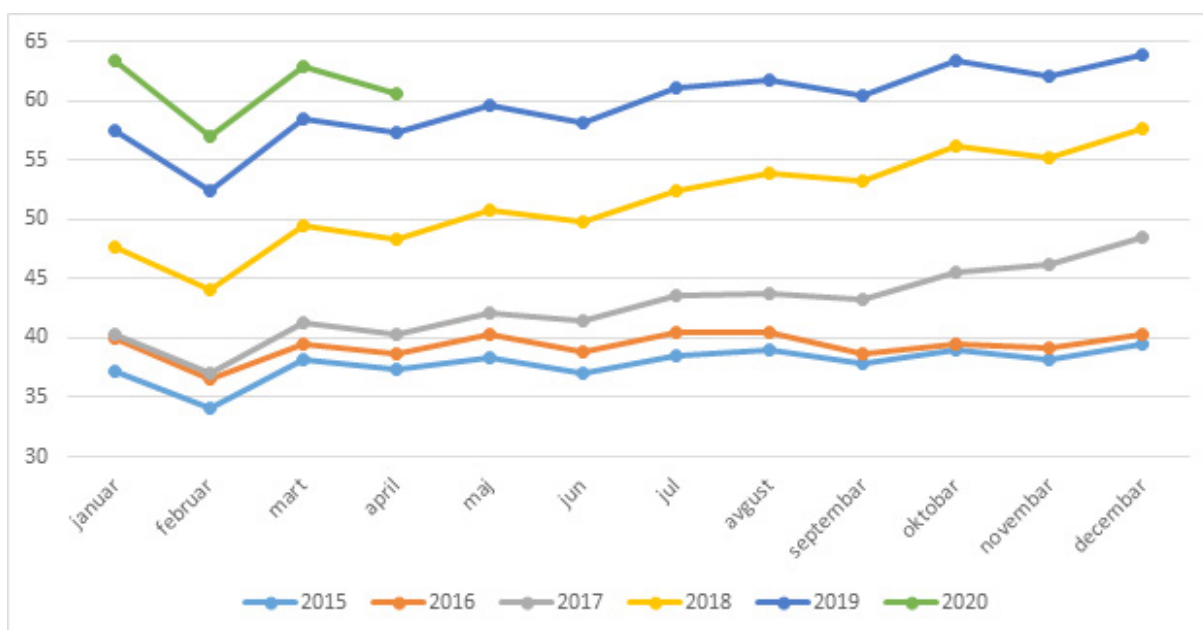
Sa slike 3.1.3.5, može se analizirati stopa rasta proizvodnje gasa iz uljnih škriljaca u prvim mesecima 2020. u odnosu na stopu rasta u 2018–2019. već je smanjena. Ako je u periodu 2018–2019. mesečna proizvodnja porasla za 6–10 milijardi m³ u odnosu na prošlogodišnje pokazatelje, onda se u prva četiri meseca 2020. godine rast kretao u intervalu 4–5 milijardi m³. Prema kratkoročnoj prognozi EIA, proizvodnja će početi da se oporavlja sredinom 2021. godine i vratiće se na vrednosti sa početka 2019. (oko 58 milijardi m³ mesečno) do decembra 2021. Istovremeno, pad proizvodnje neće naneti veću štetu izvozu TPG-a i gasa koji se iz SAD isporučuje cevovodima.

Tokom 2000-ih godina SAD su planirale povećanje uvoza prirodnog gasa, izgradile u tu svrhu terminale za uvoz TPG-a i održale visoku stopu uvoza gasa koji se transportuje cevovodima. Jedino izvozno postrojenje za TPG u SAD do 2016. godine bilo je Kenai LNG na Aljasci, kapaciteta 1,3 miliona tona.

Rast proizvodnje gasa iz uljnih škriljaca radikalno je promenio situaciju. SAD su počele da pretvaraju postojeće projekte braunfield u izvozne, a naknadno su i deklarirale nove projekte gradnje od nule – grinfield projekte. U aprilu 2017. godine SAD su prvi put postale neto izvoznici prirodnog gasa, a do marta 2020. godine prosečni mesečni neto izvoz TPG-a SAD iznosio je 6,8 milijardi m³, a gasovodom isporučenog gasa 1,1 milijarda m³ (slika 3.1.3.6).



Slika 3.1.3.4: Proizvodnja prirodnog gasa uključujući gas iz uljnih škriljaca (mlrd. m³) i njegov udeo u proizvodnji prirodnog gasa (%) u SAD u periodu 2007–2019. godine
(Izvor: Natural gas gross withdrawals and production, EIA, 2020)

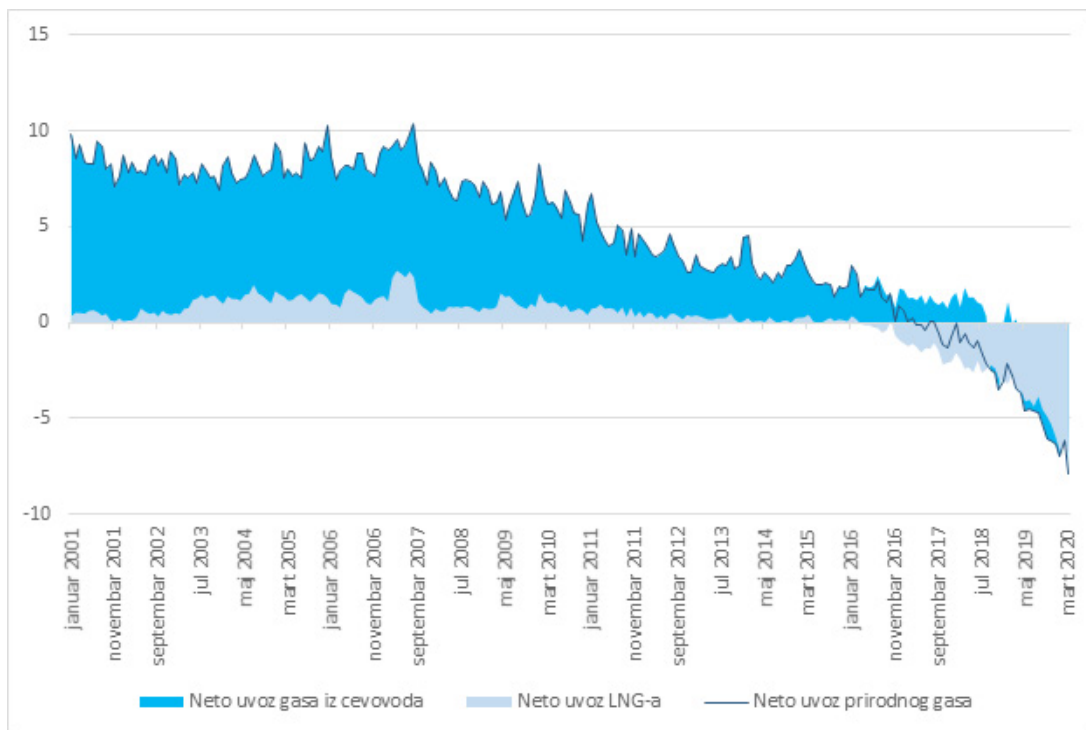


Slika 3.1.3.5: Prosečna mesečna proizvodnja gasa iz uljnih škriljaca u SAD u periodu 2015–2020. godine – bcm (Izvor: Baza podataka, EIA, 2020)

Na navedeni način, zahvaljujući naporima za razvoj industrije škriljaca, SAD ne samo da su uspele gotovo u potpunosti da obezbede svoju zemlju gasom već su se učvrstile među prva tri izvoznika utečnjelog gasa i nastavljaju da povećavaju svoj izvozni potencijal.

Međutim, najnovija dešavanja u SAD od 2021. godine (dolazak nove administracije i povratak na tzv. „Zeleni kurs“ – cilj „nula emisija CO₂“ do 2050. godine) dovođi do zaokreta i prekinuće subvencije firmi koje proizvode naftu iz škriljaca. U 2020. godini veći broj firmi (oko 150) koje se bave proizvodnjom škriljčane nafte bankroti-

rale su, a promena energetske politike će ovaj trend sigurno pospešiti. Procenjuje se da tokom 2021. godine cena nafte tipa „Brent“ neće biti viša od 45 \$/barelu, a nafte tipa „WTI“ 43 \$/barelu, što je nedovoljno za proizvođače škriljčane nafte (50 \$/barelu) u slučaju izostanka subvencija države. Prema procenama KPMG-a, tokom 2021. godine bankrotiraće dodatno još 250 firmi iz ove oblasti.



Slika 3.1.3.6: Prosečan mesečni neto uvoz TPG-a i gasovodom isporučenog gasa u SAD u periodu 2001–2020. godine – bcm (Izvor: U.S. natural gas import by country, EIA, 2020)

Takođe, nova administracija planira da stopira izdavanje licenci za korišćenje tehnologije hidrauličkog frakturisanja kada je u pitanju javno zemljište, što će za posledicu imati još veći deficit ovog energenta. U toku 2020. godine oko 13% prirodnog gasa proizvodilo se na državnom zemljištu. Na osnovu ekspertskih podataka „S&P Global Platts“, posledice ovoga biće manjak od oko 300 miliona litara nafte dnevno. Sve u svemu, procenjuje se da će kapacitet ovakvog načina proizvodnje nafte opasti upola u odnosu na nivo pre krize izazvane kovidom 19 (sa 2,2 na 1,2 mlrd. litara dnevno). Takođe, sa novim okolnostima, smatra se da se povratak na pretkrizni nivo neće dogoditi u narednih pet godina.

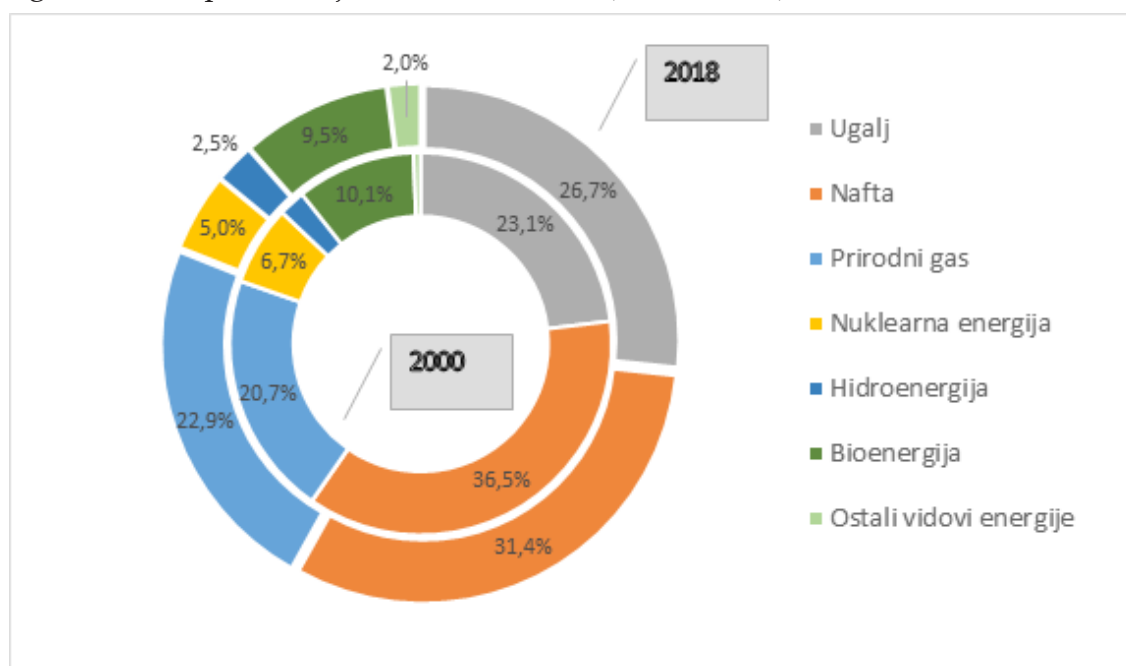
Ključna posledica nastala usled krize izazvanom kovidom 19, a sa druge strane pospešena novom energetsom politikom SAD, dovešće do masovnog smanjenja radnih mesta, drastičnim smanjenjem proizvodnje nafte, što dovodi do novog statusa SAD i gubitka energetske nezavisnosti (nastale radom proizvođača nafte iz škriljaca u prethodnih deset godina). Takođe, višegodišnja praksa je pokazala da ova tehnologija i nije tako efikasna kako se pretpostavljalo (vremenom produktivnost bušotina opada, a sve se više spaljuje tzv. kaptažnog gasa). Najnovije analize pokazuju da bušotine mogu proizvesti samo 85% od početno planiranog kapaciteta, što ukazuje na to da kompanije koje rade ovom tehnologijom nisu dovoljno profitabilne i produktivne kako se na početku mislilo. Ovim putem se sa sigurnošću može reći da se završava tzv. „američka decenija škriljaca“, kada su SAD ostvarile status izvoznika i energetske nezavisnog subjekta na tržištu nafte.

3.1.4 TRŽIŠTE PRIRODNOG GASA U ZEMLJAMA AZIJSKO-PACIFIČKE REGIJE: NOVI LIDER U POTROŠNJI ENERGENATA I AKTIVNI RAST POTROŠNJE GASA

Trenutno u Aziji živi 61% svetske populacije ili 4,7 milijardi ljudi. Samo dve zemlje sveta, Kina i Indija, čine 37% svetske populacije. Potrebno je istaći da su tokom proteklih 20 godina zemlje azijsko-pacifičke regije, prvenstveno Kina, glavni pokretači razvoja svetske ekonomije, aktivno razvijajući unutrašnju regionalnu trgovinu i uzajamnu zavisnost. Prema procenama Svetske banke, 68% rasta globalnog BDP-a u 2019. godini obezbedile su zemlje regije.

Treba napomenuti da su zemlje azijsko-pacifičke regije po mnogim pokazateljima veoma raznolike. Zemlje ove regije na različitim su nivoima ekonomskog razvoja. Na primer, Australija, Japan, Republika Koreja, Kina, Tajvan, Singapur industrijski su razvijene zemlje, dok Bangladeš, Kambodža, Pakistan, Vijetnam spadaju u zemlje u razvoju.

Rastuća ekonomija i životni standard stanovništva obezbeđuju se sve većom potrošnjom energije, usled čega je azijsko-pacifička regija najveći potrošač energetske resursa jer čini oko 42% svetske potrošnje primarne energije, dok je u 2000. godini na ove zemlje dolazilo samo 30% svetskog pokazatelja. Glavni doprinos povećanju potrošnje energenata dala je Kina, čiji je brzi razvoj u periodu 1990–2019. doveo zemlju na drugo mesto među najvećim svetskim ekonomijama. Od 4,3 milijarde tona naftnog ekvivalenta, za koje je povećana svetska potrošnja energenata u poslednjih 20 godina, oko polovine je obezbedila Kina (slika 3.1.4.1).

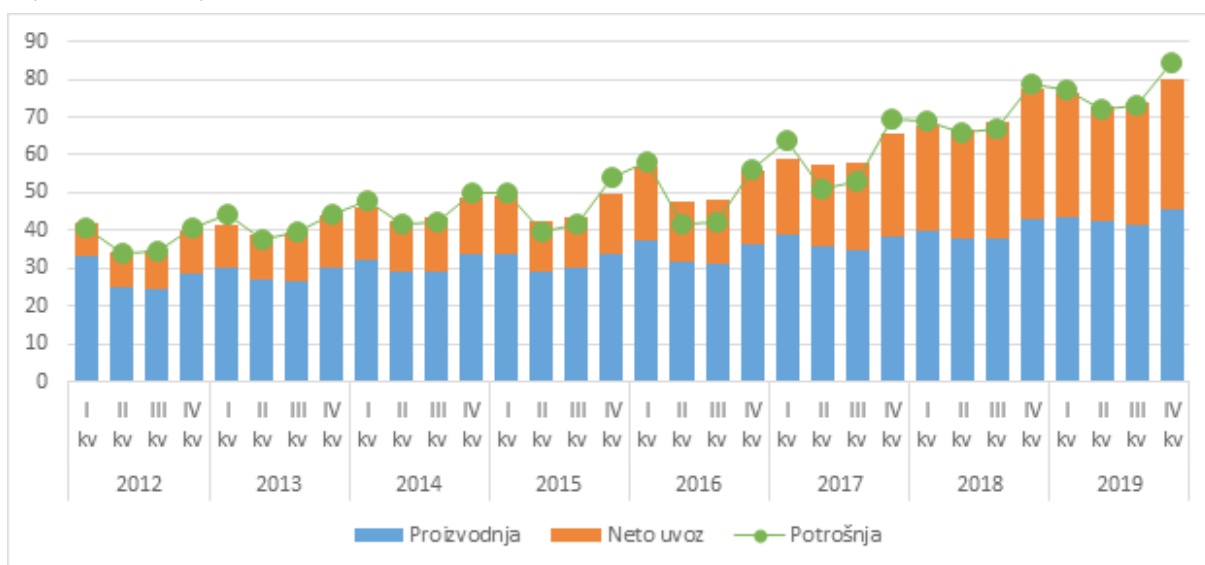


Slika 3.1.4.1: Struktura primarne potrošnje energije po vrstama energetske resursa u svetu u 2000. i 2018. godini, % (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

Nastala krajem XX veka, uloga Kine kao glavnog proizvodnog centra prenosi se sada na obližnje zemlje, kao što su Vijetnam, Tajland, Malezija, Indonezija i druge. To je povezano sa rastom troškova proizvodnje u Kini, strategijom zemlje da se odmakne od teške proizvodnje i pooštre mere zaštite životne sredine, posebno u delu poboljšanja kvaliteta vazduha. Poslednji faktor, zauzvrat, ima pozitivan uticaj na potrošnju prirodnog gasa kao goriva za elektrane.

Poslednjih godina u Kini se uočavaju velike promene u strukturi ekonomije i potrošnje energije. Sa jedne strane, usporavanje ekonomskog rasta i potrošnja primarnih izvora energije vrše snažan pritisak na potražnju, dok sa druge strane, sprovođenje politike koja ima za cilj poboljšanje stanja životne sredine u Kini pruža podršku potražnji prirodnog gasa. S tim u vezi, niske uvozne cene početkom 2020. godine mogu da doprinesu aktivnijem prelasku Kine na prirodni gas sa konkurentskih vrsta goriva.

Velika zavisnost Kine od uglja i pitanja zaštite životne sredine podstakli su zemlju na aktivno povećanje potrošnje gasa. Ako je 2000. godine potrošnja gasa u Kini bila manja od 25 milijardi m³, onda je (prema podacima Državnog zavoda za statistiku NRK) 2019. godine iznosila 306,7 milijardi m³, uz povećanje od 12,5 puta (slika 3.1.4.2).



Slika 3.1.4.2: Bilans prirodnog gasa u Kini, 2012–2019. godine – bcm (Izvori: Državni komitet za razvoj i reforme KNR, Glavna carinska uprava KNR, Državni zavod za statistiku KNR)

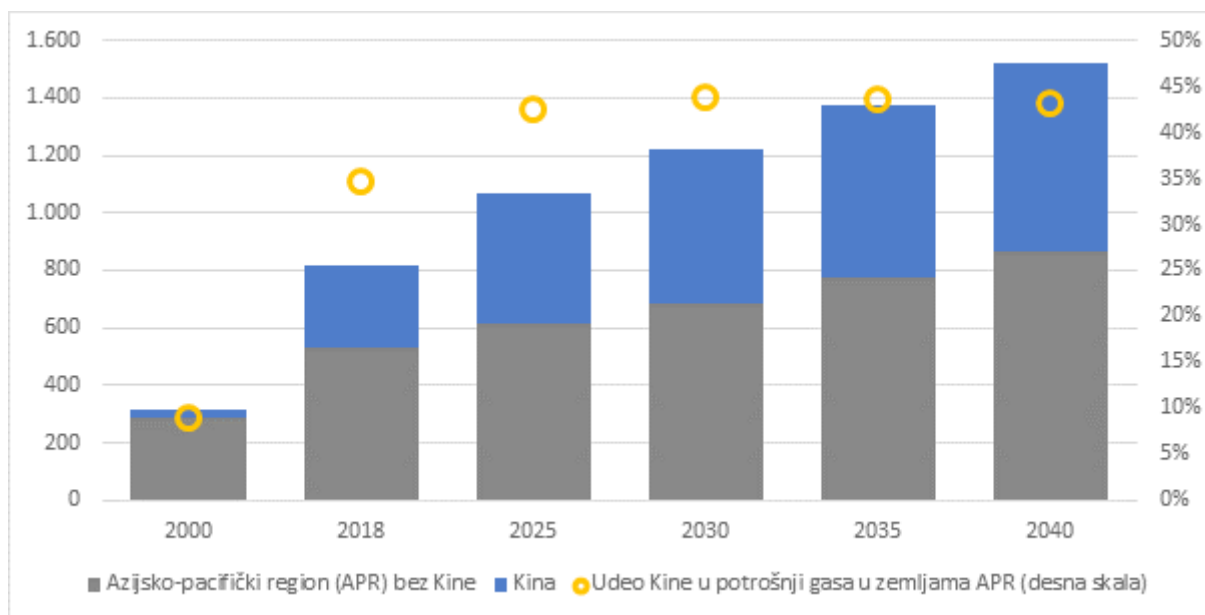
Pored eksplozivnog rasta potrošnje gasa, Kina se razlikuje od svojih suseda u regionu i po razvijenoj strukturi snabdevanja: dok su Japan, Republika Koreja i Tajvan skoro 100% zavisni od uvoza TPG-a, Kina je najveći proizvođač gasa u azijsko-pacifičkoj regiji, istovremeno razvijajući kako sistem uvoznih gasovoda, tako i uvoz TPG-a od 2006. godine.

Zavisnost od snabdevanja TPG-om negativno je uticala na Japan i Južnu Koreju u periodu 2011–2014. godine, kada je havarija u japanskoj nuklearnoj elektrani Fukušima primorala vlasti ostrvske zemlje da isključe iz pogona oko 50 nuklearnih blokova, koji su proizvodili oko 25% ukupno proizvedene električne energije. Postojanje kapaciteta elektrana na gas koji nisu pušteni u pogon omogućilo je otklanjanje nestašica proizvodnih kapaciteta. Međutim, istovremeno naglo povećana potražnja dovela je do značajnog povećanja cena za SPOT isporuke TPG-a u regionu, povećavanjem takozvane „azijske premije“. S razvojem svetskog tržišta TPG-a i postepenim ponovnim pokretanjem nekih nuklearnih elektrana u Japanu, situacija se poboljšala.

Pad potražnje 2020. godine, usled virusa korona, doveo je do prekomernog nagomilavanja robe na tržištu gasa i pada SPOT cena za TPG širom sveta. Pad cena nafte takođe je doveo do pada cena koje su povezane sa cenom nafte za dugoročne

ugovore TPG-a, koji predstavljaju apsolutnu većinu u svetskoj trgovini utečnjanim gasom. „Azijska premija“ je 2020. godine nestala ne samo u odnosu na evropsko tržište TPG-a, već i na severnoameričko. Govoriti o održivom karakteru ovih promena preuranjeno je. Pritom, situacija u mnogo čemu zavisi od oporavka nakon trenutne krize. Kriza će u manjoj meri uticati na tržište gasa u Kini zbog primene programa za povećanje udela prirodnog gasa u energetsom bilansu i poboljšanja stanja životne sredine u zemlji.

Dugoročno gledano, upravo zemlje azijsko-pacifičke regije ostaće glavni pokretač rasta svetske potrošnje gasa i, kako se očekuje, Kina će dati ključni doprinos ovom procesu, čiji će obim tržišta do 2040. godine moći da pređe 650 milijardi kubnih metara. Takođe, zemlje Jugoistočne Azije ubrzano povećavaju potrošnju gasa poslednjih decenija (slika 3.1.4.3).



Slika 3.1.4.3: Potrošnja prirodnog gasa u zemljama azijsko-pacifičkog regiona u periodu 2000–2040. godine – mlrd. m³ (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019, Scenario deklariranih politika)

3.2 SVETSKO TRŽIŠTE TEČNOG PRIRODNOG GASA

3.2.1 RAZVOJ IZVOZNIH KAPACITETA ZA UTEČNJAVANJE GASA

Od sredine 1990-ih godina tržište TPG-a počelo je da se razvija ubrzanim tempom. Ključni faktor bila je rastuća potražnja gasa u zemljama azijsko-pacifičkog regiona, od kojih su neke (Japan, Republika Koreja, Tajvan) bile lišene mogućnosti da dobijaju isporuke gasa cevovodima. Pozitivnu ulogu u celini odigrali su sledeći faktori (*World LNG report*, International Gas Union, 2020):

- povećanje broja i veličine tankera za TPG (više od 600 operativnih tankera sa maksimalnim kapacitetom od 266.000 m³ na kraju 2019. godine),
- povećan broj linija za utečnjavanje gasa i
- konkurentna cena njihove izgradnje.

SAD i Alžir bili su među prvim svetskim izvoznicima TPG-a. SAD su 1959. godine izvršile prvu otpremu tečnog gasa preko okeana u Englesku, a Alžir je 1964.

godine počeo prve komercijalne otpreme TPG-a, takođe u Englesku, kojoj se uskoro pridružila i Francuska. Godine 1969. SAD su pustile u rad postrojenje za proizvodnju TPG-a Kenai LNG na Aljasci, i upravo je iz tog postrojenja bila otpremljena prva partija TPG-a u istoriji, u Japan i Aziju u celini.

U periodu od 1990. do 2019. godine svetski izvozni kapaciteti TPG-a povećani su za više od šest puta. Glavni centar povećanja kapaciteta za proizvodnju TPG-a u periodu 1980–2000. godine postala je Indonezija, koja je pustila u pogon 23 mil. tona, odnosno više od 40% svih kapaciteta koji su pušteni u pogon u tom vremenskom intervalu (*World LNG report*, International Gas Union, 2020). Trenutno je kapacitet svih operativnih postrojenja za TPG u Indoneziji veći od 26 miliona tona (*World LNG report*, International Gas Union, 2020). TPG postrojenja u Indoneziji puštena su u rad nakon 2000. godine, ali je jedan deo postrojenja, izgrađenih pre 2000. godine, već isključen iz pogona.

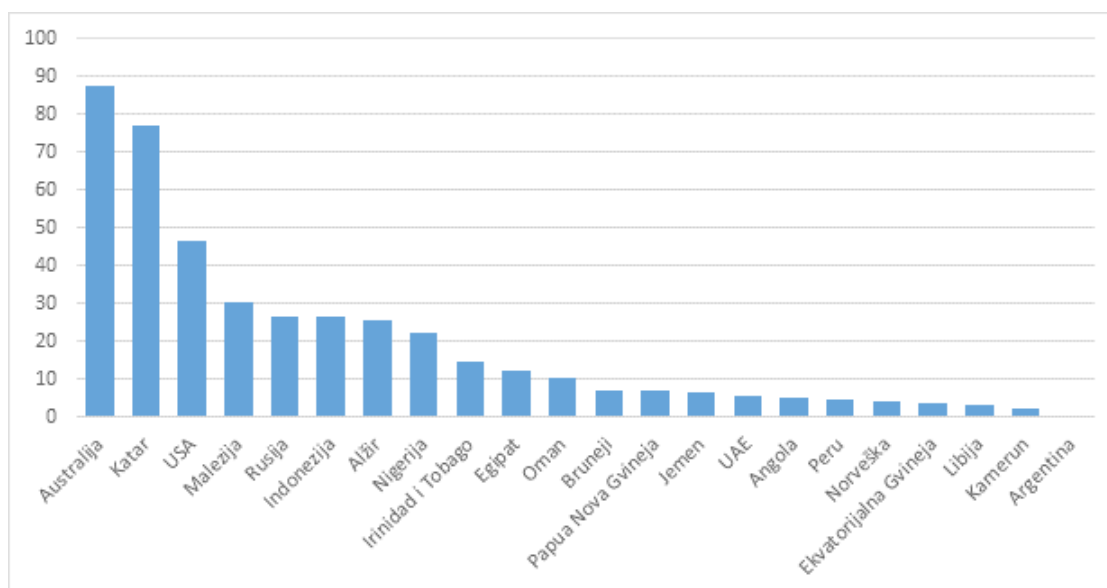
Katar je 2000-ih preuzeo inicijativu. U periodu 2000–2010. godine u zemlji su bili izgrađeni izvozni terminali TPG-a kapaciteta više od 44 miliona tona (*World LNG report*, International Gas Union, 2020). Do sada se Katar nalazio na prvom mestu u svetu po kapacitetima postrojenja za proizvodnju TPG-a (77 miliona tona), ali je sada u 2018. potisnut na drugo mesto od strane Australije. Katar planira proširivanje proizvodnih kapaciteta TPG-a na 110 miliona tona i povratak na lidersku poziciju na svetskom tržištu (*World LNG report*, International Gas Union, 2020). Verovatno bi tzv. primljena investiciona odluka (PIO) za dodatne linije već bila usvojena da nije bilo pandemije i pada cena gasa. Katar je doneo odluku da odloži usvajanje PIO zbog trenutne nepovoljne situacije. Međutim, PIO će biti usvojen čim počne oporavak ove industrijske grane, a potvrdu toga predstavlja činjenica da je Katar već poručio gradnju više od 100 tankera za buduće kapacitete – to je najveći ugovor za brodove za TPG u čitavoj istoriji. U cilju realizacije ovog ugovora Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME), Hyundai Heavy Industries (HHI) i Samsung Heavy Industries (SHI) rezervisaće znatan deo kapaciteta za izgradnju brodova za Katar.

Prvo mesto u svetu po kapacitetima postrojenja za TPG krajem 2019. godine zauzimala je Australija. Razvoj proizvodnje metana iz slojeva uglja doveo je do suficita gasa na domaćem tržištu. Jedini način da se ovaj gas izveze iz Australije jeste utečnjavanje i otprema brodovima za TPG. Na taj način, u periodu 2015–2019. godine Australija je izgradila linije za utečnjavanje gasa kapaciteta od oko 60 miliona tona (*World LNG report*, International Gas Union, 2020). Međutim, australijski projekti za TPG imaju nedostatke – njihova postrojenja za proizvodnju TPG-a smatraju se jednim od najskupljih na svetu, a rast izvoza TPG-a iz ovih postrojenja praćen je deficitom gasa na domaćem tržištu, što je dovelo do restrikcija. Problem restrikcija bio je rešen tek krajem 2018. godine, zahvaljujući puštanju u rad interkonektora, koji je povezoao istočni i zapadni deo Australije.

Međutim, SAD su sada središte rasta kapaciteta TPG-a. U 2019. godini, do porasta proizvodnih kapaciteta TPG-a uglavnom je došlo zahvaljujući SAD. Više od 60% svetskog rasta obezbedili su američki projekti (slika 3.2.1.1).

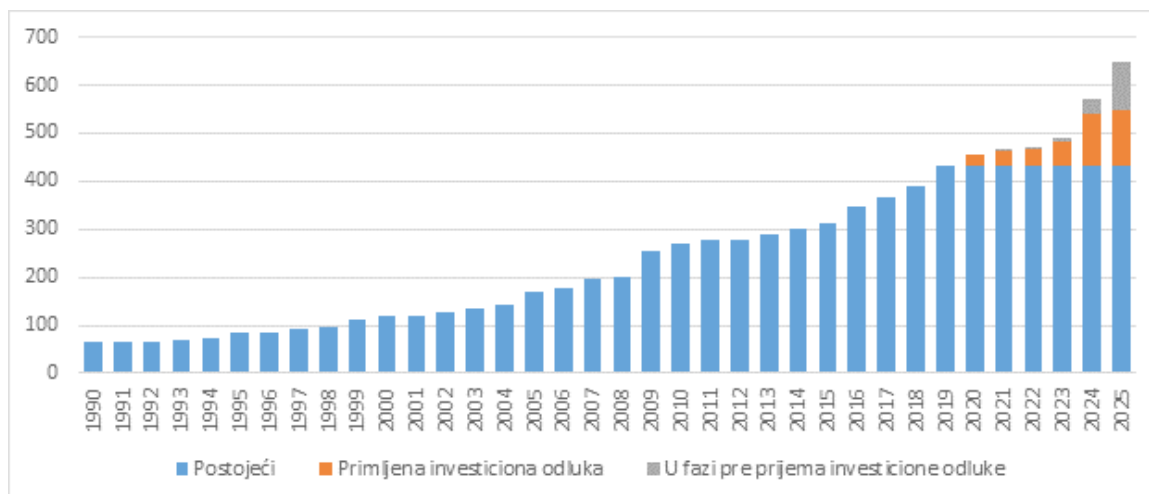
Uzimajući u obzir specifičnosti realizacije velikih projekata za proizvodnju TPG-a, može se tvrditi da razvoj projekata za TPG u srednjoročnoj perspektivi neće pretrpeti značajne promene, jer su projekti koji će biti pokrenuti u ovom periodu već u fazi izgradnje, a zaustavljanje njihove realizacije malo je verovatno. Ključne

zemlje koje u srednjoročnoj perspektivi planiraju puštanje kapaciteta su SAD, Rusija, Mozambik i Kanada.



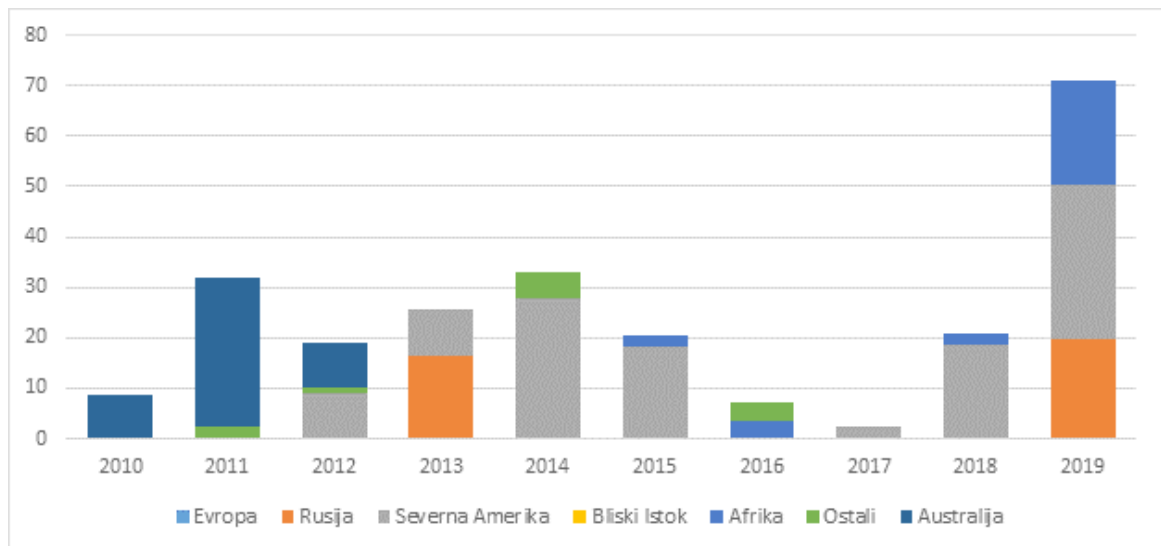
Slika 3.2.1.1: Kapaciteti za proizvodnju TPG-a po zemljama u 2019. godini, mil. t
(Izvor: World LNG report, International Gas Union 2020)

Dakle, ako se uzmu u obzir samo projekti u izgradnji, svetski izvozni kapaciteti u narednih pet-šest godina mogu da budu povećani za oko 120 miliona tona. Projekti koji su u fazi pred dobijanje PIO verovatno će biti odloženi, međutim, ako se to ne dogodi, do 2025. godine kapaciteti mogu da budu povećani za dodatnih 100 miliona tona (slika 3.2.1.2).



Slika 3.2.1.2: Svetski kapaciteti postrojenja TPG u periodu 1990–2025. godine, mil. t
(Izvor: World LNG report, International Gas Union 2020)

Po dobijanju PIO za nove projekte, 2019. godina bila je rekordna – rešenja su dobila postrojenja za proizvodnju TPG-a kapaciteta iznad 70 miliona tona. Uprkos činjenici da je vrednost značajna u 2018–2019. godini, očekivalo se usvajanje PIO za projekte čiji je kapacitet veći od 120 miliona tona. Međutim, to se nije dogodilo usled pada cena nafte i kasnijeg pada cena gasa na najvećim habovima gasa, uključujući i azijska tržišta. Niske cene gasa i pad potražnje gasa usled širenja korona virusa u kratkoročnoj, a možda i srednjoročnoj perspektivi neće dati investitorima prostor za usvajanje većeg broja KIO za nove projekte TPG-a (slika 3.2.1.3).



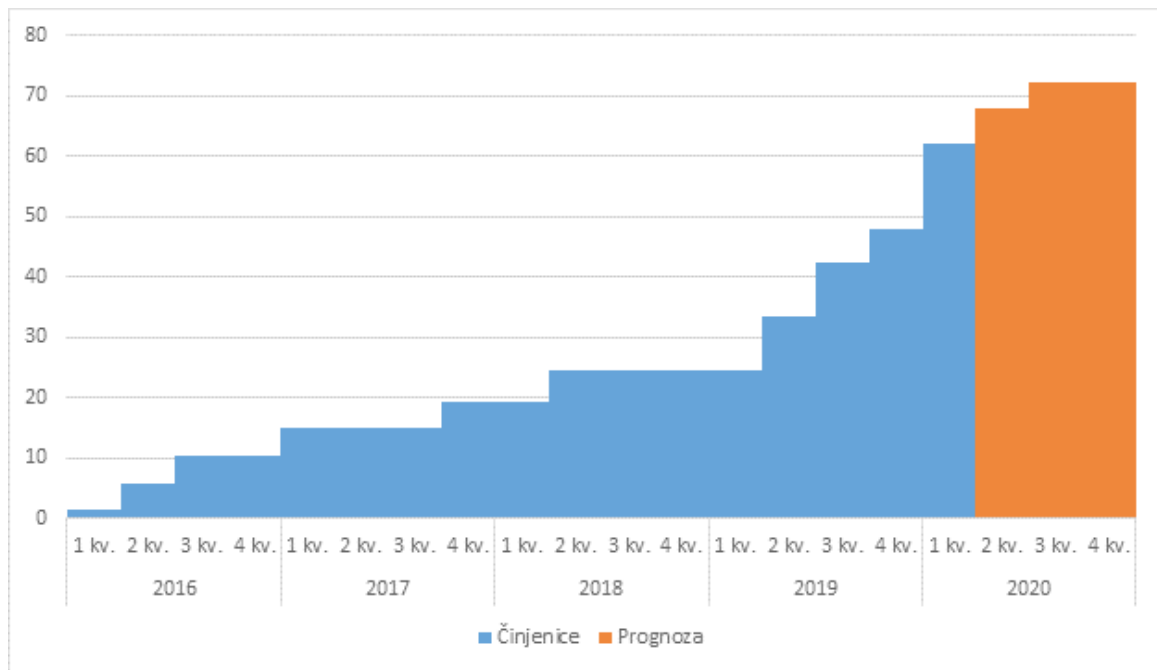
Slika 3.2.1.3: Kapaciteti postrojenja za proizvodnju TPG-a koja su dobila PIO, u periodu 2010–2019. godine, mil. t (Izvor: Sanctioned LNG capacity by FID year in selected countries and regions, 2010–2020, IEA 2020)

Istovremeno, kapaciteti ne odražavaju uvek stvarnu poziciju zemlje u rejtingu izvoznika TPG-a. Gotovo u polovini zemalja izvoznica TPG-a (10 od 22) pokazatelj iskorišćenosti kapaciteta premašuje 90%, dok je prosečna svetska vrednost 81,4%.

Takođe, u nekim zemljama postrojenja za proizvodnju TPG-a mogu da se nalaze u praznom hodu (Libija, Jemen) ili da rade sa niskim nivoom iskorišćenosti (Egipat). Do zaustavljanja rada postrojenja u Libiji i Jemenu došlo je zbog pogoršanja unutrašnjih sukoba. Egipat, koji je 2009. i 2010. godine zauzimao osmo mesto po izvozu TPG-a, suočio se sa nedostatkom gasa za sopstveno tržište i bio je primoran da značajno smanji proizvodnju TPG-a, što se odrazilo na faktore iskorišćenja i dovelo do gotovo potpunog zaustavljanja postrojenja u periodu nakon 2014. godine. Ako je 2010. godine Egipat izvezao više od 7 miliona tona, onda je do 2014. izvoz pao na 0,3 miliona tona, a 2015. godine nije otpremljen nijedan teret. Počev od 2016. godine, krenuo je spori oporavak izvoza zahvaljujući mogućnosti korišćenja uvoznog TPG-a, međutim, isporuke u 2016. i 2017. godini nisu prelazile milion tona. Tek 2019. godine, egipatski izvoz započeo je realni oporavak i isporuke su premašile 3 miliona tona. Postepeno, egipatski izvoz TPG-a vraća se na vrednosti iz perioda 2010–2012. na račun otkrivanja i razrade nalazišta Zor u egipatskom sektoru Sredozemnog mora, kao i sporazuma o uvozu gasa iz izraelskog sektora.

Jedna od najviše razmatranih tema na tržištu TPG-a u poslednjih pet godina jeste brzi izlazak SAD na leadersku poziciju u ovoj industrijskoj grani. Još 2004. godine Oxford Institute for Energy Studies izdao je dokument (Jensen, J. T., 2004) o tome kako vidi dalji razvoj svetskog tržišta TPG-a. Između ostalog, u dokumentu je bilo reči o ulozi SAD kao jedne od najvećih zemalja uvoznica TPG-a. Gotovo svi analitičari energetskega sektora očekivali su isto. Međutim, početak razrade škriljačnih formacija u širokim razmerama iz korena je promenio situaciju i do 2019. godine dovelo SAD u red neto izvoznika gasa i među tri vodeće zemlje u pogledu kapaciteta postrojenja za proizvodnju TPG-a (slika 3.2.1.4).

U narednim godinama, SAD će ostati među prva tri leaderska mesta po kapacitetima izvoznih terminala za TPG. Pre širenja epidemije korona virusa i odlaganja PIO koje je usledilo, SAD su mogle da zauzmu vodeću poziciju po pitanju kapaciteta za utečnjavanje, ali sada je verovatnoća da će uskoro doći do usvajanja potrebnog broja PIO izuzetno mala.



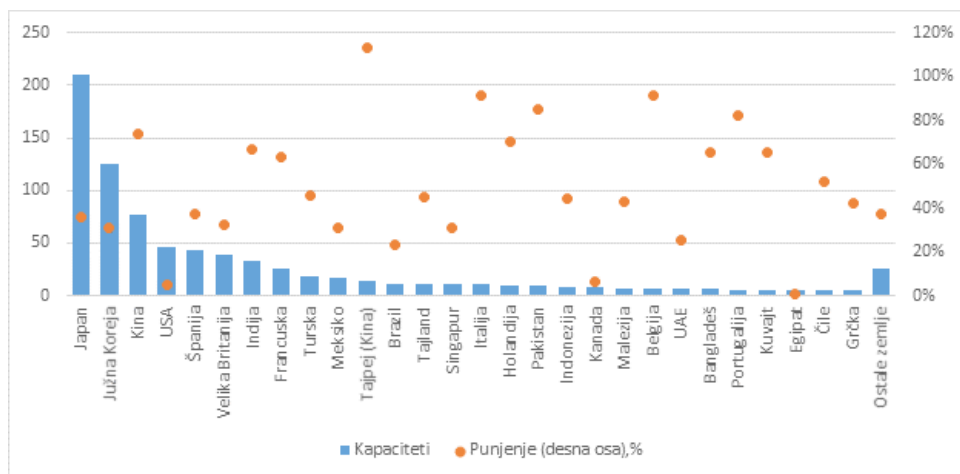
Slika 3.2.1.4: Kapaciteti postrojenja za proizvodnju TPG-a u SAD u periodu 2016–2020. godine, kumulativno, mil. t (Uzimajući u obzir Kenai LNG) (Izvor: Baza podataka, EIA, 2020)

U skladu sa procenama EIA SAD, izvozni kapaciteti TPG-a u SAD na osnovu rezultata 2020. godine premašiće 70 miliona tona. Do 2025. godine mogu da premaše 100 miliona tona. SAD ne samo da puštaju u rad nove terminale, već i modernizuju postojeće. Samo zahvaljujući otklanjanju uskih grla u postrojenjima za TPG, u prvoj polovini godine SAD su povećale izvozne kapacitete za 4,5 miliona tona. Uska grla su eliminisana na terminalima Sabine Pass i Corpus Christi.

3.2.2 TERMINALI ZA REGASIFIKACIJU I UVOZ TPG-A

Od prvih isporuka alžirskog gasa iz postrojenja za proizvodnju Camel LNG u Veliku Britaniju početkom 1960-ih godina, infrastruktura za izvoz TPG-a povećavala se istovremeno sa infrastrukturom za njegov uvoz, prevazilazeći povećanje kapaciteta za utečnjavanje gasa. Godine 2000. kapaciteti za utečnjavanje gasa iznosili su oko 120 miliona tona, dok su kapaciteti terminala za regasifikaciju i njihovo punjenje bili na nivou 350 miliona tona i 30% (*World LNG report*, International Gas Union, 2020), respektivno.

Jedan od faktora koji objašnjava nisku iskorišćenost postrojenja za proizvodnju TPG-a u odnosu na izvoznu jeste potreba održavanja visoke dnevne propusne moći na terminalu za regasifikaciju, kako bi se osigurala neprekidna isporuka u periodima najveće potražnje. U periodima niske potražnje ne postoji potreba da se prijemni terminal opterećuje na nivou koji se primenjuje kod najveće potražnje, pa značajan deo kapaciteta može da se nalazi u praznom hodu, što negativno utiče na faktore opterećenja. Do 2019. godine kapaciteti za prijem TPG-a povećani su na 807 miliona tona, dok je iskorišćenost povećana na 43%. Značajna ulaganja u povećanje iskorišćenosti za poslednje četiri godine imale su evropske zemlje i Kina, koje su povećale uvoz TPG-a za vrednost veću od vrednosti prijema kapaciteta za regasifikaciju. Kina je od 2015. do 2019. godine povećala uvoz TPG-a gotovo tri puta, a Evropa tokom poslednje godine za 75% (slika 3.2.2.1).



Slika 3.2.2.1: Kapaciteti terminala za regasifikaciju po zemljama u 2019. godini, mil. t (World LNG report, International Gas Union, 2020)

U 2019. godini najveće kapacitete terminala za regasifikaciju imao je Japan, koji je daleko ispred ostalih zemalja. Na njega otpada više od 26% svih svjetskih kapaciteta za regasifikaciju – 210,5 miliona tona. Južna Koreja je na drugom mestu sa više od 125,8 miliona tona i 16% svjetskih kapaciteta regasifikacije. Kina, koja je u 2017. godini izbila na drugo mesto u svetu po pitanju uvoza TPG-a, u 2019. godini zaostaje u odnosu na Južnu Koreju u pogledu kapaciteta za nešto manje od 40%.

Kineske kompanije aktivno učestvuju u izgradnji terminala za uvoz TPG-a, čemu doprinosi niska cenovna situacija na svetskom tržištu TPG-a koja je nastala 2020. godine, kao i slobodno formiranje cena TPG-a na unutrašnjem tržištu Kine, što cenovodne isporuke gasa u zemlji stavlja u diskriminatorni položaj.

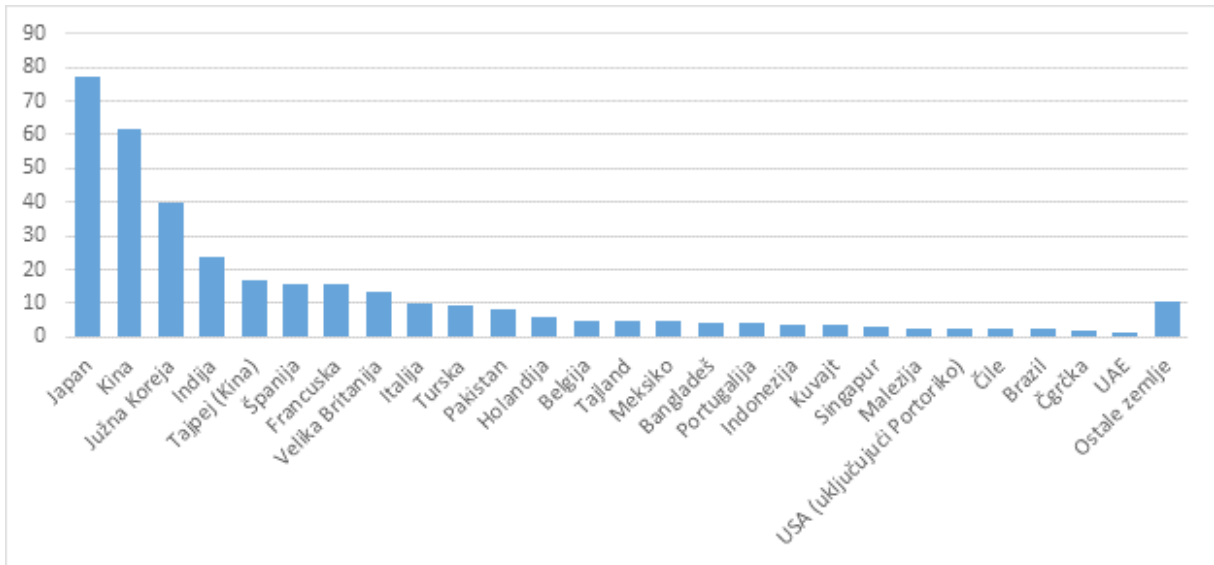
Nijedna druga država na svetu nema tako velike kapacitete u poređenju sa Japanom i Južnom Korejom. Jedan od osnovnih razloga je što su Japan i Koreja usled prirodnih i geopolitičkih razloga nemaju mogućnost da dobijaju prirodni gas cevovodima. S vremena na vreme, štampa nastavlja da razmatra projekat isporuke ruskog gasa u Japan sa ostrva Sahalin podvodnim cevovodom. Međutim, sudeći po otvorenim izvorima, projekat je daleko od konačne realizacije, što je verovatno posledica visoke seizmičke aktivnosti u regionu, koja značajno povećava rizike i ima veliki uticaj na vrednost projekta.

Poslednjih godina evropske zemlje počele su takođe da povećavaju uvoz TPG-a, zbog čega je faktor iskorišćenosti porastao u većini zemalja na više od 40%. Rast uvoza TPG-a u evropskim zemljama objašnjava se povoljnom cenovnom situacijom za uvoznike u periodu 2019–2020. godine, kao i padom sopstvene proizvodnje (slika 3.2.2.2).

Svetski uvoz TPG-a prema rezultatima 2019. godine iznosio je 354,7 miliona tona (International Gas Union, 2020). U 2019. godini nije došlo do pojave novih zemalja uvoznica TPG-a (bez uzimanja u obzir malotonažnog TPG-a). Istovremeno, Rusija je pustila u rad PRGU (plutajuće regasifikaciono postrojenje) Maršal Vasiljevski, koje je zatim bilo predato u zakup.

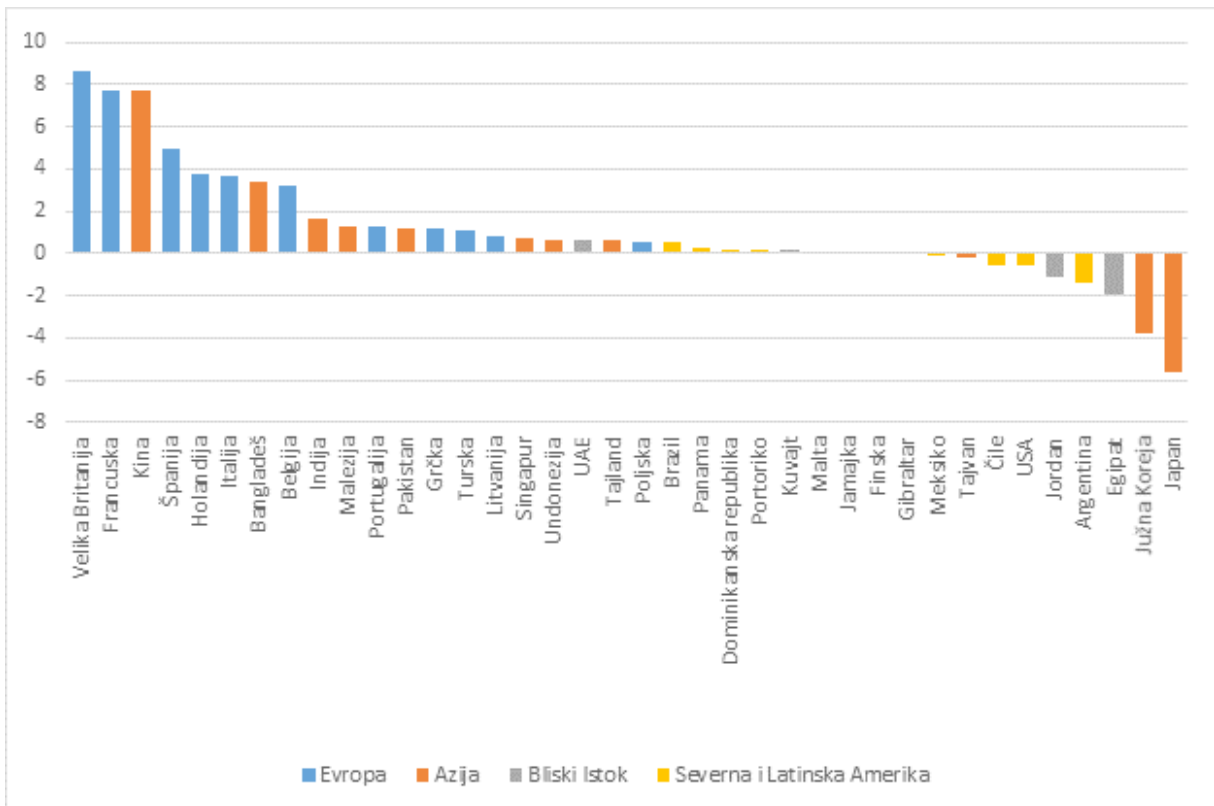
Japan ostaje lider po uvozu utečjenog gasa, kao i po kapacitetima za regasifikaciju, sa faktorom uvoza od 76,9 miliona tona. Kina je na drugom mestu sa faktorom od 61,7 miliona tona. Rast uvoza TPG-a u Kini obezbedio joj je visok faktor iskorišćenosti terminala za regasifikaciju – 74%, više nego 30% u odnosu na prosečnu

svetsku vrednost. S obzirom na značajnu količinu kapaciteta, faktor iskorišćenja iznad 70% ukazuje na efikasnu upotrebu terminala za regasifikaciju u Kini.



Slika 3.2.2.2: Uvoz TPG-a u zemljama sveta u 2019. godini, mil. t
(World LNG report, International Gas Union, 2020)

U 2019. godini u svetu su postojale samo dve zemlje, osim Kine, sa velikim faktorom iskorišćenja, srazmernim Kini, i značajnim kapacitetima terminala za regasifikaciju – Indija i Francuska. U Indiji kapacitet iznosi 33,3 miliona tona, a faktor iskorišćenja 67%, a u Francuskoj 25 miliona tona, odnosno 63% (slika 3.2.2.3).



Slika 3.2.2.3: Promene obima uvoza u 2019. godini u odnosu na 2018. godinu, mil. t
(Izvor: GIIGNL Report, 2020)

Najveći rast uvoza TPG-a u 2019. godini obezbedile su evropske zemlje, koje su ukupno povećale isporuke za 37 miliona tona, dok najveći tradicionalni azijski uvo-

znici smanjuju uvoz TPG-a: pokazatelji za Japan i Južnu Koreju opali su za 3,8 i 5,6 miliona tona, respektivno. Jedan od razloga pada uvoza kod azijskih kupaca leži u prekomernoj ponudi, dok je potražnja smanjena.

Evropske zemlje, za razliku od Južne Koreje i Japana, imaju značajan udeo ugovora o cenama habova (čvorišta), i u vezi sa tim počele su aktivno da povećavaju isporuke TPG-a čim su SPOT cene počele da opadaju. Najveći rast uvoza TPG-a u 2019. godini zapažen je u Velikoj Britaniji i Francuskoj, koje su povećale kupovinu na 8,6 i 7,7 miliona tona, obezbeđivši gotovo polovinu evropskog rasta. Kina je na trećoj poziciji u pogledu rasta, sa pokazateljem od 7,7 miliona tona.

Međutim, i evropske zemlje pokušavaju da očuvaju balans između isporuka gasa cevovodima i TPG-a.

3.2.3 GLOBALNO TRŽIŠTE TPG-OM

U 2019. godini, svetska trgovina TPG-om iznosila je gotovo 355 miliona tona. Azijsko-pacifičke zemlje postale su najveći region, kako uvoznik, tako i izvoznik TPG-a, uzimajući u obzir interregionalnu trgovinu. U 2019. godini obim regionalnog tržišta procenjen je na 132 miliona tona, pri čemu je interregionalna trgovina činila oko 60% ili 77 miliona tona.

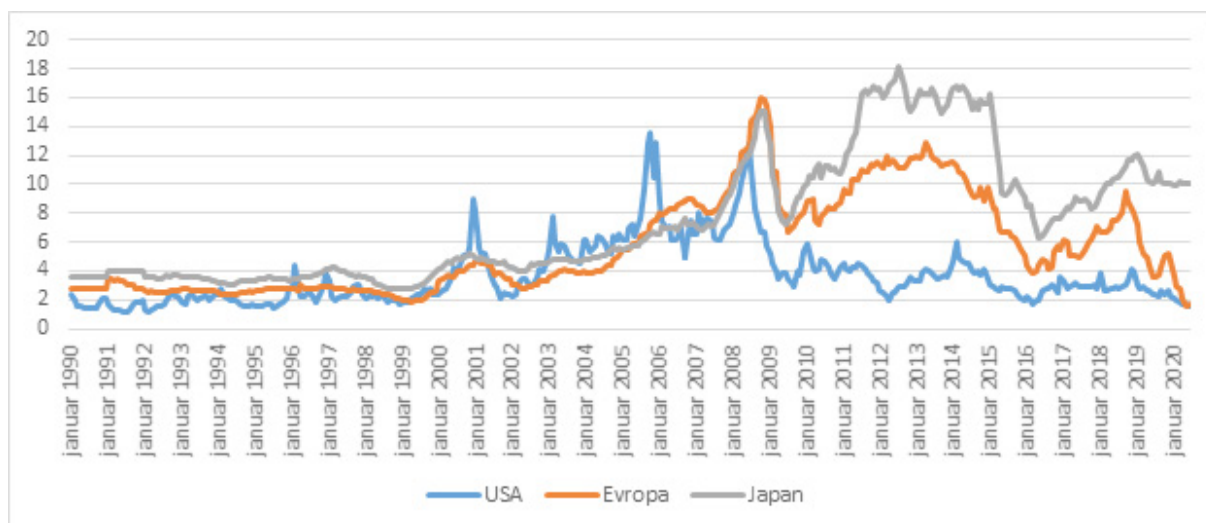
U isto vreme, isključujući interregionalnu trgovinu, najveći uvoznik je Azija, budući da u regionu nema izvoznika TPG-a. Faktor uvoza u Aziji u 2019. godini porastao je za 13,7 mil. t u poređenju sa 2018. godinom i iznosio je 114,5 miliona tona. Ukupno na zemlje azijsko-pacifičkog regiona otpada oko 70% svetske trgovine TPG-om (tabela 3.2.3.1).

Tabela 3.2.3.1: Trgovina TPG-om među regionima u 2019. godini mil. t (GIIGNL Report, 2020)

Region izvoznik	Države azijsko-pacifičke regije	Bliski istok	Afrika	Severna Amerika	Zemlje bivše SSSR	Latinska Amerika	Evropa	Re-eksport (prijem)	Re-eksport (otprema)	Ukupno
Države azijsko-pacifičke regije	77,3	31,2	2,9	9,5	8,8	2,1	-	0,3	0,4	131,7
Azija	54,2	36,3	13,6	3,0	4,8	1,9	0,1	0,8	0,1	114,5
Evropa	-	23,5	25,1	12,7	15,1	5,9	4,2	0,3	0,9	85,9
Latinska Amerika	-	-	0,8	4,2	-	2,6	0,4	0,1	-	8,1
Severna Amerika	0,2	-	1,5	2,9	0,1	3,1	-	-	-	7,7
Bliski istok	0,1	3,0	1,0	1,4	0,6	0,8	-	0,1	-	6,9
Afrika	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1
Ukupno	131,7	93,9	45,0	33,8	29,3	16,3	4,7	1,6	1,6	354,7

Azijsko-pacifičke zemlje ne samo da su na prvom mestu po uvozu TPG-a, već se i najveći obim izvoza gasa morskim putem viši takođe u ovom regionu. Najveći izvoznik u međuregionalnoj trgovini u 2019. godini bio je Bliski istok, sa pokazateljem od 90,9 miliona tona, pri čemu više od 85% ovog obima otpada na Katar. Azija je i dalje najvažniji region na Bliskom istoku, u koji su isporuke iznosile 36,3 miliona tona. Evropa, koja je u 2019. godini pokazala najveći rast uvoza TPG-a (37 miliona tona), veći deo uvezenog TPG-a dobija iz četiri regiona – Alžira, Nigerije, Norveške i Katara, kao i SAD i Rusije. Svaki od ova četiri dobavljača ima udeo od 15 do 30% evropskog uvoza TPG-a. Na taj način evropsko tržište TPG-a ima veoma visok nivo u pogledu diversifikacije dobavljača.

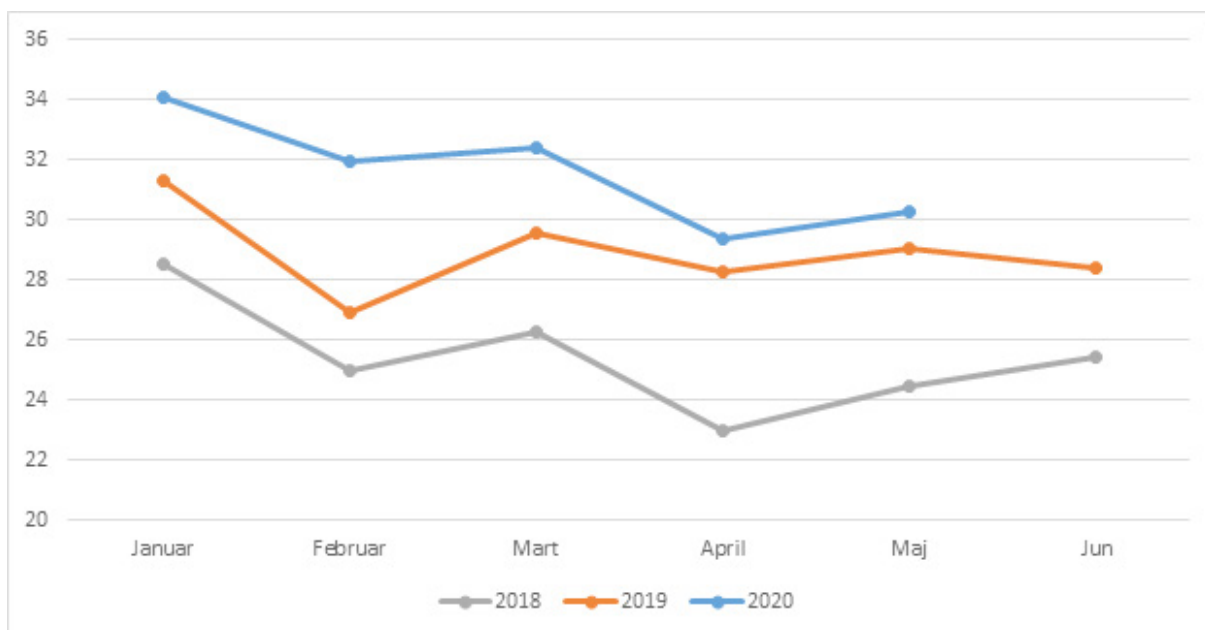
Između 1990. i 2000. godine, cene gasa na ključnim tržištima ostale su stabilne i iznosile su 4–4,5 \$/mil. BTU (slika 3.2.3.1). U SAD rast cena uočava se od 2000. do 2005. zbog povećanja deficita gasa na domaćem tržištu. Tokom 2005. godine nekoliko uragana pogodilo je SAD, što je još više pogoršalo situaciju i cene su porasle na 13,5 \$/mil. BTU na prosečnom mesečnom nivou. U 2008. godini nastupila je svetska finansijska kriza, koja je smanjila cene nafte sa skoro 150 \$/bar. na 35–40 \$/bar., što je za sobom povuklo i cene gasa. Cene u SAD nisu se oporavile do svog prethodnog nivoa, za razliku od drugih tržišta, jer je u SAD počela razrada škriljaca u punom obimu, a ujedno su se odvijali postepeno povećavanje vlastite proizvodnje i obezbeđenja iz sopstvenih potreba. U martu 2011. godine Japan je zadesila havarija u nuklearnoj elektrani Fukušima 1, što je dovelo do postepenog gašenja reaktora u svim japanskim nuklearnim elektranama. Manjak energenata prouzrokovao je potrebu za uvozom mnogo veće količine gasa kako bi se zamenili nuklearni kapaciteti koji se isključuju iz pogona, zbog čega je cena u Japanu bila visoka sve do 2015. godine. Tokom 2015. godine Japan je započeo prvi postupak ponovnog pokretanja nuklearnog reaktora u nuklearnoj elektrani, nakon čega su skoro svi reaktori koji su radili u 2011. godini pokrenuti ponovo, a cena gasa vratila se na nivoe pre havarije.



Slika 3.2.3.1: Cene gasa u SAD, Evropi i Japanu u periodu 1990–2020. godine, \$/mil. BTU
(Izvor: Commodity markets, World Bank, 2020)

Tokom 2015–2016. godine, na energetskom tržištu počeo je da se uočava višak nafte, što je rezultovalo padom cena nafte na nivo od 30 \$/bar. To je dovelo do stvaranja koalicije OPEK+, čiji je cilj ograničenje proizvodnje nafte u zemljama članicama OPEK+ i sprečavanje ponovnog pada cena. Međutim, u martu 2020. godine sporazum OPEK+ se raspao, a takođe je počelo veliko širenje epidemije korona vi-

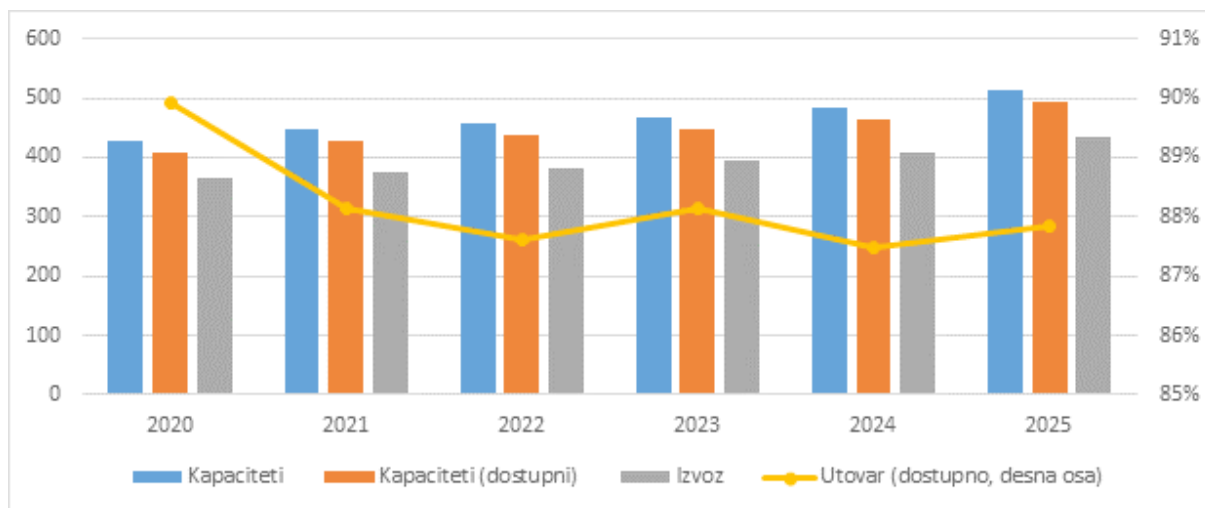
rusa, što je značajno smanjilo potražnju energenata. Posledice su bile pogubne za proizvođače i izvoznike – cene gasa u Evropi pale su ispod 2 \$/mil. BTU, a razlika u cenama između Evrope i SAD u maju 2020. postala je negativna, lišavajući prodavce svake premije. Ako uzmemo u obzir cene gasa u Japanu, one se nisu promenile, jer Japan ima zaključen veliki broj naftnih ugovora, za koje se plaćanja nisu značajno smanjila. Ako razmotrimo SPOT komponentu, onda prema podacima METI (*Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry*), ugovorna cena SPOT TPG u Japanu pala je u aprilu 2020. na 2,4 \$/mil. BTU, a u maju 2020. na 2,2 \$/mil. BTU. Pojam SPOT premijum tržišta privremeno je nestao (slika 3.2.3.2).



Slika 3.2.3.2: Trgovina TPG-om u periodu januar–jun 2018–2020. godine, mil. t (Izvor: *Gas 2020 – Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets*, IEA, 2020)

Širenje epidemije izazvane korona virusom početkom 2020. godine počelo je da utiče na snabdevanje TPG-om, dostižući vrhunac oko drugog kvartala 2020. Rast trgovine smanjen je skoro pet puta: poređenje april 2020. godine i 2019. godine, stopa rasta iznosila je 1,1 miliona tona, dok je u aprilu 2019. u odnosu na april 2018. bilo 5,3 miliona tona. U maju 2020. godine primećena je slična situacija. Pored toga, smanjenje stope rasta odvija se na fonu značajnog puštanja kapaciteta u pogon; u tom pogledu pokazatelji iskorišćenja u 2020. su niži nego u 2019. Nedovoljna popunjenost izvoznih terminala za TPG takođe se odražava i na izveštavanje kompanija koje izvoze TPG, počevši od drugog kvartala 2020. godine.

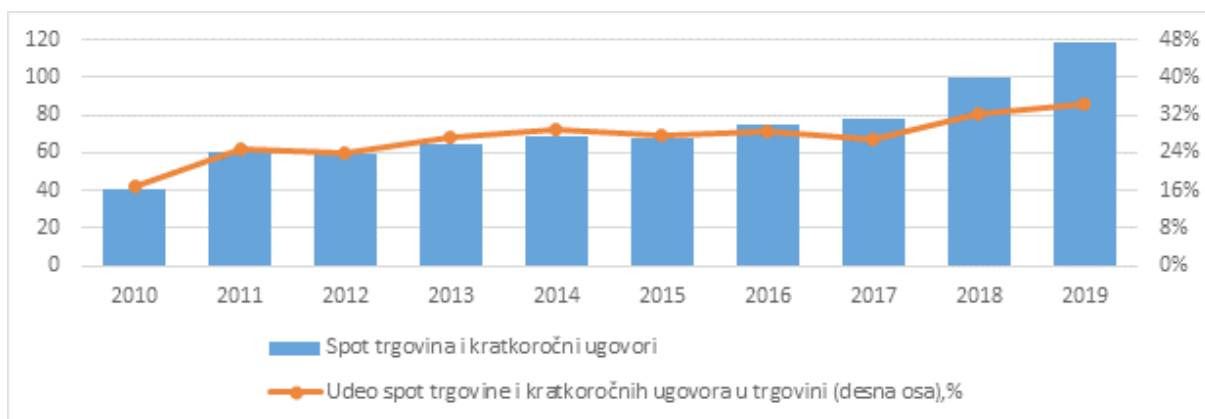
U svojoj publikaciji (*Gas 2020 – Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets*, IEA, 2020), IEA daje srednjoročnu ocenu razvoja globalne TPG industrije, uzimajući u obzir nametnute restriktivne mere i pad potražnje gasa zbog širenja epidemije korona virusa, za period 2020–2025. (slika 3.2.3.3). U 2020. godini iskorišćenost raspoloživih kapaciteta smanjuje se sa 96% na 90%, a do 2025. biće u intervalu od 87 do 89%. Rast izvoznih kapaciteta će se nastaviti, pošto će se puštati u rad projekti koji se nalaze u fazi izgradnje, i mada će izvoz TPG-a rasti, tempo će biti izuzetno slab – 10,4 miliona tona u 2021., 6,9 miliona tona u 2022. godini. Oporavak će započeti 2023. godine, a IEA očekuje značajan prirast izvoza TPG-a do 2025. Na taj način, do 2025. godine godišnji rast izvoza neće prelaziti 13 miliona tona, a 2025. godine iznosiće 26,5 miliona tona.



Slika 3.2.3.3: Izvoz TPG-a, kapaciteti postrojenja za proizvodnju TPG (mil. t) i njihovo prosečno globalno opterećenje (desna osa, %) u periodu 2020–2025. godine (Izvor: Gas 2020 - Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets, IEA, 2020)

Od 2010. godine obim SPOT i kratkoročne trgovine TPG-om povećan je gotovo tri puta, na 119 mil. tona, a njihov udeo u svetskoj trgovini TPG-om povećan je dva puta, na 34%. Može se uočiti da se gotovo polovina rasta SPOT i kratkoročnih obima trgovine odvijala u periodu 2010–2017. godine, a polovina u 2018–2019. (slika 3.2.3.4). Takav značajan rast u kratkom vremenskom periodu u drugom vremenskom intervalu objašnjava se pomoću dva faktora: pada cena nafte, praćenog padom cena gasa, kao i potrebom da uvoznici imaju više ugovora sa fleksibilnim uslovima isporuke kako bi se izbegli eksplozivno povećanje cena i nestašica.

Međutim, udeo SPOT trgovine neće konstantno rasti, budući da rast udela SPOT-a u portfolijima zemalja ne odgovara njihovim vlastitim strategijama energetske sigurnosti, koje predlažu oslanjanje na energetske resurse koji se isporučuju bez prekida.



Slika 3.2.3.4: Obim SPOT trgovine i kratkoročnih ugovora za TPG (mil. t) i njihov udeo u svetskoj trgovini TPG-om (%) u periodu 2010–2019. (Izvor: GIIGNL Annual report, 2020)

3.3 KONKURENTNE PREDNOSTI DOBAVLJAČA PRIRODNOG GASA

U 2020. godini u celom svetu zapaža se smanjenje cena energenata, uzrokovano pre svega korona virusom i borbom protiv njegovih posledica. Cene nafte u SAD

u određenom trenutku našle su se u negativnoj zoni, a cene za SPOT isporuke prirodnog gasa jesu ispod praga isplativosti praktično svih dobavljača na evropskom tržištu. Popunjenost evropskih podzemnih skladišta gasa na rekordnom je nivou za ovo doba godine, a oporavak ekonomije evropskih zemalja teško da će biti brz.

Iz iskustva zasnovanog na krizama u prošlosti možemo sa sigurnošću reći da će obnavljanje poslovnih aktivnosti širom sveta, uključujući Evropu, biti povezano sa povećanjem potrošnje energije. Oživljavanje potrošnje energije stimulisće rast cena, koje pod određenim uslovima (hladne zime, prekidi u snabdevanju TPG-om itd.) mogu ponovo da porastu. Kako bi se neutralisala nestabilnost tržišnih cena, osigurala pouzdanost dugoročnih investicija po pitanju kapitala projekata, pojavio se sistem dugoročnih ugovora koji je obezbedio pouzdanost snabdevanja gasom za kupca i osigurali rizici prodavca prirodnog gasa. Životni vek projekata u gasnoj industriji meri se decenijama, a njihova realizacija, po pravilu, nije samo dugoročna, već i doprinosi širenju saradnje između država koje učestvuju u takvim međudržavnim odnosima.

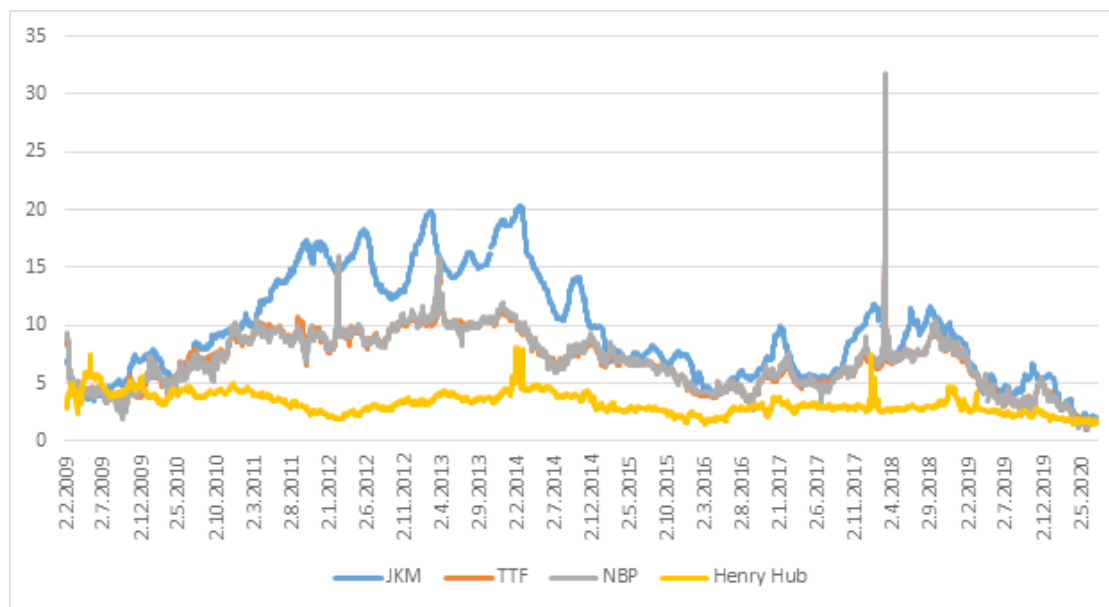
Odustajanje od gasa koji se transportuje cevovodima u korist TPG-a tokom kratkoročnog pada cena predstavlja kratkovidni i situacioni potez, koji u dugoročnoj perspektivi neminovno donosi negativne posledice. Finansijski igrači više su zainteresovani za povećanje nestabilnosti na robnim tržištima od institucija koje obezbeđuju stabilnost snabdevanja energijom i održivi razvoj gasnog i energetskog sektora. Primer Velike Britanije, koja je odlučila da se osloni na SPOT isporuke TPG-a, u 2018. godini pokazao je značaj pouzdanosti cevovodnog snabdevanja gasom. Manjak od 50 miliona m³ gasa dnevno, u uslovima stvarne potrošnje na nivou od 410 miliona m³ dnevno, ili oko 11% ukupne potražnje, izazvao je skok cena gasa na britanskom habu NBP za 450 penija za term (1587,6 dolara za hiljadu m³), a na susednom habu TTF cene premašile su trenutno 120 evra po MWh ili 1299,6 dolara za hiljadu m³ (Timera Energy, 2018).

U periodu od 2009. do 2018. godine cene gasa na razvijenim uvoznim tržištima veći deo vremena bile su u rasponu od 5 do 20 \$/mil. BTU, izuzev skoka cena na NBP i TTF u 2018. godini (slika 3.3.1). Samo je marker JKM dostigao gornju granicu intervala u periodu posle havarije u nuklearnoj elektrani Fukušima i zaustavljanja drugih nuklearnih elektrana u zemlji. Razlika u cenama između tržišta azijsko-pacifičkog regiona i drugih regiona postala je poznata kao „azijska premija“. Ona je zbog svoje visine podstakla međuregionalnu trgovinu, pre svega u obliku reeksporta TPG-a u azijsko-pacifički region, uključujući i iz evropskog regiona.

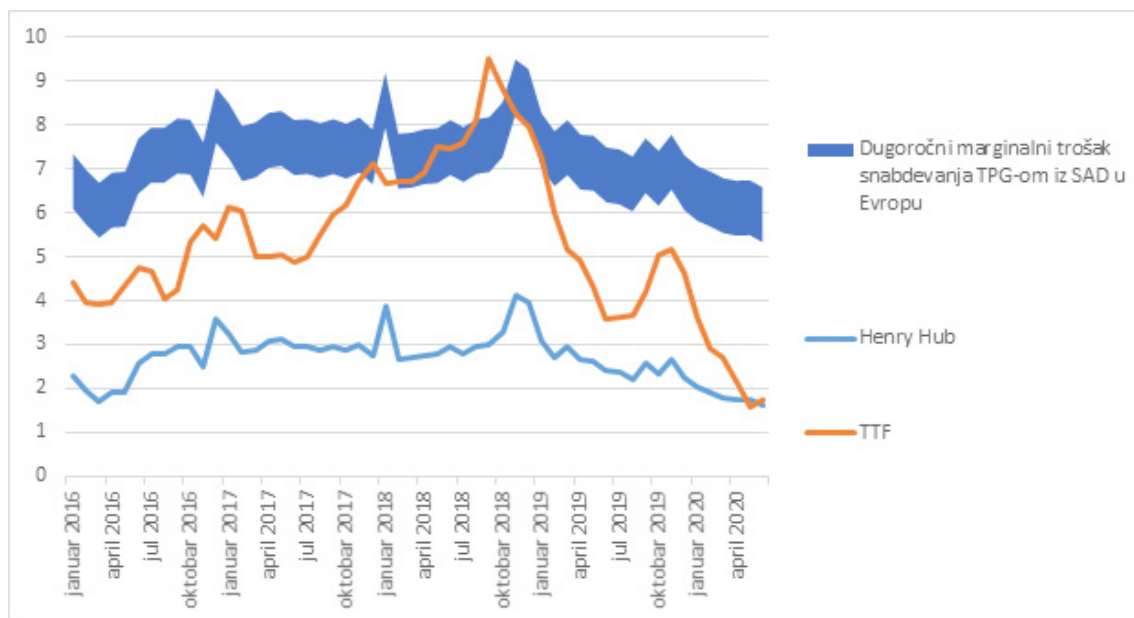
Tokom poslednjih deset godina, periodičan pad SPOT cena ispod 5 \$/mil. BTU bio je kratkotrajan i nije imao značajan uticaj na komercijalnu komponentu isporuka u azijsko-pacifički region. Međutim, od kraja 2018. godine cene gasa su počele da opadaju. Ako je krajem 2018. godine na mnogim uvoznim tržištima cena bila oko 10 \$/mil. BTU, onda su do sredine 2020. SPOT cene u azijsko-pacifičkoj regiji i Evropi pale ispod 2 \$/mil. BTU, a u nekim periodima gasom se trgovalo sa diskontom prema evropskim čvorištima. Istovremeno su na američkom Henry Hubu cene pale na 1,5 \$/mil. BTU (slika 3.3.2). Sa takvim nivoima cena, azijsko tržište prestaje da bude premijalno, a razlika u ceni ne isplaćuje ne samo dugoročne, već i kratkoročne troškove isporuke.

Treba napomenuti da je poslednjih godina u stručnoj literaturi objavljeno mnogo publikacija u vezi sa perspektivama za američki TPG na evropskom tržištu. Me-

đutim, analiza strukture troškova isporuke američkog TPG-a u Evropu pokazuje paradoksalnu situaciju: puni troškovi isporuke američkog TPG-a ne kompenzuju se cenom prodatog gasa, što znači da dobavljači gasa po ovim ugovorima trpe gubitke. S obzirom na činjenicu da američki proizvođači TPG-a uglavnom posluju po To-lingovoj šemi, koja podrazumeva samo obezbeđivanje kapaciteta za utečnjavanje, ove gubitke snose kompanije koje uvoze gas iz američkih postrojenja, uključujući i evropske.



Slika 3.3.1: Cene gasa na ključnim trgovinskim platformama u periodu 2009–2020. godine, \$/mil. BTU (Izvor: Baza podataka, Thomson Reuters, 2020)

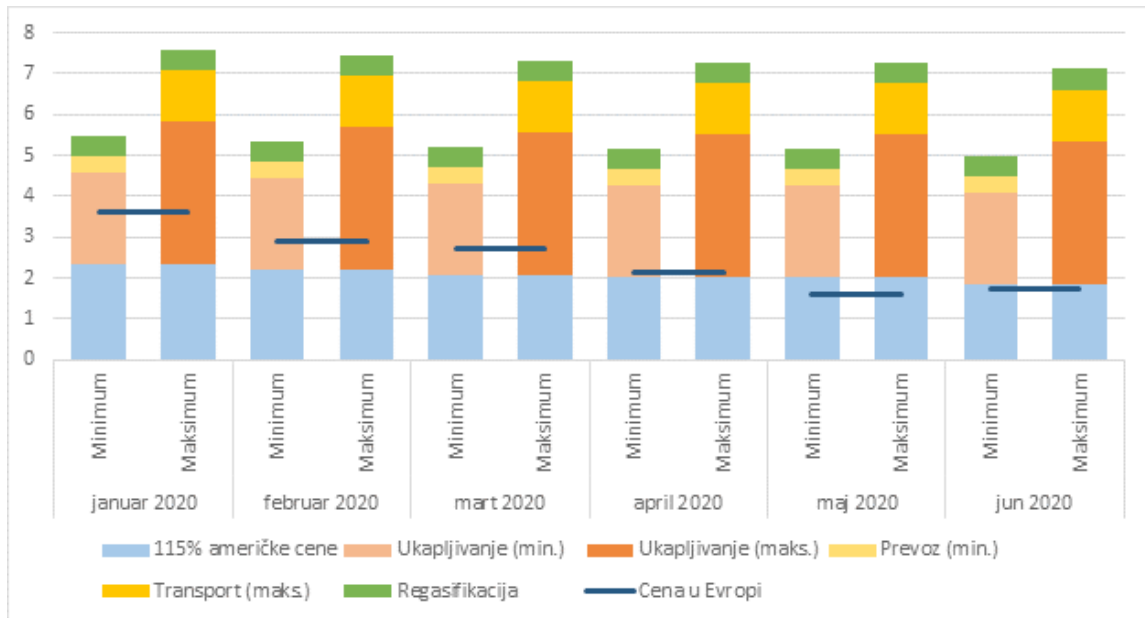


Slika 3.3.2: Puna cena isporuke TPG-a iz SAD u Evropu i cene gasa u SAD (Henry Hub) i Evropi (TTF), \$/mil. BTU (Izvori: Commodity markets, The World Bank, 2020, Ronald D. Ripple, 2016 i 2020 LNG markets and COVID-19, Poten & Partners, 2020)

Na osnovu javnih podataka prvog i najvećeg američkog izvoznika TPG-a, kompanije Cheniere Energy, struktura troškova je sledeća:

$$\underline{115\% \text{ CENE NA HENRY HUB} + \text{CENA UTEČNJAVANJA} + \text{CENA TRANSPORTA} + \text{CENA REGASIFIKACIJE}}$$

Cena utečnjavanja varira u intervalu od 2,25 do 3,5 \$/mil. BTU u zavisnosti od ugovora. Cena transporta brodom LNG – 0,73 \$/mil. BTU – obuhvata troškove brodskog prevoza (sa prosečnom cenom tereta oko 70 hiljada \$/s), kao i količinu goriva i broj dana na putu (Ronald D. Ripple, 2016). Cena regasifikacije jeste procenjena suma za korišćenje kapaciteta uvoznog TPG-a terminala u Evropi, oko 0,5 \$/mil. BTU (2020 LNG markets and COVID-19, Poten & Partners, 2020) (slika 3.3.3).



Slika 3.3.3: Puna minimalna i maksimalna cena isporuke TPG-a iz SAD (po komponentama) u Evropu i cene gasa u Evropi, \$/mil. BTU (Izvori: Commodity markets, The World Bank, 2020, Ronald D. Ripple, 2016 i 2020 LNG markets and COVID-19, Poten & Partners, 2020)

Na slici 3.3.3 vidi se da su 2020. godine ukupni troškovi isporuke američkog gasa na evropsko tržište bili ispod prodajne cene na evropskom tržištu, a u maju i junu cene gasa u Evropi nisu pokrivale čak ni tekuće troškove izvoza gasa u skladu sa američkim projektima TPG-a.

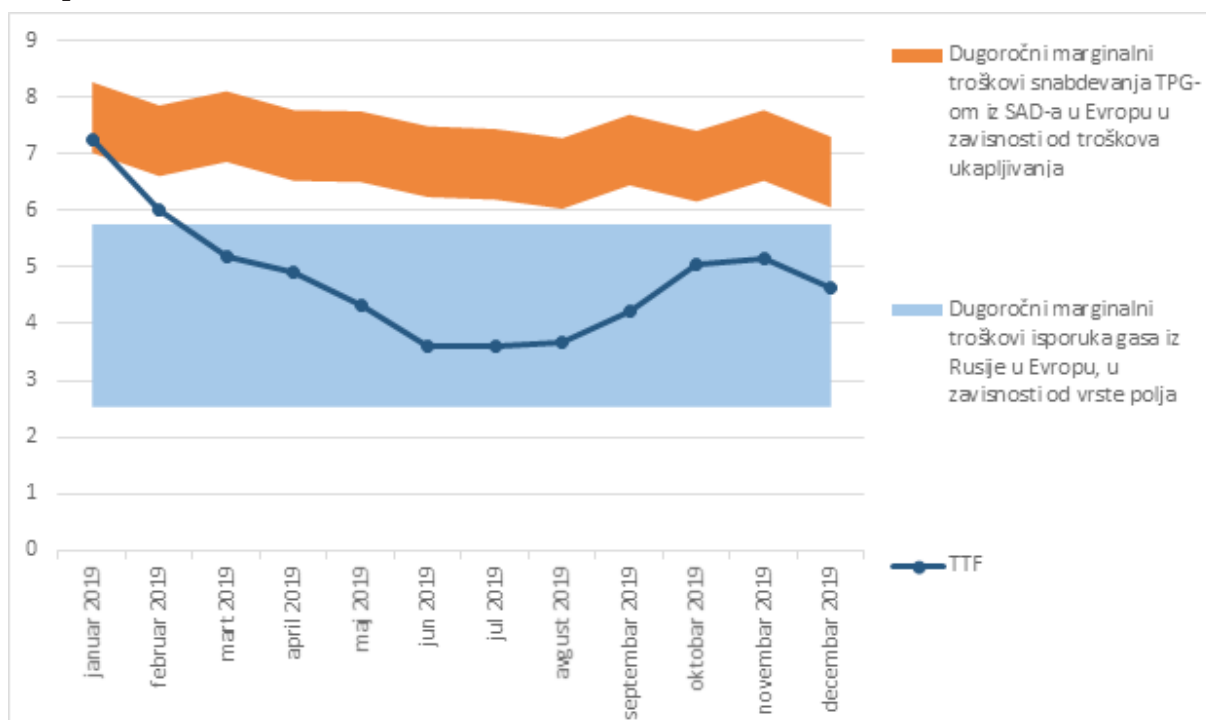
Američki TPG koji se najviše reklamira na evropskom tržištu gubi konkurenciju u odnosu na isporuke gasa iz Rusije cevovodima, kako u dugoročnim, tako i u kratkoročnim graničnim troškovima (slika 3.3.4). To znači da dobavljači američkog TPG-a u dugoročnoj perspektivi ne mogu da ponude cene koje su uporedive sa isporukama ruskog gasa cevovodima.

Posebno treba istaći da TPG ne predstavlja proizvod koji obezbeđuje najveću potrošnju gasa, naročito u periodu jesen–zima. Glavno opterećenje pada na PSG i isporuke gasa cevovodima, pošto naglo zahlađenje zahteva neodložan brzi rast opterećenja termoelektrana za koje je optimalno gorivo prirodni gas.

Još jedna značajna razlika između isporuka TPG-a cevovodima jeste mogućnost promene ruta prilikom izvoza tečnog gasa. To je apsolutna prednost za izvoznike: oni se mogu prilagođavati tržišnim uslovima i isporučivati gas na ono tržište koje je trenutno premijalno.

Ipak, sa druge strane, mogućnost promene potrošača smanjuje potrebu izvoznika TPG-a da se brine o stabilnoj potrošnji prirodnog gasa i da investira u infrastrukturu konkretnog tržišta. Nakon rasta cena na bilo kom regionalnom tržištu (očigledan primer toga imamo u Japanu nakon nesreće u nuklearnoj elektrani Fukušima),

pravac isporuka se može promeniti, a infrastruktura za uvoz TPG-a može postati nepotrebna.



Slika 3.3.4: Dugoročni granični troškovi isporuke TPG-a iz SAD i gasa iz Rusije u Evropu, u 2019. \$/mil. BTU (Izvori: Commodity markets, The World Bank, 2020, Ronald D. Ripple, 2016 i 2020 LNG markets and COVID-19, Poten & Partners, 2020)

U isto vreme, ako izvoznik TPG-a planira da se ukoreni na određenom tržištu, on će delimično izgubiti mogućnost promene pravca isporuka, što je ključna prednost TPG-a u poređenju sa gasom koji se transportuje cevovodima. U praksi, kompanije izvoznice TPG-a retko ulažu u terminale za prijem TPG-a.

Kod izvoznika gasa koji se transportuje cevovodima mogućnosti promene pravca isporuka imaju veća ograničenja. Međutim, u cilju održavanja stabilnog nivoa potrošnje, kao i u cilju povećanja tog nivoa u dugoročnoj perspektivi, izvoznici gasa koji se transportuje cevovodima ulažu u gasnu infrastrukturu zemalja koje uvoze njihov gas.

Sa jedne strane, kompanija izvoznica često ostvaruje rast marže, zahvaljujući učešću u celokupnom lancu isporuka, od nalazišta do krajnjeg potrošača. Sa druge strane, osnivanjem zajedničkih preduzeća sa lokalnim kompanijama, kompanija izvoznica omogućava im da oslobode dodatna sredstva za druge projekte, a takođe pokazuje svoju zainteresovanost za dugoročnu, pouzdanu i obostrano korisnu saradnju. Upečatljiv primer projekta koji bi objedinio čitav niz osnovnih pitanja višestranе savremene problematike evropskog tržišta gasa jedan je od najpoznatijih energetskih projekata na svetu: gasovod Severni tok 2 (ST-2).

U istraživanju nekomercijalnog istraživačkog instituta EWI Energy Research & Scenarios „Impacts of Nord Stream 2 on the EU natural gas demand“ (Hecking, H., i Weiser, F., 2017) zapaža se da će isporuke gasa gasovodom Severni tok 2 povećati konkurenciju i smanjiti potrebu evropskih zemalja za uvozom TPG-a. Sa druge strane, to će u dugoročnoj perspektivi omogućiti smanjenje cena TPG-a, i u celini gasa u Evropi. Kao što je ranije prikazano, dugoročni granični troškovi američkih proje-

kata u vezi sa TPG-om znatno premašuju sličan pokazatelj uvoznih isporuka gasa koji se transportuje gasovodima iz Rusije. Kao rezultat realizacije projekta Severni tok 2 evropski potrošači gasa moći će da do 2025. godine uštede do 35 milijardi evra godišnje. Ušteda će biti ostvarena na račun smanjenja potreba Evrope za dodatnim uvozom skupljeg TPG-a. Međutim, situacija sa viškom gasa na svetskom tržištu nije održiva. Kako se privredne aktivnosti budu oporavljale, potrošnja energije i gasa u Evropi će rasti, a nivo cena u velikoj meri određivati udelom isporuka proizvođača sa najmanjim troškovima u proizvodnom i transportnom lancu.

Ovde se razmatraju dva scenarija razvoja svetske potražnje TPG-a i dva scenarija sa uzimanjem u obzir isporuka gasa Severnim tokom 2 i bez njega (tabela 3.3.1).

Tabela 3.3.1: Matrica razmatranih scenarija u istraživanju (Hecking, H., i Weiser, F., 2017)

	Scenario male svetske potražnje TPG-a	Scenario velike svetske potražnje TPG-a
Sa snabdevanjem gasom preko Severnog toka 2	Scenario A1	Scenario B1
Bez snabdevanja gasom preko Severnog toka 2	Scenario A2	Scenario B2

Scenario slabe svetske potražnje TPG-a

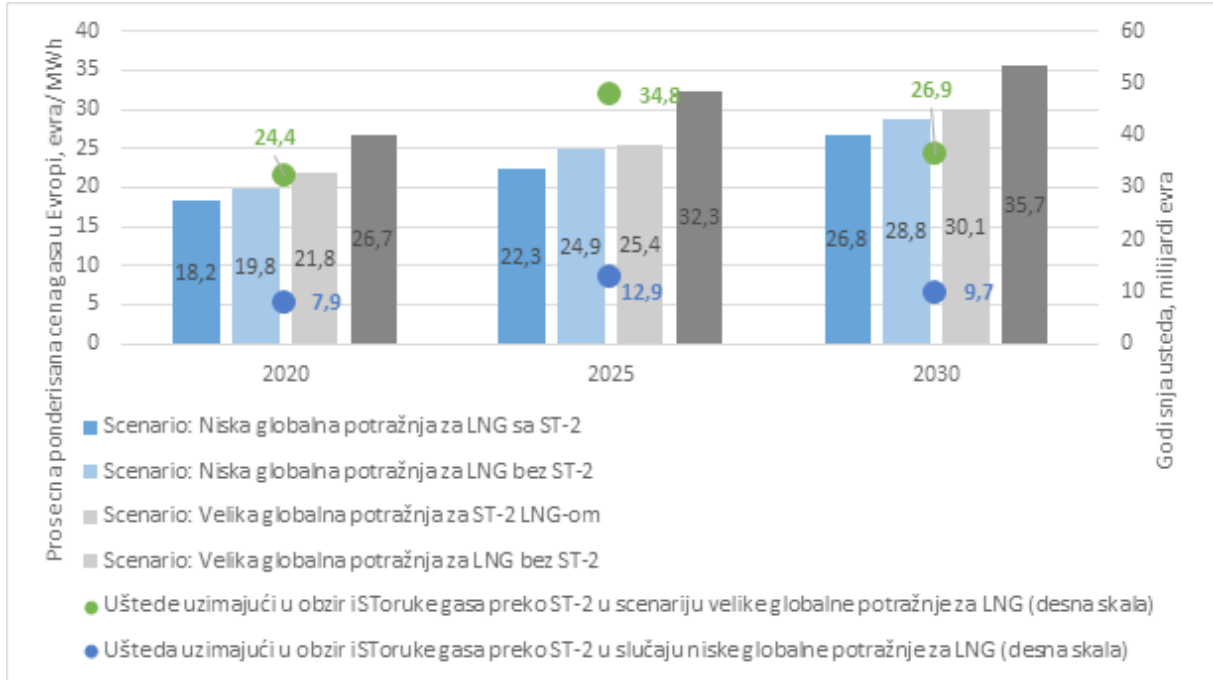
U skladu sa ovim scenarijem, dodatne potrebe za uvozom u slučaju nepostojanja gasovoda Severni tok 2 biće pokrivene na račun uvoza TPG-a, pri čemu će potražnja TPG-a u Aziji biti za 5% manja u poređenju sa prognozom IEA. Stručnjaci analitičkog centra EWI Energy Research& Scenarios pri Institutu za proučavanje energetske ekonomije na Univerzitetu u Kelnu procenjuju nivo potražnje TPG-a polazeći od prognoza (IEA – *New Policies Scenario*, WEO, 2016). U uslovima niske svetske potražnje TPG-a i nedostatka snabdevanja gasom preko ST-2, cene gasa u Evropi biće od 2 evra/MWh (2030) do 2,6 (2025) evra/MWh veće nego u scenariju snabdevanja evropskih potrošača isporukama cevovodom preko gasovoda ST-2. U slučaju isporuke gasa preko ST-2, rast konkurencije i niže cene dovešće do uštede od 12,9 do 9,7 milijardi evra u 2025., odnosno 2030. godini.

Scenario velike svetske potražnje TPG-a

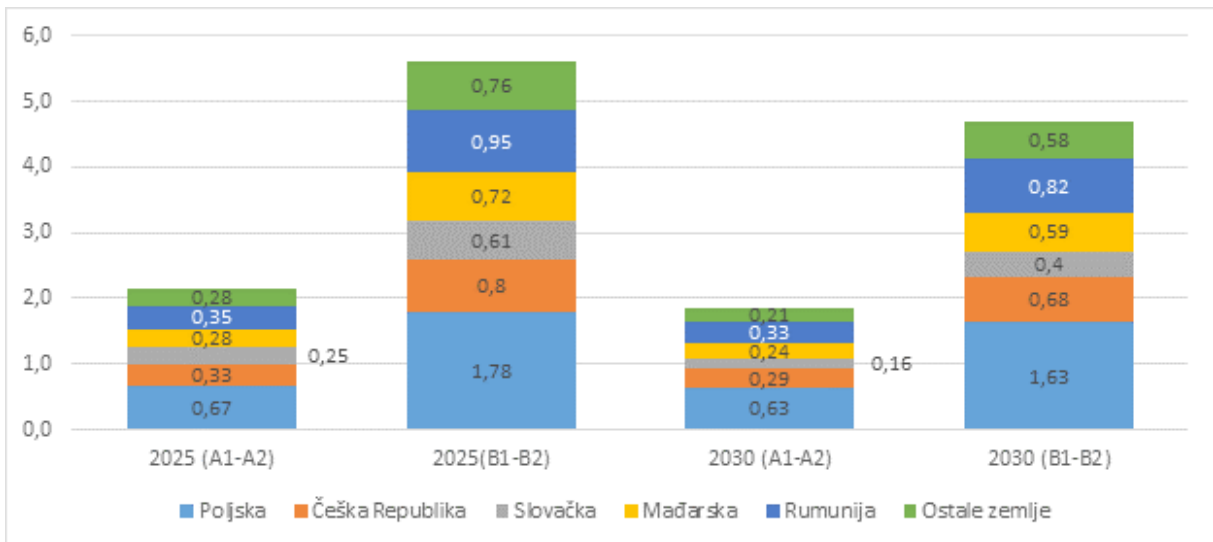
Dodatne potrebe za uvozom u slučaju nepostojanja ST-2 pokrivaće se na račun uvoza TPG-a, za koji će u Aziji potražnja biti za 20% veća nego u prognozi IEA. U uslovima velike svetske potražnje TPG-a, cene gasa u Evropi biće od 5,6 evra/MWh (2030) do 6,9 evra/MWh (2025) veće nego u scenariju snabdevanja evropskih potrošača gasom koji se isporučuje cevovodom kroz gasovod ST-2. U slučaju isporuke gasa kroz ST-2, povećana konkurencija i niže cene dovešće do uštede od 26,9 do 34,8 milijardi evra u 2025., odnosno 2030. godini (slika 3.3.5).

Prema mišljenju autora studije, snabdevanje gasom gasovodom ST-2 smanjiće cene gasa za potrošače ne samo u severozapadnoj Evropi, već i u centralno-istočnoj Evropi (Mađarska, Slovačka, Poljska i Češka), kao i u jugoistočnoj Evropi (Bugarska,

Hrvatska, Grčka, Rumunija, Slovenija). Ušteda za potrošače u navedenim zemljama, u zavisnosti od scenarija razvoja globalnog tržišta TPG-a razmotrenih u studiji, iznosiće od 1,3 do 3,9 milijardi evra godišnje za zemlje centralne i istočne Evrope i od 0,63 do 1,7 milijardi evra za zemlje jugoistočne Evrope. Najveće godišnje uštede mogu se ostvariti u Poljskoj, Češkoj i Rumuniji (slika 3.3.6).



Slika 3.3.5: Prosečne cene gasa (evra/MWh) sa isporukom i bez isporuke gasa kroz Severni tok 2 u scenariju niske i visoke globalne potražnje za TPG-om i godišnjim uštedama za potrošače (u milijardama evra) (Izvor: Baza podataka, EWI 2020)



Slika 3.3.6: Godišnja ušteda u zemljama centralno-istočne i jugoistočne Evrope uzimajući u obzir isporuku gasa kroz Severni tok 2 i u scenarijima niske i visoke globalne potražnje za TPG-om, u milijardama evra/godina (Izvor: Baza podataka, EWI 2020)

Primer ST-2 pokazuje složenost problema sa kojima se generalno suočavaju međunarodni gasni i energetske projekti. Pojedini projekti postaju žrtva konfrontacije, drugi se realizuju i postaju deo nove bazne infrastrukture države.

Treba napomenuti da je pitanje izgradnje ST-2 tek indirektno povezano sa državama jugoistočne Evrope zbog prednosti koje snabdevanje gasa cevovodom daje

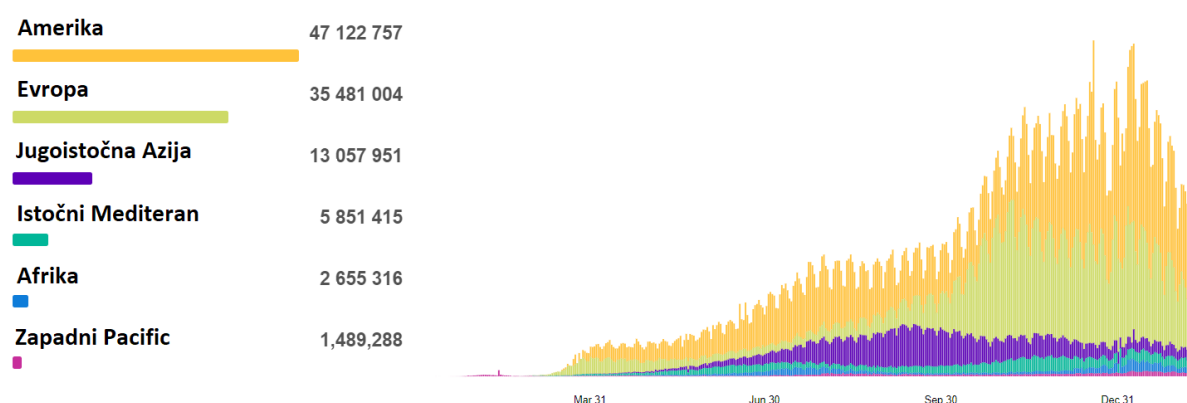
sa aspekta regionalnog nivoa cena. Istovremeno, tokom proteklih godina, Rusija nije samo proširila svoju transportnu infrastrukturu za snabdevanje gasom severozapadne Evrope. Na dnu Crnog mora u pravcu Turske i dalje balkanskih zemalja, uključujući teritoriju Srbije, položen je gasovod Balkanski tok, koji je realizovan u cilju isporuke cevovodom ruskog gasa zemljama jugoistočne i centralne Evrope. Ovaj gasovod će značajno doprineti razvoju infrastrukture za transport gasa u Srbiji i regionu u celini.

Međutim, pre početka realizacije ovog projekta, neophodno je detaljnije se osvrnuti na situaciju u energetskom sektoru balkanskih država, a među njima i Republike Srbije. Poglavlje 4. je posvećeno ovom pitanju.

3.4 PANDEMIJA KORONA VIRUSA I NJEN UTICAJ NA ENERGETIKU

3.4.1 POJAVA VIRUSA I NJEGOVO DELOVANJE NA SVETSKU PRIVREDU

Svetska privreda početkom 2020. godine ušla je u dramatičnu krizu, izazvanu pandemijom korona virusa. Prve informacije o zaražavanju novom bolešću počele su da stižu iz Kine u novembru 2019. godine, a Kina je 31. decembra 2019. godine zvanično obavestila Svetsku zdravstvenu organizaciju (SZO) o pojavi do sada nepoznate bolesti. Bolest je počela naglo da se širi u Kini, a kasnije i širom sveta, a početkom marta 2020. godine broj zaraženih iznosio je oko 100 hiljada, da bi 11. marta 2020. godine SZO objavila da je širenje ove bolesti poprimilo karakter pandemije (*WHO Timeline – COVID-19, 2020*). Prema stanju, zaključno sa mesecom januarom 2021. godine, u svetu je preko 100 miliona ljudi zaraženo novim korona virusom, a preko 2 miliona ljudi je umrlo (slika 3.4.1.1).



Slika 3.4.1.1: Dinamika zaražavanja korona virusom u svetu, broj ljudi (Izvor: WHO Timeline – COVID-19)

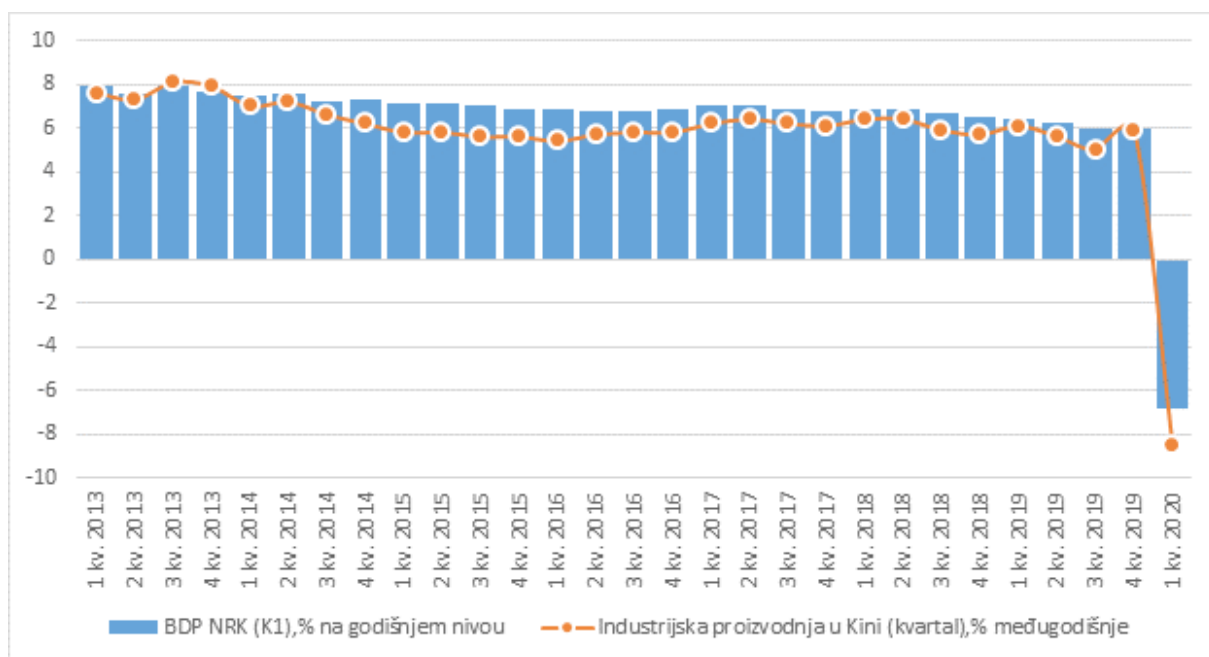
Treba napomenuti da je 2019. godine u zajedničkom izveštaju SZO i Svetske banke navedeno da postoji potencijalna pretnja od nastanka smrtonosnog i patogenog virusa koji može da uništi 50 do 80 miliona ljudi i da dovede do gubitka od oko 5% celokupne svetske privrede (*A Word at risk, Annual report on global preparedness for health emergencies, WHO, 2019*).

Nedostatak podataka i nedovoljna izučenost novog oboljenja kovid 19, velika brzina zaražavanja (patogenost), kao i značajan broj obolelih bez simptoma, a koji

su često prenosioci bolesti, doprineli su da vlade većine zemalja sveta, kao jedan od glavnih načina suzbijanja širenja virusa, uvedu masovna karantinska ograničenja i, pre svega, izolaciju stanovništva. U nekim zemljama je to potpuna izolacija, a u drugim je delimična.

Potrošačka potražnja i ekonomska aktivnost, u uslovima kada su ljudi primorani da ostanu u svojim domovima, naglo opadaju. Smanjuje se potražnja za većinom proizvoda, kao i trgovina, proizvodnja, domaći i međunarodni saobraćaj. U takvim uslovima bez presedana za većinu svetskog stanovništva, rok i strogost ograničenja postaju najvažniji pokazatelji. Prema podacima (Boston Consulting Group – BCG, 2020), od trenutka kada prođe vrhunac oboljenja do kraja karantinskih mera potrebno je 12 do 22 nedelje.

Ne bi bilo preterano reći da je svetska privreda zapala u najdublju krizu u čitavoj posleratnoj istoriji (slika 3.4.1.2). Kina, koja se prva suočila sa pandemijom i postavila stroga karantinska ograničenja na svojoj teritoriji, nakon pada osnovnih ekonomskih pokazatelja iz prvog kvartala 2020. godine, već je u aprilu-maju, pokazala njihov oporavak do nivoa pre krize, ali samo nekih. Ipak, gledano srednjoročno i dugoročno, verovatnoća za dalji održivi rast u velikoj meri zavisi od situacije na svetskim tržištima, zbog visokog nivoa orijentisanosti kineske privrede i industrije na izvoz.

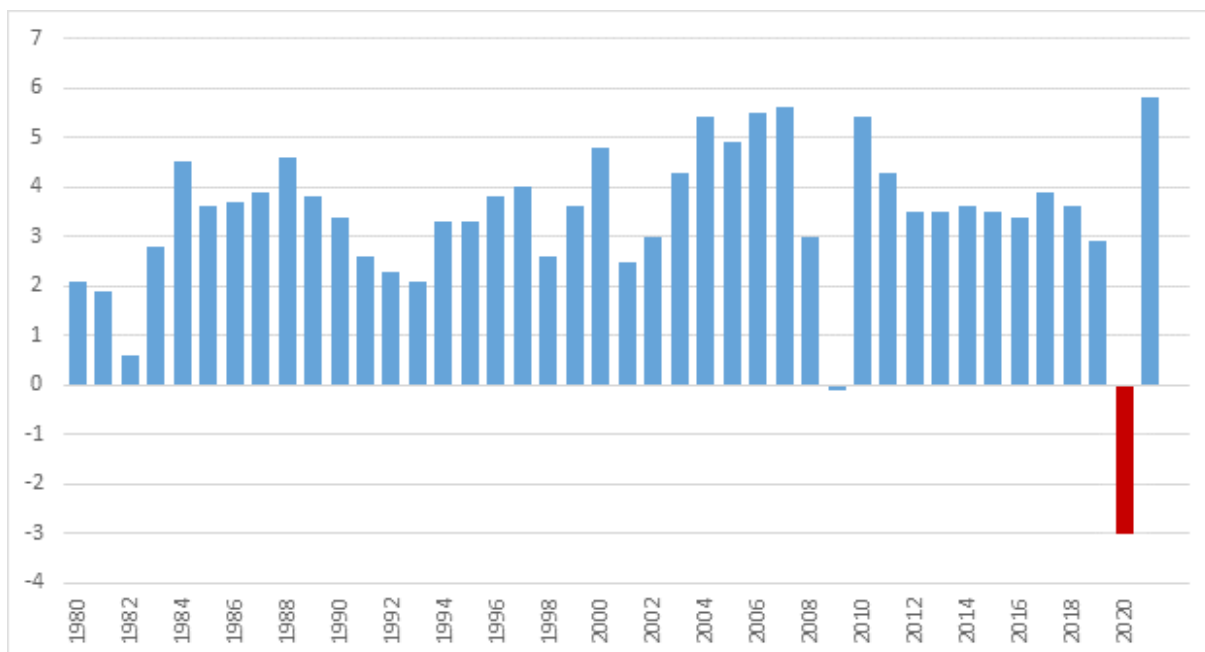


Slika 3.4.1.2: Pokazatelji promene BDP-a i industrijske proizvodnje po kvartalima, iz godine u godinu, %
(Izvor: Baza podataka, National Bureau of Statistics of China, 2020)

Po svim pokazateljima, dubina pada i brzina oporavka za evropske zemlje biće mnogo duži. Šefica Evropske centralne banke (ECB) Kristin Legard izjavila je da su brzina i dubina pada privrede bez presedana za mirnodopsko vreme. Razmera pada u potpunosti će zavisi od toga koliko dugo će trajati karantin i koliko će uspešne biti mere podrške ljudima i kompanijama (Lagarde, C., 2020). ECB očekuje da bi pad BDP-a u 2020. godini u državama evropske zone mogao da iznosi od 5 do 12% (slika 3.4.1.3).

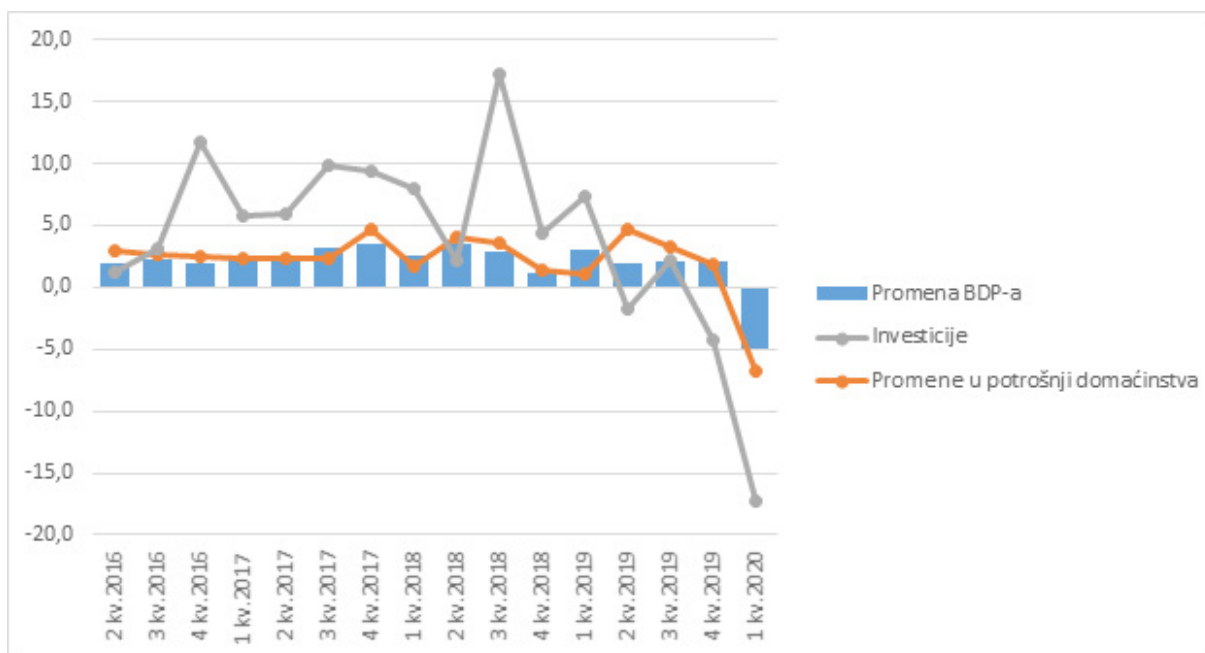
MMF je u svojoj aprilskoj prognozi predvideo naglo smanjenje svetske privrede za 3%, znatno više nego za vreme finansijske krize 2008–2009. godine. U osnovnoj

varijanti, MMF je predvideo da će se pandemija smanjiti u drugoj polovini 2020. i da bi se mere ograničenja mogle postepeno ukidati tokom 2021. godine. Istovremeno je u aprilu MMF očekivao rast svetske privrede za 5,8% tokom 2021. godine, kako se privredna aktivnost bude oporavljala.



Slika 3.4.1.3: Izmena svetskog BDP-a u periodu 1980–2021. godine, % godišnje
(Izvor: Baza podataka, World Economic Outlook, IMF, april 2020)

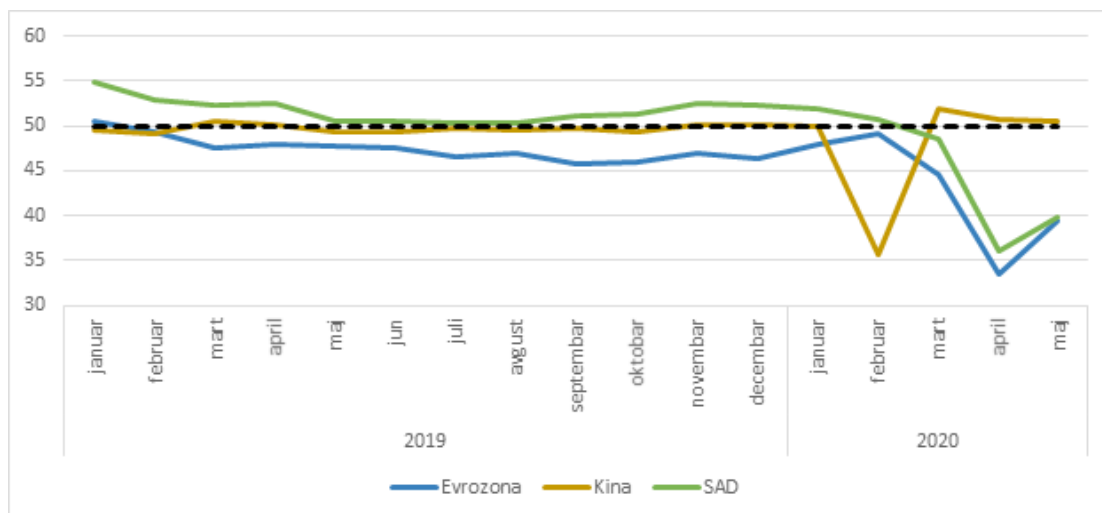
Međutim, već u maju 2020. godine, predstavnici MMF-a najavili su da će prognoze pada i period oporavka svetske privrede i privrede evropske zone u periodu 2020–2021. godine biti gori nego što je prvobitno prognozirano. Treba napomenuti da je ove izjave dala direktorka MMF-a Kristalina Georgijeva, ne spominjući moguću drugi talas pandemije kovida 19, koji po mišljenju mnogih epidemiologa vrlo verovatno može nastupiti.



Slika 3.4.1.4: Dinamika BDP-a, nivoa privatnih investicija i troškova domaćinstava u SAD, promene po kvartalima (uzimajući u obzir sezonske korekcije godišnjeg nivoa), iz godine u godinu, %
(Izvor: US Bureau of Economic Analysis (BEA))

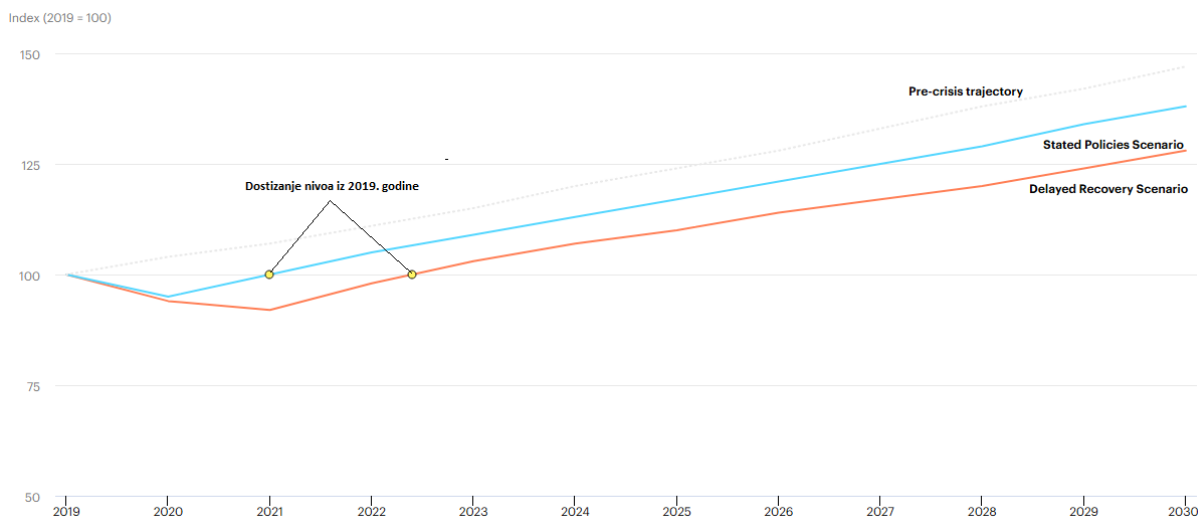
U SAD je pad BDP-a u prvom kvartalu 2020. godine iznosio 5%. Stopa nezaposlenosti porasla je na gotovo 15% u maju, što je najveći rast od vremena Velike depresije (1929–1932). Ipak, prema oceni ekonomista, pad BDP-a Sjedinjenih Država u drugom kvartalu 2020. godine mogao bi iznositi i do 50% na godišnjem nivou (slika 3.4.1.4). Kakav će biti rezultat kolapsa najveće svetske privrede, ostaje nepoznanica. Situaciju pogoršavaju unutrašnja nestabilnost i polarizacija zemlje, čiji su simbol postali neredi koji su zahvatili Sjedinjene Države krajem maja 2020. godine.

Indeksi poslovne aktivnosti, najvažnijih vodećih ekonomskih pokazatelja koje je IHS Markit objavio u aprilu 2020. godine, pali su na najniži nivo od 35% (slika 3.4.1.5).



Slika 3.4.1.5: Indikator poslovne aktivnosti u industrijskom sektoru po zemljama, u p.p. (Izvor: Baza podataka, IHS Markit, 2020)

Što se tiče predviđanja oporavka svetske ekonomije i BDP-a, analiza Svetske agencije za energetiku (IEA) za izabrane scenarije predstavlja zaključak da bi dostizanje nivoa iz 2019. godine trebalo da bude u slučaju „Stated Policies” scenarija na početku 2021. godine, a za slučaj „Delayed Recovery” scenarija prva polovina 2022. godine (slika 3.4.1.6). Više o scenarijima IEA analize biće u narednom poglavlju.



Slika 3.4.1.6: Predviđanje promena svetskog BDP-a po izabranim scenarijima (IEA, World Energy Outlook 2020)

Mere koje podrazumevaju uvođenje karantina dovele su do smanjenog korišćenja drumskog, morskog i, najviše pogođenog, vazdušnog saobraćaja. Nakon naglog pada potražnje došlo je do pretrpavanja skladišta različitim vrstama goriva. U mnogim regionima sveta usledio je pad cena energenata, od kojih je najšokantniji bio pad cena majskih fjučersa za naftu WTI u Sjedinjenim Državama u negativnu zonu 20. aprila 2020. Spekulacije na temu brzog popunjavanja skladišta, kao i nemogućnost prodaje ili skladištenja nafte navele su trgovce da snize cene za 300%, na -37.6 američkih dolara po barelu (slika 3.4.1.7).



Slika 3.4.1.7: Cena nafte marke WTI u 2020. godini, \$/barel (Izvor: Baza podataka, EIA, 2020)

Uprkos brzom oporavku koji je usledio, očigledno je da je nestabilnost na tržištima energenata u 2020. godini znatno porasla, a negativne vrednosti cena ne mogu se više smatrati lokalnim pojavama (poput negativnih cena električne energije u Nemačkoj i drugim evropskim zemljama). Sve ovo u celini ukazuje na to da se svet nalazi u procesu restrukturiranja. Međutim, treba poći od činjenice da virus ne predstavlja uzrok tome, on je samo ubrzao pogoršanje postojeće strukturne neusklađenosti u svetskoj energetici i privredi. Da li će svet nakon toga biti pročišćen od starih problema ili će se njihov broj i aktuelnost samo povećati, ostaje otvoreno pitanje.

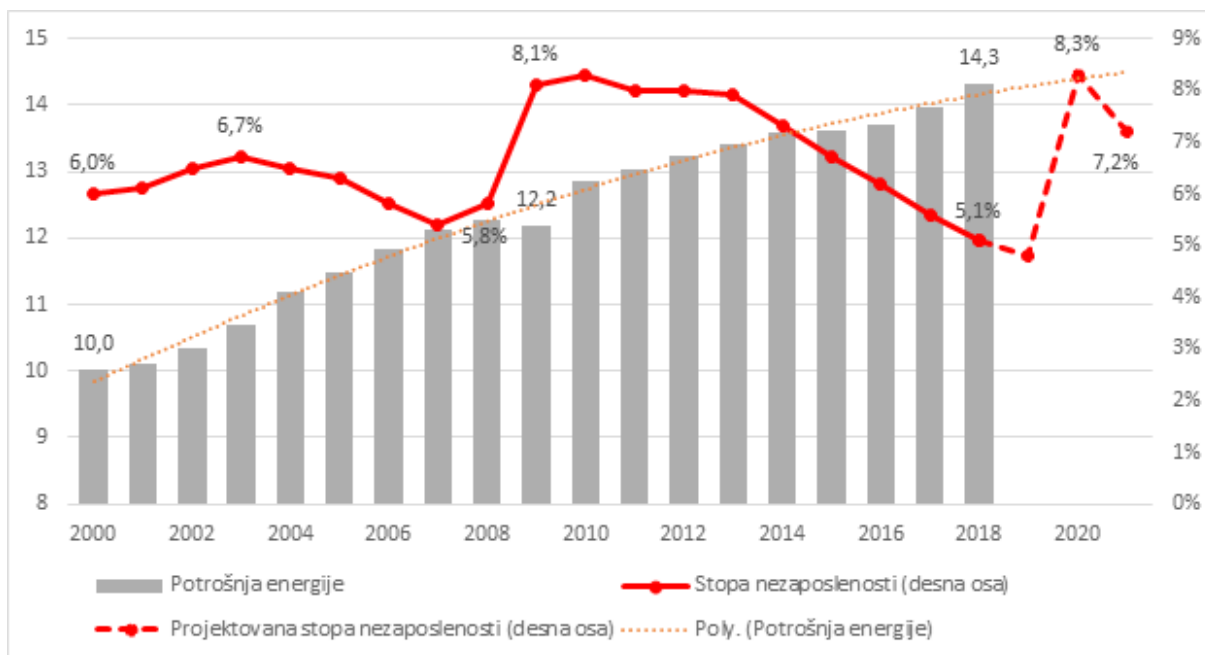
Smanjenje potražnje za energentima primoralo je energetske kompanije da umanje kapitalne i operativne troškove za 2020. godinu. Giganti, uključujući Royal Dutch Shell, Chevron, Total i Eni, najavili su snižavanje kapitalnih troškova do 20%. Takav smanjenja u naftnom i gasnom sektoru širom sveta sada se smatra neizbežnim.

Značajnija umanjena kapitalnih i operativnih troškova najavile su kompanije čija je osnovna delatnost fokusirana na proizvodnju nafte i gasa u SAD. Jedan od lidera američkog tržišta Occidental Petroleum najavio je smanjenje kapitalnih investicija za gotovo dva puta od planiranih obima u 2020. godini sa 5,2–5,4 na 2,7–2,9 milijardi američkih dolara. Kompanija će takođe smanjiti operativne i korporativne troškove, minimum za 600 mil. američkih dolara. Smanjenje troškova od strane američkih naftnih i gasnih kompanija imaće negativan uticaj na proizvodnju ugljovodonika u SAD u kratkoročnoj, a moguće i u srednjoročnoj perspektivi.

Kriza koja se trenutno dešava nije prva kriza u XXI veku. U periodu 2008–2009. godine svet se suočio sa globalnom finansijskom krizom koja je započela kolapsom hipotekarnog tržišta u SAD, a kasnije se proširila globalno, pogodivši realni sektor privrede. Analiza određenih aspekata krize 2008–2009. godine može da pomogne da se razjasni pravac kretanja trenutne krize.

Početak novog milenijuma nezaposlenost u nerazvijenim zemljama iznosila je 6%, a vrhunac je bio dostignut 2003. godine sa stopom od 6,7%, nakon čega je počelo sistemsko smanjivanje sve do 2008. godine. Svetska ekonomska kriza dovela je do povećanja nezaposlenosti sa 5,8%, koliko je iznosila 2008. godine, na 8,1% 2009. godine. Rast nezaposlenosti nastavio se do 2010. godine usled sporog oporavka ekonomija razvijenih zemalja. Nakon toga, stopa nezaposlenosti počela je da opada, ali je nivo pre krize dostignut tek 2017. godine.

Sa svoje strane, potrošnja energije oporavila se gotovo istog trenutka. U 2008. godini potrošnja energije iznosila je 12,3 milijarde tona naftnog ekvivalenta, a do 2009. smanjena je na 12,2 milijarde tona naftnog ekvivalenta. Međutim, 2010. godine potrošnja je porasla na 12,8 milijardi tona naftnog ekvivalenta, neutrališući gotovo u potpunosti posledice ekonomske krize. Ako se pogleda linija trenda (slika 3.4.1.8), može se primetiti da se 2009. godina razlikuje od opšteg trenda, ali je stopa rasta potrošnje u 2010. godini u potpunosti nadoknadila pad iz 2009. godine. Na taj način, oporavak energetskog sektora nakon finansijske krize 2007–2008. godine odvijao se znatno brže od oporavka stope nezaposlenosti iz perioda pre krize.



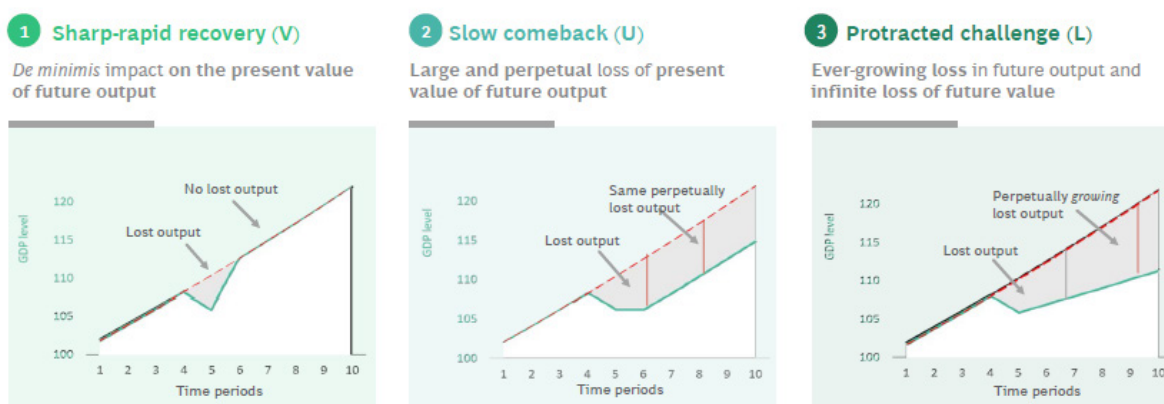
Slika 3.4.1.8: Svetska potrošnja energije (milijadi tona) i stopa nezaposlenosti u razvijenim zemljama (%) u periodu 2000–2018. godine (Izvor: World Energy Outlook 2019, IEA)

Prelazeći na upoređivanje kriza 2008. i 2020. godine, potrebno je proceniti njihov uticaj na zemlje sveta. Na slici 2.4.1.7 vidi se kako su epidemija kovida 19 i restriktivne mere u vezi sa njom uticale znatno više na razvijene evropske zemlje i SAD nego finansijska kriza 2000-ih. Ako je 2009. godine nezaposlenost u SAD iznosila 9,3%, onda će prema procenama MMF-a (*Unemployment rate*, IMF, 2020) 2020. godine iznositi 10,4%. Za različite evropske zemlje kao što su Francuska, Italija i Norveška udeo nezaposlenih biće od 3 do 10% veći nego nakon krize 2008–2009. godine.

3.4.2 ANALIZA SCENARIJA I DUGOROČNI RAZVOJ SVETSKE ENERGETIKE U NOVIM USLOVIMA

Sveukupno, prethodno iznete činjenice ukazuju na krizu koja bi mogla izazvati najgoru recesiju od perioda Velike depresije 1930-ih godina. Prema mišljenju autora (*COVID-19 BCG Perspectives*, 2020), u junu 2020. godine svetska privreda još uvek nije dostigla dno. Potres koji je izazvan pandemijom korona virusa imaće ozbiljne posledice po svetsku privredu, a verovatno i po društvo u celini.

Prognoze nivoa pada svetske privrede stalno se revidiraju u smislu smanjenja, i osnovno pitanje je u kom roku i kojim metodama ona može da se oporavi. Ekonomisti raspravljaju o tome kakav će oblik imati kriva ekonomskog oporavka nakon ukidanja ograničenja, otvaranja granica i pokretanja privrednog života društva. Tradicionalno se razmatraju scenariji oporavka u vidu takozvanih „V“, „U“, „L“ krivih (slika 3.4.2.1).



Slika 3.4.2.1: Scenariji oporavka privrede nakon pandemije kovida 19
(Izvor: COVID-19 - BCG Perspectives, 2020)

„V“ oporavak predviđa nagli rast nakon jednako naglog pada, pretpostavlja se da će se 2020. godine, čim se virus završi i život vrati u normalu, privreda mnogih zemalja brzo oporaviti od ozbiljnog, ali kratkotrajnog pada.

„U“ scenario predviđa sporiji oporavak privrede u odnosu na scenario „V“, mada se očekuje da već u drugoj polovini 2020. godine, ukoliko mere za suzbijanje virusa budu uspešne, može doći do oporavka privredne aktivnosti.

U poređenju sa prve dve opcije, privredni oporavak prema scenariju sa krivom „L“ izgleda pesimistično. U ovom slučaju se očekuje da tzv. sanitarna kriza može da potraje od jedne do jedne i po godine. Nakon pada privrede 2020. godine, nastupiće dug period stagnacije i sporog oporavka do nivoa pre krize, tokom nekoliko godina.

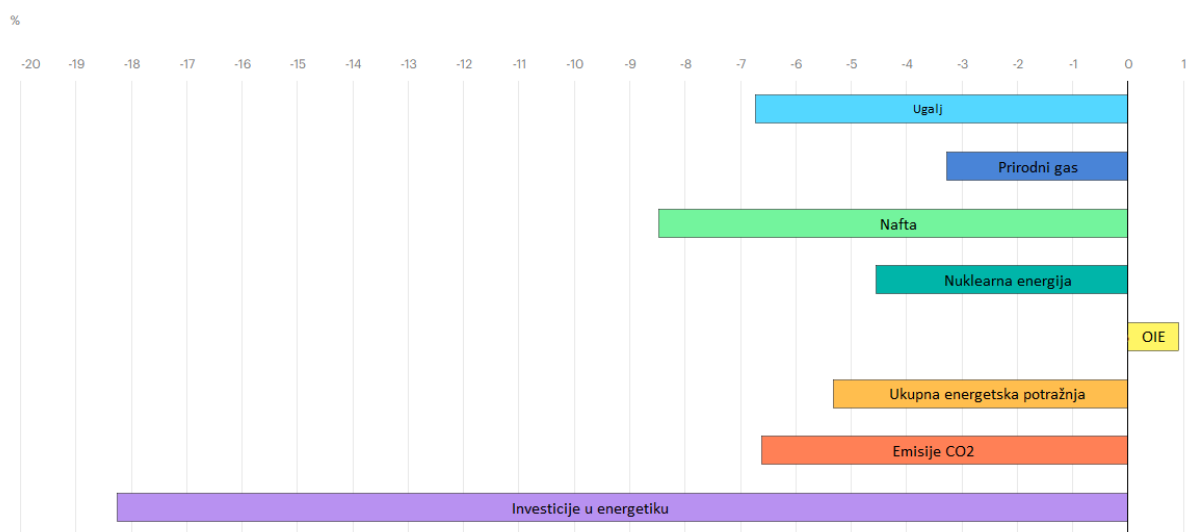
Ipak, kako se kriza razvijala 2020. godine, stručnjaci su sve više počeli da razmatraju i druge mogućnosti razvoja svetske privrede. Scenario o kome se najviše diskutovalo je scenario sa krivom „W“, koji podrazumeva dvostruki pad privrede. Nakon prvog pada privrede i dostizanja njenog lokalnog dna za kratko vreme, beleži se povratak na stope rasta pre krize (delimični oporavak), međutim, pad se ponovo nastavlja do novog lokalnog dna, nakon čega se vraća ekonomskom rastu.

Scenario koji je u prvom kvartalu 2020. godine razmatran kao jedna od najdramatičnijih varijanti razvoja događaja, do sredine 2020. godine već ne izgleda ekstremno. Rast na svetskim finansijskim tržištima, podstaknut neviđenom emisijom

najvećih svetskih centralnih banaka, do sada nije bio podržan od strane realnog sektora privrede, sektora usluga i potražnje potrošača. Nade u eksplozivni rast potrošnje nakon ukidanja ograničenja možda nisu opravdane, zbog čega varijanta sa krivom „W“ izgleda prilično optimistično, s obzirom na realno stanje stvari u svetskoj privredi. Stavije, razmatranje perspektiva svetske privrede premestilo se prema scenarijima sa ravnom linijom (dugoročno odsustvo rasta), reorganizacijom (brzi oporavak novih u novim sektorima, uz odumiranje starih), sporim rastom, haotičnom i ekstremnom nestalnošću. Ovaj rast zasnovan je na dva osnovna scenarija za razvoj svetske privrede.

Prvi scenario može se nazvati „optimističnim“ i on predviđa pad svetske privrede u 2020. godini, sa naknadnim oporavkom, ali sporijim tempom nego što je to zabeleženo u periodu pre krize. Faktički ovaj scenario predstavlja nešto između „V“ i „U“ krivih. Drugi scenario se može nazvati „pesimističnim“, mada je, po mišljenju autora, on realističniji od prvog. On predstavlja nešto između scenarija sa „L“ i „W“ krivama, uz dodatak elemenata reorganizacije, sporog rasta, haotične i ekstremne nestabilnosti.

Kada je u pitanju najnovije istraživanje objavljeno od strane Međunarodne agencije za energetiku (*World Energy Outlook 2020*, IAE), generalni zaključak je da je svetska energetika pretrpela veliki šok u toku 2020. godine. Navodi se da je u poređenju sa 2019. godinom, energetska potražnja pala za 5,3% (ugalj 6,7%, prirodni gas 3,3%, nafta 8,5%, nuklearna 4,5%), dok su obnovljivi izvori imali blagi rast od 0,9%. Kada su u pitanju emisije CO₂, njihov intenzitet je pao za 6,6%. Zbirno gledano, investicije u energetiku smanjene su za 18,3% (slika 2.3.2.2).

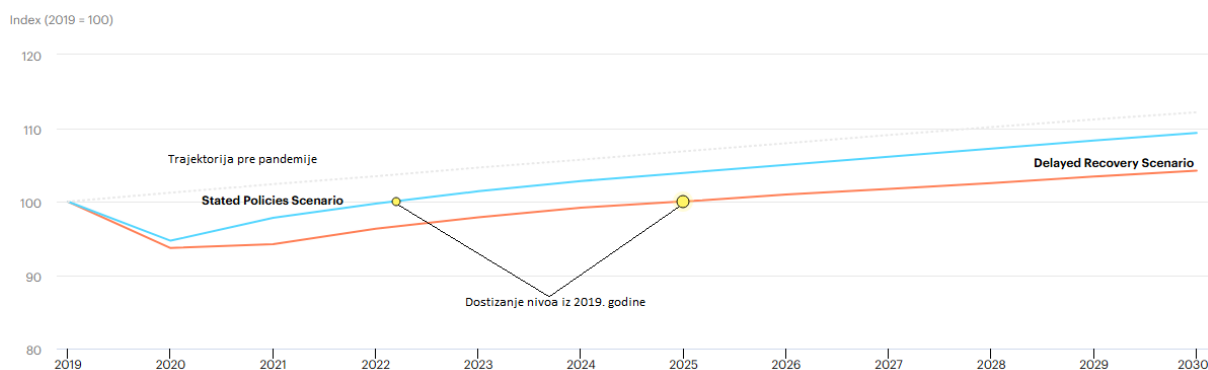


Slika 3.4.2.2: Stanje svetske energetike u 2020. godini u poređenju sa 2019. godinom (World Energy Outlook 2020, IEA)

Iz istog dokumenta zaključuje se da je izrazito neizvesno predviđanje završetka pandemije, a time i oporavka sektora energetike. Istraživanje identifikuje četiri buduća scenarija (dva koja se tiču oporavka ekonomije nakon pandemije (slika 3.4.2.3) i dva koja se tiču održivog razvoja):

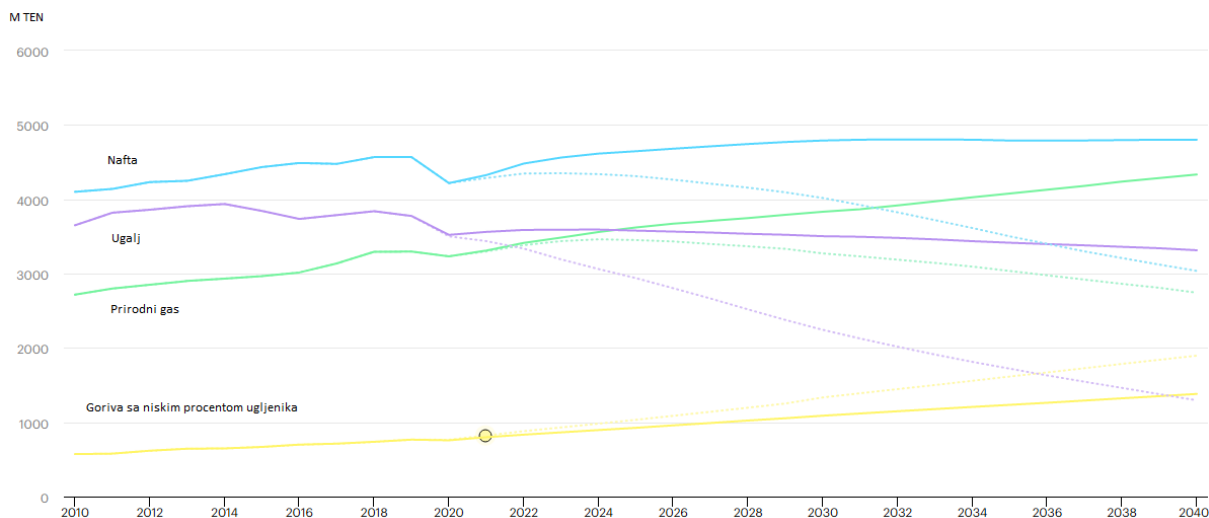
1. „Stated Policies Scenario (STEPS)“ u kojem se konstatuje da se pandemija kovida 19 stavlja pod kontrolu u 2021. godini i da se svetska ekonomija vraća u toku iste godine na nivo pre pojave virusa.

2. „Delayed Recovery Scenario (DRS)“ odnosi se na produženi period oporavka koji konstatujedasesvetskaekonomija vraća u toku 2023. godine na nivo pre pojave virusa.
3. „Sustainable Development Scenario (SDS)“ predviđa usvajanje i primenu većeg broja zakonodavnih i investicionih mera u cilju ispunjenja ciljeva održive energetike, uključujući i Pariski klimatski sporazum. Usvaja se pretpostavka o oporavku ekonomije na osnovu STEPS scenarija.
4. „Net Zero Emissions by 2050 case (NZE2050)“ produbljuje scenario SDS sa ciljem da se CO₂ emisije smanje i budu na putu koji predviđa CO₂ neutralno društvo.



Slika 3.4.2.3: Svetska energetska potražnja u periodu od 2019. do 2030. godine (World Energy Outlook 2020, IEA)

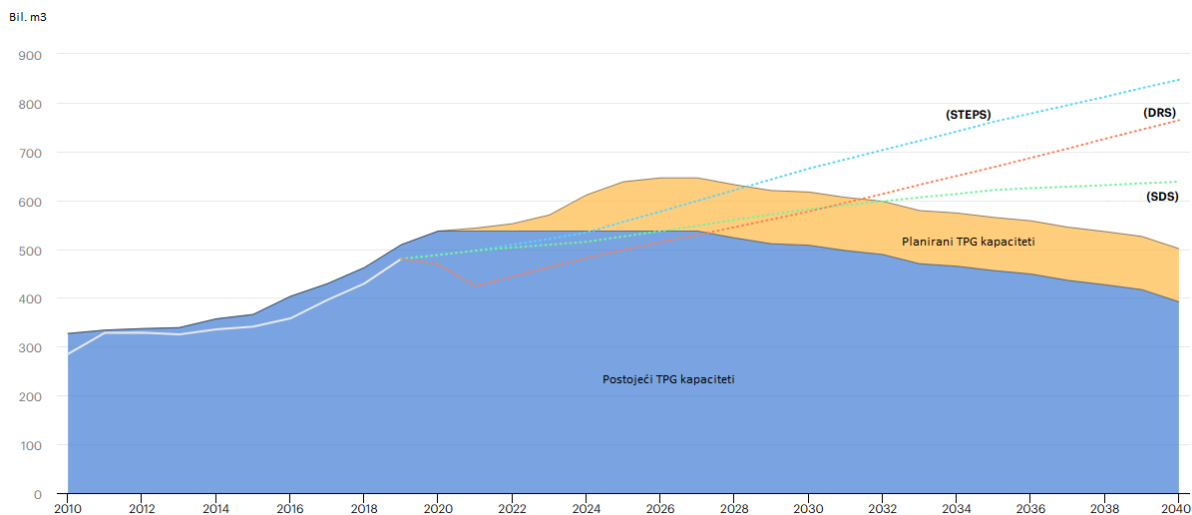
Na osnovu definisanih scenarija oporavka analiza Međunarodne agencije za energetiku daje se i projekcija svetske potražnje za energentima u M TEN do 2040. godine (slika 3.4.2.4).



Slika 3.4.2.4: Svetska potražnja za energentima do 2040. godine (World Energy Outlook 2020, IEA)

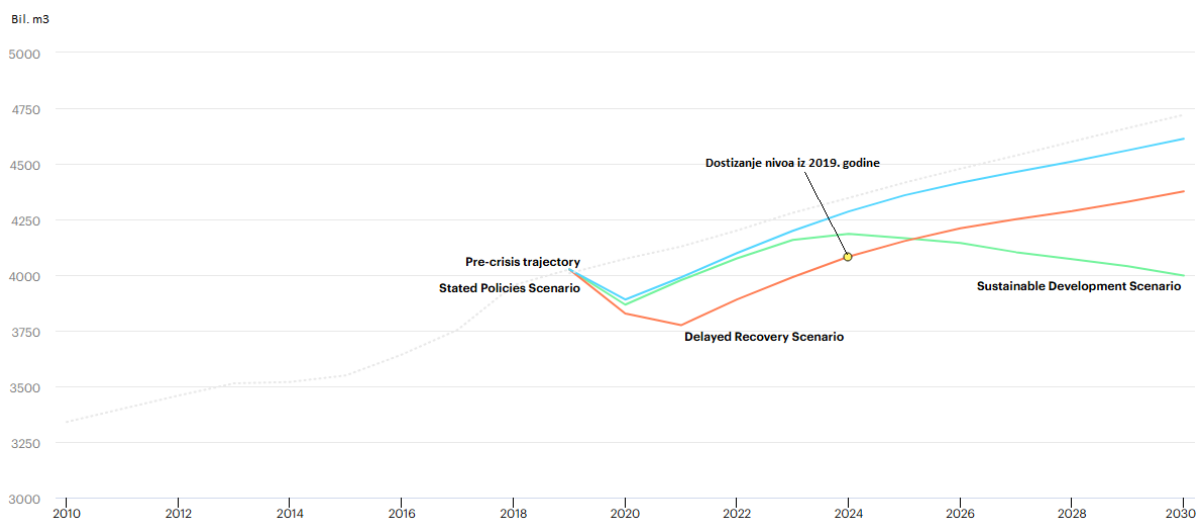
Na istoj slici punim linijama predstavljen je scenario STEPS, a isprekidanim SDS. U slučaju prirodnog gasa primetan je trend najbržeg oporavka i najbržeg rasta, pogotovu u slučaju scenarija STEPS. Kada se posmatra scenario SDS, očekuje se smanjenje potražnje, koja bi tek oko 2030. godine došla na isti nivo od 2020. godine. Za ostala konvencionalna goriva, u slučaju nafte primećuje se brz oporavak, a nakon 2025. godine stagnacija (STEPS) ili dramatičan pad (SDS), dok se u slučaju uglja očekuje blagi pad (STEPS) ili dramatičan pad (SDS). Goriva sa niskim nivoom ugljenika očekuje trend porasta blaži za STEPS ili značajniji kod scenarija SDS. U poređenju sa prirodnim gasom, primećuje se sličan trend porasta ako se upoređuje scenario STEPS za gas i scenario SDS za goriva sa niskim nivoom ugljenika.

Kada je u pitanju TPG, IEA predviđanja do 2040. godine prikazana su na slici 3.4.2.5. Primećuje se da nema pada potrošnje u scenariju STEPS, dok kod DRS imamo pad i oporavak do 2023. godine. Ključan zaključak jeste da potražnja za TPG-om neće biti podržana sa dovoljno kapaciteta (uključujući i realizaciju novih TPG projekata) za scenario STEPS (2027. godina), a za scenarije SDS i DRC 2033. godina.



Slika 3.4.2.5: Analiza scenarija svetske potražnje TPG-a do 2040. godine (World Energy Outlook 2020, IEA)

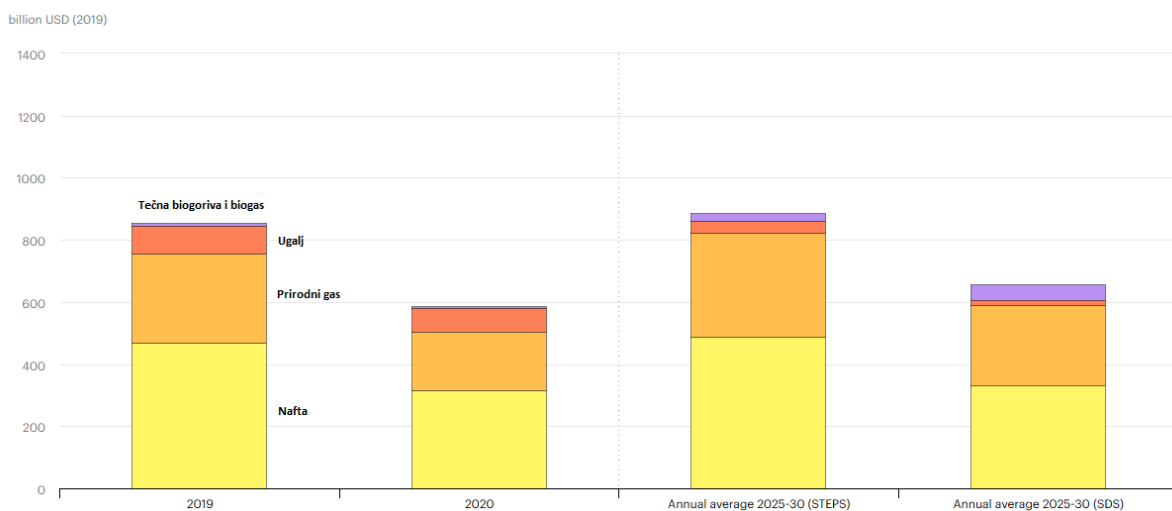
Primećuje se da će svetska potražnja do 2030. godine za prirodnim gasom rasti i u slučaju STEPS i u slučaju DRS scenarija (slika 3.4.2.5). U slučaju potpune implementacije mera iz scenarija SDS, očekuje se pad potražnje od 2025. godine (slika 3.4.2.5).



Slika 3.4.2.6: Svetska potražnja za prirodnim gasom po izabranim scenarijima do 2030. godine (World Energy Outlook 2020, IEA)

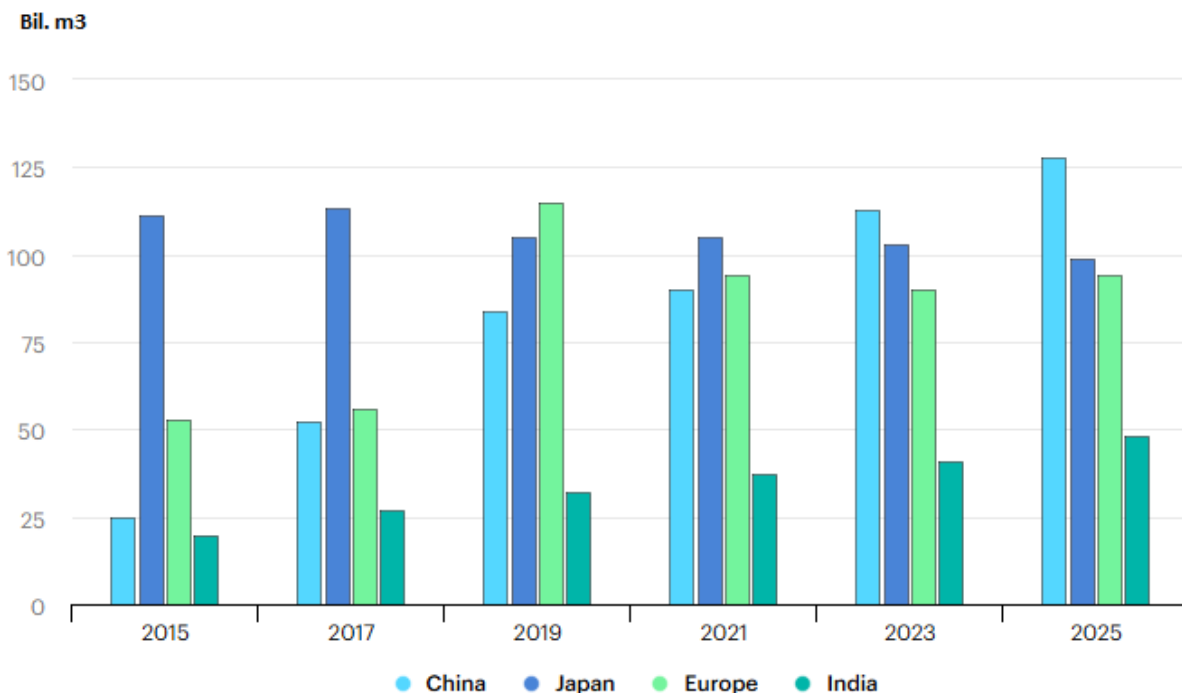
Ako se posmatraju prognoze na kraći period (do 2025. godine), najnoviji izveštaj za gas, Međunarodne agencije za energetiku (IEA, Gas, 2020), zaključuje da će posle pada u potrošnji od 4% u 2020. godini krenuti progresivan rast koji bi trebalo da tokom 2021. godine sustigne nivo iz 2019. Kriza izazvana pandemijom uticala je na gubitak rasta od oko 75 mlrd. m³ za analizirani period od 2021. do 2025., za koji se takođe predviđa godišnji procenat rasta od 1,5%. Sigurno je da će globalni rast potražnje za prirodnim gasom dominantno dolaziti iz pacifičkog regiona Azije (Kina i Indija – 45% rasta). Kada je u pitanju sektor proizvodnje i isporuke gasa, očekuje

se da će svi proizvodni regioni doprineti rastu. Najveći procenat povećanja dolaziće iz Severne Amerike i Bliskog istoka. Što se tiče Rusije, takođe se očekuje rast, ali za drugi deo perioda bliže 2025. godini. Na slici 3.4.2.7 dat je prikaz investicija u sisteme za isporuku izabranih goriva za 2019. i 2020. i u slučajevima realizacije scenarija STEPS i SDS (*World Energy Investment 2020, IEA*). Primetan je solidan pad u 2020. godini u odnosu na 2019., ali se očekuje, pogotovo za scenario STEPS, znatan rast za sektor prirodnog gasa.

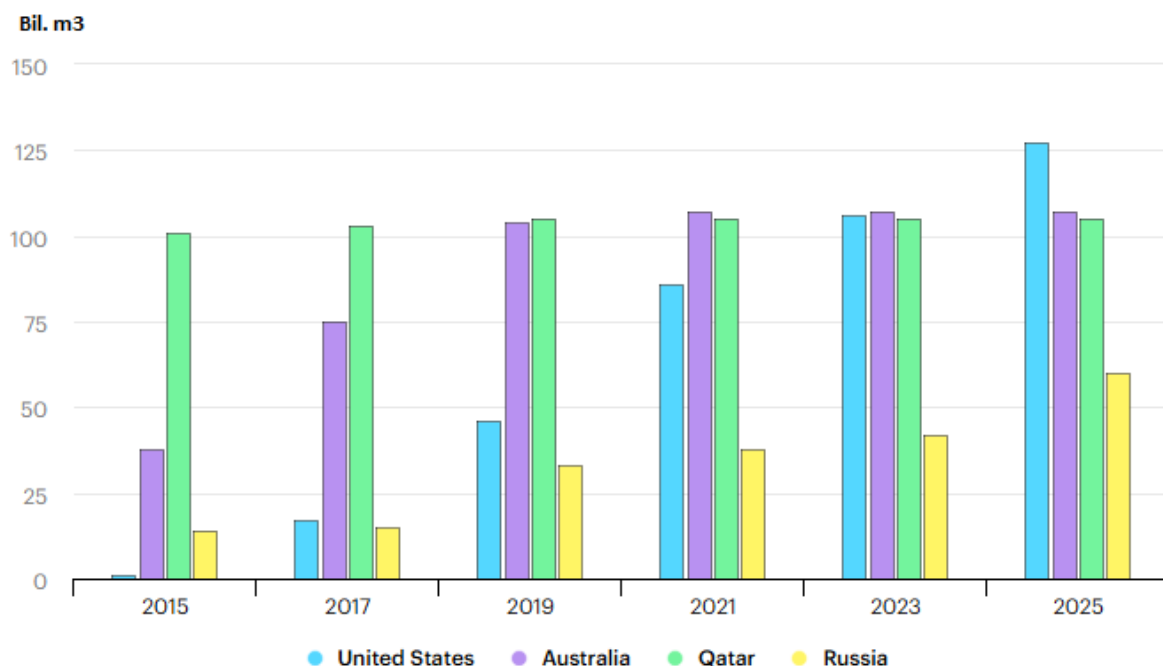


Slika 3.4.2.7: Svetske investicije u sisteme za isporuke izabranih goriva (*World Energy Investment 2020, IEA*)

Kada je u pitanju tržište TPG-a, predviđa se da će Kina biti najveći kupac od 2023. godine (preuzima lidersku poziciju od Japana), a SAD najveći prodavac od 2025. godine (preuzima lidersku poziciju od Australije), slike 3.4.2.8 i 3.4.2.9 (*IEA, Gas, 2020*).

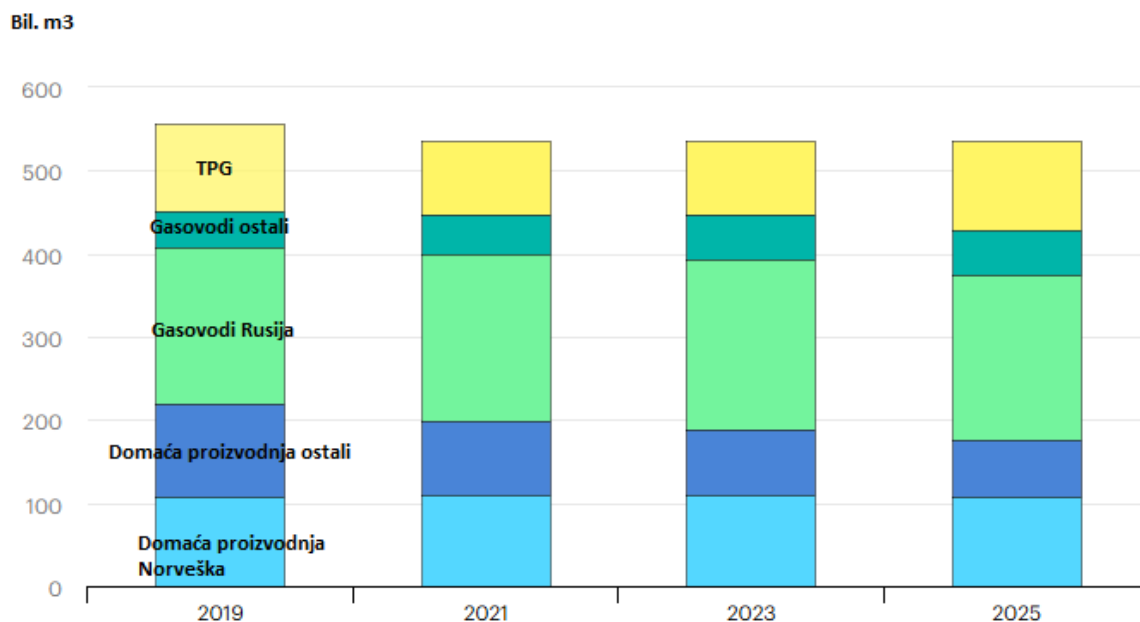


Slika 3.4.2.8: Svetsko tržište TPG-a – kupci (*IEA, Gas, 2020*)



Slika 3.4.2.9: Svetsko tržište TPG-a – prodavci (IEA, Gas, 2020)

U slučaju evropskog tržišta (period 2021–2025), isti izveštaj predviđa porast od oko 10% ili 45 mlrd. m³ godišnje, iako je region u stagnaciji što se tiče potražnje (IEA, Gas, 2020). Na slici 3.4.2.10 dat je prikaz strukture gasnog tržišta Evrope. Primetan je trend porasta za TPG-om (2019. godine zabeležen je rekord od 115 mlrd. m³ TPG-a), stagnacija isporuka putem gasovoda i smanjenje isporuka iz sopstvenih izvora.



Slika 3.4.2.10: Struktura gasnog tržišta Evrope 2019–2025. godine (IEA, Gas, 2020)

Ako se pogledaju dugoročnija predviđanja za evropsko tržište, Međunarodna agencija za energetiku smatra da se potražnja za prirodnim gasom neće vratiti na pretkrizni nivo (2019. godina). Za EU, iako postoji pozitivan uticaj supstitucije uglja i nuklearne energije prirodnim gasom, potražnja gasa neće se vratiti na pretkrizni

nivo. Kao razlog tome navodi se da će veći deo supstitucije ići iz sistema koji koriste obnovljive izvore energije. Na taj način potražnja gasa u EU će do 2030. godine ostvariti pad od 8% u poređenju sa 2019. godinom (IEA, *World Energy Outlook 2020*). Kao što je spomenuto, najveći generator povećanja potrošnje prirodnog gasa dolaziće iz pacifičkog regiona Azije, tako da, prema predviđanjima IEA, svetska potražnja gasa treba da se poveća za 29,4% do 2040. godine, a udeo gasa na tržištu sa 23,2% na 25,3% (IEA, *World Energy Outlook 2020*). Za Evropu se očekuje da balansira na gasnom tržištu kombinujući trgovinu gasovodima, TPG-om i razvojem podzemnih skladišta.

Dakle, ako se regionalno posmatra potrošnja prirodnog gasa, prema STEPS scenariju do 2040. godine, očekuje se sledeća godišnja procentna raspodela:

1. Afrika – povećanje od 3,2%;
2. Pacifička Azija – povećanje od 2,9%;
3. Evro-Azija – povećanje od 0,5%;
4. Evropa – smanjenje od 0,4%;
5. Latinska Amerika – povećanje od 1,8%;
6. Srednji istok – povećanje od 1,9%;
7. Severna Amerika – povećanje od 0,6%;
8. TPG („bunkering“) – povećanje od 34%.

Zaključak je da se stvarnost, međutim, uvek odlikuje većom raznolikošću od teoretskih i šematskih konstrukcija (predviđanja), pa tako ovi scenariji ne pretenduju da budu u potpunosti prihvaćeni, nego se u ovoj disertaciji razmatraju samo kao osnovni orijentiri i pokazatelji.

3.5 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Pored navedenih i analiziranih scenarija postkovid oporavka („V“, „U“, „L“ i „W“), prema mišljenju autora, vrlo je verovatan takozvani „K“ scenario. On polazi od pretpostavke da će se određene grane brže oporavljati (sfere koje pripadaju i podržavaju digitalnu ekonomiju), a druge mogu imati duži pad i biće im potrebno više vremena za oporavak (konvencionalni sistemi). Takođe, postavlja se i ključno pitanje, kada će biti ostvaren pik potrošnje nafte i emisija CO₂. Da li se za taj reper može uzeti 2019. godina, jer za to postoje najnovije naznake od strane British Petroleuma (IEA se još uvek eksplicitno ne izjašnjava, ali sve projekcije na to ukazuju)? Sve ovo dovodi do zaključka da je neophodna brža tranzicija inicirana, pre svega, od strane prirodnog gasa, kao i od tehnologija za njegovu dekarbonizaciju i skladištenje.

Analitičari i prognozeri Međunarodne agencije za energetiku ovako su ocenili presek stanja globalnih kretanja koja se odnose na prirodni gas: „Dok prirodni gas ima svetlu budućnost, industrija nije bez svojih izazova. Ovo podrazumeva potrebu da cene prirodnog gasa ostanu pristupačne u odnosu na druga goriva na tržištima u razvoju i da industrija zaustavi curenje metana duž lanca vrednosti“ (IEA, 2018). Četiri velike promene oblikovaće dalje globalna gasna tržišta u narednih pet godina:

1. Kina postaje vodeći svetski uvoznik prirodnog gasa, što je generisano kontinuiranim ekonomskim rastom i snažnom političkom podrškom smanjenju zagađenja

vazduha. Računa se da će Kina učestvovati sa 37% u ukupnom globalnom povećanju potrošnje prirodnog gasa do 2023. godine (najveći rast u svetu). S obzirom na to da domaća proizvodnja prirodnog gasa ne može da prati rast potrošnje, Kina će već u 2019. godini postati najveći svetski uvoznik prirodnog gasa dok će u 2023. dostići uvoz od 171 milijarde m³, koji će uglavnom biti pokriven tečnim prirodnim gasom. Očekuje se da će prosečna godišnja stopa rasta tražnje za prirodnim gasom iznositi oko 8%, što će rezultirati povećanjem učešća uvoznog prirodnog gasa sa sadašnjih 39% na 45% do 2023. godine.

2. U poređenju sa prethodnom decenijom, industrijski sektor preuzima vodeću ulogu od sektora proizvodnje struje. Azijska tržišta čine najveći deo povećanja industrijske potrošnje prirodnog gasa. Ovaj rast industrijske potrošnje imanentan je i za razvijena proizvodna tržišta, kao što su Severna Amerika i Bliski istok, a pre svega kao podrška ekspanziji petrohemijskog sektora. Očekuje se da globalna potrošnja prirodnog gasa pređe granicu od 4.000 milijarde m³ u 2022. godini, sa prosečnim godišnjim rastom od 1,6% u periodu od 2018. godine.
3. Sjedinjene Američke Države izvor su velikog rasta proizvodnje prirodnog gasa i većine dodatnog izvoza TPG-a. Sjedinjene Države, već vodeći svetski proizvođač gasa, i prema nekim izvorima projektuje se da će učestvovati u skoro 50% rasta svetske proizvodnje i oko 75% rasta TPG izvoza. Rast izvoza američkog TPG „bez odredišta“ i čije su cene indeksirane u odnosu na prirodni gas pruža dodatnu fleksibilnost na rastućem globalnom TPG tržištu.
4. U vezi sa Sjedinjenim Američkim Državama (s obzirom na zaključak 3), takođe treba obratiti pažnju na najnovija dešavanja sa energetsom politikom predsednika Bajdena, čime se oni kao zemlja vraćaju pod okrilje Pariskog klimatskog sporazuma. Kao posledica, najverovatnije će doći do još većeg broja bankrotstava firmi koje proizvode naftu iz uljnih škriljaca. Usled toga, SAD će drastično smanjiti proizvodnju ovog tipa nafte, a time definitivno ugroziti status energetske nezavisne države i smanjiti buduću potencijal za izvoz nafte i prirodnog gasa.
5. Rast tražnje za prirodnim gasom u globalnim razmerama, a naročito u Evropi, pored navedenih faktora, uzrokovan je i forsiranjem proizvodnje energije iz obnovljivih izvora. Sve veće učešće energije vetra i solarne energije u energetskim bilansima pojedinih zemalja (Nemačka prednjači po ovom pitanju) postavlja ozbiljan zadatak balansiranja i održavanja stabilnosti prenosne mreže električne energije, s obzirom da su solarna i energija vetra nestabilni i niskointenzivni izvori energije. Kao podrška stabilnosti elektroenergetskim sistemima, koji se u značajnoj meri snabdevaju pomenutim izvorima, gasne elektrane se javljaju kao najefikasnije i ekološki najprihvatljivije rešenje jer se nuklearne elektrane, hidroelektrane ili termoelektrane na ugalj ne mogu brzo staviti u funkciju zadovoljenja vršne potrošnje.

Procenjuje se da će udeo gasa u narednoj deceniji u svetskom energetsom miksu porasti za 40%, a trgovina prirodnim gasom će se povećavati po stopi od 2,6% godišnje. Udeo TPG-a na tržištu će porasti za više od dva puta. Procenjuje se da će trgovina cevovodnim prirodnim gasom porasti između 15 i 20%.

Što se tiče potrošača gasa, najveći porast potrošnje do 2040. godine predviđa se da će ostvariti Kina (procene idu i do trećine svetskog rasta potrošnje). Procenjuje se da će udeo svetske trgovine TPG-a porasti sa sadašnjih 35% u ukupnoj svetskoj

trgovini na 52%. Smatra se da će potrošnja prirodnog gasa u EU rasti, uz trend pada sopstvene proizvodnje. To će usloviti EU da uvozi dodatnih procenjenih 100 milijardi m³ prirodnog gasa više nego danas. Za taj posao konkurisaće Severni tok 2 (55 milijardi m³), Balkanski tok (dve cevi, 31,5 milijardi m³), novi TPG terminali i pokušaj Amerike da izvozi TPG iz škrljaca. Treba imati u vidu da je jedan deo Balkanskog toka namenjen za tržište Turske.

Logično, konkurencija na gasnim tržištima biće povećana, infrastruktura će se razvijati, a cene globalizovati i približavati se jedne drugima na različitim tržištima. Osim novih gasovoda i TPG terminala, podzemna skladišta će se proširivati i povezivati kako bi se stvarali habovi, što će pozitivno uticati na poboljšanje energetske bezbednosti.

3.6 LITERATURA

Chandra, V. (2020) *How is Natural Gas Priced?*, GEO ExPro – Oil & Gas Geoscience Magazine, 42–45.

Hecking, H., Weiser, F. *Impacts of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market*, EWI Publications, Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln – EWI [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/>

Jensen, J. T. (2004) *The Development of a Global LNG Market – Is it Likely? If so, When?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 5 [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG5-The-DevelopmentofAGlobalLNGMarketIsItLikelyIfSoWhen-JamesJensen-2004.pdf>

3.7 IZVORI

LNG markets and COVID-19 – what happens next, Poten&Partners – Vebinar, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.poten.com/webinar-2020-lng-markets-and-covid-19-what-happens-next-april-22-webinar/>

Archived: WHO Timeline – COVID-19, World Health Organization, Press Release, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.who.int/news-room/detail/27-04-2020-who-timeline---covid-19>

A world at risk. Annual report on global preparedness for health emergencies (2019), Gobar preparedness monitoring board, World Health Organization [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://apps.who.int/gpmb/assets/annual_report/GPMB_annualreport_2019.pdf

Baza podataka, The Norwegian Petroleum Directorate, 2019.

Baza podataka, CEDIGAZ, 2019.

Baza podataka, EWI, 2020.

Baza podataka, World Economic Outlook, IMF, 2020.

Baza podataka, EIA, 2020.

Baza podataka, Thomson Reuters, 2020.

Baza podataka, IHS Markit, 2020.

Baza podataka, EIA, 2020 – Režim pristupa: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

Baza podataka, National Bureau of Statistics of China, 2020.

COVID-19 - BCG Perspectives - Facts, scenarios, and actions for leaders, Boston Consulting Group - BCG, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://media-publications.bcg.com/BCG-COVID-19-BCG-Perspectives-Version2.pdf>

Commodity markets, Publications and data, World Bank, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, Commission Staff Working Document - Accompanying the document, European Commission, 2016. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v3.pdf

Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC, European Parliament, 2003. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0055>

Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (Text with EEA relevance) / European Parliament, 2009. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/73/oj>

Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, European Parliament, 1998. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1998/30/oj>

Gas Analysis and Forecast to 2023, IEA, 2018.

Gas 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/gas-2020>.

Gas 2020 – Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets, International Energy Agency – IEA, Fuel report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/reports/gas-2020>

Gas market explodes into action, Timera energy, 2018. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://timera-energy.com/gas-market-explodes-into-action/>

GDP, Fourth Quarter and Year 2019 (Advance estimate), Bureau of Economic Analysis – BEA, Press release, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: [https://www.bea.gov/news/2020/gross-domestic-product-fourth-quarter-and-year-2019-advance-estimate#:~:text=Current%2Ddollar%20GDP%20increased%204.1,table%201%20and%20table%203\).](https://www.bea.gov/news/2020/gross-domestic-product-fourth-quarter-and-year-2019-advance-estimate#:~:text=Current%2Ddollar%20GDP%20increased%204.1,table%201%20and%20table%203).)

GIIGNL Annual report 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_-_2020_annual_report_-_04082020.pdf

Government ends support for fracking, GOV. UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Press release, 2019. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.gov.uk/government/news/government-ends-support-for-fracking>

Lagarde, C. (2020) European Central Bank, Press conference [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.ecb.europa.eu/press/pressconf/2020/html/ecb.is200430~ab3058e07f.en.html>

NATGAS, 2020, Režim pristupa: <http://www.natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/gas-pricing-contracts>

Natural gas gross withdrawals and production, Data, U.S. Energy Information Administration – EIA, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FPD_mmc_f_a.htm

Oettinger tells Germany to keep options open on fracking, Euractiv, EURACTIV with Reuters News, 2014. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/oettinger-tells-germany-to-keep-options-open-on-fracking/>

Pravila o radu transportnog sistema prirodnog gasa JP „Srbijagas“ (*Sl. glasnik RS*, br. 74/2013 i 14/2014)

Ronald D. Ripple (2016) *U.S. Natural Gas (LNG) Exports: Opportunities and Challenges*, International Association for Energy Economics, IAEE Energy Forum, 23–27 [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=341>

Sanctioned LNG capacity by FID year in selected countries and regions, 2010–2020, IEA, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/sanctioned-lng-capacity-by-fid-year-in-selected-countries-and-regions-2010-2020>

Short-term energy outlook, U.S. Energy Information Administration – EIA, Report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/us_oil.php

Statistical Review of World Energy, BP Report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, U.S. Energy Information Administration - EIA, Report, 2013. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Unemployment rate. IMF DataMapper, International Monetary Fund, Data base, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.imf.org/external/datamapper/LUR@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOWORLD>

U.S. natural gas import by country, U.S. Energy Information Administration – EIA, Data base, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_imp_s1_m.htm

World Energy Outlook 2019, IEA, 2019.

World Energy Outlook 2020, IEA, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

World Energy Investment 2020, IEA, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>

World LNG report 2020, International Gas Union – IGU, Report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2020/04/2020-World-LNG-Report.pdf>

4. TRŽIŠTE GASA REPUBLIKE SRBIJE I PERSPEKTIVE NJEGOVOG RAZVOJA

U Republici Srbiji tržište se sastoji iz četiri osnovna činioca: uvoz i proizvodnja, transport, distribucija i skladištenje prirodnog gasa. Istorijski gledano, transport prirodnog gasa u Republici Srbiji započeo je 1952. godine, kada je gas transportovan iz gasnog polja Velika Greda do Vršca. Posle desetak godina, 1963. godine završeni su i stavljeni u pogon regionalni gasovodi Kikinda – Elemir – Čoka – Jermenovci – Pančevo i Elemir – Gospođinci – Novi Sad – Beočin. Od 1979. godine intenzivirani su razvoj i širenje gasovodnog sistema, pre svega zbog početka uvoza iz tadašnjeg SSSR-a, da bi se u nastupajućim godinama povezala sva izvorišta gasa (AP Vojvodina) sa potrošačima, što je dalje pojačalo uvoz gasa iz pravca Mađarske i dalji tranzit ka BIH. U to vreme najveći udeo potrošnje bio je u industriji, a od 1990. godine počinje intenzivnija potrošnja sistema daljinskog grejanja i domaćinstava. Danas, sektor domaćinstava predstavlja sektor najvećeg rasta (koji je zabeležen u 2019. godini), što se očekuje i za ubuduće, zajedno sa industrijom, sa daljom gasifikacijom južno od Save i Dunava: „Strateški razvoj energetike zasnovan je na uspostavljanju balansa između proizvodnje energije iz dostupnih izvora, potrošnje energije sa tržišnim i socijalno održivim karakterom, i efikasnije proizvodnje i korišćenja što 'čistije' energije iz obnovljivih izvora (OIE). Drugim rečima, efikasnijom proizvodnjom energije iz dostupnih i obnovljivih izvora, sa planiranim i isplativim plasmanom, moguće je uspostaviti održivi energetska sistem. S druge strane, strateški pristup energetici je put smanjenja ekoloških pretnji i ekonomskih troškova” (*Strategija razvoja energetike Republike Srbije*, 2015).

Iz navedenog citata može se izvući nekoliko osnovnih zahteva ili, matematički izraženo, nekoliko promenljivih, od kojih su neke više a neke manje poznate, kako bi se razrešilo pitanje energetske jednačine jednog društva, države ili ekonomskog sistema, čije je rešenje preduslov i kičma ekonomskog i svakog drugog razvoja društva i države. Dakle, potrebno je zadovoljiti nekoliko principa i kriterijuma za uspešno rešenje izazova koje pred nas postavlja strateško upravljanje energetikom (Bajatović, 2019).

Na osnovu poslednjih objavljenih zvaničnih podataka Republičkog zavoda za statistiku (RZS, *Baza podataka*, 2020), može se primetiti da je u toku 2018. godine potrošnja primarne energije u Republici Srbiji iznosila 662.171 TJ (15,8 TEN). Ovaj iznos je približno isti kada je u pitanju 2016. i 2017. godina. Intenzitet potrošnje finalne energije kreće se u opsegu od 8,5 do 8,7 TEN za isti period posmatranja.

Iz tabele 4.1 (za 2018. godinu), može se zaključiti da je dominantna potrošnja uglja (lignit niske toplotne vrednosti) 47,6%, nakon toga nafte i naftnih derivata 24,2%, dok je prirodni gas zastupljen u udelu od 15%. Dakle, udeo konvencionalne energije je 86,8%, dok OIE predstavlja udeo od 13,2%, od čega su najdominantnija drvena biomasa (6,7%) i hidroenergija (6,2%). Ovako visok procenat uglja u strukturi potrošnje primarne energije ima dvojak efekat. Prvi je pozitivan, jer je ugali iz domaćih izvora i pospešuje energetska nezavisnost zemlje, dok je drugi izuzetno negativan, jer izuzetno povećava zagađenje životne sredine i emisiju CO₂, što dugoročno znači veći rizik troškova u okviru tržišta ovih emisija. Gruba računica govori da najveći procenat potrošnje imaju sistemi daljinskog grejanja (40%), a zatim domaćinstva (10%), industrija (25%) i komercijalni sektor (25%).

Tabela 4.1: Ključni podaci izdvojeni iz energetskeg bilansa Republike Srbije za 2018. godinu (RZS, Baza podataka, 2020)

	Solarna energija, TJ	Energija vetra, TJ	Hidroenergija, TJ	Električna energija (ukupno), TJ	Toplotna energija (ukupno), TJ	Ugalj (ukupno), TJ	Nafta i derivati (ukupno), TJ	Prirodni gas, TJ	Geotermalna energija, TJ	Drvena goriva (ukupno), TJ	Biogas, TJ
Primarna proizvodnja energije	47	542	41.015	-	-	276.720	40.310	16.653	219	46.931	958
Uvoz	-	-	-	23.040	-	32.649	161.589	81.431	-	578	-
Izvoz	-	-	-	22.621	-	687	39.438	-	-	2.936	-
Ukupno raspoloživa energija	47	542	41.015	419	-	315.450	159.954	99.175	219	44.392	958
Energija raspoloživa za finalnu potrošnju	-	-	-	100.975	30.917	23.602	135.415	55.597	218	43.572	327
Finalna potrošnja za neenergetske svrhe	-	-	-	-	-	219	24.349	7312	-	-	-
*od toga za hemijsku industriju	-	-	-	-	-	0	15.669	7312	-	-	-
Finalna potrošnja za energetske svrhe	-	-	-	100.975	30.917	23.383	111.541	48.285	218	43.572	327
Finalna potrošnja – Industrija	-	-	-	30.226	8.899	11.392	14.074	28.618	-	6.340	60
Finalna potrošnja – Građevinarstvo	-	-	-	1.221	-	35	713	-	-	-	-
Finalna potrošnja – Saobraćaj	-	-	-	1.349	-	-	87.773	494	-	-	-
Finalna potrošnja – Domaćinstva	-	-	-	48.292	16.933	10.080	1.579	9.038	-	36.170	-
Finalna potrošnja – Poljoprivreda	-	-	-	1.227	-	2	4.706	870	131	64	208
Finalna potrošnja – Ostali potrošači	-	-	-	18.660	5.085	1.874	2.696	9.265	87	998	59

Ako se analiziraju pokazatelji uvozne zavisnosti, Republika Srbija je na nivou od oko 35%, što je značajno manje od proseka zemalja EU, gde je oko 55%. Uvozna zavisnost je bila i nižeg procenta (oko 28%) od 2013. do 2016. godine, kada smo imali povećanu proizvodnju domaće nafte i prirodnog gasa. Trošak uvoza energenata u proseku čini približno 30% ukupnog salda uvoza i izvoza zemlje.

Kada poredimo indikator odnosa potrošnje primarne energije i BDP-a (po paritetu kupovne moći), može se zaključiti da je blizu dva puta veći od proseka zemalja EU. Ovo se može objasniti visokim udelom uglja za proizvodnju električne energije (niskoefikasna tehnologija na nivou od 30–35%), zastarelom tehnologijom u industriji i niskom efikasnošću potrošnje u domaćinstvima. Kada se razmatra odnos potrošnje prirodnog gasa i BDP-a (po paritetu kupovne moći) u Republici Srbiji, on iznosi oko 40% u poređenju sa prosekom zemalja EU.

Na osnovu strateškog nacionalnog dokumenta (*Strategija razvoja energetike Republike Srbije*, 2015), Republika Srbija predviđa povećanje potrošnje električne energije, a takođe i prirodnog gasa. U skladu sa direktivama EU na polju udela OIE, na kraju 2019. godine ukupan kapacitet vetroelektrana je iznosio 373MW i 201MW snage malih hidroelektrana (RZS, *Baza podataka*, 2020). Što se tiče prirodnog gasa, njegova potrošnje raste u sektoru domaćinstva, ali opada kada je u pitanju industrija i toplane (podatak za 2019. u odnosu na 2018. godinu). Rast potrošnje u domaćinstvima znači da je prirodni gas konkurentan, dok pad u industriji i toplinama može označavati modernizaciju i unapređenje efikasnosti sistema bez dodatka novih kapaciteta. Prema podacima RSZ, struktura proizvodnih kapaciteta električne energije (2019. godina) u Srbiji je sledeća: termoelektrane 53,5%, hidroelektrane 35,6%, vetroelektrane 4,5%, termoelektrane-toplane 4%, male elektrane 2,4% (RZS, *Baza podataka*, 2020). Prema istim podacima, struktura proizvodnje električne energije (2019. godina) u Srbiji je sledeća: termoelektrane (ugalj) 66,4%, hidroelektrane (OIE) 28,4%, vetroelektrane (OIE) 2,4%, termoelektrane-toplane (prirodni gas) 1%, ostale elektrane (OIE) 1,8% (RZS, *Baza podataka*, 2020).

4.1 SADAŠNJE STANJE U ENERGETICI I GASNOJ INDUSTRIJI U REPUBLICI SRBIJI

Prirodni gas karakterišu i tehnički i ekološki benefiti u poređenju sa drugim fosilnim energentima, kao što su ugalj i nafta. Međutim, u ostvarenju ovog cilja postoje određena ograničenja koja predstavljaju deo gasne jednačine, čije je rešenje sastavni deo sveukupnih strateških energetske ciljeva Republike Srbije.

Što se tiče uvozne zavisnosti, prirodni gas, kao i naftu, karakteriše činjenica da su izvori proizvodnje geografski udaljeni od mesta potrošnje. Dakle, Republika Srbija je visoko uvozno zavisna u pogledu prirodnog gasa, jer prirodni gas proizveden sa domaćih polja učestvuje svega između 15% i 20% u ukupnoj godišnjoj potrošnji ovog energenta. Učešće prirodnog gasa u strukturi finalne potrošnje energije u Republici Srbiji skoro je dvostruko niži od proseka 28 zemalja EU, odnosno u Republici Srbiji taj procenat iznosi 12%, dok je prosek 28 zemalja EU 25%.

Ovakav odnos predstavlja značajan potencijal za rast potrošnje prirodnog gasa u Republici Srbiji, što je prepoznato projekcijama zvanične državne politike, s obzirom na to da se u *Strategiji razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine* predviđa da godišnja potrošnja prirodnog gasa poraste sa

sadašnje 2,5 milijarde m³ na 3 milijarde m³ u 2020. godini, zatim na 3,4 milijarde m³ u 2025. godini sa projekcijom od 4 milijarde m³ potrošnje u 2030. godini. I drugi nezavisni analitičari procenjuju da će jedan od glavnih generatora rasta potrošnje prirodnog gasa regiona Balkana biti upravo Srbija, za koju se predviđa da će do 2035. godine dostići potrošnju od oko 3,5 milijarde m³.

Cena prirodnog gasa na domaćem tržištu vezana je za tzv. naftnu formulu. Naftna formula, kao opšti pristup u formiranju i prodajnih i nabavnih (uvoznih) cena prirodnog gasa, karakteristična je za tržišta koja se odlikuju ograničenim brojem prodavaca i velikim brojem kupaca; gde ograničene skladišne i transportne kapacitete kontroliše mali broj učesnika; i svega nekoliko tržišta na kojima se trguje gasom. Naftna formula je pristup koji podrazumeva da je cena prirodnog gasa indeksirana u odnosu na zamenske energente gasa. Dakle, cene prirodnog gasa kreću se prema promenama cena drugih goriva kao što su naftni derivati (dizeli i mazuti), a retko kad i ugallj. Tržišta sa ovakvim obeležjima karakteristična su za kontinentalnu Evropu i jugoistočnu Aziju.

Potrošnju gasa u Republici Srbiji karakteriše izrazita sezonalnost uslovljena promenama godišnjih doba. Upotreba prirodnog gasa za grejanje tokom zime dovodi do izrazitog rasta potrošnje koja na dnevnom nivou u zimskom periodu (oko 13 miliona m³/dnevno) može biti i četiri puta veća nego u danima leta (oko 3 miliona m³/dnevno) (Izvor: JP „Srbijagas“). Ovakva kretanja negativno utiču na komercijalne uslove nabavke prirodnog gasa od dobavljača prirodnog gasa i od pružaoca usluge transporta. S obzirom na to da je potrošnja na godišnjem nivou u relativno velikoj zavisnosti od vremenskih prilika, tj. prosečnih dnevnih temperatura tokom zime, ugovaranje i finansiranje nabavke ovog energenta nosi sa sobom veliki stepen cenovnih i finansijskih rizika i demotiviše razvoj trgovine i tržišta prirodnim gasom. Sa druge strane postojanje podzemnih skladišta prirodnog gasa jedan je od ključnih preduslova za:

- prevazilaženje problema koje sa sobom nosi sezonalnost potrošnje prirodnog gasa,
- obezbeđenje sigurnosti snabdevanja tržišta,
- razvoj trgovine i tržišta prirodnog gasa,
- veću fleksibilnost u optimizaciji snabdevanja i potrošnje tokom godine.

U Republici Srbiji trenutno postoji samo jedno skladište prirodnog gasa kao zajedničko preduzeće „Gasprom eksporta“ i „Srbijagasa“, čiji kapacitet nije dovoljan da pokrije ni polovinu vršne dnevne potrošnje prirodnog gasa u zimskim mesecima. Skladišni kapacitet iznosi oko 450 miliona m³ dok je maksimalni dnevni proizvodni kapacitet 5 miliona m³/dnevno. Veliki broj evropskih zemalja prepoznao je značaj skladišta kao uslov naprednog funkcionisanja gasnih tržišta, o čemu svedoče podaci iz tabele 4.1.1 (*Baza podataka*, Eurostat, 2016).

U tabeli 4.1.2 data je struktura sektora prirodnog gasa u Republici Srbiji na kraju 2019. godine. Može se primetiti da sektor ima jednog proizvođača (NIS), dva operatera transportnog sistema (JP „Srbijagas“ i „Yugorosgaz“), 32 operatera distributivnog sistema, jedno podzemno skladište i 37 energetskih subjekata koji imaju samo licencu za snabdevanje (AERS, 2020).

Tabela 4.1.1: Skladišni kapaciteti i potrošnja prirodnog gasa u EU (Baza podataka, Eurostat, 2016)

Država	Skladišni kapacitet	Potrošnja prirodnog gasa	Indeks pokrivenosti potrošnje skladišnim kapacitetima
	miliona m ³	miliona m ³	
Letonija	2399	1229,8	195
Austrija	9160,9	7979,8	115
Slovačka	3535,4	4328,1	82
Mađarska	6706,3	8919,6	75
Češka	4025,2	7795,8	52
Holandija	12907	33474,1	39
Rumunija	3336,8	10009	33
Nemačka	25862,6	78144	33
Danska	1028,1	3197,9	32
Francuska	13222,8	42561,2	31
Italija	19370,9	64532,2	30
Hrvatska	577,2	2411,8	24
Poljska	3561,3	16259,2	22
Bugarska	622,8	2985	21
Srbija	450	2500	18
Španija	3176,8	27821,6	11
Portugalija	354,6	4777,4	7
Belgija	894	15888,7	6
Velika Britanija	1635,1	77281,2	2
Švedska	9,9	909,1	1
Grčka	0	3877,4	0
Irska	0	4713,2	0
Litvanija	0	2046,2	0

Kada je u pitanju proizvodnja prirodnog gasa, prema podacima RZS (RZS, Baza podataka, 2020), može se primetiti pad proizvodnje od 2013. godine. Nivo današnje proizvodnje (78 bušotina) iznosi oko 300 mil. m³ prirodnog gasa, od čega najveći deo NIS koristi za sopstvene potrebe (pik proizvodnje bio je 1995. sa 730 mil. m³)

(RZS, Baza podataka, 2020). Ovaj pad je prouzrokovan, pre svega, zbog visokog stepena iskorišćenja i istraženosti postojećih izvora, malog obima resursa i rezervi, kao i zbog ograničenosti istražnih područja.

Tabela 4.1.2: Struktura sektora prirodnog gasa u Republici Srbiji (AERS, 2020)

Naftna industrija Srbije (NIS)	Podzemno skladište gasa BANATSKI DVOR	Javno preduzeće SRBIJAGAS	YUGOROSGAZ a.d.	Energetski subjekti
PROIZVODNJA prirodnog gasa	OPERATOR SKLADIŠTA prirodnog gasa Skladištenje i upravljanje skladištem	OPERATOR TRANSPORTNOG SISTEMA Transport i upravljanje transportnim sistemom	OPERATOR TRANSPORTNOG SISTEMA Transport i upravljanje transportnim sistemom	
SNABDEVANJE prirodnim gasom na slobodnom tržištu		OPERATOR DISTRIBUTIVNOG SISTEMA Distribucija i upravljanje distributivnim sistemom	OPERATOR DISTRIBUTIVNOG SISTEMA Distribucija i upravljanje distributivnim sistemom	OPERATOR DISTRIBUTIVNOG SISTEMA Distribucija i upravljanje distributivnim sistemom (30)
		SNABDEVANJE prirodnim gasom * regulisano javno snabdevanje * na slobodnom tržištu - rezervno snabdevanje - snabdevanje javnih snabdevača	SNABDEVANJE prirodnim gasom * regulisano javno snabdevanje * na slobodnom tržištu	Energetski subjekti koji imaju samo licencu za snabdevanje prirodnim gasom (na slobodnom tržištu) (37)

Na slikama 4.1.1 dat je sveobuhvatan prikaz postojećeg i planiranog transportnog sistema „Transportgas Srbija“ i skladišnog sistema prirodnog gasa u Republici Srbiji. Kao što je napomenuto, transport gasa obavljaju dve kompanije u Srbiji, „Srbijagas“ poseduje oko 95% transportne mreže (2.464 km, broj ulaza 12, broj izlaza 247, dnevni kapacitet 18 mil. m³) i „Yugorosgaz“ ima 5% učešća (125 km, broj ulaza 1, broj izlaza 5, dnevni kapacitet 2,2 mil. m³) (AERS, 2020). Detalji o stanju i pokrivenosti telemetrijskog sistema i načinu planiranja biće predstavljeni u poglavlju 6.

Kada je u pitanju aspekt sigurnosti snabdevanja, neophodno je zadovoljiti infrastrukturni N-1 standard. To znači obezbeđivanje dovoljno kapaciteta na transportnom sistemu. Neophodno je da se zadovolje ukupne potrebe za prirodnim gasom u slučaju prekida pojedinačno najveće infrastrukture na ulazu u transportni sistem tokom dana sa izuzetno velikim potrebama za prirodnim gasom koja se statistički javlja jednom u 20 godina. Trenutno kriterijum N-1 u Republici Srbiji nije zadovoljen (*Plan razvoja transportnog gasovodnog sistema za period 2020–2029. godine*, JP „Srbijagas“).



Slika 4.1.1: Transportni i skladišni sistem prirodnog gasa Republike Srbije (Izvor: JP „Srbijagas“)

Kriterijum N-1 definiše se kao:

$$N - 1(\%) = \frac{E_{pm} + P_m + S_m - I_m}{D_{max}} * 100$$

gde je:

D_{max} – ukupna dnevna potražnja za gasom na dan najveće potražnje za gasom (statistički 1 u 20)

E_{pm} – tehnički kapacitet ulaza iz drugog transportnog sistema

P_m – tehnički kapacitet proizvodnje (ukupni)

S_m – maksimalni tehnički kapacitet ulaza iz podzemnog skladišta prirodnog gasa

I_m – tehnički kapacitet najvećeg ulaza u transportni sistem

U 2018. ove vrednosti iznosile su:

Epm – ulaz Horgoš 15 miliona Sm³/dan

Pm – domaća proizvodnja 1,590 miliona Sm³/dan

Sm – PSG Banatski dvor 5,2 miliona Sm³/dan

Im – ulaz Horgoš 15 miliona Sm³/dan

Dmax – ostvarena 10. 1. 2017. godine 17,744 miliona Sm³/dan

$$N - 1(\%) = \frac{15 + 1,590 + 5,2 - 15}{17,744} * 100$$

N - 1 (%) = 38 – nije ispunjen uslov

Što se tiče procene ispunjenja N-1 standarda u period do 2029. godine, završetkom izgradnje II faze PSG Banatski dvor, kao i povezivanjem gasovodnih sistema Srbije i Bugarske, N-1 standard će biti zadovoljen.

$$N - 1(\%) = \frac{Epm + Pm + Sm - Im}{Dmax} * 100$$

Gde je:

Dmax – ukupna dnevna potražnja za gasom na dan najveće potražnje za gasom (statistički 1 u 20)

Epm – tehnički kapacitet ulaza iz drugog transportnog sistema

Pm – tehnički kapacitet proizvodnje (ukupni)

Sm – maksimalni tehnički kapacitet ulaza iz podzemnog skladišta prirodnog gasa

Im – tehnički kapacitet najvećeg ulaza u transportni sistem

Plan je da 2029. ove vrednosti iznose:

Epm – Ulaz Horgoš 15 miliona Sm³/dan

Ulaz Dimitrovgrad 5,5 miliona Sm³/dan

Ulaz PPS Mokrin 3 miliona Sm³/dan

Ulaz GRČ Karađorđevo brdo 2 miliona Sm³/dan

Ulaz GRČ Pančevo 3,8 miliona Sm³/dan

Ulaz GRČ Gospođinci 4,6 miliona Sm³/dan

(ukupno Epm = 33,9 miliona Sm³)

Pm – domaća proizvodnja oko 670.000 Sm³/dan

Sm – PSG Banatski dvor 10 miliona Sm³/dan

Im – ulaz Horgoš 15 miliona Sm³/dan

Dmax – ostvarena 10. 1. 2017. godine, 17,744 miliona Sm³/dan

$$N - 1(\%) = \frac{33,9 + 0,67 + 10 - 15}{17,744} * 100$$

N - 1 (%) = 167

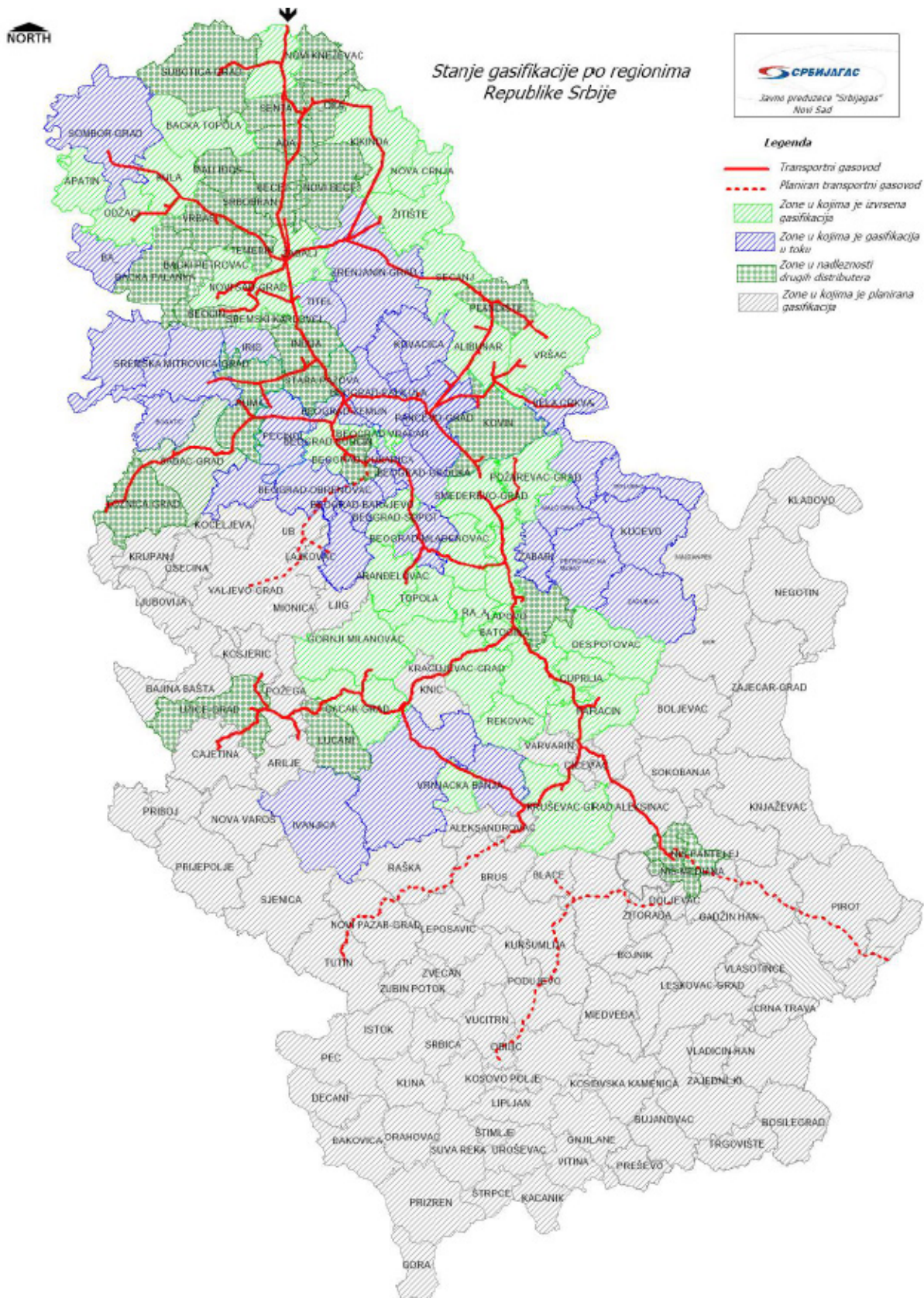
U periodu do 2029. godine formalno će standard N-1 biti ispunjen.

Na osnovu podataka (*Plan razvoja transportnog gasovodnog sistema za period 2020–2029. godine*, JP „Srbijagas“), utvrđeno je da postojeći kapaciteti ulaza i izlaza iz transportnog sistema zadovoljavaju tražnju za prirodnim gasom u periodu od 2020. do 2029. godine, ali problem predstavljaju kapaciteti pojedinih gasovoda koji predstavljaju „uska grla“ transportnog sistema. Iz tog razloga potrebna je izgradnja gasovoda Banatski dvor – Pančevo – Beograd Jug i izgradnja gasovoda Inđija – Mačvanski Prnjavor, kako bi se zadovoljila tražnja za prirodnim gasom u periodu 2020–2029. godine.

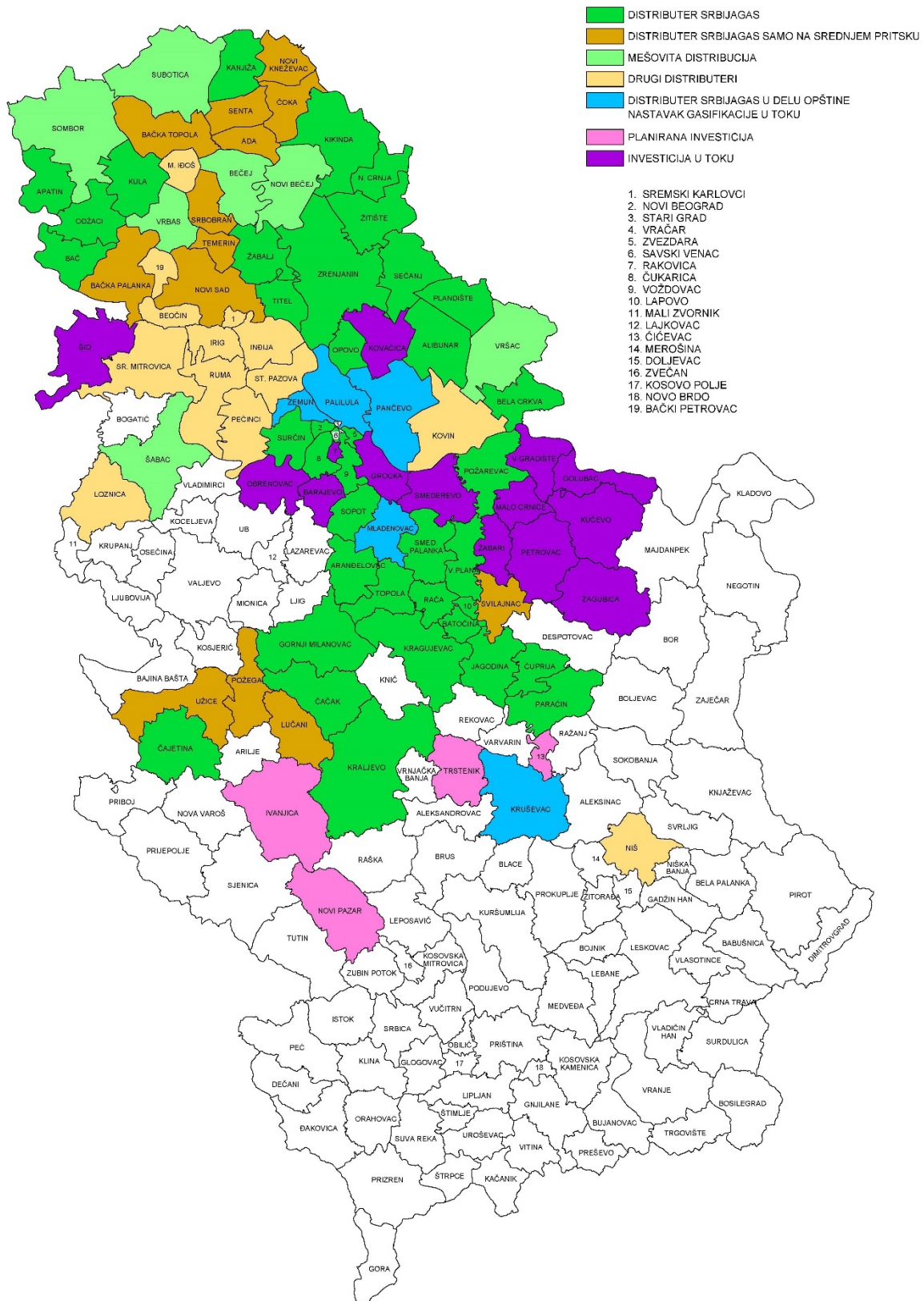
U cilju dostizanja kriterijuma N-1 takođe je potrebna izgradnja gasovoda Banatski dvor – Pančevo – Beograd Jug kako bi se spojio ulaz u transportni sistem PSG Banatski dvor (koji će nakon II faze izgradnje imati kapacitet od 10 miliona Sm³/dan) sa područjem najveće potrošnje prirodnog gasa (potez Pančevo–Beograd), prvenstveno usled potrebe buduće TE-TO Pančevo, čija se izgradnja planira do 2025. godine. Takođe, u cilju dostizanja kriterijuma N-1 potrebna je izgradnja tri priključna gasovoda na interkonektor granica Bugarske – granica Mađarske (Balkanski tok), kao i gasovoda Niš–Dimitrovgrad. Zbog sigurnosti i pouzdanosti rada transportnog sistema, razvoja tržišta i ispravnosti i pouzdanosti merenja, na mestima primopredaje potrebno je uvesti napredne merne sisteme. Ovaj standard nije ispunjen ni ukoliko se posmatra transportni sistem samo na teritoriji AP Vojvodine, ali je znatno bolji u odnosu na celokupan sistem Republike Srbije (67% prema 38%). Ako se posmatra period do 2029. godine za teritoriju AP Vojvodine (292%), standard N-1 će imati veću vrednost u odnosu na Republiku Srbiju (167%).

Kao što je spomenuto, zaključno sa 2019. godinom, na teritoriji Srbije posao distribucije (slika 4.1.2 i 4.1.3) prirodnog gasa obavlja 32 operatora. Dužina distributivne mreže se iz godine u godinu povećava, zaključno sa 2019. godinom iznosi 19.286 km, što je rast od 21,76% u odnosu na 2013, dok je broj aktivnih priključaka 282.997, što je uvećanje za 6.479 (+2,34% u odnosu na 2018. godinu) (AERS, 2020). Najveće tržište distribucije gasa u vlasništvu je JP „Srbijagas“ (oko 55%), koje je od 2015. godine donelo odluku o formiranju „Distribucijagas Srbija“, ali zaključno sa 2020. godinom ova kompanije nije samostalno započela delatnost distribucije (AERS, 2020). Na slobodnom tržištu Republike Srbije prodaje se oko 85% prirodnog gasa (AERS, 2020).

Snabdevanje prirodnim gasom u Republici Srbiji dominantno se vrši iz Ruske Federacije, a sve količine se preuzimaju iz jedne tačke – preko transportnog sistema Mađarske. Domaće snabdevanje je na nivou od 12,6% (podatak za 2019. godinu) (AERS, 2020). Finalna potrošnja gasa za 2019. godinu iznosila je: 67% industrija i ostali, 22% toplane i 11% domaćinstva. Konačna cena prirodnog gasa na tržištu javnog snabdevanja sastoji se iz troškova nabavke (najveći trošak), troškova korišćenja javnog snabdevanja i troškova javnog snabdevača (AERS, 2020). Ako poredimo cene (sa taksama) prirodnog gasa za domaćinstva, možemo zaključiti da je prosečna cena u Srbiji jedna od najnižih u Evropi (jedino BiH ima nižu cenu). U slučaju cena za industriju, situacija je drugačija i Srbija ima cenu višu od prosečne cene evropskih zemalja. Prilikom analize treba uzeti i visine taksi koje su pojedine zemlje usvojile.



Slika 4.1.2: Trenutno stanje i plan gasifikacije distribucije Republike Srbije, 2020 (Izvor: JP „Srbijagas“)



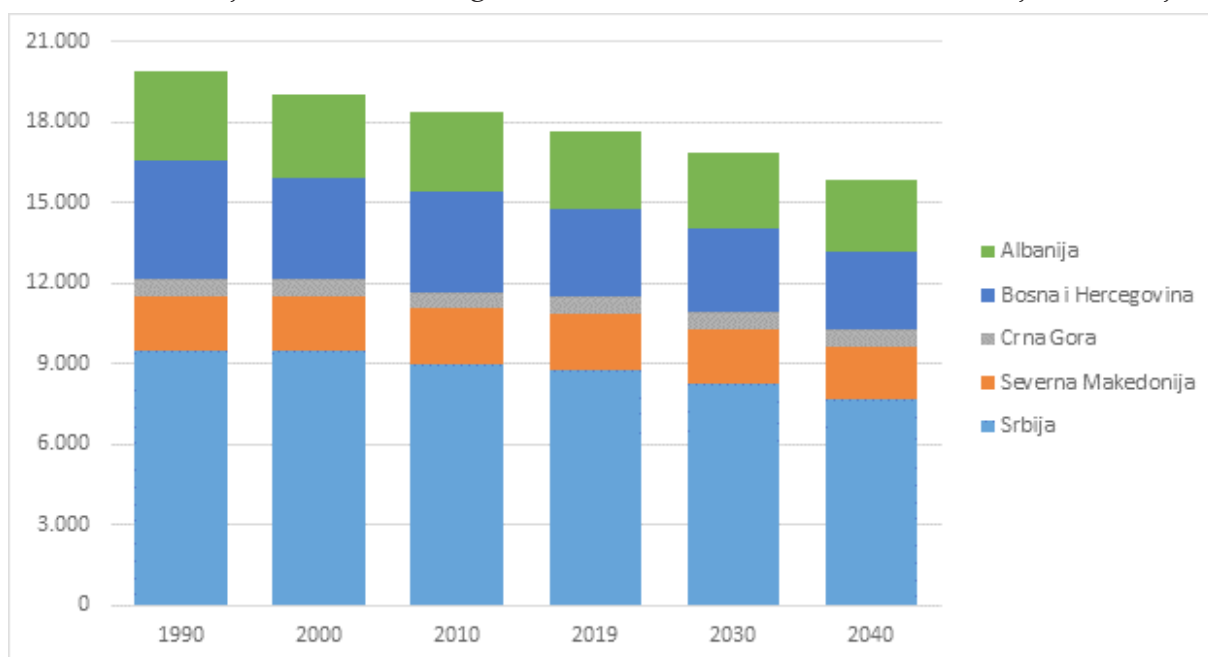
Slika 4.1.2: Trenutno stanje tržišta distribucije prirodnog gasa Republike Srbije, 2020 (Izvor: JP „Srbijagas“)

4.1.1 SOCIJALNO-EKONOMSKI RAZVOJ BALKANSKIH ZEMALJA I REPUBLIKE SRBIJE

Istorija balkanskog regiona tokom proteklih 30 godina bila je puna dramatičnih događaja koji su imali značajan negativan uticaj na razvoj regiona i nepovoljno su se odrazili i na tržište prirodnog gasa. Godine 1992. počeo je proces ocepjenja republika Socijalističke Federativne Republike Jugoslavije (SFRJ). U njenom sastavu bilo je šest republika: Slovenija, Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija, Crna Gora i Makedonija. Četiri od šest republika SFRJ proglasile su nezavisnost još devedesetih godina 20. veka, a 2006. godine Crna Gora, kao poslednja od republika, odvojila se od Srbije.

Kao i u Evropi u celini, i u balkanskim državama poslednjih decenija došlo je do smanjenja broja stanovnika, što je suprotno globalnom trendu. Od 1990. do 2019. godine broj stanovnika u regionu smanjen je za 11% ili za 2,2 miliona, na 17,7 miliona. Tokom istog perioda, svetska populacija povećala se 1,4 puta. Godišnji pad broja stanovnika u Srbiji u posmatranom periodu iznosio je 0,4% u odnosu na globalni rast od 1,3% godišnje. Prema prognozama UN, stanovništvo Balkana će i dalje opadati, odnosno smanjiće se za još 1,85 miliona ljudi do 2040. godine u poređenju sa nivoom iz 2019. i iznosiće 15,8 miliona ljudi (slika 4.1.1.1). Pri tome, više od polovine (59%) ukupnog pada stanovništva u regionu odnosi se na Srbiju. Poslednjih godina, broj stanovnika smanjuje se uglavnom na račun seoskog stanovništva.

U tekstu koji sledi koristi se klasifikacija Svetske banke, u kojoj predmetni region obuhvata: Srbiju, Bosnu i Hercegovinu, Crnu Goru, Severnu Makedoniju i Albaniju.



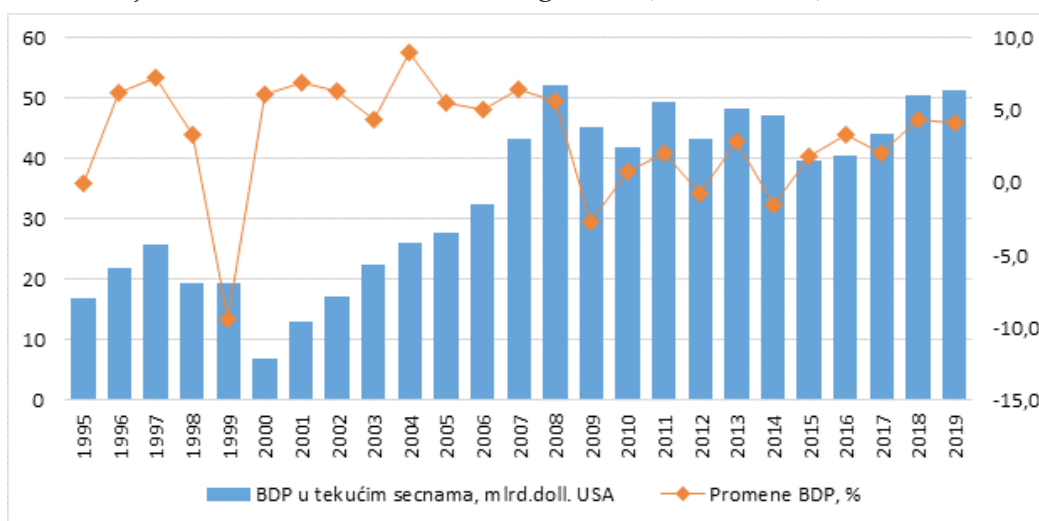
Slika 4.1.1.1: Dinamika i prognoza promena u regionu Balkana, 1990–2040. godine, hiljade ljudi (Izvor: World Population Prospects, United Nations 2019)

Potresi sa kojima se region suočio na prelazu između milenijuma bez sumnje su doprineli negativnoj populacionoj dinamici. Krajem devedesetih godina 20. veka eskalacija međuetničkih sukoba prouzrokovala je pad ekonomije i rast socijalne tenzije. Visok spoljni dug Jugoslavije i strogi uslovi za dalje kreditiranje privrede od strane MMF-a negativno su uticali na industrijsku proizvodnju. U skladu sa pre-

porukama MMF-a, do kraja 1990. godine više od hiljadu industrijskih preduzeća trebalo je da bude zatvoreno, usled čega je 0,5 mil. ljudi ostalo bez posla.

Dodatni udarac za ekonomiju predstavljale su sankcije UN koje su uvedene 1992. godine u vezi sa izbijanjem oružanih sukoba na teritoriji SFRJ. Konačni udarac srpskoj ekonomiji zadala je vojna agresija NATO-a 1999. godine i otcepljenje Kosova, što je dovelo do razaranja infrastrukturnih i proizvodnih objekata. Beograd, glavni grad Srbije i bivše SFRJ, bio je bombardovan od strane avijacije NATO država. Sve ovo zajedno dovelo je zemlju na rub humanitarne katastrofe.

Kao rezultat toga, događaji iz poslednje decenije XX veka uticali su na to da se srpska privreda smanji sa više od 30 milijardi američkih dolara 1989. godine na manje od 10 milijardi američkih dolara 2000. godine (slika 4.1.1.2).



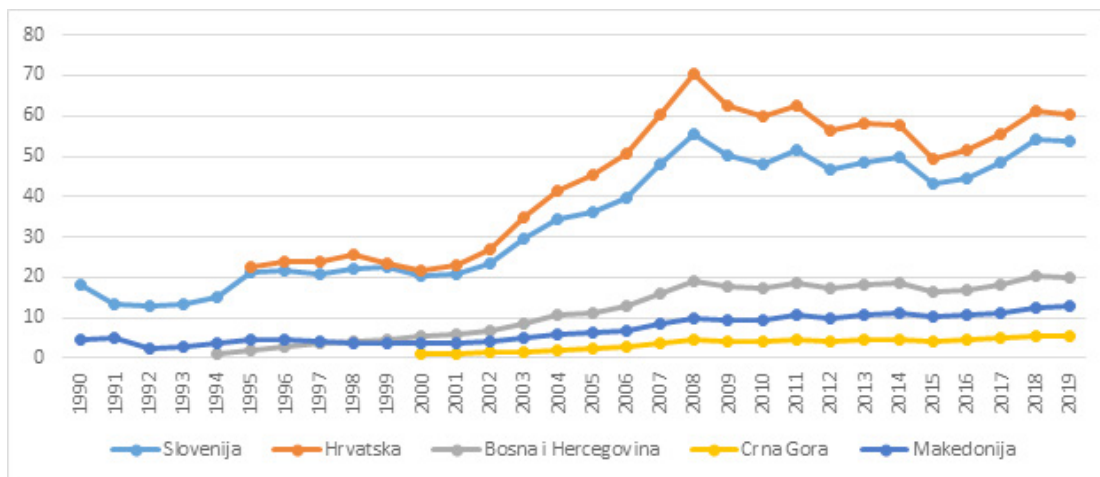
Slika 4.1.1.2: BDP Srbije i njegove promene (Izvor: Baza podataka, World Bank 2020)

Početkom 2000-ih godina privreda Srbije i balkanskih zemalja počinju da se oporavljaju. Prosečne godišnje stope ekonomskog rasta u periodu 2000–2010. godine u Srbiji iznosile su 4,9%, što je tri puta više od godišnjeg rasta bruto društvenog proizvoda u EU. Glavni razlog ovakvog brzog rasta bio je efekat „niske baze“, jer su se Srbija i zemlje regiona oporavljale od krizne decenije. U prvoj deceniji 21. veka industrijska proizvodnja u Srbiji porasla je za 34%, a BDP po glavi stanovnika šest puta: sa 915 u 2000. na 5.735 američkih dolara u 2010. godini.

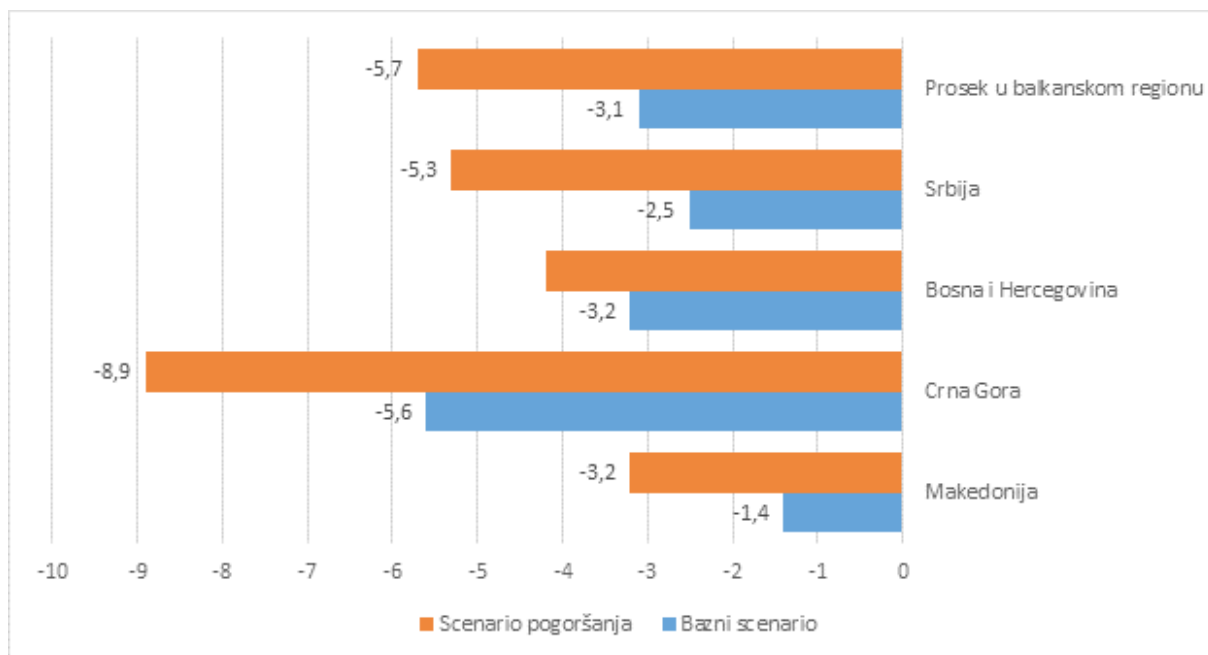
Nizak nivo integracije Srbije u međunarodni finansijski sistem i trgovinu uslovio je umereni uticaj krize iz 2008. godine na privredu. Godine 2009. BDP pao je za samo 2,7%, nakon čega se zemlja počela oporavljati kako se stanje svetske privrede poboljšavalo. U 2013. godini BDP je porastao za gotovo 3%, zahvaljujući rastu investicija i stabilizaciji potražnje za proizvodima na inostranim tržištima. Međutim, ponovo je usledio pad privrede, što je uzrokovano smanjenjem domaće potrošnje (najvećim delom usled pooštavanja budžetske politike). Kao rezultat, srpska privreda u periodu 2010–2019. godine imala je u proseku rast od 1,9% godišnje, ali čak je i u 2019. godini nivo BDP-a bio 1,5% manji nego u 2008. godini (slika 4.1.1.3).

Početkom 2020. godine sve balkanske države ušle su u recesiju izazvanu epidemijom korona virusa, merama u borbi protiv nje i ekonomskim padom koji je usledio. Prema prognozama Svetske banke (*Western Balkans Regular Economic Report*, World Bank, 2020), u osnovnom scenariju, očekuje se pad BDP-a u čitavom regionu u 2020. godini od 3,1%, sa najvećim padom u Crnoj Gori od 5,6%. U scenariju pogoršavanja

situacije, pad BDP-a iznosiće 6% za region. Mere za suzbijanje širenja virusa najviše pogađaju sektor usluga, na primer, u Crnoj Gori je oko $\frac{3}{4}$ stanovništva zaposleno u ovom sektoru, u ostalim zemljama regiona oko 50%. Potrošnja domaćinstava će se takođe smanjivati, u proseku u regionu pad u 2020. godini može da iznosi 10%, a u Srbiji i Crnoj Gori oko 20% (slika 4.1.1.4).



Slika 4.1.1.3: BDP pojedinih zemalja balkanskog regiona i zemalja EU koje su činile deo SFRJ pre 1992. godine po trenutnim cenama, u milijardama američkih dolara (Izvor: Baza podataka, World Bank 2020)



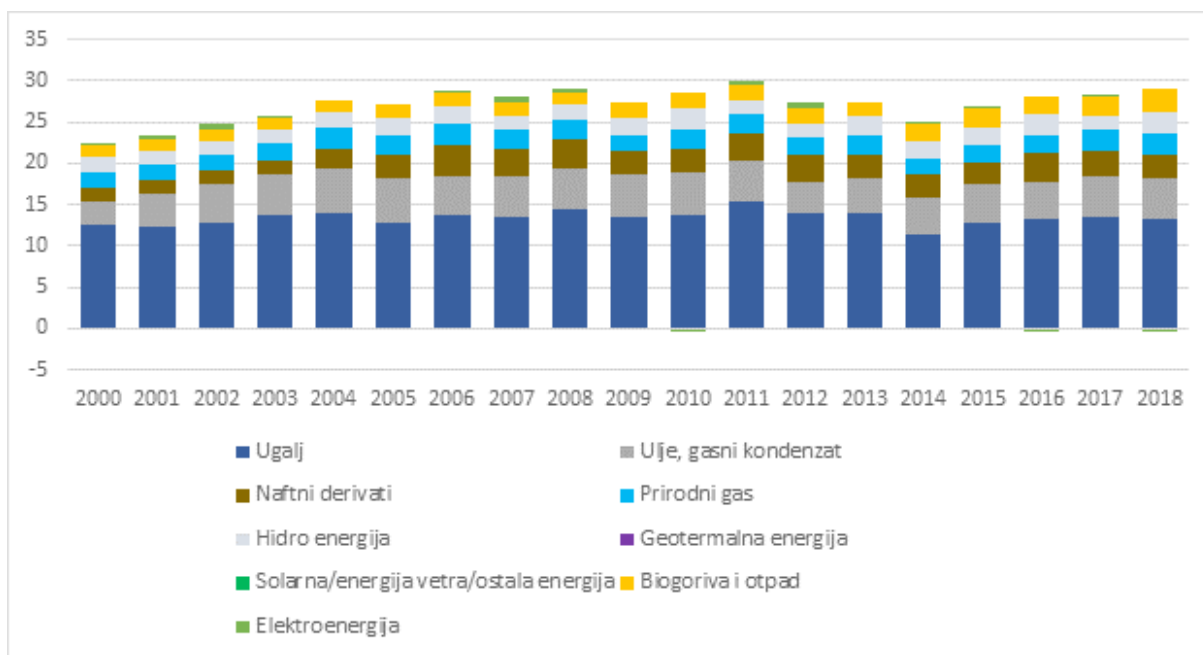
Slika 4.1.1.4: Prognoza promene BDP-a u balkanskim zemljama u 2020. godini, % (Izvor: Baza podataka, World Bank 2020)

Očekuje se da će se 2021. godine obnoviti ekonomski rast u balkanskom regionu, a nivo BDP-a vратиće se na nivo pre krize, dok će potrošačka potražnja nastaviti da se oporavlja. Rast investicija i aktivnosti u sektoru usluga, turizma, građevinarstva i energetike postaćе katalizator za otvaranje novih radnih mesta, rast ekonomske aktivnosti i pratećeg povećanja potrošnje energije.

4.1.2 STRUKTURA POTROŠNJE ENERGENATA U BALKANSKIM ZEMLJAMA

Potrošnja energetske resursa u balkanskim zemljama u 2018. godini bila je na nivou 2006. godine i iznosila je 28,8 miliona TEN. Ugalj dominira u energetskom bilansu regiona i čini 45% ukupne potrošnje energije (slika 4.1.2.1). Glavni razlog široke upotrebe uglja jeste visok nivo domaće proizvodnje ovog energenta u odnosu na nivo potrošnje.

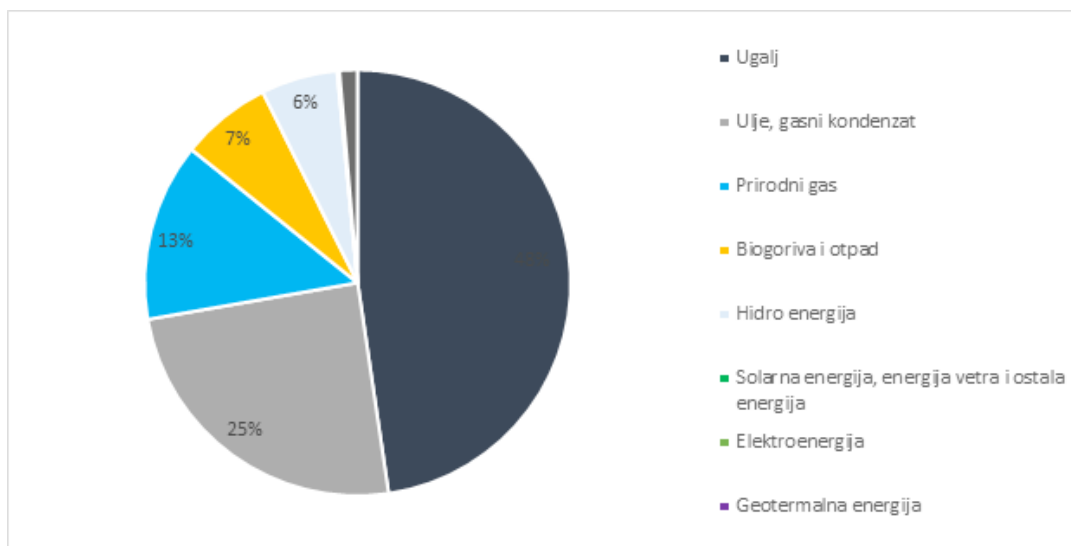
Ovde i u nastavku se potrošnja sekundarnih energetske resursa, na primer, električne energije, izračunava kao uvoz umanjen za izvoz. Negativne vrednosti potrošnje znače da izvoz ovog sekundarnog energetske resursa premašuje uvoz.



Slika 4.1.2.1: Struktura potrošnje energetske resursa prema vrsti goriva u balkanskim zemljama u periodu 2000–2018. mil. TEN (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

Srbija je najveća zemlja u balkanskom regionu, među državama koje nisu članice EU, po potrošnji energije (do 2005. godine, uključujući Crnu Goru), čija je potrošnja energije u 2018. godini iznosila 15,3 miliona TEN, što čini 53% ukupne potrošnje energije zemalja koje su uzete u razmatranje. Oko polovine potrošnje energije, odnosno preko 49% ili 7,5 miliona TEN, odnosi se na ugalj. Drugi najvažniji energetske resurs je nafta – 3,9 miliona TEN. Poslednjih godina Srbija povećava potrošnju prirodnog gasa, koja je znatno opala posle krize krajem 2000-ih godina. Ako je u 2014. godini potrošnja iznosila 1,6 miliona TEN (1,7 milijardi m³), do 2018. godine ona se povećala na 2,1 miliona TEN (2,2 milijarde m³) ili 33% (slika 4.1.2.2).

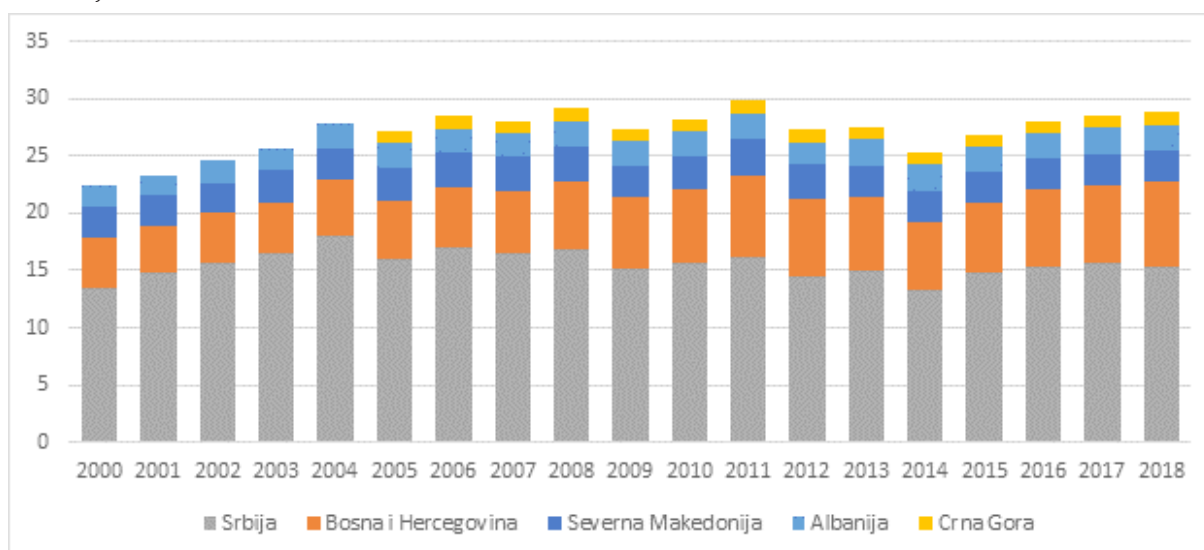
BIH je na drugom mestu po potrošnji energije među balkanskim zemljama. Potrošnja je neprestano rasla od 2000. do 2011. godine. Porast tokom navedenog perioda iznosio je 64% ili 2,8 miliona TEN, dostigavši 7,1 mil. TEN. Međutim, počevši od 2011. godine, nivo potrošnje u zemlji počeo je da opada i do 2014. godine je iznosio 6 miliona TEN. U periodu 2014–2018. godina, kako se ekonomija oporavljala, zemlje regiona su povećale potrošnju energije, tako da je do 2018. potrošnja energije dostigla rekordni nivo od 7,5 mil. TEN. Najvažniji energetske resurs za zemlju jeste ugalj koji obezbeđuje više od polovine potrošnje energije.



Slika 4.1.2.2: Udeo različitih energetske resursa u potrošnji Srbije u 2018. godini, %
(Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

Ukupna potrošnja Severne Makedonije, Albanije i Crne Gore u 2018. godini iznosila je oko 6 mil. TEN. Samim tim, potrošnja energije u ovim zemljama znatno je manja od potrošnje u Bosni i Hercegovini i, pogotovo, Srbiji. U Severnoj Makedoniji od 2000. godine potrošnja energetske resursa ostala je praktično nepromenjena i kreće se u rasponu 2,5–3,1 miliona TEN. Međutim, struktura energetske bilansa zemlje značajno se promenila u poslednje vreme. Ako je 2000. godine udeo gasa u potrošnji energije bio 2%, do 2018. godine taj pokazatelj povećao se na 8% i iznosio je 0,21 miliona TEN (0,22 milijarde m³). Istovremeno, udeo uglja u periodu 2000–2018. godina smanjen je sa 50% na 33%.

Albanija zauzima pretposlednje mesto po potrošnji energetske resursa među balkanskim zemljama uzetim u razmatranje. Od 2000. do 2018. godine potrošnja je porasla za 0,5 miliona TEN. Najvažniji energetske resursi za zemlju su nafta, gasni kondenzat i naftni derivati; oni obezbeđuju gotovo polovinu energetske potreba zemlje.

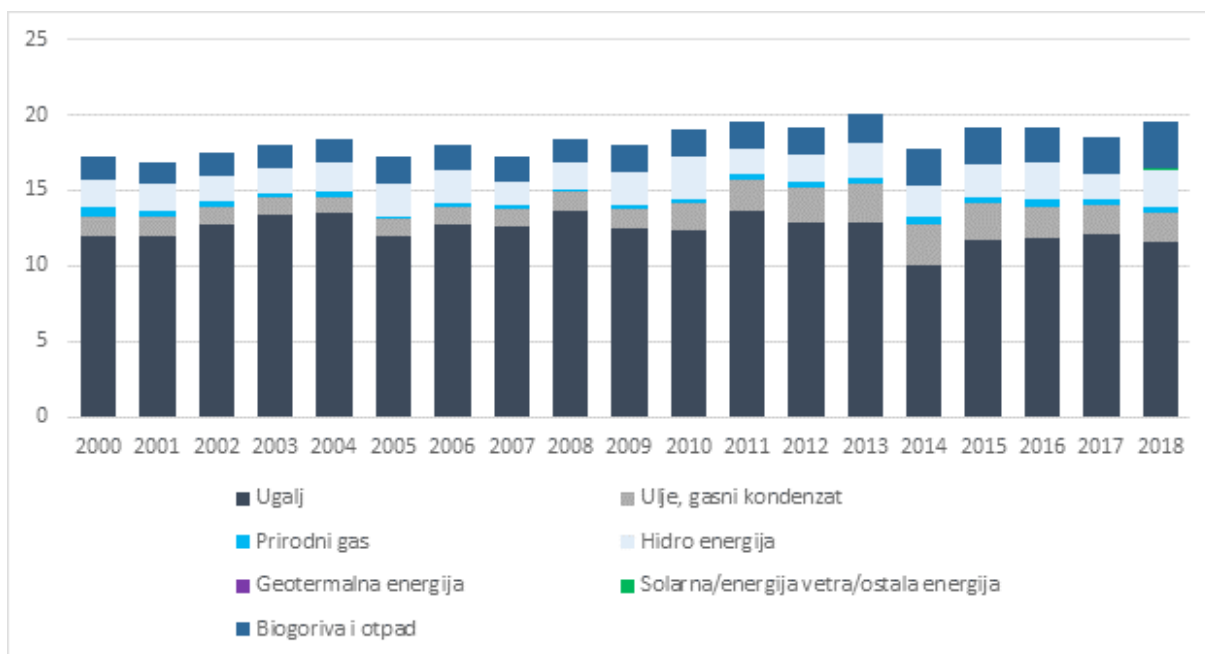


Slika 4.1.2.3: Potrošnja energetske resursa u balkanskim zemljama u periodu 2000–2018. godine, mil. TEN
(Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

U potrošnji energije Crne Gore (podaci za Crnu Goru ograničeni su sa 2005. godinom zbog činjenice da je pre referendumu o nezavisnosti 2006. godine Crna Gora bila deo druge države) dominiraju uglj i naftni derivati: preko 68% potrošnje u 2018. godini odnosi se na njih.

Od 2005. godine situacija se praktično nije promenila: potrošnja stagnira, udeo potrošenih energetske resursa u energetskom bilansu ostaje nepromenjen (slika 4.1.2.3).

Kao i u čitavom evropskom regionu, u zemljama Balkana domaća proizvodnja energetske resursa manja je od potrošnje, što rezultira potrebom uvoza energetske resursa kako bi se zadovoljile unutrašnje potrebe. Proizvodnja energetske resursa u balkanskim zemljama u 2018. godini bila je na nivou od 19,6 miliona TEN, što je neznatno manje u odnosu na vrhunac koji se desio 2013. godine (20,1 miliona TEN). Situacija se neznatno promenila od 2000. godine: proizvodnja uglja i dalje dominira u regionu, a ukupna proizvodnja energije porasla je za samo 14% tokom 18 godina (slika 4.1.2.4).

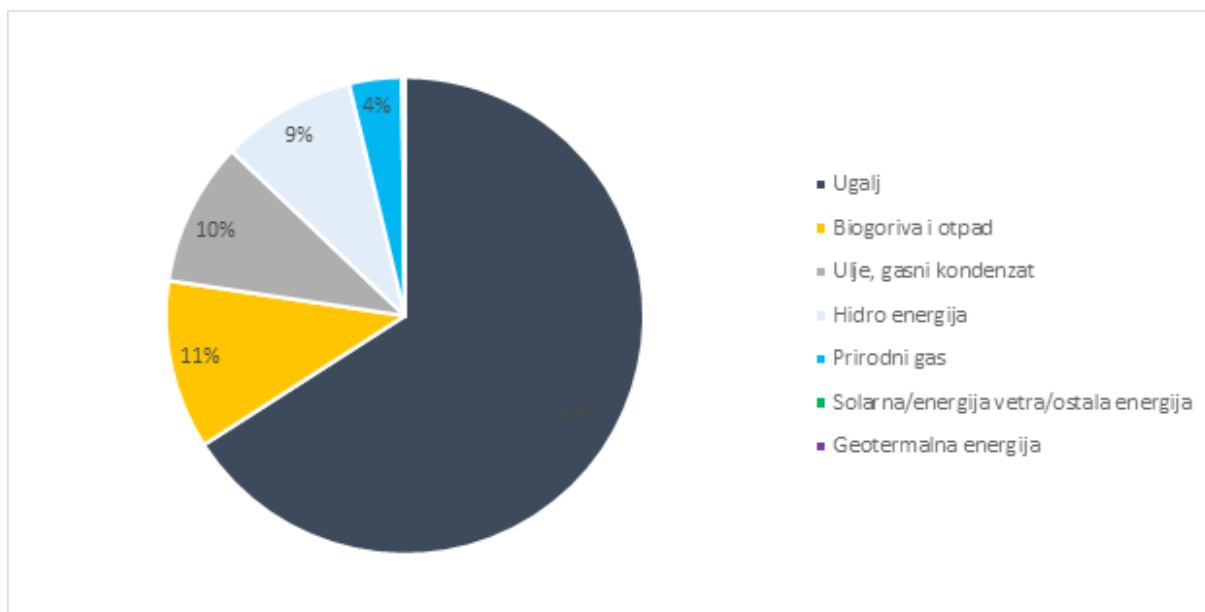


Slika 4.1.2.4: Proizvodnja energetske resursa prema vrsti goriva u balkanskim zemljama u periodu 2000–2018. mil. TEN (Izvor: *World Energy Outlook*, IEA, 2019)

Istovremeno, proizvodnja uglja u regionu u celini opada: krajem 2018. smanjenje je iznosilo 0,4 miliona TEN u odnosu na 2000. godinu i 2,1 miliona TEN u odnosu na vrhunac proizvodnje uglja u 2011. godini. U periodu 2000–2018. godine proizvodnja biogoriva i otpada povećala se znatno: više od dva puta, na 3,1 miliona TEN i trenutno je na vrhuncu. Proizvodnja nafte i gasnog kondenzata (+0,6 miliona TEN) i hidroenergije (+0,7 miliona TEN) takođe se povećala tokom posmatranog perioda. Na kraju 2018. godine, pokazatelji proizvodnje ovih energetske resursa iznosili su 1,9 i 2,5 miliona TEN, respektivno. Udeo različitih energetske resursa u proizvodnji Srbije u 2018. godini prikazan je na slici 4.1.2.5.

Količinski gledano, proizvodnja uglja najviše se smanjila od 2005. do 2018. godine – za 0,9 miliona TEN ili 11%. Uprkos padu proizvodnje, Srbija se u velikoj meri oslanja na energiju uglja. Proizvodnja uglja od januara do sredine maja 2020. godine porasla je za 5,3% u odnosu na isti period 2019. Takođe, u okviru basena

uglja Kolubara otkrivene su rezerve uglja od 400 miliona tona, koje su planirane za proizvodnju u narednih 60 godina (Vlada Republike Srbije, 2020). U procentima, tokom poslednjih 18 godina najviše se smanjila proizvodnja prirodnog gasa, koja je opala za više od 40%.



Slika 4.1.2.5: Udeo različitih energetske resursa u proizvodnji Srbije u 2018. godini, %
(Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

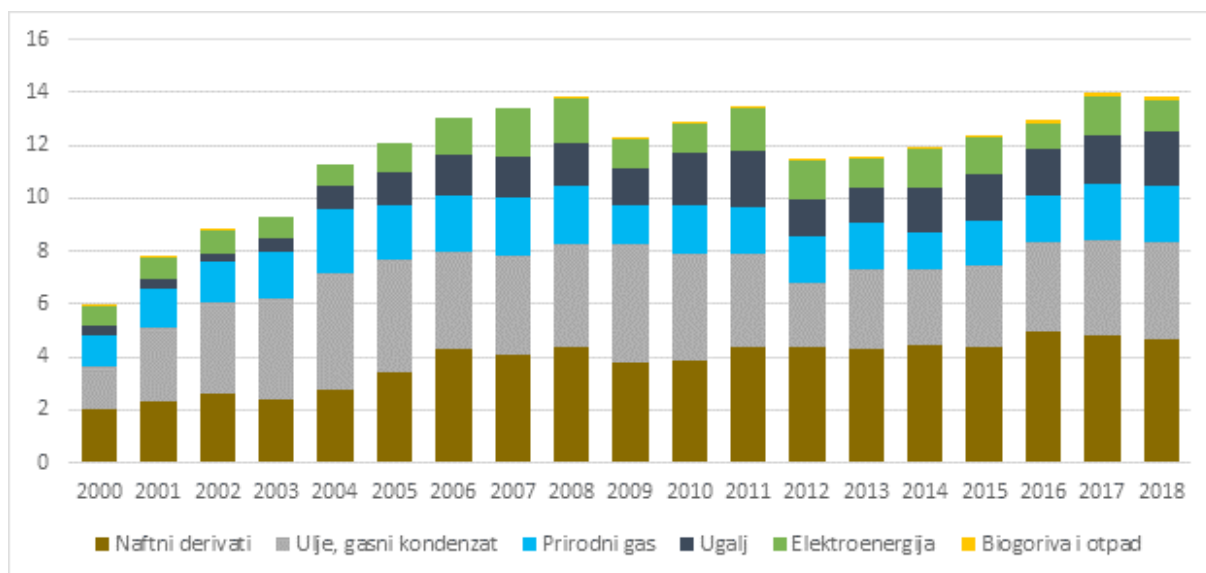
Bosna i Hercegovina nema proizvodnju nafte i prirodnog gasa. Jedini fosilni resurs koji se proizvodi na teritoriji zemlje jeste uglja, koji zauzima ključno mesto u energetske sektoru. Njegova proizvodnja prema podacima za 2018. godinu iznosi oko 3,7 miliona TEN. Učešće uglja u proizvodnji energetske resursa u zemlji iznosi 65%.

Sopstvena proizvodnja energije u Albaniji u 2018. godini iznosila je 2 mil. TEN. Nafta i hidroenergija čine preko 82% proizvodnje energije u zemlji. Makedonija, poput Bosne i Hercegovine, proizvodi uglavnom uglja. Nivo proizvodnje uglja od 2000. do 2018. godine značajno je smanjen – za više od 0,4 miliona TEN ili 34% i na kraju 2018. godine iznosio je 0,8 miliona TEN. Zemlja gotovo u potpunosti obezbeđuje potrošnju uglja sopstvenom proizvodnjom – nivo pokrivenosti iznosi 93%.

Kao i u većini balkanskih zemalja, od proizvodnje ugljovodonika u Crnoj Gori prisutna je samo eksploatacija uglja. Ukoliko uporedimo 2018. i 2005. godinu, proizvodnja se neznatno povećala – za samo 0,1 milion TEN na 0,4 miliona TEN. Zemlja takođe proizvodi hidroenergiju i biogoriva (skoro polovina ukupne proizvodnje energije). Značajan deo svoje potrošnje balkanske zemlje obezbeđuju kroz uvoz. Ključni energetske resursi koji se uvoze su naftni derivati, nafta i gasni kondenzat – oni čine 60% uvoza. Uvoz uglja i prirodnog gasa u posmatranom periodu povećan je za 1,65, odnosno za 1 milion TEN, respektivno.

Zbog pada sopstvene proizvodnje gasa i povećanja potrošnje, Srbija uvozi značajne količine iz inostranstva. Uvozni gas obezbeđuje više od 80% potreba zemlje za ovim energetske resursom. Takođe, u Srbiji postoje značajni rafinerijski kapaciteti koji se neprestano razvijaju, zbog čega su potrebne dodatne isporuke nafte i gasnog kondenzata. Porast uvoza ovih energetske resursa u periodu od 2012. do 2018. godine iznosio je 1,8 miliona TEN.

Bosna i Hercegovina oslanja se u značajnoj meri na uvoz energetske resursa i, na primer, zavisnost od uvozne nafte i gasa iznosi 100%. Zemlja zavisi od isporuka uglja iz uvoza, uprkos tome što ima sopstvenu proizvodnju. Albanija se, takođe, u velikoj meri oslanja na uvoz energetske resursa. U 2018. godini pokazatelj uvoza bio je 1,4 miliona TEN, što je povećanje od 0,5 miliona TEN u poređenju sa 2000. godinom. Potražnja za naftnim derivatima uglavnom je uticala na rast uvoza. Severna Makedonija isto uvozi energetske resurse. Poslednjih godina zemlja je počela aktivno da povećava uvoz prirodnog gasa i beleži skoro dvostruki rast od 2015. do 2018. godine (slika 4.1.2.6).



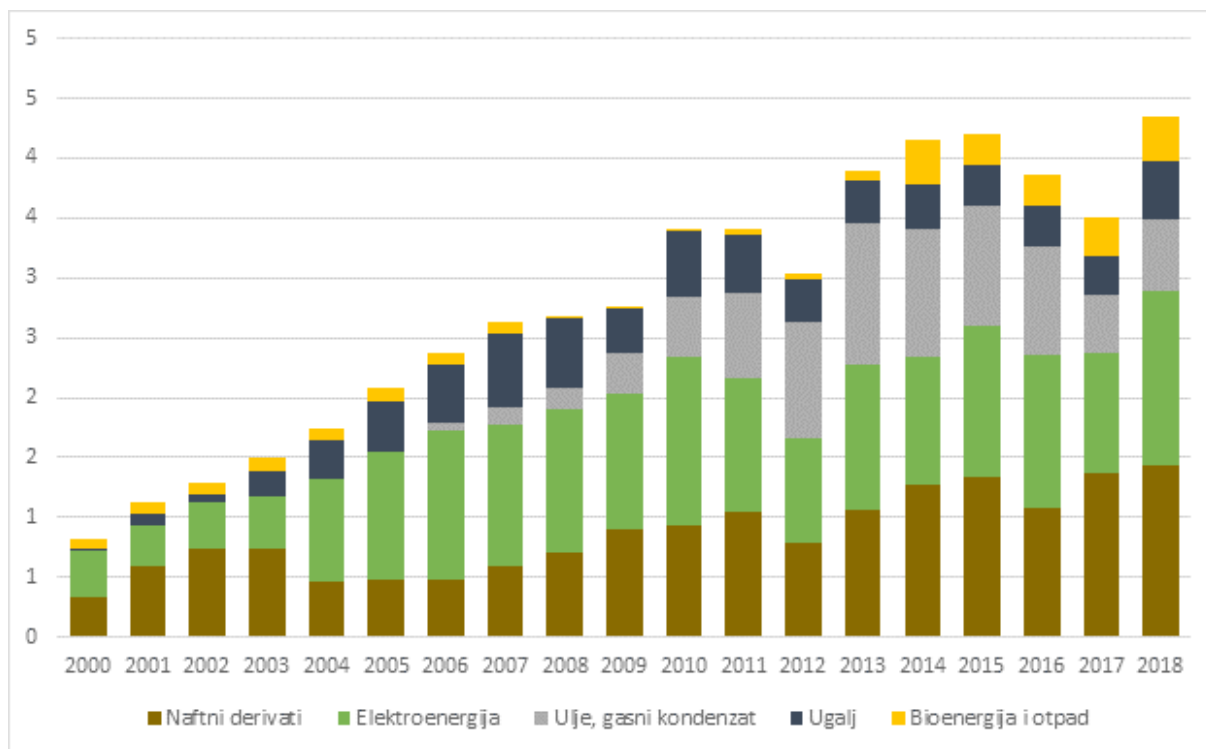
Slika 4.1.2.6: Uvoz energetske resursa u posmatranim balkanskim zemljama u periodu 2000–2018. mil. TEN (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

Izvoz energetske resursa iz balkanskih zemalja značajno je porastao od 2000. godine. Relativna stopa rasta od 2000. do 2018. godine iznosi više od 530%, dok je količinski pokazatelj porastao za 3,5 mil. TEN. Ključni energetske resursi koji se izvoze iz balkanskih zemalja su nafta, gasni kondenzat, naftni derivati i električna energija.

U srpskom izvozu dominiraju naftni derivati i električna energija, koji su u 2018. godini činili 59% i 35% ukupnog izvoza energetske resursa. Količinski pokazatelj izvoza naftnih derivata povećao se kako je rastao uvoz nafte i gasnog kondenzata – od 2011. godine, pokazatelj izvoza porastao je za više od 0,6 miliona TEN ili 3,3 puta.

Najveći deo izvoza energetske resursa u Bosni i Hercegovini čini električna energija. U 2018. godini pokazatelj izvoza električne energije iznosio je 0,7 miliona TEN ili više od 40% ukupnog izvoza energetske resursa zemlje.

Veći deo izvoza u Albaniji čine nafta i gasni kondenzat – gotovo dve trećine ukupnog izvoza energije. Poslednjih godina izvoz nafte i gasnog kondenzata opada: vrhunac izvoza bio je u 2013. godini sa nivoom od 1,2 miliona TEN, a do 2018. već je 0,6 miliona TEN. Gotovo dvostruki pad izvoza nafte i gasnog kondenzata posledica je smanjenja domaće proizvodnje. Severna Makedonija izvozi uglavnom naftne derivate, ali do 2018. godine nivo isporuka u poređenju sa maksimalnim nivoom iz 2011. godine smanjio se za gotovo 70% ili 0,3 miliona TEN (slika 4.1.2.7).



Slika 4.1.2.7: Izvoz energetskih resursa u posmatranim balkanskim zemljama u periodu 2000–2018. godine, mil. TEN (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

4.1.3 EKOLOŠKI EFEKAT GASIFIKACIJE I CILJEVI ODRŽIVOG RAZVOJA

Prema dosadašnjim iskustvima, korišćenje prirodnog gasa predstavlja ekološki najprihvatljivije tranziciono fosilno gorivo. On predstavlja najčistije fosilno gorivo današnjice, koje sadrži veoma malu količinu zagađujućih čestica i ima smanjenu emisiju CO₂. Sve ovo ide u prilog kada se analizira međunarodno tržište CO₂ i uzme se u obzir projekcija cena ovih emisija (u slučaju primene Pariskog klimatskog dogovora predviđanja su da će cena do 2040. godine dostići vrednost od 125\$ po toni CO₂). Što se tiče zagađujućih čestica (PM – čestice, NO_x, SO_x i druge), može se reći da su njihove vrednosti kod prirodnog gasa bliske nuli. Kada poredimo količine emisija CO₂ sa drugim fosilnim gorivima, takođe se vrednosti značajno smanjuju (55% su manje količine u poređenju sa ugljem, 25% manje u odnosu na naftu). Na osnovu gorenavedenih podataka, očigledan je zaključak da se tranzicionom supstitucijom prirodnim gasom sadašnjih konvencionalnih postrojenja (ugalj, nafta i naftni derivati), u kratkom roku značajno smanjuju emisije CO₂ i pročišćuje vazduh od zagađujućih čestica. Jedan od najboljih primera je Peking (Kina), gde su se u periodu od 2016. do 2017. godine, za 50% smanjile količine zagađujućih čestica PM 2,5, usled zamene uglja prirodnim gasom (*Baza podataka zagađujućih čestica PM 2,5*, Svetska banka, 2017). Ovakvi primeri dobre prakse pokazali su se izrazito dobro u regionima u razvoju, kao što su Azija i Afrika. Trenutno najveću prepreku realizaciji predstavlja izrazito niska cena uglja u odnosu na prirodni gas, ali ako bi se primenile tržišne cene emisija CO₂ (30–40\$ po toni CO₂), gas bi bio konkurentnija opcija. Kada je u pitanju cena prirodnog gasa, ona može varirati od regiona do regiona, ali u slučaju njenog vezivanja za cenu nafte, može se dati gruba procena da je cena gasa u rangju od trećine do polovine cene nafte. Sa druge strane, ključni benefit pri-

rodnog gasa u poređenju sa ostalim fosilnim gorivima i biomasom (neodrživo korišćenje), ogleda se u vrednostima specifičnih emisionih koeficijenata kgCO_2/kWh ili kgCO_2/GJ (tabela 4.1.3.1 (Quaschnig. V., 2019)). Primećuje se da su vrednosti specifičnih emisionih koeficijenata za prirodni gas značajno manje od vrednosti koje imaju ugalj i biomasa. U slučaju poređenja sa naftom i njenim derivatima, vrednosti emisionih koeficijenata su niži, ali u manjoj meri u odnosu na ugalj i biomasu.

Tabela 4.1.3.1: Specifične emisije ugljen-dioksida nastale iz različitih goriva (Quaschnig. V., 2019)

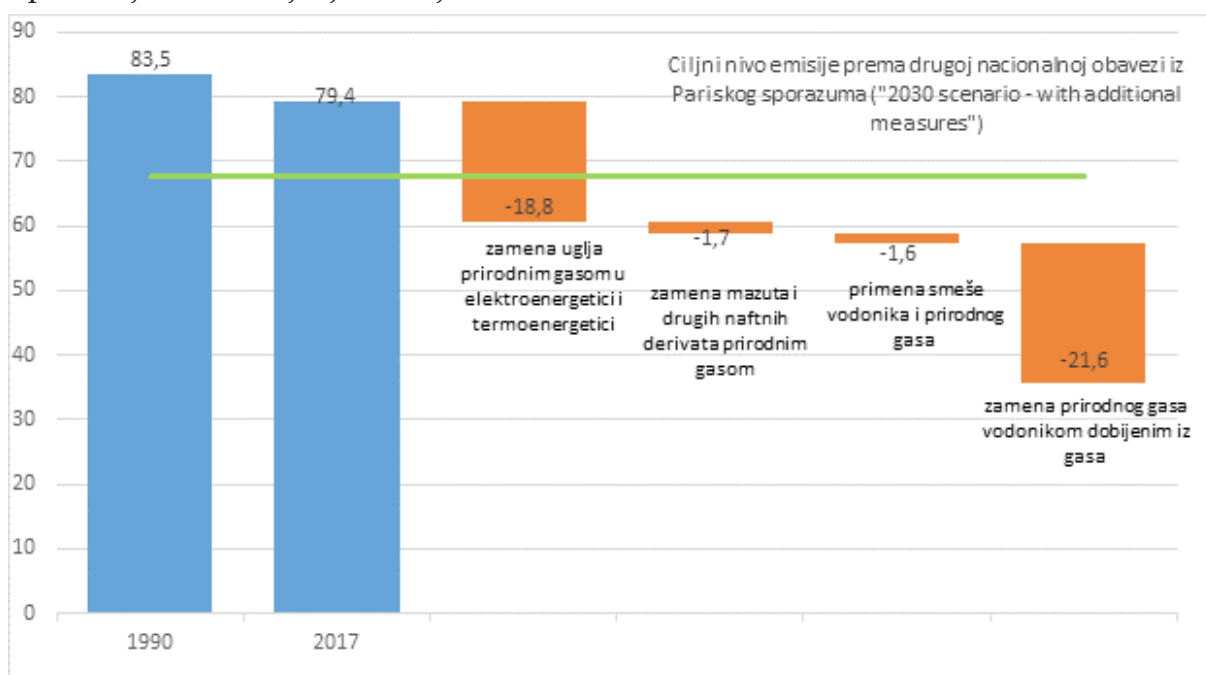
Gorivo	kgCO_2/kWh	kgCO_2/GJ
Biomasa – neodrživo korišćenje	0,39	109,6
Lignit	0,36	101,2
Kalorični ugalj	0,34	94,6
Nafta	0,28	77,4
Dizel	0,27	74,1
Kerozin	0,26	71,5
Benzin	0,25	69,3
Rafinerijski gas	0,24	66,7
Tečni gas	0,23	63,1
Prirodni gas	0,2	56,1

Republika Srbija nalazi se među 189 država na svetu koje su ratifikovale Pariski klimatski sporazum (prema podacima UN, sporazum su potpisali, ali ga još uvek nisu ratifikovali: Angola, Eritreja, Iran, Irak, Libija, Južni Sudan, Turska, Jemen). U skladu sa preuzetim obavezama iz ovog sporazuma, zemlje se obavezuju da će doprinostiti ostvarenju ciljeva Pariskog klimatskog sporazuma, a ove nacionalne obaveze evidentiraju se u dokumentima. Doprinos smanjenju emisije CO_2 definisan je nacionalnim nivoom (*National determined contributions, NDCs*). Svaka zemlja će pripremiti, objaviti i održavati sukcesivne doprinose smanjenju emisije, koje name-rava da realizuje u okviru Pariskog klimatskog sporazuma (član 4. t. 2 Pariskog klimatskog sporazuma). Srbija planira da smanji emisiju CO_2 do 2030. godine za 9,8% u poređenju sa 1990. u skladu sa potpisanom prvom nacionalnom obavezom. Pojedine zemlje revidiraju svoje ciljne parametre u smislu postavljanja još ambicioznijih ciljeva smanjenja emisije. Srbija je takođe pripremila predloge kroz predlog Zakona (Ministarstvo za zaštitu životne sredine Republike Srbije, 2017) i usvojila dugoročnu *Strategiju niskougljeničnog razvoja sa Akcionim planom strategije* (Ministarstvo za zaštitu životne sredine Republike Srbije, 2019.).

Ministarstvo razmatra nekoliko scenarija smanjenja emisije do 2030. godine. U osnovnom scenariju, emisija će se povećati za 4,3% do 2030. godine, u poređenju sa količinama iz 1990. godine (87,1 milion tona). U scenariju relativno postepenog smanjenja emisije projektuje se da će se emisije do 2030. redukovati za 9,8% na 75,3 miliona tona, a u scenariju agresivnije ekološke politike smanjiće se za 19% na 67,6 miliona tona. Treba napomenuti da je potencijal za smanjenje emisije u Srbiji ogroman, pre svega zahvaljujući zameni uglja prirodnim gasom u proizvodnji električne energije.

Primer SAD, koje su ostvarile značajna smanjenja emisije prelaskom sa uglja na gas u elektroenergetici, kao i Kine, zemlje čiji energetske bilans zavisi od uglja, pokazuje da povećana upotreba gasa umesto uglja prouzrokuje značajno smanjenje emisije CO₂ i poboljšanje ekološke situacije.

Prema proračunima konsultantske kompanije (*Thinkstep report, 2020*), zahvaljujući primeni gasa za proizvodnju energije (električne i toplotne) umesto uglja, emisija u Srbiji može da se smanji za 23,7% u odnosu na nivo iz 2017. godine, što će omogućiti dostizanje ciljne emisije u okviru obaveza zemlje iz Pariskog klimatskog sporazuma (slika 4.1.3.1). Dodatno smanjenje emisije moguće je zahvaljujući zameni mazuta i drugih naftnih derivata u proizvodnji toplotne i električne energije (oko 2% smanjenja), kao i zahvaljujući povećanju upotrebe metansko-vodoničnih smeša (oko 2% smanjenja). Dugoročno (u horizontu posle 2030. godine), zamena gasa vodonikom dobijenim iz prirodnog gasa bez emisije CO₂ može predstavljati značajan potencijal za smanjenje emisije.

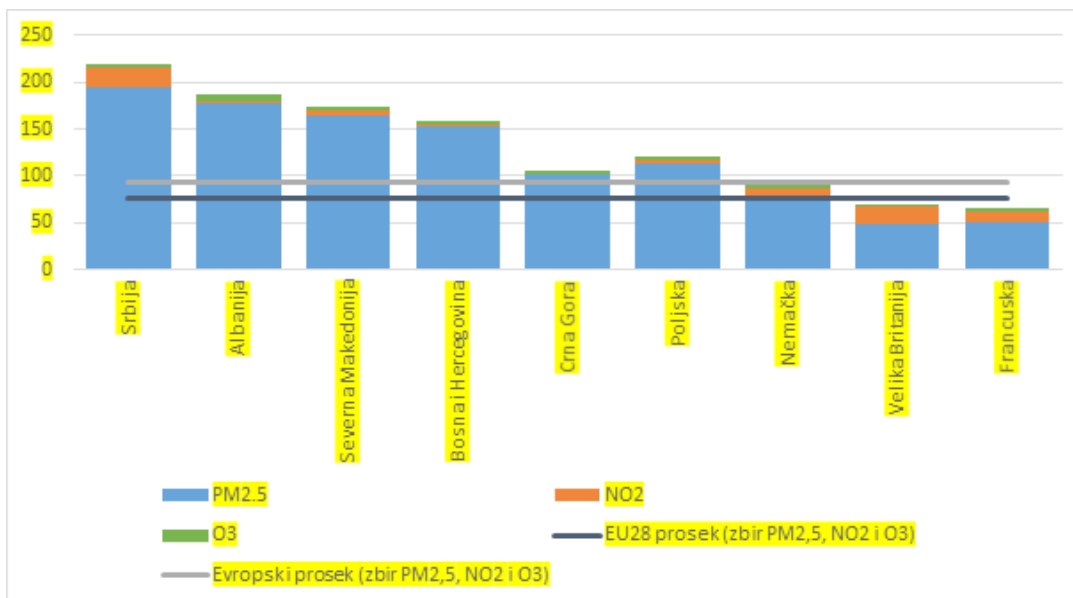


Slika 4.1.3.1: Potencijal za smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte u Srbiji zahvaljujući zameni uglja prirodnim gasom i prirodnog gasa vodonikom, mil. t CO₂ (Izvor: Thinkstep, 2020)

Ekološki i ekonomski aspekti smanjenja emisije CO₂ izuzetno su važni za Srbiju. Ekonomski gubici od ekstremnih klimatskih i vremenskih uslova procenjeni su na više od 5 milijardi evra od 2000. godine (*Food and Agriculture Organization of the United Nations – FAO, 2015*). Svake godine od zagađenja vazduha u Srbiji prevremeno umre 15,5 hiljada ljudi. Prema rejtingu (*European green city index, Siemens AG, 2009*) evropskih prestonica, Beograd se nalazi na 27. mestu po zagađenju vazduha (od ukupno 30 gradova), a nivo emisije po jedinici BRP (bruto regionalni proizvod) u proseku je tri puta viši od proseka za trideset evropskih prestonica. Uzrok visokog zagađenja vazduha nalazi se u velikom učešću uglja u energetici, kao i emisiji iz saobraćajnog sektora. Emisija PM 2,5 (najsitniji komadići čađi, asfalta, čestice mineralnih soli – sulfati, nitrati, jedinjenja teških metala; koncentracija PM 2,5 – sitno dispergovane suspendovane čestice ili fino dispergovana prašina; indeks 2,5 označava veličinu čestica 2,5 mikrona ili manje) ključni je parametar za procenu kvaliteta vazduha i njegove pretnje zdravlju. U Srbiji je koncentracija 2,5 puta veća od

graničnih vrednosti koje preporučuje SZO (*Ambient (outdoor) air pollution*, WHO, 2018). Ovaj problem ne priprada samo glavnom gradu Srbije, već i ostalim velikim gradovima u zemlji, balkanskom regionu i Evropi generalno.

Na osnovu informacija iz Evropske agencije za zaštitu životne sredine, oko 500 hiljada ljudi svake godine prerano umre zbog zagađenja vazduha u Evropi (*Air quality in Europe*, European Environment Agency, 2019). U Srbiji, zbog zagađenja vazduha, prerano umre 219 ljudi godišnje na svakih 100 hiljada ljudi, što je skoro tri puta više od proseka EU i 2,4 puta više nego ukupno u Evropi (slika 4.1.3.2).



Slika 4.1.3.2: Broj pre vremena umrlih ljudi (na 100 hiljada ljudi) usled zagađenja vazduha u pojedinim balkanskim i evropskim državama (Izvor: *Air quality in Europe – 2019 report*, European Environment Agency)

Posebno treba napomenuti da će se pored direktne štete po život ljudi i indirektnih medicinskih gubitaka u privredi zemlje, sa širenjem regulisanja u oblasti zaštite životne sredine, pre svega od strane zemalja EU, povećavati i ekonomsko opterećenje na zemlje čiji se nivo emisije ne bude smanjivao. Uvođenje prekograničnog poreza na ugljenik, o kome se trenutno raspravlja na nivou EU, može se smatrati takvim opterećenjem.

Imajući u vidu gorenavedeno, značaj prirodnog gasa za Srbiju teško da može biti precenjen. Trenutno je ovaj energetske resurs najpristupačniji energent, sa izuzetkom drveta, čak i pored raspoloživih lokalnih izvora energije.

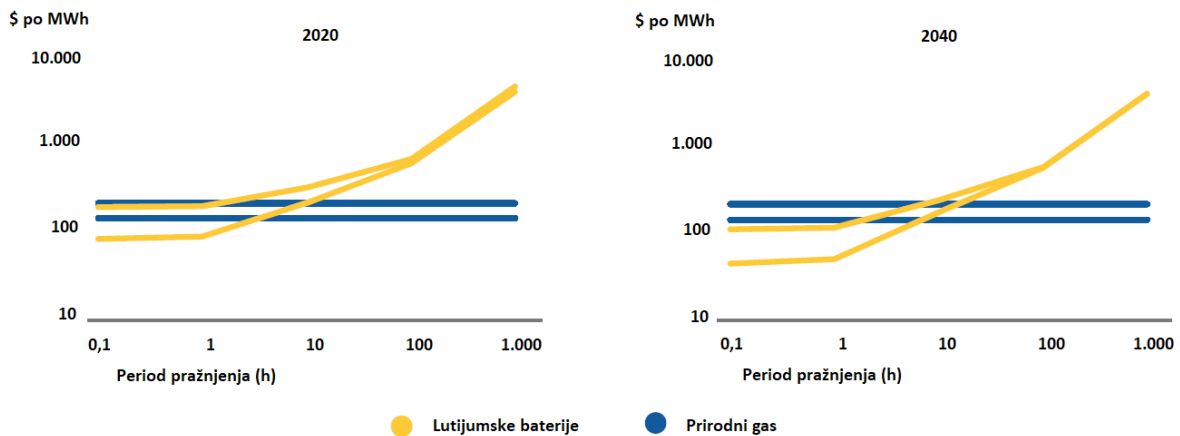
Jedan od bitnih faktora za širenje potrošnje prirodnog gasa u Srbiji predstavlja i aktivan razvoj infrastrukture za transport gasa u zemlji, koji je dobio novi zamah nakon što je doneta odluka o realizaciji novog gasovoda za isporuku ruskog gasa cevovodom u južnu i jugoistočnu Evropu.

4.2 PERSPEKTIVNE GASNE TEHNOLOGIJE – MOGUĆNOSTI DEKARBONIZACIJE PRIRODNOG GASA I NJIHOV POTENCIJAL U REPUBLICI SRBIJI

Današnje najperspektivnije tehnologije za dekarbonizaciju, odnosno tehnologije sa niskim ili nultim sadržajem ugljenika, jesu: CCS (*Carbon Capture and Storage*), CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*), vodonik, biometan i biogas. Tehnolo-

gije bazirane na CCS i CCUS predstavljaju jedne od perspektivnijih u budućem potencijalu smanjenja emisija, a takođe i troškova prikupljanja ugljenika (efikasnost se povećava za više od 50%). Kada je u pitanju vodonik (zeleni, plavi i sivi), potencijal za smanjenje emisija takođe je velik, ali trenutna cena (pre svega zelenog vodonika) i neophodna infrastruktura dovode do intenzivnih investicija za ovu tehnologiju. Obnovljivi gasovi (biometan i biogas) kao prednost imaju veliku fleksibilnost kod zamene u postojećim mrežama prirodnog gasa. Za buduću primenu neophodno je povećati njihov globalni udeo na tržištu.

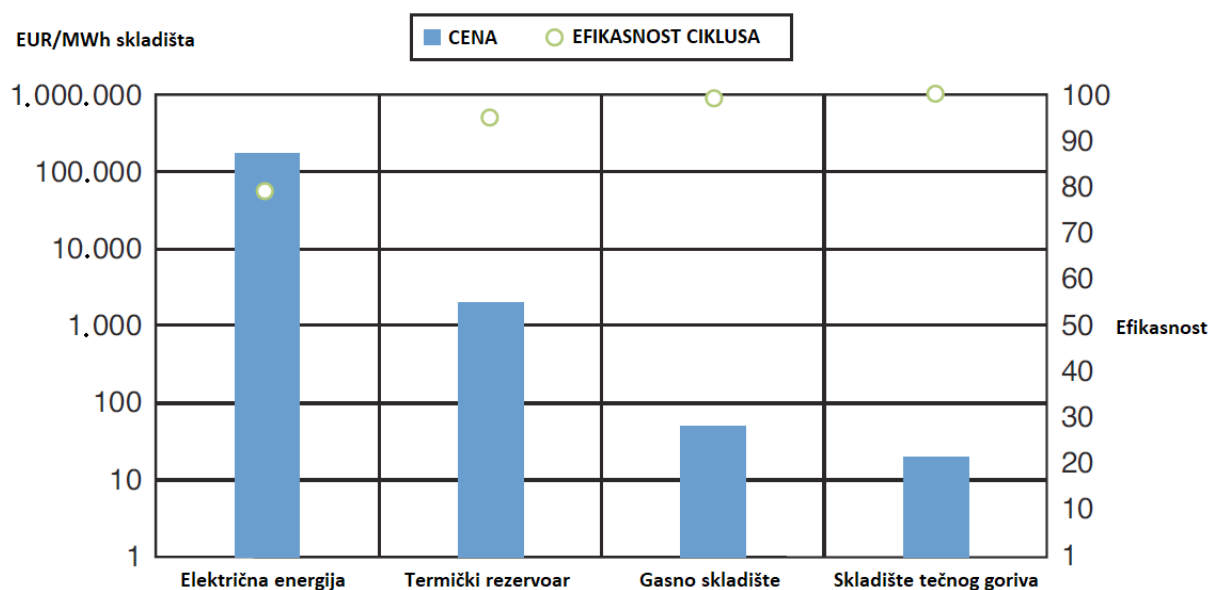
Sa druge strane, prirodni gas ima osobinu da je trenutno najoptimalniji izvor (najjeftiniji i sa najmanjim emisijama) za duže intervale korišćenja kod balansiranja i prekida u radu mreža električne energije (čest slučaj kod integracije OIE). U poređenju sa baterijama koje imaju visoku efikasnost u slučaju kratkog trajanja opterećenja, prirodni gas je i dalje najpovoljnija opcija za snabdevanje u slučaju prekida ili visoke vršne potrošnje (slika 4.2.1). Ovo se odnosi na slučajeve kada je taj period prekida ili vršnog opterećenja duži od osam sati (praksa je pokazala da je u eksploataciji oko polovine takvih perioda) (IGU, 2020).



Slika 4.2.1: Analiza troškova skladištenja energije u funkciji trajanja pražnjenja (IGU, 2020)

Slična analiza (slika 4.2.2) prikazala je uporedne troškove, efikasnost i kapacitete skladišta različitih tehnologija (električne energije, toplotne energije, gasovitog i tečnog goriva) (Lund, 2016).

Slika 4.2.2 prikazuje da je toplotno skladište energije investiciono oko 100 puta jeftinije po MWh. Nakon njega slede skladišta gasa i tečnih goriva, koja su značajno jeftinija od toplotnih skladišta po MWh. Podzemna skladišta gasa i rezervoari nafte u perspektivi mogu biti korišćena i za obnovljive gasove (vodonik i biogas). Ako se posmatra efikasnost skladišta (slika 4.2.2), gas i tečna goriva su ponovo u prednosti i može se reći da nemaju gubitke. Električna skladišta imaju najveće gubitke i na nivou su od 80%, a toplotna oko 5%. Generalni zaključak analize date u istraživanju (Lund, 2016) jeste da su skladišta velikog kapaciteta (električna energija) opravdana tek sa 350–400 ciklusa. Ovaj broj praktično predstavlja jedan ciklus dnevno, a to je gornja granica proizvodnje električne energije. Sa druge strane, toplotna, a pogotovu skladišta gasa i tečnog goriva, predstavljaju mnogo opravdaniju investiciju (energija se može efikasno sačuvati u dužem vremenskom periodu). Ako se u obzir uzima i aspekt uticaja na životnu sredinu, zaključak je da su skladišta prirodnog gasa optimalan izbor.



Slika 4.2.2: Analiza troškova skladištenja energije u funkciji trajanja pražnjenja (Lund, 2016)

4.2.1 SISTEMI ZA SAKUPLJANJE I KORIŠĆENJE UGLJEN-DIOKSIDA

Izveštaj IEA započinje sledećim rečima: „Za postizanje klimatskih energetske ciljeva potrebna je temeljna i ubrzana transformacija svetskih energetske sistema. Brza tranzicija ka proizvodnji sa niskom emisijom ugljenika uz istovremeno povećanje potrošnje električne energije, posebno u zemljama u razvoju, i stalni trend ka elektrifikaciji različitih sektora privrede zahtevaju primenu različitih tehnologija. Jedna od njih je tehnologija za sakupljanje, korišćenje i skladištenje ugljenika“ (*The role of CCUS in low-carbon power systems*, IEA, 2020).

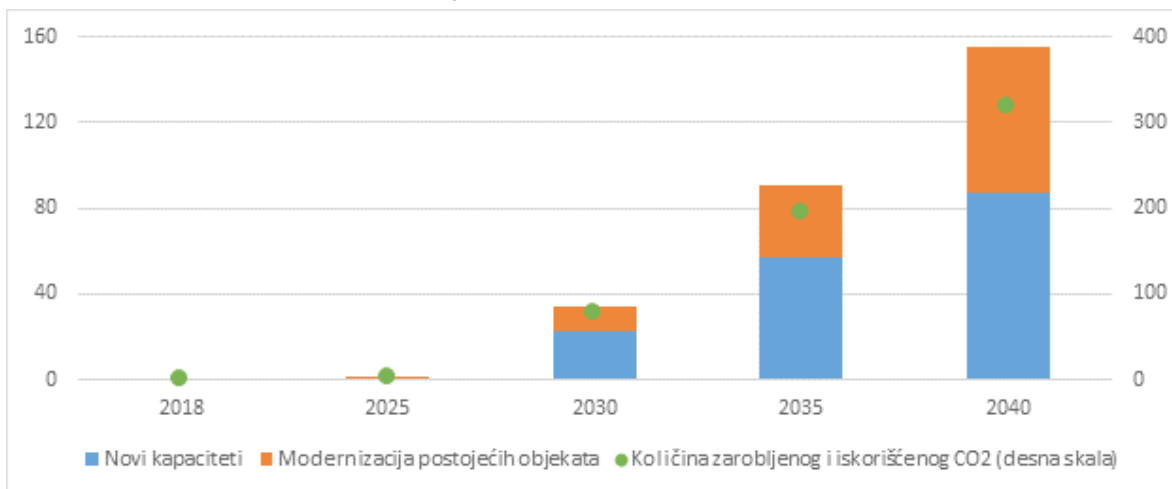
Prema podacima iz pomenutog izveštaja, ova tehnologija će omogućiti:

- Smanjenje emisije u postojećim elektranama na fosilna goriva i zaštitu od obezvređenja investicija u postojeće objekte. Na primer, u Aziji prosečna starost elektrana na uglj iznosi samo 12 godina;
- Povećanje udela obnovljivih izvora energije sa promenljivom prirodnom proizvodnje zahtevaće povećanje tehnologija sa velikom fleksibilnom vrednošću i tzv. „vrednošću kapaciteta“, koje uglavnom poseduje samo energetika zasnovana na fosilnim gorivima.

U 2018. godini ova tehnologija sprečila je emisiju oko 30 miliona t CO₂ u svetu. Skoro dve trećine ove količine sakupljeno je tokom vađenja i prerade gasa (*World Energy Outlook*, IEA, 2019). Brojna nalazišta sadrže visok udeo CO₂ i da bi se ispunili traženi tehnički uslovi, ugljen-dioksid se odvaja i utiskuje nazad u sloj, uglavnom radi povećanja eksploatacije nafte. Prema predviđanjima IEA, do 2030. godine količine sakupljenog CO₂ uz pomoć CCUS porašće gotovo 24 puta, na 763 miliona t CO₂, a do 2050. godine na 2.776 miliona t CO₂. Predmetna tehnologija će se u budućnosti razvijati pre svega u sektoru elektroenergetike, gde se danas dominantno koriste fosilna goriva sa visokim stepenom emisije CO₂.

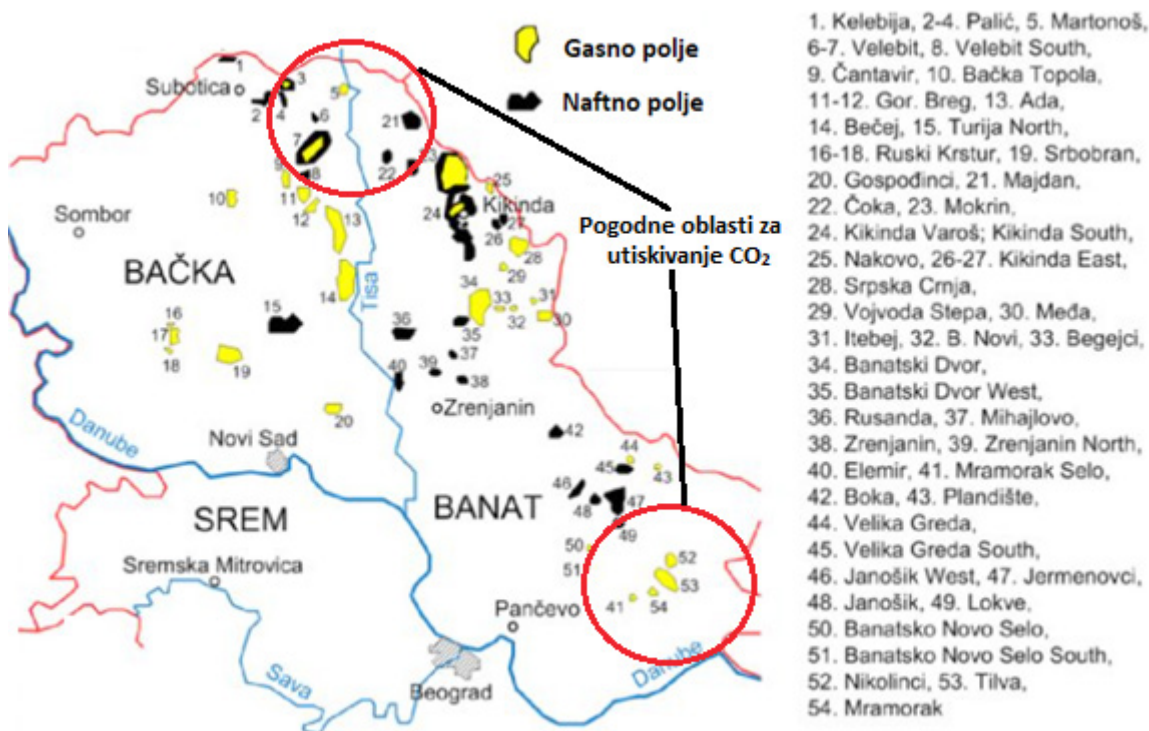
Ova tehnologija još uvek nije postala široko rasprostranjena u sektoru elektroenergetike, pre svega zbog velikog finansijskog ulaganja u nju. IEA procenjuje da, u

slučaju sakupljanja oko 90% emisije CO₂, sadašnja vrednost proizvodnje električne energije pomoću parno-gasne turbine raste za 48%, pri čemu se specifična emisija smanjuju sa 349 na 37 kg/MWh_e (slika 4.2.1.1).



Slika 4.2.1.1: Instalirana snaga termoelektrana sa gasnom turbinom i tehnologijom CCUS (GWh) i količina emisije CO₂ koja je iskorišćena (u mil. t) u scenariju održivog razvoja (Izvor: World Energy Outlook, IEA, 2019)

Obimi proizvodnje nafte i gasa relativno su mali u odnosu na domaće potrebe Srbije. Međutim, postojeća nalazišta nafte i gasa u Srbiji karakterišu visok sadržaj CO₂, kao i ležišta sa prirodnim CO₂. Karakteristike CO₂ omogućavaju da se u postojećim bušotinama povećava koeficijent iskorišćenja i eksploatacije nafte (slika 4.2.1.2 i tabela 4.2.1.1).



Slika 4.2.1.2: Karta nalazišta nafte, prirodnog gasa i pogodne oblasti za utiskivanje CO₂ u Srbiji (Izvor: NIS, Srbija)

Tabela 4.2.1.1: Nalazišta nafte i prirodnog gasa sa visokim sadržajem CO₂ (Izvor: Baza podataka, NIS, Srbija)

Br.	Nalazišta	Sadržaj CO ₂ , %
1	Bečej	93–96%
2	Gloganj	92%
3	Pančevo	86%
4	Melenci Duboko	81–83%
5	Srpska Crnja	30–85%
6	Banatsko Miloševo	60–65%
7	Majdan i Majdan Duboko	50–60%

Prema podacima kompanije NIS, potencijal za skladištenje CO₂ u naftnim i gasnim ležištima na teritoriji Srbije iznosi oko 110 miliona tona CO₂.

Za povećanje iskorišćenja nafte koriste se takozvane tercijalne metode (*Enhanced oil recovery* – EOR): toplotne – utiskivanje pare ili gasne – utiskivanje, pre svega, CO₂. U Srbiji, kao što je već ranije pomenuto, postoji mnogo naftnih i gasnih polja sa visokim sadržajem CO₂. Na jednom od nalazišta, Rusanda polje, od 2015. godine vrši se izdvajanje CO₂ iz prirodnog gasa, pošto sadržaj ugljen-dioksida iznosi oko 52%. Prirodni gas dospeva u NIS-ovu rafineriju za preradu gasa u Elemiru, gde se CO₂ izdvaja iz prirodnog gasa u aminskom postrojenju. Ovo postrojenje (NIS – Naftna industrija Srbije, 2014) omogućava smanjenje nivoa CO₂ u proizvedenom gasu na 3%, što zadovoljava tehničke zahteve za upotrebu gasa u sistemu za transport gasa u Srbiji. Prečišćavanje prirodnog gasa od primesa i CO₂ vrši se putem „High Pressure Acid gas Capture Technology“ (HiPACT) (NIS – Naftna industrija Srbije, 2019), koja je jedinstvena u Evropi. Izdvojeni CO₂ utiskuje se zatim u bušotine nalazišta Rusanda.

Kompanija postiže nekoliko ciljeva pomoću ove tehnologije. Prvo, ova tehnologija omogućava istraživanja i kasniju eksploataciju gasnih polja sa visokim sadržajem CO₂. Drugo, primena EOR omogućava povećanje iskorišćenja nafte na starijim nalazištima, kao što je Rusanda. I treće, dobija se mogućnost za sakupljanje i skladištenje CO₂ u već praktično iscrpljenom nalazištu.

Što se tiče mera za snižavanje sadržaja ugljenika putem primene CCUS tehnologija u elektroenergetici Republike Srbije, primena se trenutno nalazi u fazi teorijskog razvoja. Jedna od glavnih prepreka jeste visina investicionih ulaganja, jer ceo proces zahteva izgradnju skupe infrastrukture za transport CO₂ iz elektrana do mesta skladištenja. Prosečna udaljenost u Republici Srbiji varira od 50 do 200 km. Glavne zone sa nalazištima pogodnim za utiskivanje CO₂ označene su krugovima na slici 4.2.1.2.

U januaru 2019. godine, u Beogradu, JP „Srbijagas“ i „Gasprom“ potpisali su Memorandum o razumevanju za razvoj projekta proširenja kapaciteta PSG Banatski dvor. Trenutni projekat proširenja predviđa povećanje aktivnog kapaciteta PSG na 750 miliona kubnih metara, čime će se povećati godišnji kapacitet skladištenja za 300 miliona kubnih metara, kao i maksimalni kapacitet za preuzimanje gasa na 10 miliona kubnih metara dnevno (povećanje za 5 miliona kubnih metara dnevno).

U dugoročnoj perspektivi u ovom PSG biće moguće sprovoditi ispitivanja i testiranje naprednih tehnologija, uključujući skladištenje metansko-vodoničnih smeša,

utiskivanje CO₂ za smanjenje količina jastučnog gasa i kako bi se jastučni gas koristio kao aktivni. Dugoročno gledano, sakupljanje i korisna upotreba CO₂ mogu postati perspektivni pravac za razvoj energetskog sektora u Republici Srbiji.

Treba napomenuti i sledeće: iako u svetu postoji sve veći broj CCS projekata, samo mali broj njih je komercijalno održiv. Razlog tome su visoki troškovi izgradnje, eksploatacije i održavanja, a finansijske podrške fondova i vlada država su na dosta niskom nivou. Najveći tehnički izazov kod ove tehnologije jeste, pre svega, formiranje postojanog skladišta sa što manje curenja i gubitaka. Za napredak ove tehnologije ključne su podrške države (energetska politika i finansije) i fondova (finansije). Što se tiče Republike Srbije, kao što je napomenuto, postoji solidan potencijal za EOR-CO₂ tehnologiju, a s obzirom na velike količine CO₂ koje emituju termoelektrane na ugalj i njihova blizina naftnim i gasnim poljima gde bi se vršilo utiskivanje, može se reći da bi ovom tehnologijom smanjili emisiju, a pri tom poboljšali eksploataciju nafte.

4.2.2. PROIZVODNJA VODONIKA IZ PRIRODNOG GASA

Prema *Strategiji razvoja energetskog sektora Republike Srbije do 2025. godine, sa projekcijama do 2030. godine*, zemlja razmatra mogućnost korišćenja vodoničnog goriva u budućnosti. Razvoj novih tehnologija za korišćenje čistog goriva, kao što je vodonik, može biti veoma važan za Srbiju, zbog nepovoljne (za gorivo sa visokom stopom emisije) evropske konjunktura.

U energetskoj strategiji kaže se takođe i sledeće: „Strateški pravac razvoja energije u Republici Srbiji, pored domaćih strateških akata, određen je i međunarodno preuzetim obavezama“. Srbija je od 2006. godine članica Energetske zajednice, što je obavezuje da se pridržava pravila Evropske unije o energetskoj bezbednosti, energetskim tržištima, kao i održivom razvoju energetskog sektora. Najnovija zbirka propisa uključuje pravilnike koji stimulišu poboljšanje energetske efikasnosti, rast udela OIE i smanjenje uticaja na životnu sredinu. Takođe, u 2016. godini, Srbija je potpisala i 2017. ratifikovala Pariski klimatski sporazum, čiji je zadatak da održi rast globalne spoljašnje temperature vazduha ispod 1,5–2°C u poređenju sa predindustrijskim nivoom (*Zakon o potvrđivanju Sporazuma iz Pariza*, 2017).

U vezi sa preuzetim obavezama, kao i uzimajući u obzir mogućnost ulaska u EU, srednjoročno Srbija će morati da smanji emisiju zagađujućih materija u vazduh. Jedan od energetskih resursa koji će pomoći u rešavanju ovog problema jeste vodonik. Kao veoma perspektivna metoda proizvodnje vodonika ispostavlja se parna konverzija metana (reforming). Parna konverzija metana sa sakupljanjem i korišćenjem CO₂, koja se koristi za proizvodnju „plavog vodonika“, perspektivna je metoda sa tehničkog i ekonomskog stanovišta. Na ovaj način moguće je proizvesti značajne količine vodonika, koje mogu da zadovolje sadašnje i buduće potrebe tržišta. Na primer, vodonik se aktivno koristi u petrohemiji. U Srbiji, u rafineriji NIS-a u Pančevu od 2009. do 2012. godine sprovedena je modernizacija, čiji je jedan od rezultata nastajanje postrojenja za proizvodnju vodonika. Ova rafinerija koristi vodonik u procesu krekinga.

Takođe, jedan od perspektivnih pravaca jeste razvoj i primena tehnologija razgradnje metana (piroliza, hemija plazme). Na ovaj način moguće je izvršiti proizvodnju tzv. „tirkiznog“ vodonika iz prirodnog gasa bez emisije CO₂.

Studiju o značaju prirodnog gasa za prelazak na ugljenu neutralnost u Evropi sprovela je kompanija DNV GL za Eurogas – „European Carbon Neutrality: The Importance of Gas“ (DNV GL, 2020). Prema ovoj studiji, EU bi mogla da uštedi 4,1 hiljadu milijardi evra do 2050. godine, iznos koji je ekvivalentan godišnjem BDP-u Nemačke u 2018. godini, korišćenjem različitih izvora energije za postizanje ugljenične neutralnosti. Prema ovom izveštaju, ugljenična neutralnost u Evropi ne može se postići bez upotrebe metansko-vodoničnih smeša i primene postrojenja za sakupljanje i skladištenje CO₂.

U studiji se tvrdi da bi bilo potrebno uložiti oko 10,1 hiljadu milijardi evra kako bi se potrošači stimulisali da pređu na dekarbonizovanu energiju. Ušteda troškova može se postići korišćenjem postojeće gasne infrastrukture umesto izgradnje nove elektroenergetske infrastrukture.

Slično istraživanje za nemačko tržište sproveo je *The Oxford Institute for Energy Studies*. Prema ovom istraživanju, jedan od načina za proizvodnju „zelenog vodonika“ jeste elektroliza vode sa oslobađanjem vodonika i kiseonika uz nultu emisiju. Međutim, kako se navodi u gorepomenutom radu, malo je verovatno da bi ova metoda proizvodnje vodonika mogla samostalno da obezbedi dovoljnu količinu energije do 2050. godine, kada bi EU, prema sopstvenim planovima, trebalo da se približi ugljeničnoj neutralnosti. U publikaciji se takođe kaže da bi „plavi vodonik“, kao trenutno tehnički i komercijalno opravdano rešenje, trebalo da odigra važnu ulogu u razvoju vodonične energetike. Autor ovog rada smatra da bi Nemačka trebalo da razvija upravo „plavi vodonik“ kako bi postigla ciljeve smanjenja emisije ugljen-dioksida do 2050. godine. Razvoj isključivo proizvodnje „zelenog vodonika“ može dovesti do smanjenja tempa dekarbonizacije, a takođe zbog ovoga, zemlja verovatno neće ispuniti ciljeve Pariskog klimatskog sporazuma.

S tim u vezi, u radu je pokrenuto pitanje razvoja podrške ne samo obnovljivim izvorima energije, već i kompanijama koje se bave dekarbonizacijom pomoću „plavog/tirkiznog vodonika“. Na primeru Nemačke, pokazano je da troškovi podrške obnovljivim izvorima energije premašuju troškove dekarbonizacije pomoću „plavog vodonika“, uprkos činjenici da obnovljivi izvori energije doprinose smanjenju emisije uglavninom u elektroenergetici, ali ne i u drugim sektorima privrede. Na primer, u SAD se daju poreske olakšice u iznosu od 35 do 50 \$/t uskladištenog CO₂ korišćenjem tehnologija za sakupljanje i skladištenje ugljen-dioksida.

Ključni nalazi rada sugerišu da korišćenjem isključivo „zelenog vodonika“ Nemačka neće biti u stanju da postigne ciljeve dekarbonizacije preostalih sektora (osim elektroenergetskog), na koje otpada više od 80% krajnje potrošnje energije. U isto vreme, „plavi vodonik“ se već sada može koristiti kao sredstvo za smanjenje emisije ugljen-dioksida – tehnologija je spremna za primenu i širenje. Koristeći „plavi vodonik“, Nemačka će imati šansu da ispuni svoje ciljeve dekarbonizacije do 2050. godine.

U današnje vreme vodonična energetika počinje se aktivno razvijati i države članice EU podržavaju njen razvoj. Na primer, Bugarska je kao članica EU u obavezi da poveća udeo obnovljive energije u transportu do 2020. godine na 10%, kao i da smanji emisiju CO₂ iz saobraćajnog sektora. S tim u vezi, zemlja je razvila plan za izgradnju stanica za snabdevanje vodonikom: u najboljem scenariju biće izgrađeno četiri do 2020, 10 do 2025. i 50 do 2030, a u najgorem jedna do 2020, a četiri do 2030.

Perspektivne tehnologije koje kombinuju vodoničnu i gasnu energetiku već se primenjuju. Nedavno su kompanija Baker Hughes i italijanski operator za transport gasa „Snam“ uspešno ispitili hibridnu vodoničnu turbinu.

Uspešna ispitivanja stvaraju mogućnost za transport vodonika pomešanog sa prirodnim gasom u postojećoj infrastrukturi. Mešavina metana i H₂ sa početnim sadržajem H₂ od 5–10%, puštena je u prenosnu mrežu visokog pritiska „Snama“. Zahvaljujući puštanju 10% vodonika u sistem za transport gasa, potvrđeno je da je moguće ostvariti smanjenje emisije za 5 miliona tona CO₂ godišnje.

Trenutno se vodonična energetika u Srbiji nalazi u povojima. Međutim, u zemlji je već aktivna asocijacija „Hydrogen Serbia“. Njeni glavni ciljevi su popularizacija vodonika i podizanje svesti o smanjenju emisije CO₂ kao rezultat upotrebe vodonika.

„Gasprom“ takođe sprovodi naučne i tehničke projekte u sledećim oblastima:

- razvoj inovativnih tehnologija za korišćenje metansko-vodoničnih smeša u proizvodnim aktivnostima u cilju smanjenja CO₂ isporuka prirodnog gasa i poboljšanja efikasnosti ruskih isporuka gasa cevovodom;
- nove tehnologije za proizvodnju vodonika iz metana bez emisije CO₂ – tehnologije pirolize metana i metode za proizvodnju vodonika iz prirodnog gasa uz primenu hemije plazme (PAO „Gasprom“, 2020).

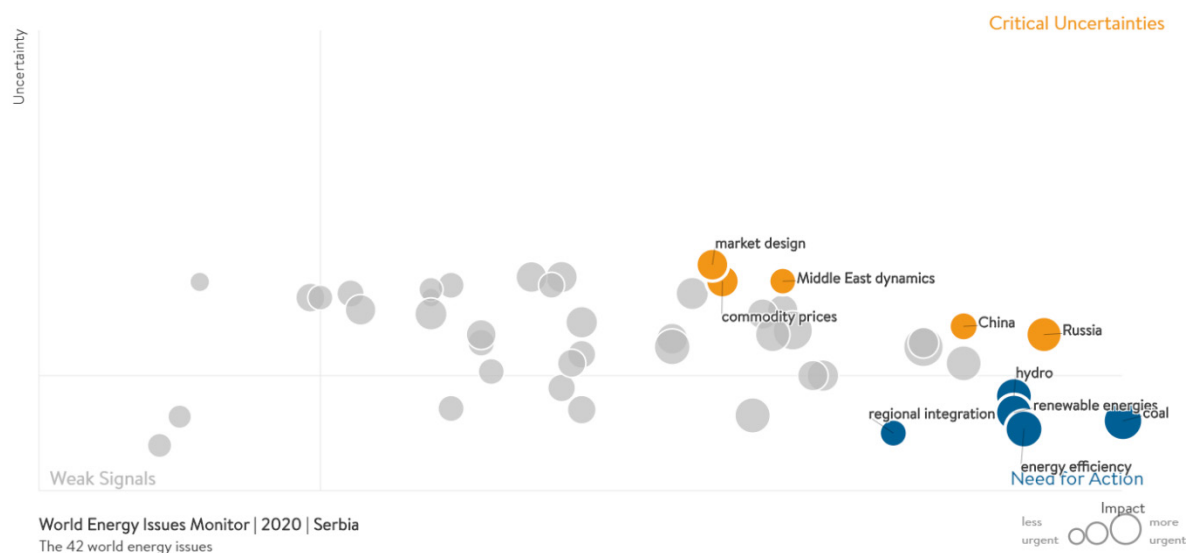
Uzimajući u obzir očekivani rast isporuka gasa cevovodom iz Rusije i klimatskih obaveza Srbije prema Pariskom klimatskom sporazumu, upotreba metansko-vodoničnih mešavina u početku i konverzija metana tokom proizvodnje vodonika u budućnosti mogu doprineti ne samo ispunjavanju klimatske agende, već i dati impuls za tehnološki razvoj energetske industrije zemlje i, generalno, postati epicentar ekonomskog rasta u Srbiji i na Balkanu.

4.3 POZICIONIRANJE REPUBLIKE SRBIJE I PREVAZILAŽENJE OGRANIČENJA DOMAĆEG GASNOG TRŽIŠTA

Na osnovu sveobuhvatne analize sprovedene za Republiku Srbiju (slika 4.3.1), od strane Svetskog energetskeg saveta (*World Energy Council*, 2020), upoređujući rezultate iz 2019. i 2020. godine, zaključak je da se trend pomerio sa prioriteta dekarbonizacije i digitalizacije na prioritete geopolitike i predviđanja energetskeg tržišta (*World Energy Council*, 2020). Energetska politika se nije menjala i ostala je fokusirana ka energetskeg efikasnosti, tranziciji, regionalnoj integraciji i primeni OIE (*World Energy Council*, 2020).

Kada su u pitanju parametri „kritične nesigurnosti“, identifikovana su tri izvora: Rusija, Kina i Bliski istok. Sa Rusijom imamo izuzetno tesne veze sa energetskeg stabilnošću (pitanje realizacije Rusko-ukrajinskog ugovora za tranzit gasa, kao i početak rada Turskog toka kao alternativnog toka) (*World Energy Council*, 2020). U slučaju Kine, nesigurnost je posledica investicija u projekte koji su visokouglenični, pa se postavlja pitanje dostizanje planiranih ciljeva smanjenja CO₂ emisija i udela OIE (32%) do 2030. godine (*World Energy Council*, 2020). Nesigurnost Bliskog istoka odnosi se, pre svega, na kretanje cena nafte i direktnu zavisnost Republike Srbije

prema uvozu ovog energenta (*World Energy Council, 2020*). Takođe, kao što je i ranije napomenuto, cena prirodnog gasa u Srbiji u direktnoj je vezi sa cenom nafte („naftna formula“). Kada su u pitanju „akcioni prioriteti“, fokus se nije promenio. Prioritet je energetska tranzicija i zamena uglja u proizvodnji električne energije, a zatim i povećanje udela OIE i unapređenje energetske efikasnosti u sektoru zgradarstva (*World Energy Council, 2020*). U slučaju regionalne integracije, fokus je na diversifikaciji energetske snabdevanja iz pravaca Rumunije i Bugarske, kao i snabdevanju TPG-om od strane terminala u Aleksandropoliju (Grčka) (*World Energy Council, 2020*).



Slika 4.3.1: Rezultati sveobuhvatne energetske analize za Republiku Srbiju (Izvor: World Energy Council, 2020)

Osnovno pitanje je kakvo gasno tržište Republika Srbija želi da postane i kako dotle da stigne. Najrazvijenija i liberalna gasna tržišta odlikuju se sledećim karakteristikama (reč je o tržištima u SAD, Kanadi, Velikoj Britaniji i severozapadnoj Evropi):

- velikim brojem prodavaca (snabdevača i kupaca),
- velikim skladišnim i transportnim sistemima i kapacitetima,
- sofisticiranim tržištima sa razvijenim finansijskim instrumentima.

Republika Srbija mora pratiti globalna dešavanja i promene u sektoru energije i pokušati da ih interpretira na ekonomski racionalan način kako bi se najefikasnije pozicionirala na regionalnom i evropskom energetske i gasnom tržištu. Nedavna analiza nemačkog naftno-gasnog giganta Wintershala (*Wintershall*) može se sažeti u jednu rečenicu: „Iako TPG (tečni prirodni gas) predstavlja solidnu dopunu u snabdevanju Evrope gasom, EU jeste i ostaje tržište gasovoda – i to s razlogom“ (*World oil, 2019*). Nemački istraživači svoju analizu i tvrdnje iznete u njoj zasnivaju na tržišnim principima koji uvažavaju odnos troškova i koristi, što treba da bude imanentno svakoj poslovnoj odluci.

Naime, transformacija prirodnog gasa iz gasovitog u tečno agregatno stanje, što je preduslov za njegov transport brodovima, energetske je veoma intenzivna. Podaci ukazuju na to da se oko 13% od ukupne količine gasa koji se transportuje mora utrošiti za pretvaranje u tečno stanje, dok su gasovodi u kojima je gubitak energije

manji od 5% energetski mnogo efikasniji. Drugi argument u korist gasa iz gasovoda odnosi se na niže troškove. To npr. važi za ruski gas koji je konkurentniji i jeftiniji od TPG-a iz SAD. Vintershal dalje navodi da su dobrodošli svi potencijalno novi izvori snabdevanja uzimajući u obzir i TPG i imajući u vidu da proizvodnja prirodnog gasa u Evropi opada i da će se ta tendencija i dalje nastaviti. Sa druge strane, odluke o izgradnji TPG terminala komercijalno moraju imati tehno-ekonomsko opravdanje. Svaki projekat koji je ili politički nametnut ili je prestimulisan subvencijama, dugoročno je neisplativ ili stvara dodatni trošak krajnjih korisnika i poreskih obveznika. Sadašnja situacija koja se tiče trgovine TPG-om u Evropi dokazuje da je ona samo kompenzatorno tržište za ovo gorivo.

Dakle, osnovni zaključak u vezi sa zadovoljenjem buduće tražnje za prirodnim gasom na evropskom tržištu jeste da gasovodi nemaju ozbiljnu alternativu. Ovo je naročito izraženo za Republiku Srbiju koja je kontinentalna zemlja i koja, da bi koristila benefite budućih TPG projekata iz okruženja kao što su: TPG terminal na ostrvu Krk u Hrvatskoj ili TPG terminal Aleksandropoli na severu Grčke, mora imati gasovodne interkonekcije sa susednim zemljama. Druga opcija je osposobljavanje luke u Pančevu za prihvat brodova malog i srednjeg kapaciteta koji bi dolazili iz pravca Crnog mora.

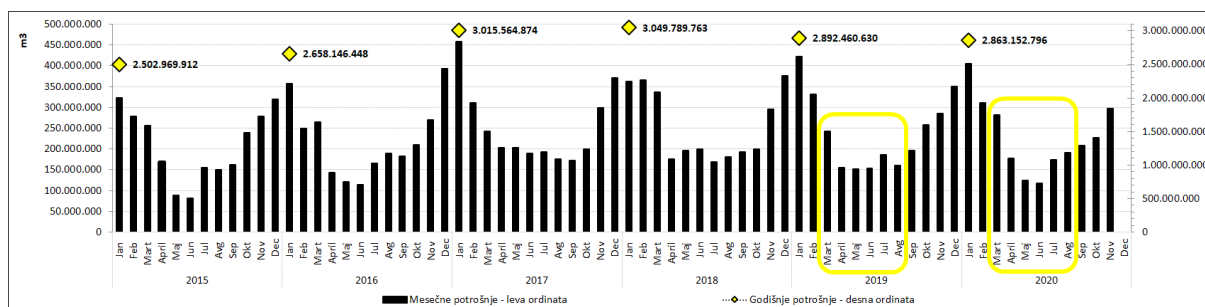
Izgradnja novih infrastrukturnih objekata kao što su interkonektori (Bugarska), povezivanje sa gasovodnim sistemima okolnih zemalja (Rumunija, Hrvatska...), lokalni magistralni gasovodi i lokalna distributivna mreža, kao i povećanje skladišnih kapaciteta (druga faza PSG Banatski dvor), uz dobar regulativni okvir potencijalni su načini da Republika Srbija obezbedi sigurnost snabdevanja i postane razvijeno gasno tržište na kome se gasom slobodno trguje kao svakom drugom robom.

4.3.1 UTICAJ PANDEMIJE VIRUSA KORONA NA POTROŠNJU PRIRODNOG GASA U SRBIJI I POREĐENJE SA IZABRANIM ZEMLJAMA EVROPE I SVETA

Kao što se može primetiti u analizi datoj u poglavlju 3.4, pojava pandemije kovid-19 izazvala je dramatične potrese na svetskom energetskom, odnosno gasnom tržištu. Globalno gledano, potrošnja gasa smanjila se u sektoru proizvodnje električne energije, ali i u industrijskom i komercijalnom sektoru. Kada su u pitanju domaćinstva i sektor zgradarstva, potrošnja je ostala slična ili je delimično na višem nivou u poređenju sa prethodnim periodom (ljudi su ostali kod kuća usled mera karantina). Kada se pogledaju statistički podaci, ove promene razlikuju se od države do države, a posledično prema strukturi potrošnje i udela prirodnog gasa u energetskom miksu. Prosek potrošnje prirodnog gasa zemalja EU na početku 2020. godine (januar–maj) niži je za 7% u poređenju sa prošlom godinom (IEA, *Gas, 2020*). Za prva tri meseca pad je nastao usled blaže zime u toku 2020. godine. Karantin na teritoriji Evrope u toku marta uticao je na upadljivije smanjenje potrošnje gasa (-11% Italija, -14% Španija). U SAD potrošnja u periodu januar–maj bila je niža za 2,8% (IEA, *Gas, 2020*) i nastala je usled zatvaranja fabrika, ali se potražnja u stambenom sektoru povećala usled snižene cena gasa i prelaska domaćinstava sa uglja na gas. Što se tiče kineskog tržišta, u prva tri meseca smanjen je rast potrošnje na 1,6% u poređenju sa prethodnom godinom, kada je bio 14% (IEA, *Gas, 2020*). Oporavak tržišta i ponovni rast potražnje uspostavljeni su od aprila. Kada govorimo o tržištu TPG-a, pad stoji u korelaciji sa epidemiološkim merama: u januaru, martu i

aprilu vidljiv je u Kini, a u martu u Evropi i Indiji. Zanimljivo je da je tržište TPG-a u Južnoj Koreji, uprkos smanjenoj industrijskoj proizvodnji, poraslo 13% u periodu januar–maj 2020. Dva su razloga: s jedne strane, zatvaranje elektrana na uglj, a s druge, jeftine cene TPG-a u tom trenutku. Globalno gledano, svetski pad potrošnje prirodnog gasa iznosio je 4%, što predstavlja najveći pad posle 1950. godine, kada je počeo razvoj gasnih tehnologija. Pad nakon svetske ekonomske krize 2009. godine iznosio je dvostruko manje, odnosno 2%.

Što se tiče Republike Srbije, struktura i udeo potrošnje prirodnog gasa u zemlji u velikoj meri odstupaju od evropskog proseka, a to i pokazuje slika 4.4.1.1 (*Baza podataka, Transportgas DOO, 2020*). Dakle, primetno je da je potrošnja prirodnog gasa u toku karantinskih meseci grejne sezone povećana za 17% (mart) i 14% (april). Ovo se pripisuje zahtevima koje su gradovi sa sistemima daljinskog grejanja imali: da grejanje domaćinstava bude na višem od uobičajenog nivoa. Potrošnje prirodnog gasa bile su niže u januaru (4%) i februaru (6%), usled viših spoljašnjih temperatura vazduha i manjih potreba za grejanjem. Veći pad potrošnje gasa dogodio se u junu usled manjeg industrijskog rada, što je najverovatnije izazvano održavanjem republičkih, pokrajinskih i lokalnih izbora. Trend oporavka pokazuje se već u narednom mesecu (pad od 6%), a trend rasta počinje u avgustu i septembru (19% i 6%). Dakle, zbog specifičnosti i udela prirodnog gasa u Republici Srbiji (elektroenergetski sektor snabdeva se sa udelom od 1%, a ukupni udeo prirodnog gasa je 13% u energetskom miksu zemlje), može se konstatovati da pandemija kovida 19 nije imala većeg uticaja.



Slika 4.3.1.1: Mesečni i godišnji profili potrošnje svih izlaza na transportnom sistemu Transportgasa Republike Srbije

4.4 MODEL ODRŽIVE TRANZICIJE I SIGURNOSTI SNABDEVANJA TRŽIŠTA PRIRODNOG GASU U REPUBLICI SRBIJI

Kao osnovni princip buduće sigurnosti snabdevanja jeste pravilno planiranje, razvoj sistema i tehnologija u sektoru prirodnog gasa. Kao prilog ovome, u poglavljima 5. i 6. biće prikazani modeli kratkoročnog predviđanja cene i potrošnje prirodnog gasa kao potencijalno univerzalnih algoritama predikcije.

Srbija kao integralni deo Evrope i član Energetske zajednice (*Treći energetska zakonodavni paket EU*) ima obavezu pridržavanja i implementacije važećih direktiva i regulativa iz oblasti prirodnog gasa:

1. „Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC“

2. „Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply“
3. „Regulation (EC) 715/2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) 1775/2005“
4. „Regulation (EU) 2015/703 establishing a network code on interoperability and data exchange rules“
5. „Regulation (EU) 2017/459 establishing a network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) 984/2013“
6. „Regulation (EU) 2017/460 establishing a network code on harmonized transmission tariff structures for gas“
7. „Regulation (EU) 1227/2011 on wholesale energy market integrity and transparency“
8. „Regulation (EU) 347/2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure“
9. „Regulation (EU) 2016/1952 on European statistics on natural gas and electricity prices and repealing Directive 2008/92/EC“.

Cilj ovog poglavlja jeste da se, na osnovu prethodno objašnjenih preporuka na globalnom tržištu prirodnog gasa uz informacije o trenutnom stanju ovog sektora i budućim objektivnim projekcijama, iznese predlog održivog modela kratkoročne, srednjoročne i dugoročne tranzicije (snabdevanja) prirodnog gasa u Republici Srbiji.

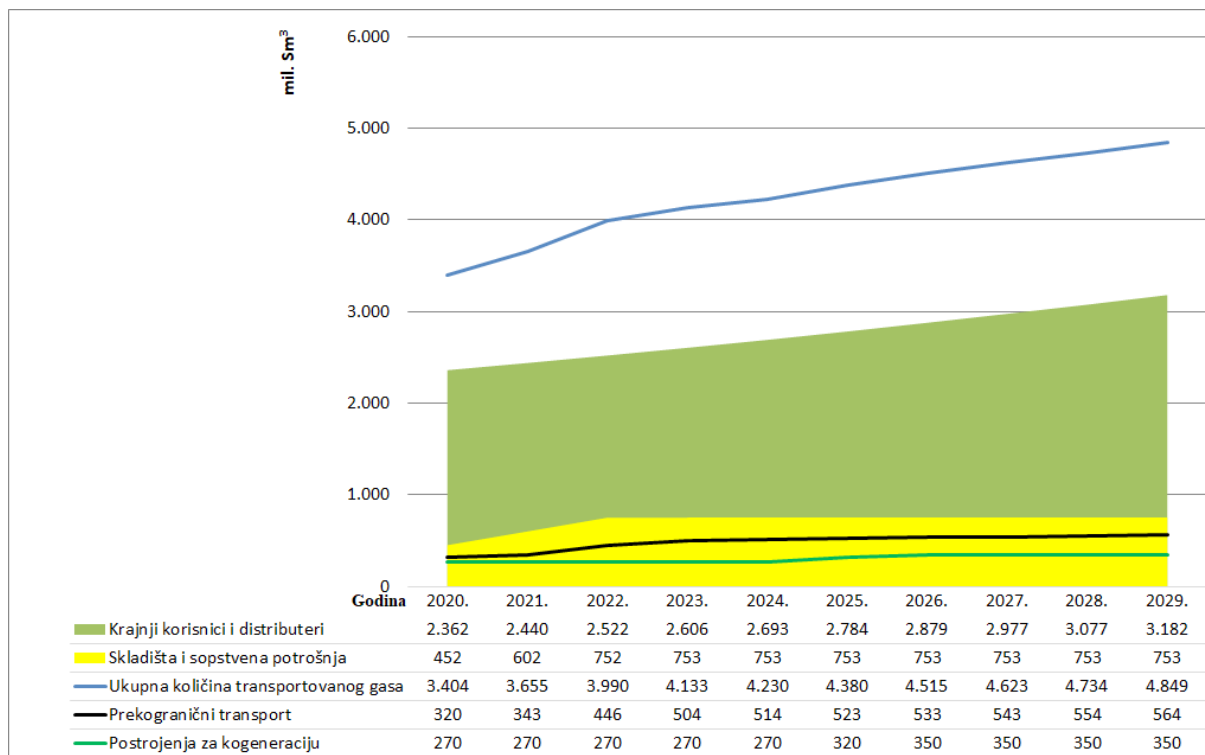
4.4.1 TRENUTNO STANJE

Trenutna praksa predviđanja potreba transportnog sistema za prirodnim gasom obuhvata: potrebe krajnjih korisnika priključenih na distributivni sistem, potrebe kogenerativnih postrojenja, kao i potrebe distributivnih operatera u državi. Metodologija predviđanja zasnovana je na uvidu u istorijske podatke za prethodni period (2014–2018), *Strategiji energetskog razvoja (Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. sa projekcijama do 2030. godine, 2015)*, kao i na anketiranju krajnjih korisnika. U slučaju ankete, broj odgovora dobijenih od korisnika je veoma mali, pa kao takav ne može biti relevantan. Na osnovu navedenog, urađena je prognoza za period 2020–2029 (*Plan razvoja transportnog gasovodnog sistema za period 2020–2029. godine, Transportgas Srbija, 2019*), iz koje se mogu prikazati sledeće projekcije (slika 4.4.1.1).

Na osnovu slike 4.5.1.1 može se zaključiti sledeće:

- **Sistem distribucije:** analiza zasnovana na istorijskim podacima prikazuje porast transportovanih količina prirodnog gasa za prethodni period (2014–2018) sa prosečnom godišnjom stopom rasta od 4,1%. Na osnovu toga, zaključak je da se može očekivati neznatno godišnje povećanje od 4,1% u transportovanim količinama u distributivnom sistemu za period 2020–2029;
- **Krajnji korisnici:** Projektovani rast BDP u Srbiji je oko 3% godišnje (*Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. sa projekcijama do 2030. godine*). Kako je prosečna vrednost rasta BDP 2,2% u periodu od 2014. do 2018, na osnovu gorenavedenog, zaključak je da će stopa povećanja transportnih kapaciteta za prirodni gas biti 2,1% godišnje;

- **Kogenerativna postrojenja:** Analiza zasnovana na istorijskim podacima pokazuje porast potrošnje prirodnog gasa u kogenerativnim postrojenjima, sa prosečnom godišnjom stopom od 27%. Prema tome, ovaj deo sistema ostaće na nivou iz 2018. godine, uz dodatne količine prirodnog gasa za novo kogenerativno postrojenje u Pančevu, čija je izgradnja planirana za 2020. godinu;
- **Međunarodni transport:** Doći će do povećanja transportovanih količina prirodnog gasa prema prosečnoj godišnjoj stopi od 5,4% uz dodatnih 100 miliona Sm³ (u 2020) i 150 miliona Sm³ (od 2023. do 2029), za međunarodni transport (Dimitrovgrad);
- **Skladištenje prirodnog gasa:** Prema planu koji počinje od 2021., druga faza izgradnje skladišta prirodnog gasa Banatski dvor biće završena.



Slika 4.4.1.1: Predviđene količine prirodnog gasa po sektorima za Republiku Srbiju u periodu od 2020. do 2029. godine (u milionima Sm³)

Jasno je da je trenutna metodologija za predviđanje potrošnje prirodnog gasa u Srbiji uglavnom zasnovana na iskustvu operatera i podacima iz nacionalnih strateških dokumenata, dok automatizovani i previđajući sistemi još nisu dostupni. Kako bi se omogućila puna implementacija savremenih modela predviđanja, u potpunosti mora biti razvijen sistem nadzora, merenja i telemetrije. Glavni nedostaci postojećeg telemetrijskog sistema u Srbiji su:

- nedostatak jedinstvenog telemetrijskog sistema sa podacima najvišeg prioriteta (ovi podaci definišu operativno stanje celokupnog transportnog i distributivnog sistema);
- nedostatak sistemskih bilansa, zbog nedovoljnog broja mernih pozicija (ne prate se svi ulazi i izlazi u sistemu);
- obračun potrošnje gasa vrši se na osnovu zapreminskog protoka (m³), a ne na osnovu isporučene energije (kWh).

Od 2019. godine, ukupni deo mreže prirodnog gasa u Srbiji pokriven telemetrijskim sistemom je u iznosu od 83,13% (pokrivenost izlaznih tačaka iz sistema je 155

od 414, ili 37,44%; a pokrivenost ulaznih tačaka u sistem je 244 od 534, ili 45,69%) (*Idejni projekat nove telemetrije*, JP „Srbijagas“, 2019). Još jedan veoma bitan razlog za precizno predviđanje potrebnih količina prirodnog gasa u budućnosti tiče se činjenice da će kompanije koje se bave distribucijom prirodnog gasa biti u obavezi da kompanijama koje se bave transportom prirodnog gasa plaćaju nadoknade proporcionalne greškama u slučaju porudžbine pogrešne količine prirodnog gasa. Do danas, sve kompanije koje posluju na domaćem tržištu prirodnog gasa nisu u obavezi da plaćaju penale u slučaju da predviđanja potrebne količine prirodnog gasa premašuju ili ne zadovoljava realne potrebe. Razlog leži u tome što Republika Srbija trenutno ne plaća nikakve penale prema Ruskoj Federaciji, sa kojom ima potpisan dugogodišnji ugovor o snabdevanju. Iz tog razloga, JP „Srbijagas“ ne sprovodi politiku penala prema korisnicima sa kojima posluje. U veoma bliskoj budućnosti, nakon liberalizacije tržišta prirodnog gasa i potpune implementacije telemetrijskog sistema, sigurno će sprovoditi odgovarajuće kaznene mere koje se odnose na lošu procenu potreba za količinama prirodnog gasa. Ove odredbe biće sigurno deo ugovorne obaveze budućih sporazuma zainteresovanih strana na gasnom tržištu Republike Srbije. S tim u vezi, kako će se srpsko tržište prirodnog gasa suočiti sa liberalizacijom, svi nivoi tržišta moraju biti spremni za ovu promenu i započeti primenu naprednih modela predviđanja potrošnje. Sa velikom verovatnoćom može se zaključiti da će se budući ugovori zasnivati na satnoj proceni potrošnje, uprosečenoj za dan unapred, kao što je to praksa na razvijenim tržištima Evropske unije.

4.4.2 BUDUĆI IZAZOVI I GLOBALNE PREPORUKE ZA ODRŽIVU TRANZICIJU SEKTORA PRIRODNOG GASA

Sagledavanje buduće potrošnje i potreba za prirodnim gasom u Republici Srbiji u najvećoj meri zavisiće od cene, dostupne infrastrukture, rasta BDP-a, razvoja industrije, zakonodavnih okvira, kako u energetsom, tako i u sektoru zaštite životne sredine, ali i budućeg učešća prirodnog gasa u proizvodnji električne energije. Najznačajniji porast potrošnje može se očekivati u slučaju značajnijeg širenja distributivne mreže, a sa ciljem supstitucije i prelaska privrede, toplana i domaćinstava sa uglja, nafte, naftnih derivata na prirodni gas. Još značajnije povećanje potrošnje može se planirati u slučaju razvoja spregnute proizvodnje toplotne i električne energije (TE-TO) na prirodni gas.

Za dugoročni plan neophodno je i uključanje novih, inovativnih niskougljeničnih tehnologija koje bi kroz postojeću infrastrukturu (ili njenu adaptaciju i proširenje) postali održiv izvor energije (vodonik, CCS, CCUS). Prateći primere dobre prakse (*IGU, 2020* i *Thinkstep, 2020*), na samom početku definisanja modela, neophodno je utvrditi kratkoročne, srednjoročne i dugoročne prioritete. Prioritet je supstitucija prirodnim gasom postrojenja koja koriste uglj, naftu i naftne derivate. Ova mera donosi momentalno smanjenje emisija i zagađenje vazduha. Na drugom mestu, a odnosi se na srednjoročni period, neophodna je strukturalna tranzicija kroz povećanje efikasnosti distribucije i potrošnje. Prirodni gas omogućava primenu brzo startujućih i viskoefikasnih konvencionalnih tehnologija, kao i tehnologija koje podržavaju i povećavaju efikasnost i smanjuju troškove postrojenja na OIE.

Takođe, treba razmotriti primenu energetske postrojenja manjih kapaciteta kroz distribuiranu proizvodnju (minikogeneracije, mikroturbine i postrojenja koja se mogu snabdevati manjim TPG kapacitetima). Na trećem mestu, za dugoročni

period, neophodna je primena nisko ili nula ugljeničnih tehnologija (CCS, CCUS, vodonik, biometan i biogas). Da bi se uopšte pokrenuo proces tranzicije po gorepomenutim prioritetima, prethodno je neophodno uspostaviti kvalitetnu energetska politiku zemlje, definisati infrastrukturne mere kroz detaljno sagledavanje sadašnjeg stanja lokalnog tržišta, potrošnje i korišćene tehnologije, a nakon toga odrediti odgovarajuće pravce razvoja, zamene i primene novih inovativnih energetskih tehnologija. Sveobuhvatni izveštaj (IGU, 2020) dao je smernice i buduću okvir prioriteta planova u sektoru prirodnog gasa (tabela 4.4.2.1)

Tabela 4.4.2.1: Akcioni plan primena inovativnih gasnih tehnologije, regulative i podsticaja (IGU, 2020)

	VLADINE POLITIKE	INVESTICIJE U INFRASTRUKTURU	TEHNOLOŠKE INOVACIJE
KLIMATSKE AKCIJE I ODRŽIVE URBANE REGIJE	<ol style="list-style-type: none"> Sektorske mere zamene goriva – mandatne ili tržišno orijentisane Cene ugljenika (dozvole ili porez) Lokalizovana kontrola zagađenja / standardi kvaliteta vazduha Obavezni kapaciteti, tržišta koja vrednuju fleksibilne resurse (za prirodni gas) i koraci za rešavanje sektorskih prepreka Finansijska podrška za istraživanje i razvoj kao i inovacije 	<ol style="list-style-type: none"> Ubrzana zamena / prilagođavanje opreme (na osnovu mera energetske politike ili vođenje korporativnim pristupom) Ispitivanje i primena procesa veće efikasnosti Pristup gasu za gradove putem prenosa i ulaganja u TPG regasifikaciju Razvoj kapaciteta za vršne količine gasa (putem državnih i privatnih investicija) Uvođenje vozila na prirodni gas i infrastrukture za skladištenje TPG-a (putem državnih i privatnih investicija) 	<ol style="list-style-type: none"> Primena novih tehnologija visoke tehnokonomske opravdanosti Inovacija poslovnog modela radi olakšavanja poboljšanja efikasnosti (ESCO...) Razvoj modularnog, fleksibilnog kapaciteta za postizanje maksimuma potrošnje Modeli lizinga za smanjenje unapred preuzetih kapitalnih obaveza za gas u transportu Kontinuirano istraživanje i razvoj radi poboljšanja efikasnosti / konkurentnosti troškova
DEKARBONIZACIJA GASA	<ol style="list-style-type: none"> Finansijska podrška za istraživanje/razvoj i inovacije Tržišni podsticaji za olakšavanje raspoređivanja kapaciteta Regulatorne reforme za olakšavanje primene nove tehnologije i rešavanje sektorskih prepreka 	<ol style="list-style-type: none"> Brzo povećavanje kapaciteta tamo gde već postoji ekonomski razvijeno tržište (jeftini CCUS...) Razvoj pilot-projekata ili ranih faza novih tehnologija Ulaganje u lanac snabdevanja gasom kako bi se omogućila buduća potrošnja 	<ol style="list-style-type: none"> Investicije u istraživanje i razvoj u kritičnim oblastima za inovativna dostignuća Udruživanje u sektoru investicija i rizika radi eliminisanja ili smanjenja prepreka Promocija i trgovina gasom sa niskim sadržajem ugljenika
DOSTUPNOST ENERGIJE	<ol style="list-style-type: none"> Podsticaji za korišćenje prirodnog gasa kao goriva i rešavanje prepreka koje nastaju u tom procesu (podrška za konverziju opreme...) Dugoročno planiranje sistema i infrastrukture Finansijska podrška za istraživanje i razvoj i nastavak realizacije projekata za širenje gasnih tehnologija 	<ol style="list-style-type: none"> Ulaganje u gasnu mrežu, uključujući omogućavanje zamene goriva (putem državnih i privatnih investicija) Razvoj distribuiranih sistema i sistema malih kapaciteta za snabdevanje TPG-om 	<ol style="list-style-type: none"> Novi poslovni modeli za smanjenje finansijskih prepreka za usvajanje primene gasnih tehnologija Stalne inovacije u primeni sistema malih kapaciteta za snabdevanje TPG-om Ispitivanje u ranoj fazi i primena novih tehnologija za gasne tehnologije
	DRŽAVNE AKTIVNOSTI		
		AKTIVNOSTI INDUSTRIJE	

4.4.3 KRATKOROČNA, SREDNJOROČNA I DUGOROČNA TRANZICIJA SEKTORA PRIRODNOG GASA U SRBIJI

Kao članica Energetske zajednice, potencijali član EU, Republika Srbija je u obavezi da poštuje i primenjuje pravila (*Treći energetska zakonodavni paket EU*), o kojima je bilo reči ranije. Pored toga, kako bi efikasno i na vreme izvršila neophodnu tranziciju koja se pre svega tiče dekarbonizacije i čistije životne sredine, neophodno je da pravilno planira i trasira ne samo gasni nego celokupni energetska sektor. Posmatrajući globalno, Evropa, odnosno EU, prednjači i u merama i u finansiranju tehnologija koje podržavaju dekarbonizaciju. Najnovija „integrisana“ strategija Evropske komisije (*Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration*, 2020) predstavlja na neki način krovni dokument buduće klimatski neutralne evropske ekonomije. Što se tiče prirodnog gasa i njegovog tržišta, najzastupljeniji deo odnosi se na tehnologije zasnovane na H₂, CCS i CCUS. S tim u vezi doneta je i posebna strategija koja se tiče vodonika (*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, 2020) i osnovana je Alijansa za čisti H₂, koju čine industrija, ministarstva energetike država članica i EIB.

Treba napomenuti da vodonik nije novina, ali je zaključak, pre svega zbog visine ulaganja u istraživanje i druge podsticaje (pogotovu za tržište Evrope), da je u potpunosti izvesna buduća šira primena i distribucija. To potvrđuju najave da će do 2024. godine „Gasprom“ i „Rosatom“ početi proizvodnju čistog H₂, koji bi se dopremao postojećom mrežom u Evropu. Sadašnje analize ukazuju na to da se postojećom mrežom može transportovati 20% mešavina, a procene su da sa novim Severnim tokom procenat može ići i do 70%.

Što se tiče sektora prirodnog gasa, dešavanja u Republici Srbiji sa početka 2021. godine (otvaranje Balkanskog toka), dovode do potrebe da se revidiraju budući planovi kako za transport, tako i za distribuciju i skladištenje prirodnog gasa u Republici Srbiji (slika 4.4.1.1). Takođe, u ovim planovima neophodno je uključiti i buduće tržište TPG-a, KNG-a, a vremenom i vodonika i ostalih inovativnih tehnologija za dekarbonizaciju.

Kratkoročno (2021–2025) i srednjoročno (2025–2030) sagledavanje tržišta prirodnog gasa

Prvi od neophodnih koraka za dalji razvoj i sigurnost energetike u celini jeste puštanje u rad Balkanskog toka kroz Srbiju. Ovaj tok predstavlja magistralni gasovod-interkonektor od Bugarske do Mađarske i pušten je u rad 1. 1. 2021. godine. Osnovne karakteristike su:

- Dužina 402 km od Bugarske do Mađarske
- Ukupna vrednost projekta 1,8 milijardi evra (sa cenom kapitala)
- Merne stanice:
 - MS 1 – ulazna merna stanica na granici sa Bugarskom Vrška čuka Zaječar
 - MS 2 – merna stanica na priključku za gasovodni sistem Srbijagasa – Paraćin
 - MS 3 – Pančevo
 - MS 4 – Gospođinci (najvažnije gasno čvorište u Srbiji)

- 19 Blok ventil stanica
- Radni režim pritiska (dve linije)
 - BG/RS – 42 bar
 - GIS-3 – 41,4 bar
 - GIS-4 – 41,0 bar
- Radni režim protoka (dve linije)
 - GIS-3 – 4,69 mil. m³/dnevno
 - GIS-3 – 4,56 mil. m³/dnevno
 - UKUPNO – 9,25 mil. m³/dnevno
- Rezervna linija režim pritiska
 - BG/RS – 42 bar
 - GIS-3 – 40,9 bar
 - GIS-4 – 40,6 bar
- Rezervna linija režim protoka
 - GIS-3 – 4,6 mil. m³/dnevno
 - GIS-4 – 6,75 mil. m³/dnevno
 - UKUPNO – 11,35 mil. m³/dnevno

Već od druge polovine 2021. (završetak kompresorske stanice Žabari – snage 24 MW (3 agregata od 8 MW)) Srbija će postati i tranzitna zemlja. Tada će prirodni gas iz ovog toka krenuti putem Mađarske, a od 2022. godine i prema Slovačkoj i Austriji. Osim tranzita, srednjoročno su planirane i nove veze: interkonekcija sa Rumunijom, Bugarskom, Makedonijom, Republikom Srpskom (BIH) i Hrvatskom (slika 4.4.3.1).

Od 1. 1. 2021. godine isporuka gasom iz Rusije ide preko Turske i Bugarske Balkanskim tokom, a trenutno se snabdevanje Republike Srbije obavlja preko gasnih čvorišta u Pančevu i Gospođincima. Preko Mađarske se trenutno obavlja samo tranzit za Bosnu i Hercegovinu, koji u skorijoj budućnosti takođe treba da pređe na Balkanski tok.

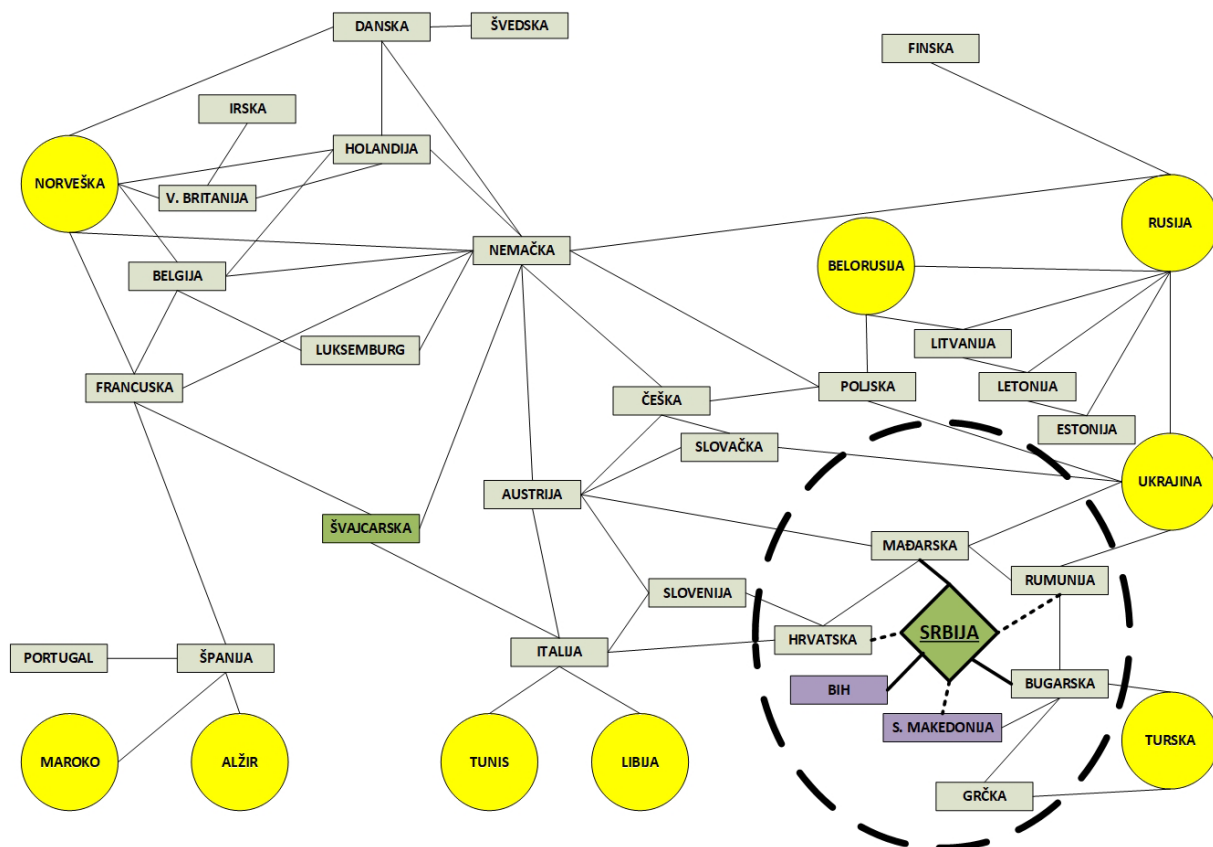
Završetkom izgradnje ovog magistralnog gasovoda od Bugarske do Mađarske stvorili su se preduslovi i za povećanje kapaciteta, a i za dodatnu mogućnost snabdevanja gasom svih potrošača na celokupnoj teritoriji Srbije.

Kratkoročni plan podrazumeva da se u 2021. godini nastavi intenzivnija izgradnja gasovoda visokog pritiska i gasifikacija preostalih opština koje nisu pokrivene gasovodnom mrežom. Prioritetni projekat čija će realizacija započeti tokom 2021. godine odnosi se na nastavak izgradnje gasovoda visokog pritiska od Leskovca do Vranja, kao i na gasifikaciju opština u Pčinjskom okrugu (Vranje i Vladičin Han).

Takođe se u 2021. godini očekuje i početak izgradnje gasovoda od Beograda do Valjeva, kojim bi se obezbedilo snabdevanje svih potrošača Kolubarskog okruga. Paralelno sa izgradnjom gasovoda visokog pritiska, započeće se i izgradnja distributivne gasne mreže na teritoriji grada Valjevo (niskog i srednjeg pritiska).

Izgradnjom Balkanskog toka sigurniji smo sa aspekta bezbednosti snabdevanja, imajući u vidu najave o smanjenju (prekidu) transporta ruskog gasa preko Ukrajine.

Ipak, treba biti kritičan prema ovim najavama pre svega jer je ova trasa već amortizovana, a „Gasprom“ je prihvatio uslove Energetske zajednice i *Treći energetske zakonodavni paket EU*. Dakle, verovatniji je scenario da Severni tok 2 ipak predstavlja samo dodatni tok, dodatni stepen sigurnosti (geopolitičkog takmičenja), kao i moderni tok za potencijalni tranzit vodonika.



Slika 4.4.3.1: Principijelna šema nove mreže gasnog tržišta Evrope

Sa druge strane, otvaranje interkonekcije sa Bugarskom daje Srbiji mogućnost diversifikacije izvora snabdevanja, s obzirom na to da preko Bugarske na ovaj način postoji mogućnost korišćenja gasa iz toka TANAP, ali i TPG-a iz grčke luke Aleksandropoli.

Otvoravanje veze sa Hrvatskom potencijalno ostavlja mogućnost dopremanja TPG-a iz luke na Krku, ali je to manje verovatno, jer infrastruktura za ovaj tip gasa nedostaje. Veći prioritet ima osposobljavanje luke u Pančevu, koja bi imala mogućnost prijema brodova manjeg i srednjeg kapaciteta TPG-a iz Crnog mora.

Kratkoročno, mora se razmišljati i o novom pristupu planiranju i energetskej politici. Kroz dobro isplanirane korake neophodno je završiti tranziciju sistema iz jednog u više izvora snabdevanja, uz tržište sa više dominantnijih učesnika. U prvom mahu, neophodno je definisati energetskej politiku podsticaja uporedo sa ograničenjima kojom bi se omogućila ubrzana i održiva tranzicija. I u jednom i u drugom slučaju mere moraju biti usklađene i sinhronizovane, jer je pristup prirodnom gasu u Republici Srbiji još uvek ograničen, a u bliskoj budućnosti predstoji ubrzano širenje distributivne i magistralne mreže. Takođe, usvojene mere moraju imati raspon od obaveznih do onih koje su tržišno opravdane. Putem ovako definisanih mera može se efikasno i prihvatljivo za obe strane završiti posao energetskej tranzicije.

Praksa je pokazala, u većini energetskej delatnosti, da rana podrška za istraživanje i razvoj novih tehnologija igra ključnu ulogu kasnije. U ranim fazama ne-

ophodan je podsticaj vlade kako bi država sa sopstvenim resursima razvila nove proizvode, pospešila efikasnost sistema i stvorila uslove za primenu inovativnih, a pritom i tehno-ekonomski opravdanih rešenja. Primeri uspešnih mera podsticaja mogu se videti širom sveta kako u SAD, tako i u Rusiji.

Što se tiče mera koje podstiču zamenu goriva, neophodno je odrediti mapu puta kako bi se omogućilo definisanje prirodnog gasa kao ključnog tranzicionog energenta. Na primerima dobre prakse u svetu može se videti da potrošnja prirodnog gasa raste pre svega zbog izuzetno opravdane ekonomske i ekološke supstitucije goriva, u poređenju sa alternativnim rešenjima. Ključan zaključak tiče se činjenice da podsticaji države za novu gasnu mrežu sa elementima mera za zamenu goriva daju najbolji rezultat. Takođe, ove višestruke mere moraju biti fleksibilne, da se kontinuirano prate i prilagođavaju stanju na tržištu. One za početak moraju uključiti definisanje standarda za niskougljenične energente. Putem poreskih mera se nakon toga vrši dalja stimulacija ciljanih goriva. Važno je da tržište koje usvaja novu tehnologiju treba da izvrši proces transformacije tako da putem definisanih mera njeni korisnici imaju smanjene troškove, odnosno veću dobit. Takođe, primenjene mere imaju i pozitivan efekat na zaštitu životne sredine. Iz ovoga proističe da mere moraju biti tržišno orijentisane dajući industriji razvojni signal da usvoje čistije tehnologije. Najčešći mehanizmi usmereni su na ekološke uticaje i emisije u životnu sredinu. Kroz njih se definišu cene ugljenika ili emitovane količine CO₂, koje su tesnoj vezi sa lokalnim merama koje se odnose na usvojene nivoe zagađenja vazduha, vode i zemljišta. Drugi način koji bi inicijalno pogodio za Republiku Srbiju podrazumeva uvođenje mera za unapređenje kvaliteta energenata.

Kada je u pitanju razvoj na kraći odnosno srednji rok gasne i druge prateće energetske infrastrukture Republike Srbije, neophodno je uložiti kapitalne investicije proširenja kako bi se zadovoljile potrebe budućeg tržišta. Treba voditi računa da kapital ujednačeno bude obezbeđen iz javnih i privatnih sredstva. Tako bi se inicijalno obezbedili zamajac ubrzanom razvoju, primena inovativnih tehnologija i povećanje konkurentnosti.

Prvi korak predstavlja što veća dostupnost i pokrivenost gasne infrastrukture. Prilikom razvoja mreže neophodno je imati u vidu da, kako bi se u punom kapacitetu iskoristio potencijal buduće zamene goriva, nova infrastruktura treba da bude planirana tako da u budućnosti može da podrži transport i snabdevanje prirodnog gasa, njegove mešavine sa vodonikom ili sam vodonik. Takođe, treba planirati kapacitete i neophodnu infrastrukturu za TPG, a pre svega treba obratiti pažnju na malu i mobilnu TPG infrastrukturu. Potrebno je da buduća infrastruktura ima neophodne elemente za proizvodnju, transport, distribuciju i skladištenje energije, za sektor privrede, zgradarstva i saobraćaja (svi tipovi vozila).

Na srednji rok treba planirati i razvoj infrastrukture i tehnologije za nisko ili nula ugljenični gas. Cilj toga je da budemo spremni da ovaj tip goriva možemo efikasno koristiti u budućnosti. Danas se kao najperspektivnije tehnologije i energenti nisko ili nula ugljeničnog gasa smatraju: vodonik, CCS, CCUS i biogas. S tim u vezi, kako bi se dugoročno omogućio prelaz na nisko ili nula ugljenična goriva, moraju se razviti novi lanci i mreže snabdevanja jer se integracijom ovih goriva u velikoj meri eliminišu emisije CO₂. Ulaganja su sigurno velika, ali dosadašnja istraživanja pokazuju da postojeća mreža gasne infrastrukture u dobroj meri (bez puno izmena i ulaganja) podržava transport mešavine gasa i vodonika.

Na osnovu iznesenog, može se zaključiti da, zbog visine inicijalnog ulaganja u novu gasnu infrastrukturu, neophodna je državna i privatna ciljana podrška kako bi se ubrzao i olakšao proces prelaza na nove niskougljenične energente. Sama prepreka zbog kapitalnih ulaganja može se olakšati putem niskokamatnih investicija ili otplatom na više mesečnih rata u periodu od nekoliko godina kako bi se smanjio početni finansijski teret (JP „Srbijagas“ je krenulo sa paketom finansiranja gasnog priključka sa sniženom cenom od 780 evra na period otplate od tri godine bez kamate za domaćinstva, uz povlašćene cene opreme). Dakle, ključne kratkoročne i srednjoročne mere odnose se na bolju dostupnost prirodnog gasa, ulaganje u infrastrukturu koja podržava nisko ili nula ugljenični gas i ciljanu podršku kako bi se ubrzao i olakšao proces prelaza na nove tehnologije i niskougljenične energente.

Kada su u pitanju cene prirodnog gasa, kratkoročno, pa i srednjoročno, očekuje se blagi pad za tržište Republike Srbije (gruba procena sniženja je 5–7% od trenutnih 155\$ za 1.000 m³), pre svega zbog otvaranja Balkanskog toka i buduće diversifikacije. Međutim, otvaranje tržišta u nekim slučajevima dovodilo je čak i do povećanja cene prirodnog gasa (stvaranje tzv. „oligopola“), za šta se nadamo da u Republici Srbiji neće biti slučaj. Kratkoročno je neophodno preći na naplatu po energetskej potrošnji, a ne, kako je sada, po zapreminskom protoku u m³. Za ovo je potrebno u potpunosti realizovati sistem telemetrije, što kasnije omogućava kvalitetnije i tačnije planiranje kapaciteta i potrošnje. Takođe, očekivani rast BDP-a Republike Srbije, a time i veća kupovna moć stanovništva i povećana industrijska aktivnost sigurno će dovesti do većeg učešća prirodnog gasa kao tranzicionog energenta. Na ovo treba dodati i pomenute mere buduće energetske politike u sferi ekoloških propisa i taksi. Jedina negativna pojava tiče se loših demografskih karakteristika i smanjivanja broja stanovnika.

Pitanje rešavanja problema i pokretanje proizvodnje kod velikih potrošača, kao što su „Azotara“ Pančevo i „MSK“ Kikinda, takođe je važno. U najavi su i izgradnje postrojenja industrijskog hemijskog parka „Prahovo“ (istočna Srbija), nove rafinerije u Smederevu, kao i povećanje broja gasnih priključaka kod domaćinstava. Sa druge strane, treba obratiti pažnju na potencijalni izostanak velikog potrošača, kao što su „Beogradske elektrane“, u slučaju realizacije projekta poveznog vrelovoda sa termoelektranom u Obrenovcu (ugovor je potpisan, a u tom slučaju treba preusmeriti oko 300 mil. m³ prirodnog gasa godišnje). Da li se te količine mogu preusmeriti u slučaju potpune gasifikacije grada Beograda i njegove okoline ili se potrošnja može nadoknaditi putem planske izgradnje nove gasne elektrane u Beogradu?! Zaključak je da se ovi planovi moraju udružiti, biti transparentni i u potpunosti obrazloženi u bliskoj budućnosti.

U tabeli 4.4.3.1 date su izabrane aktivnosti koje treba sprovesti u kraćem, srednjem i dužem roku, dok slika 4.4.3.2 daje objedinjeni grafički prikaz strukturnih promena u sektoru prirodnog gasa Republike Srbije na kraći, srednji i duži rok.

Kada se posmatraju procenti ukupne energetske uvozne zavisnosti Republike Srbije (35% u 2019. godini), može se reći da smo znatno bolji od proseka zemalja EU (oko 55% u 2019. godini). Razlog leži u dominantnom korišćenju uglja u energetskom bilansu Republike Srbije. Međutim, planovi Republike Srbije su da se srednjoročno očekuje veći pad korišćenja uglja i njegovog učešća u elektroenergetskom sistemu zemlje. U slučaju kada se samo posmatra nafta, njeni derivati i prirodni gas, uvozna zavisnost je znatno viša i iznosi 85% za 2019. godinu. Sa druge strane ima-

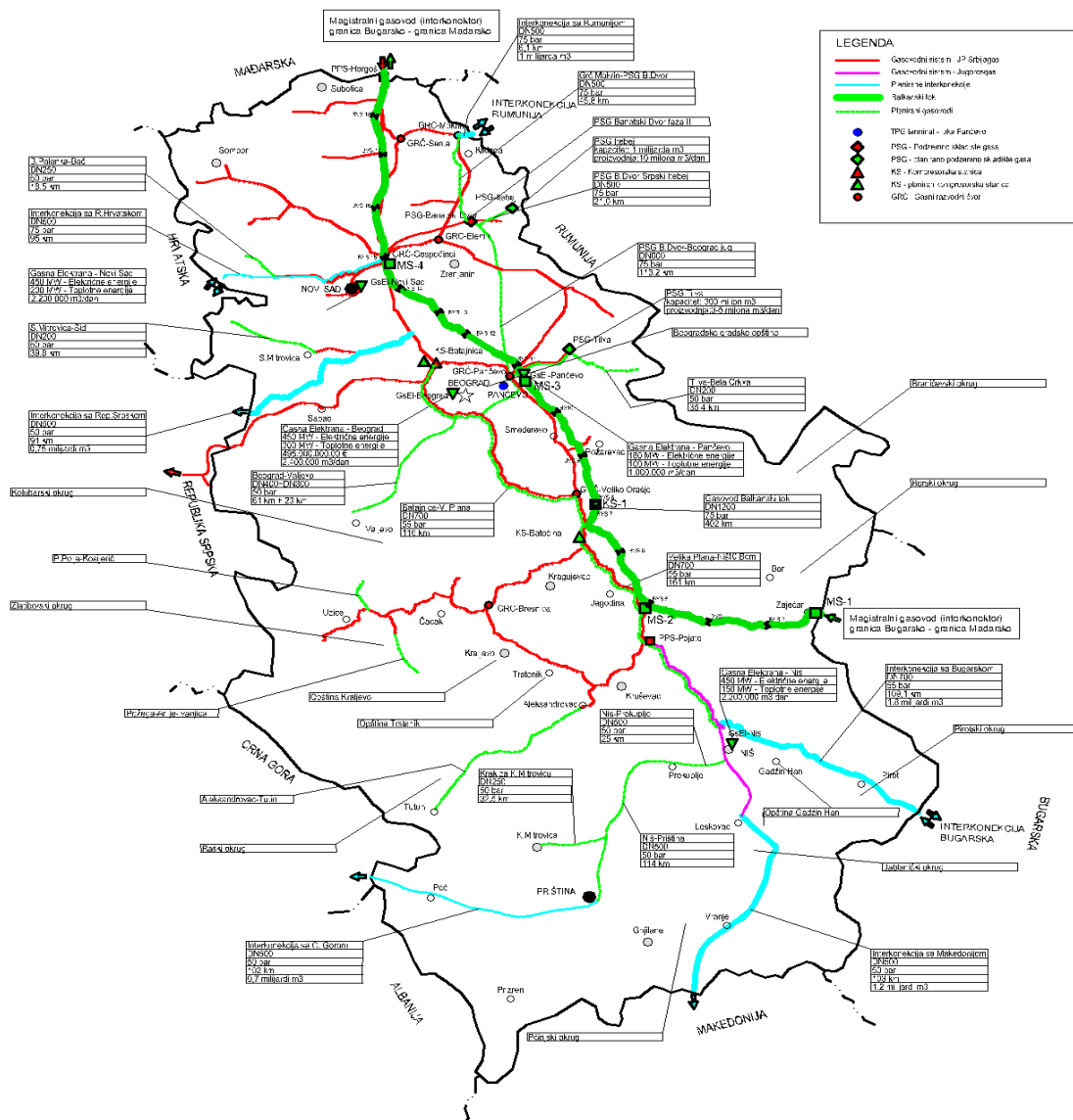
mo tendenciju pada sopstvene proizvodnje nafte i prirodnog gasa zbog iscrpljenosti i ograničenosti postojećih izvora. Usled toga, očekuje se da od 2030. godine Republika Srbija bude potpuno uvozno zavisna od ovih energenata.

Tabela 4.4.3.1: Planovi razvoja infrastrukture prirodnog gasa Republike Srbije za kraći, srednji i duži rok (JP „Srbijagas“, 2020)

Naziv	Izvor snabdevanja i tip energenta	Opis (kapacitet, proizvodnja, snaga, potrošnja)
Balkanski tok	Rusija – prirodni gas	Ulaz 35 mil. m ³ /dan 3,5 mil. m ³ /dan slobodna trgovina 20,3 mil. m ³ /dan izlaz ka Mađarskoj 11,2 mil. m ³ /dan Srbija i BIH Radni pritisak 75 bar Tri izlaza za srpsko tržište
TPG terminal Pančevo	Crno more (TPG)	Mali i srednji brodovi za TPG
Gasifikacija	Beogradske opštine Kolubarski okrug Zlatiborski okrug Opština Kraljevo i Trstenik Borski i Braničevski okrug Jablanički okrug i opština Gadžin Han Pčinjski okrug	
Interkonekcija Srbija – Republika Srpska (BIH)	Tranzit	2 mil. m ³ /dan
Interkonekcija Srbija – Bugarska	Rusija TANAP (Azerbejdžan) Grčka (Aleksandropoli – TPG)	4,93 mil. m ³ /dan
Interkonekcija Srbija – Hrvatska	SAD, Severna Afrika Luka za TPG Krk	4,1 mil. m ³ /dan
Interkonekcija Srbija – Rumunija	Rumunija TANAP (Azerbejdžan, TPG i dr.)	4,38 mil. m ³ /dan
Proširenja kapaciteta PSG Banatski dvor	Kapacitet: 0,8–1 milijarda m ³ Povlačenje: 9,96 mil. m ³ /dan Utiskivanje: 5,52 mil. m ³ /dan	
PSG Itebej	Kapacitet: 1 milijarda m ³ Proizvodnja: 10 mil. m ³ /dan	
PSG Tilva	Kapacitet: 300 mil. m ³ Proizvodnja: 3–5 mil. m ³ /dan	
Gasne TE-TO	Novi Sad (TE-450MW, TT-200MW, 2,2 mil. m ³ /dan) Beograd (TE-450MW, TT-300MW, 2,4 mil. m ³ /dan) Niš (TE-450MW, TT-200MW, 2,2 mil. m ³ /dan) Kragujevac (TE-180MW, TT-100MW, 1 mil. m ³ /dan) Pančevo (TE-180MW, TT-100MW, 1 mil. m ³ /dan faza I i II) – završetak faze I 2021. godine, a faze II 2024. godine	

Kada je u pitanju nastupajući period (posmatrajući i bližu i dalju budućnost), neophodno je razmišljati i o novim poslovnim modelima saradnje između prodavaca i kupaca na otvorenom tržištu. Ovo je svakako goruća tema, imajući u vidu izuzetnu promenljivost cena koja se dogodila u toku 2020. i početkom 2021. godine. Suština je

da i prodavci i kupci moraju imati veći stepen fleksibilnosti kako bi se potrebe i zahtevi obe strane u što većoj meri zadovoljili. Posmatrajući međudržavne sporazume u ovom sektoru, a Republiku Srbiju uskoro očekuje novi ugovor, treba razmišljati o potpisivanju dugoročnih ugovora gledajući da se izbegne direktna veza sa cenom nafte. U tom slučaju, za ugovore koji nisu direktno vezani za cenu nafte, postoji veća sloboda i mogućnost da se ograniče moći posrednika.



Slika 4.4.3.2: Izabrane aktivnosti infrastrukture prirodnog gasa Republike Srbije za kraći, srednji i duži rok (JP „Srbijas“, 2020)

O razvoju infrastrukture za nisko ili nula ugljenični gas za buduću primenu (dugoročno) i novih tehnologija u Republici Srbiji biće reči u delu poglavlja za dugoročno sagledavanje tržišta prirodnog gasa.

Dugoročno (2030–2040) sagledavanje tržišta prirodnog gasa

Sagledavajući trenutno aktuelne zakonodavne okvire, pre svega zemalja EU, a prateći preporuke u odgovarajućim direktivama, Republika Srbija mora izvršiti

stratešku pripremu i plan kako bi bila spremna za primenu novih tehnologija koje omogućuju korišćenje nisko ili nula ugljeničnih energenata. Ključni proces jeste dekarbonizacija ili klimatska neutralnost, a najnoviji cilj koji je postavljen u septembru 2020. godine jeste da se od 2021. do 2030. godine minimalno smanje emisije CO₂ za 55% u poređenju sa količinom emisija iz 1990. Takođe, Republika Srbija je kroz dokument *Strategija niskougljeničnog razvoja sa Akcionim planom*, iz 2019. godine, pokrenula inicijativu da ovaj postavljeni cilj bude i dostižan. Suština dugoročnog sagledavanja može se predstaviti kroz odgovore na sledeća pitanja:

1. Na kojim inovativnim tehnologijama bazirati budućnost u Srbiji?
2. Integracija sa OIE – kod proizvodnje električne i toplotne energije?
3. Infrastruktura za transport, distribucija, snabdevanje i skladištenje (TPG i KPG)?
4. Infrastruktura za mini i male kapacitete TPG?
5. Proizvodnja H₂, CCS i CCUS?
6. Infrastruktura za H₂ – nova i koliko je postojeća kompatibilna?

U poglavlju 4.2, kao odgovor na navedena pitanja, dat je prikaz i potencijal novih tehnologija koji se tiču sektora tržišta prirodnog gasa Republike Srbije. Ključne teme u vezi sa dugoročnim sagledavanjem tržišta prirodnog gasa u Republici Srbiji jesu dobra priprema i realizacija zacrtanih planova u kratkom i srednjem roku planiranja. Bez realizacije tih projekata neće biti moguća primena novih ugljeničneutralnih tehnologija. Osnovni zaključak jeste da će sektor prirodnog gasa, pogotovu u Republici Srbiji, igrati presudnu ulogu u dugoročnoj tranziciji ka nisko ili nula ugljeničnim energentima.

Na osnovu preporuka i akcionog plana, prvi korak jeste ulaganje u ranoj fazi u istraživanje i razvoj novih nisko ili nula ugljeničnih tehnologija (IGU, 2020). Na taj način se otvaraju vrata ka nižim troškovima ovih tehnologija u budućnosti, kao i primeni niskobudžetnih mera, kao što su povećanje efikasnosti i fleksibilnosti. Recimo, kod razvoja tržišta TPG-a, ključna početna istraživanja bila su usmerena u kriogenu tehniku, koja je omogućila efikasniji i isplativiji transport i korišćenje. Praksa je pokazala da rano ulaganje u nove tehnologije u budućnosti rezultuje manjim i konkurentnijim troškovima. Taj vid ranog istraživanja i razvoja za uvođenje novih tehnologija u gasni sektor Republike Srbije omogućiće potencijalnim investitorima da imaju bolju sliku za dugoročna ulaganja, gde prirodni gas ima ključnu ulogu za dostizanje ciljeva dekarbonizacije i klimatske neutralnosti.

Slična stvar se može uporediti i sa OIE, gde su prvi investitori i korisnici na brz način zaposeli dobar deo tržišta koji danas ima velik rast (pogotovu u EU). Mišljenje autora je da se isti pristup može primeniti i sa prirodnim gasom. Dekarbonizacija niskougljeničnim tehnologijama baziranim na prirodnom gasu brže je isplativa od većine tehnologija koje koriste OIE. Sa druge strane, većina postrojenja sa OIE ne mogu efikasno da rade bez prirodnog gasa ili nekog drugog konvencionalnog energenta. Dakle, zaključak je da je rano uvođenje novih tehnologija u ovom sektoru ključno za njihovu uspešnost.

Drugi korak, posmatrajući postojeće tržište Republike Srbije i njen održivi razvoj, jeste analiza kojim putem trasirati budući rast i dostupnost prirodnog gasa, kao i drugih niskougljeničnih tehnologija. Neophodno je sagledati nove poslovne modele (što predstavlja treći korak planiranja) koji mogu uključivati jeftine modele gradske

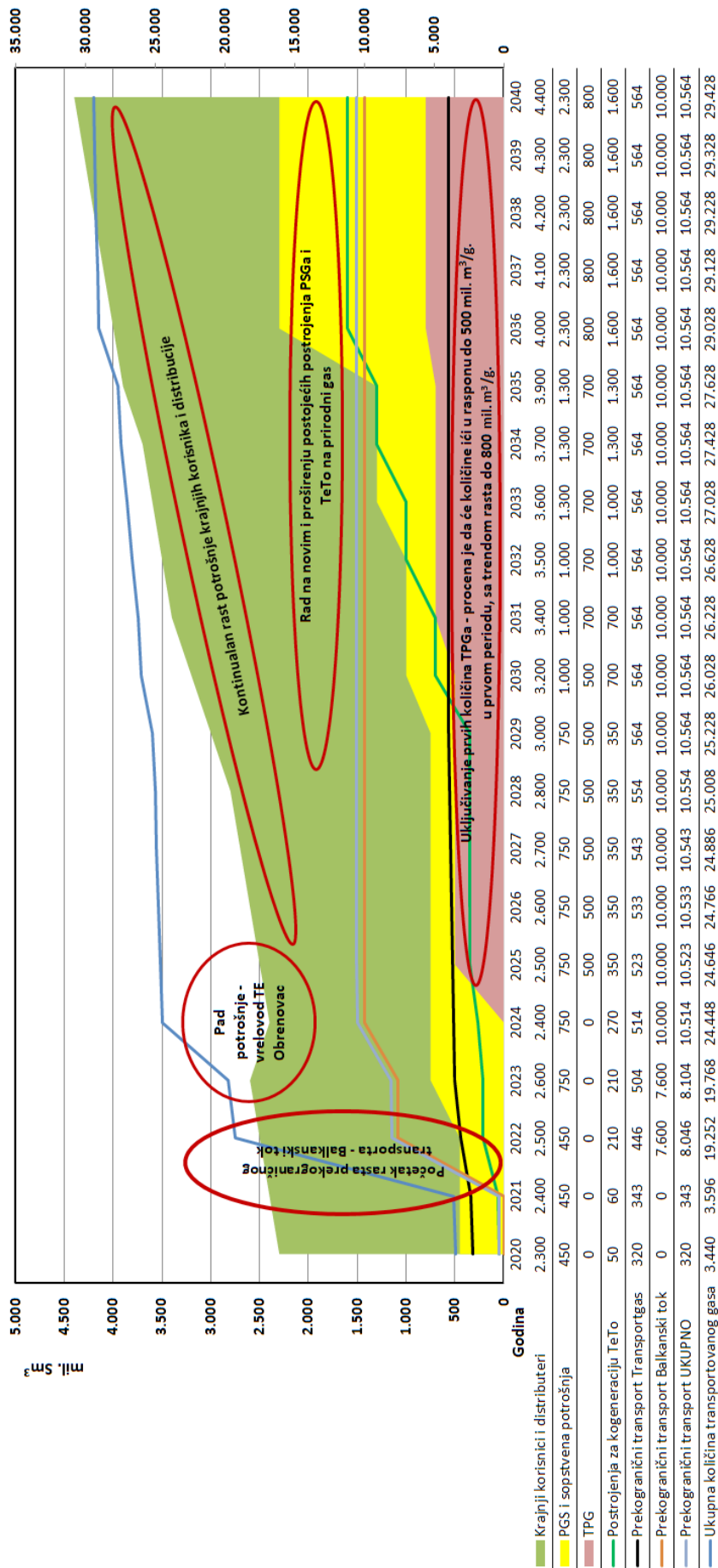
distribucije ili razvoj sistema TPG-a malih kapaciteta. Mali kapaciteti TPG-a daju mogućnost da krajnji korisnici na neki način preskoče tradicionalne centralizovane modele tržišta, čime bi im se omogućio brzi razvoj i rast. Recimo, u slučaju razvoja malih kapaciteta za TPG, moguće je da se ciljane tehnologije infrastrukturalno probija u znatno kraćem roku (nekoliko meseci), za razliku od tradicionalnog pristupa, kada su potrebne godine. Slično se može posmatrati i buduća primena H₂, koju očekujemo u Srbiji u širem obimu tek posle 2035. godine.

U kreiranju novih poslovnih modela moraju aktivno učestvovati fondovi, investitori ili firme koje rade na tržištu prirodnog gasa, čime se dobija objektivniji i fleksibilniji model poslovanja, što svakako doprinosi bržem prodoru i širenju novih tehnologija. Smisao novih poslovnih modela jeste da se smanje početno uvećani troškovi nove tehnologije. Na taj način se otvara veća mogućnost za prodor novih tehnologija i kompanija koje bi ih u budućnosti plasirale.

Na osnovu podatka o trenutnom stanju i budućim planovima za tržište prirodnog gasa u Republici Srbiji (poglavlje 4.4.1 (*Transportgas Srbija*, 2019)), preporuka iz akcionog plana (IGU, 2020), izboru ključnih mera, tehnologija i aktivnosti u sferi infrastrukture prirodnog gasa Republike Srbije za kraći, srednji i duži rok (poglavlja 4.2 i 4.4.3), kroz projekciju budućih potreba i potrošnje, definisan je plan održive tranzicije i sigurnosti snabdevanja tržišta prirodnog gasa u Republici Srbiji (slika 4.4.3.3).

Predloženim modelom definisani su sledeći kratkoročni, srednjoročni i dugoročni ciljevi razvoja tržišta prirodnog gasa Republike Srbije (slika 4.4.3.3):

- **Sistem distribucije:** Usled povećane aktivnosti širenja magistralne i distributivne mreže i stimulativnih mera priključenja, nakon otvaranja Balkanskog toka, očekuje se porast broja korisnika, a samim tim i potrošnje prirodnog gasa. Predviđanje je da će nova infrastruktura imati snažniji odjek nakon 3–4 godine, kratkoročno, a do 2035. očekuje se porast broja sa trenutnih 300.000 domaćinstava na 550.000. Treba obratiti pažnju na završetak realizacije projekta spajanja vrelovodom TE Obrenovac i beogradskih elektrana, što bi kao posledicu imalo smanjenje potrošnje gasa (beogradske elektrane troše prosečno oko 300 mil. m³ godišnje). Da li i koliko ovo smanjenje može ublažiti ubrzana gasifikacija grada Beograda, ostaje da se vidi, a procena je da će se to u kratkoročnom periodu osetiti kao smanjenje potrošnje prirodnog gasa. Nesporno je da će ubrzana gasifikacija i drugih delova Republike Srbije (projekti koji su već spomenuti), zajedno sa zamahom industrije i rastom BDP-a, omogućiti povećanje potrošnje gasa do 2040. godine sa trenutnih 2,3 mlrd. m³ na 4,4 mlrd. m³ godišnje. U periodu nakon 2035. godine očekuje se pojava vodonika i njegovo umešavanje sa prirodnim gasom;
- **Kogenerativna postrojenja:** Realizacija novih projekata (TE-TO Novi Sad, Beograd, Niš i Kragujevac) očekuje se u periodu od 2030. do 2040. godine;
- **Međunarodni transport:** Završetkom Balkanskog toka, Republika Srbija se transformisala u tranzitnu zemlju, a otvaranjem tržišta i realizacijom planiranih interkonekcija očekuje se ozbiljan rast međunarodnog transporta. Samo kroz trasu Balkanskog toka prema Mađarskoj od kraja 2021. godine ići će novih 20,3 mil. m³ dnevno;
- **Skladištenje prirodnog gasa:** Što se tiče PSG prirodnog gasa Banatski dvor prvo proširenje na 450 mil. m³ očekuje se tokom 2021. godine. Nakon toga, sledeća faza



Slika 4.4.3.3: Model održive tranzicije i sigurnosti snabdevanja tržišta prirodnog gasa u Republici Srbiji 2020-2040. godine

proširenja 750 mil. m³ planira se za 2023. godinu, a poslednja faza proširenja na 1 mlrd. m³ ostavljena je za 2030. godinu. Pored PSG Banatski dvor, planira se realizacija izgradnje PSG Tilva 300 mil. m³ za 2033. godinu i PSG Itebej 1 mlrd. m³ za 2036. godinu;

- **Prve količine TPG-a** očekuju se nakon 2025. godine završetkom interkonekcije sa Bugarskom (trenutna magistralna infrastruktura zbog uskog grla pre Niša može da primi maksimalno 500 mil. m³ godišnje iz tog pravca). Rekonstrukcija uskog grla predviđena je u desetogodišnjem planu „Transportgasa“, međutim, u pitanju je velika investicija (oko 210 mil. evra) za deonicu od Niša do Batajnice. Takođe, od 2030. godine, izgradnjom prihvatne luke u Pančevu mogu se očekivati nove količine TPG-a iz Crnog mora transportovane malim i srednjim brodovima. Takođe, po završetku interkonekcije sa Hrvatskom, mogu se očekivati određene količine TPG-a i iz pravca luke na Krku. U slučaju opravdane tržišne utakmice moguće je povećanje količine TPG-a, ali su procene da one neće biti više od 800 mil. m³ godišnje. Svakako, tržišno treba sagledati i kupovati neophodne količine TPG-a kada je to ekonomski opravdano. U našem slučaju, veći broj pravaca i izvora snabdevanja nam to i omogućava. Znatno ranije, očekuje se pojava mini i malih TPG i KNG sistema za primenu u saobraćaju, domaćinstvima i manjim postrojenjima.
- **Nisko i nula ugljenične tehnologije većeg kapaciteta, kao što su umešavanje sa vodonikom, vodonik, CCS i CCUS mogu se očekivati tek nakon 2035. godine.** Pre toga mogu se pojaviti mini ili mali mobilni kapaciteti za prenos vodonika koji bi se mogli koristiti u saobraćaju, domaćinstvima ili manjim postrojenjima.

4.5 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Na primeru Republike Srbije, može se reći da je prirodni gas najoptimalnije tranziciono gorivo koje pogoduje smanjenju zavisnosti od nafte i drugih konvencionalnih goriva. Sa druge strane, omogućuje i podržava efikasnu primenu nisko ili ugljenično neutralnih tehnologija. Republika Srbija se trenutno snabdeva prirodnim gasom iz Ruske Federacije na osnovu dugoročnog ugovora o snabdevanju u količinama od 2 milijarde m³ godišnje. Nosilac snabdevanja je JP „Srbijagas“. Snabdevanje se može vršiti iz jednog pravca – Ukrajine (potencijalno rizično), kroz Mađarsku, i iz pravca Balkanskog toka (nova gasna infrastruktura). Domaća proizvodnja pod okriljem NIS-a je na nivou od oko 400 miliona m³ godišnje. Ova količina će se u skorijoj budućnosti brzo smanjivati jer ga NIS proizvodi i za sopstvene potrebe. U relativno bliskoj prošlosti, gasna kriza 2009. godine pokazala je svu ranjivost Evrope, a posebno njenog jugoistočnog dela (Srbija, Bugarska). U skladu sa tim neophodno je razvijati novu gasnu infrastrukturu, nove tokove, povezivati se na nove izvore snabdevanja, a sa druge strane razvijati i unutrašnju distributivnu mrežu Republike Srbije i spremati se za nisko ili nula ugljenične energente.

Kada su u pitanju postrojenja za skladištenje gasa, Republika Srbija sa svojim trenutnim kapacitetom od 450.000.000 m³ u podzemnom skladištu Banatski dvor, rešava samo deo problema. Ovaj kapacitet u određenoj meri osigurava bezbednost snabdevanja i optimizuje troškove usled izrazito neravnomerne potrošnje tokom letnjeg i zimskog perioda. Kada se završi realizacija proširenja ovog sistema na 750.000.000 m³, Republika Srbija će dodatno optimizovati troškove i moći će da pređe na tzv. „flet“ model kupovine prirodnog gasa. Takođe, u srednjoročnom pla-

nu je da se izgradi još jedno podzemno skladište (PSG Itebej) sa kapacitetom od 1.000.000.000 m³, koje bi imalo veliki značaj regionalnog karaktera u uslovima postojanja interkonekcije i tranzita gasa ka Evropi.

Evropska unija zalaže se za realizaciju projekta interkonekcije ka Bugarskoj projektnog kapaciteta prve faze od 1,8 milijardi m³. Ovaj gasovod bi bio deo puta koji predstavlja produžetak rute koja se naslanja na interkonekciju Grčka–Bugarska (IGB). Na ovaj način Republika Srbija bi diversifikovala izvore gasa tako što bi se snabdevala i iz pravca Južnog koridora (TAP, TANAP). Takođe, dodatno bi imali i vezu sa TPG terminalom u Aleksandropoliju (Grčka), što bi potencijalno bio treći izvor snabdevanja. Kada se posmatra realna situacija na terenu, trenutno najveći problem ove rute je to što nalazišta Šah Deniz u Azerbejdžanu nisu dovoljnog kapaciteta da bi i Republika Srbija mogla da se snabdeva iz tog pravca. Takođe, kapacitet unutrašnjeg bugarskog gasovoda je mali i eventualno može transportovati prema Srbiji do 500.000.000 m³ godišnje. Kada je u pitanju TPG, on još uvek tržišno nije konkurentan za Republiku Srbiju, a sam terminal u Aleksandropoliju je tek u procesu izgradnje. Zaključak je da izgradnjom ove deonice Republika Srbija još uvek sa sigurnošću ne može dobiti potpuno tržišno opravdanu diversifikaciju izvora snabdevanja. Zbog nedostatka kapaciteta gasa u Šah Denizu, potencijalno bismo opet kupovali ruski gas koji inače uvozi Azerbejdžan.

Interkonekcija sa Rumunijom sve je interesantnija opcija. Rumunija proizvodi dovoljno gasa za svoje potrebe, a nova nalazišta na Crnom moru (procenjena na bar 600 milijardi m³) i kratka rastojanja prema susednim zemljama (manji troškovi) ovaj izbor čine izuzetno atraktivnim i konkurentnim. Jednini problem je znatno niži kvalitet prirodnog gasa u Rumuniji.

Sa druge strane, završetak izgradnje kraka Balkanskog toka kroz Srbiju u potpunosti je otvorio pravac iz Mađarske, a time i mogućnost da iz pravca Baumgartena (Severni tok) Srbija dobije određene količine gasa. U slučaju realizacije svih pomenutih projekata, Srbija bi imala četiri izvora:

- Balkanski tok (ruski gas, nema rizika od strane ukrajinskog kraka);
- Interkonekcija Bugarska–Srbija (TPG, gas iz pravca Južnog koridora);
- Interkonekcija Rumunija–Srbija – nove količine gasa iz Crnog mora;
- Oslobođanje pravca Kiškumdorožma–Horgoš (Mađarska, gas iz Severnog toka 2 ili iz skandinavskih zemalja (Norveška) ili iz TPG terminala).

Ovakvi planovi sugerišu izgradnju još jednog podzemnog skladišta prirodnog gasa kapaciteta oko 1 milijardu m³ (Banatski Itebej se idejno razrađuje).

Na kratak rok, ovakva slika ukazuje na diversifikovano, bezbedno i konkurentno snabdevanja Srbije prirodnim gasom. Uz to, u toku su i potrebne investicije u unutrašnje transportne i distributivne mreže (prirodni gas je dostupan svakom potencijalnom kupcu), kao i projekti TPG-a. To znači da je gasno tržište u ekspanziji i da će uloga prirodnog gasa u energetskeom miksu Srbije sa 12% brzo dostići evropski prosek od 25%.

Dugoročni ugovori u poslednjih pet godina bili su značajno jeftiniji od habova, dok su SPOT tržišta nelikvidna. U srednjoročnim tendencijama treba biti oprezan prilikom razrade budućih komercijalnih strategija.

Razvoj tehnologije dovešće do zahteva za dekarbonizacijom gasa, a time prirodni gas ima šansu da u ekološkom smislu dostigne obnovljive izvore energije. Jedan od načina za dekarbonizaciju prirodnog gasa jeste korišćenje vodonika. Istraživanja pokazuju da će njegovo dodavanje prirodnom gasu u količini od 10% dovesti do smanjenja emisije CO₂ u celom lancu, uključujući transport i finalnu potrošnju. Najveći rizici su, pre svega, političke prirode i odnose se na konkurentne projekte novih gasovoda i TPG terminala, kao i na pravnu regulativu gasnog tržišta. Sa druge strane, infrastruktura gasnog tržišta (transportni i skladišni kapaciteti), kako se bude napredovalo u energetske tranziciji, u potpunosti može da podrži i tržište vodonika. U prvoj fazi kroz mešanje sa prirodnim gasom, a u drugoj za transport čistog vodonika, što znači znatno manje troškove od onih koji bi bili za izgradnju potpuno nove infrastrukture za vodonik.

Ukupno gledano, što pre se novi sistem sa niskougleničnim tehnologijama uspostavi, ranije ćemo imati veći prostor i za značajnije investicije. Ako se desi da se vrh tražnje za prirodnim gasom dogodi za deset godina, a da je pri tome vrh investicija u gasnom sektoru prošao, globalno tržište prirodnog gasa bi se u tom slučaju našlo u veoma teškoj situaciji.

U budućnosti se moramo racionalnije opredeljavati, koristeći tehno-ekonomski opravdana rešenja, jer kao izuzetno mali činilac globalnog gasnog tržišta nismo u mogućnosti da značajnije utičemo na njegove odluke.

4.6 LITERATURA

Bajatović, D. (2019) Газовое уравнение – Проблемы поставки природного газа в Республике Сербия, Наука и техника в газовой промышленности, *Science & Technology in the Gas Industry*, broj 4, 65–74.

Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., Ridjan, I., Mathiesen, B. V., Hvelplund, F., Thellufsen, J. Z., & Sorknæs, P. (2016) Energy Storage and Smart Energy Systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 11: 3–14. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2016.11.2>

Quaschnig, V. (2019) *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*, HANSER.

4.7 IZVORI

AERS, Izveštaj o stanju u energetskom sektoru Srbije, 2020.

Air quality in Europe – 2019 report, European Environment Agency [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2019>

Ambient (outdoor) air pollution, World Health Organization, Press Release, 2018. [Elektronski resurs] Režim pristupa: [https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-\(outdoor\)-air-quality-and-health](https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health)

Baza podataka, Eurostat, 2016.

Baza podataka, NIS, Srbija, 2020.

Baza podataka Republičkog zavoda za statistiku (RZS), 2020.

Baza podataka zagađujućih čestica PM 2,5, Svetska banka, 2017.

Baza podataka, Transportgas DOO, 2020.

Baza podataka, World Bank, 2020.

Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany – 2020 report, The Oxford institute for energy studies [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>

CO₂ Sources, Transportation and Storage Possibilities in Serbian Oil and Gas Fields, 2019. Režim pristupa: <https://www.sintef.no/globalassets/project/tccs-10/dokumenter/c4/tccs-10-nis-presentation-app.pptx.pdf>

European Carbon Neutrality: The Importance of Gas – A study for Eurogas, Det Norske Veritas group – DNV GL, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2020/06/DNV-GL-Eurogas-Report-Reaching-European-Carbon-Neutrality-Full-Report.pdf>

European Commission, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, 2020.

European Commission, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 2020.

European green city index – Assessing the environmental impact of Europe's major cities, A research project conducted by the Economist Intelligence Unit, sponsored by Siemens AG, 2009. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fddc99e7-5907-49aa-92c4-610c0801659e/version:1561969692/european-green-city-index.pdf>

Gas 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/gas-2020>

Idejni projekat nove telemetrije, JP „Srbijagas”, 2019.

IGU, Gas Technology and Innovation for a Sustainable Future, 2020.

Intended Nationally Determined Contribution of the Republic of Serbia, Food and Agriculture Organization of the United Nations – FAO – United Nations Framework on Climate change – UNFCCC, 2015. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <http://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC188720/>

Life cycle emission of natural gas transported via TurkStream, Thinkstep, a Sphera company, Report, 2020.

NIS počeo izgradnju aminskog postrojenja u pogonu za proizvodnju TNG u Elemiru, NIS – Saopštenje za javnost, 2014. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <http://ir.nis.eu/ru/novosti/single-news/nis-nachal-stroitelstvo-aminnoi-ustanovki-na-zavode-po-proizvodstvu-tng-v-ehlemire/>

Plan razvoja transportnog gasovodnog sistema za period 2020–2029. godine, JP „Srbijagas”, 2019.

Second National Communication of the Republic of Serbia under the United Nations Framework Convention on Climate Change, Ministry of Environmental Protection, Report, 2017. [Elektronski resurs] Režim pristupa: http://www.klimatskepromene.rs/wp-content/uploads/2017/09/SNC_eng.pdf

Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. godine sa projekcijama do 2030. godine (Sl. glasnik RS br. 101/2015)

Strategija niskougljeničnog razvoja sa Akcionim planom, Ministarstvo za zaštitu životne sredine Republike Srbije, 2019.

The role of CCUS in low-carbon power systems, International Energy Agency – IEA, Report, 2020. [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>

Western Balkans Regular Economic Report, World Bank, Report, 2020. [Elektronski resurs] – Režim pristupa: <https://www.worldbank.org/en/region/eca/publication/western-balkans-regular-economic-report>

World oil, Wintershall position paper on the importance of liquid gas for Europe, 2019.

World Population Prospects 2019, United Nations, Department of Economic and Social Affairs [Elektronski resurs] Režim pristupa: <https://population.un.org/wpp/>

World Energy Council, World Energy Issues Monitor for Serbia, 2020.

World Energy Outlook 2019, International Energy Agency – IEA, 2019.

Zakon o potvrđivanju Sporazuma iz Pariza, „Službeni glasnik RS - Međunarodni ugovori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine Republike Srbije, broj 4. od 30. maja 2017.

5. MODEL ZA PROCENU I PREDVIĐANJE CENE PRIRODNOG GASA

U prvom delu ovog poglavlja ukazuje se na predikciju cene prirodnog gasa pomoću tzv. naftne formule (Fiorenzani et al., 2012). U okvirima država Centralne i Zapadne Evrope uobičajeno je da se cena prirodnog gasa za dugoročne ugovore izražava na ovaj način. Ova formula najčešće indeksira cenu gasa prema pokretnom aritmetičkom proseku (na vremenskom intervalu od 0 do t) cene sirove nafte i njenih derivata (mazuta, dizela, itd.) različite čistoće. Tradicionalni pristup modelovanja cene gasa naftnom formulom proističe iz činjenice da se pri traganju za naftom često pronalazio prirodni gas kao nuspojava, ali i zbog toga što nafta predstavlja konkurentni supstitut gasu u potrošnji. Ako pretpostavimo da naftna formula ima n faktora, cena gasa za vremenski period t (P_t) može se predstaviti na sledeći način (Franza, 2014; Energy Charter Secretariat, 2007; Tusiani and Shearer, 2007):

$$P_t = P_0 + w_1\beta_1(F_{1t} - F_{10}) + \dots + w_n\beta_n(F_{nt} - F_{n0}), i = 1, \dots, n, \quad (5.1)$$

gde je P_0 osnovna cena gasa obračunata za vremenski period $t=0$, w_i su težinski faktori, β_i su koeficijenti koji predstavljaju osetljivost cene gasa u odnosu na faktore (F_{it}), a F_{i0} predstavljaju osnovne cene faktora za $t=0$.

Mogućih n faktora uključuju cenu sirove nafte, cenu mazuta sa sadržajem sumpora do 1% i 3,5%, cenu dizela sa sadržajem sumpora do 0,1%, pa čak i cenu uglja. Faktori F_{it} računaju se za vremenski period t kao aritmetička srednja vrednost na vremenskom intervalu od 0 do t. Ova vrednost se može računati za vreme t na intervalu od tri do devet meseci (World Bank, 2010), gde se devet meseci koristi u Rusiji i Republici Srbiji.

U drugom delu ovog poglavlja biće data nelinearna stohastička analiza i odgovarajuća naftna formula na osnovu podataka sa američkog tržišta. Izvršiće se empirijska analiza kompatibilnosti proširenog nelinearnog modela naftne formule za ovo tržište. Nelinearni model za procenu prirodnog gasa može biti napisan ovako:

$$\Delta P_t = \Phi(\Delta maz_t, \Delta maz1p_t, \Delta maz35p_t, \Delta dizel_t, \Delta elektr_t, \Delta sirnaft_t, \Delta temp_t) + \varepsilon_t, \varepsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2) \quad (5.2)$$

gde je Φ nelinearna funkcija koja će biti definisana kasnije, a je greška modelovanja (opisana normalnom raspodelom sa očekivanom vrednošću 0 i disperzijom σ_t^2). Koristićemo logaritamsku skalu, pri čemu je ΔP_t logaritamska promena vremenske serije cene gasa ($\ln(P_t) - \ln(P_{t-1})$), Δmaz_t je logaritamska promena vremenske serije cene mazuta, $\Delta maz1p_t$ je logaritamska promena vremenske serije cene mazuta sa sadržajem sumpora do 1%, $\Delta maz35p_t$ je logaritamska promena vremenske serije cene mazuta sa sadržajem sumpora do 3,5%, $\Delta dizel_t$ je logaritamska promena vremenske serije cene dizela, $\Delta elektr_t$ je logaritamska promena vremenske serije cene električne energije, $\Delta sirnaft_t$ je logaritamska promena vremenske serije cene sirove nafte, a $\Delta temp_t$ je logaritamska promena vremenske serije temperature vazduha.

5.1 OPIS PODATAKA I LINEARNE ZAVISNOSTI

Odabir podataka vršen je na dnevnoj bazi u razdoblju od 9.3.2015. do 24.1.2020. sa platforme Blumberg (*Bloomberg Terminal*). Ovo je ukupno 1.222 uzoraka, tj. približno 250 uzoraka za svaku godinu. Cilj ovog dela istraživanja jeste predikcija go-

tovinske (SPOT) cene prirodnog gasa na američkom tržištu. Za modelovanje su izabrane sledeće nezavisne varijable: gotovinska cena mazuta (*Heating Oil, New York Harbour*), gotovinska cena mazuta sa sadržajem sumpora do 1% (*Fuel Oil <1% Sulfur, New York Harbour*), gotovinska cena mazuta sa sadržajem sumpora do 3.5% (*Fuel Oil <3.5% Sulfur, Gulf Coast*), gotovinska cena dizel goriva (*Diesel Gass Ultra Low Sulfur, Gulf Coast*), cena električne energije (*Electricity, PJM West*), gotovinska cena sirove nafte (*WTI Crude Oil*) i temperatura vazduha izražena u Farenhajtima (*Temperatures, New York State*). Primenom logaritamske promene ($\ln(x_t) - \ln(x_{t-1})$) dobijeni su priraštaji svih promenljivih i opis podataka (deskriptivna statistika), predstavljeni u tabeli 5.5.1. Na osnovu podataka za date vremenske serije izračunata je aritmetička sredina (očekivana vrednost), medijana (mera za srednju vrednost vremenske serije koja deli podatke na 50% levo i 50% desno od te vrednosti), standardna devijacija (mera disperzije, odnosno odstupanja vremenske serije od aritmetičke sredine), minimalna i maksimalna vrednost vremenskih serija, kao i koeficijent simetrije (mera asimetrije podataka, odnosno način rasporeda podataka prema aritmetičkoj sredini, tj. osi simetrije) i koeficijent spljoštenosti (mera spljoštenosti raspodele podataka, odnosno kolika je debljina krajeva raspodele podataka u odnosu na normalnu raspodelu).

Tabela 5.1.1: Deskriptivna statistika

	Aritm. sred.	Medijana	Std. dev.	Min	Max	Mera splj.	Mera sim.
ΔP	-0,0003324	-0,0002966	0,0460614	-0,4388014	0,7009425	1,803108	0,0057884
Δmaz	0,0000399	0,0010978	0,0221103	-0,1121772	0,1544515	7,321009	0,3643536
$\Delta maz1p$	0,0003313	0,0000000	0,0254056	-0,1118066	0,1550596	6,767725	0,0808257
$\Delta maz35p$	0,000032	0,0000000	0,0305162	-0,1490672	0,1908256	7,566611	0,208918
$\Delta dizel$	0,0000000	0,0004962	0,0209262	-0,0989881	0,1236276	6,145511	0,2300498
$\Delta sirnaft$	0,0001703	0,0012275	0,0235187	-0,0876276	0,136944	5,857004	0,2291495
$\Delta temp$	-0,0004603	0,0011884	0,1423318	-1,083761	0,8056638	9,076815	-0,3715257
$\Delta elektr$	-0,0004946	-0,0053117	0,1949388	-1,53024	1,117339	10,93491	-0,3384808

Iz table 5.5.1 mogu se uočiti veoma interesantne vrednosti osnovnih statističkih informacija za date vremenske serije. Prvo, prosečan dnevni povraćaj (aritm. sred.) svih promenljivih je veoma mali, što ukazuje na relativnu stabilnost cena u periodu od 2015. do 2020. Ipak, razlike između prosečne vrednosti i medijane (medijana) značajne su za sve promenljive, osim za cenu gasa. Prvo, za promene cene mazuta, dizela, sirove nafte i temperature, medijana je veća od aritmetičke sredine, što se tumači kao veća frekvencija pozitivnih promena u odnosu na negativne. Ipak, koeficijent asimetrije (mera sim.) za sve promenljive je u intervalu između -0,5 i +0,5, te se može zaključiti da su one stabilne i simetrično raspoređene. Izuzev za promenu temperature i cenu električne energije, standardna devijacija (atd. dev.) relativno je mala za sve promenljive, što znači da nije bilo većih promena u odnosu na prosečne vrednosti. Ovo se tumači i kao manji rizik promene cena u posmatranom vremenskom periodu. Dalje, mada su raspodele promena uglavnom simetrične, koeficijent spljoštenosti (mera splj.) raspodela većine vremenskih serija (osim promene cene prirodnog gasa ΔP) veći je od 3 i one su stoga podložne ekstremnim promenama. Dakle, rizik od ekstremnih promena veliki je za skoro sve promenljive, ali su raspo-

dele simetrične, te su ekstremne pozitivne promene i ekstremne negativne promene izbalansirane.

Tabela 5.1.2: Linearne korelacije promenljivih

	ΔP	Δmaz	$\Delta maz1p$	$\Delta maz35p$	$\Delta dizel$	$\Delta sirnaft$	$\Delta temp$	$\Delta elektr$
ΔP	1							
Δmaz	-0,014 (0,623)	1						
$\Delta maz1p$	-0,028 (0,320)	0,793 (0,000)	1					
$\Delta maz35p$	-0,015 (0,589)	0,726 (0,000)	0,851 (0,000)	1				
$\Delta dizel$	-0,034 (0,235)	0,920 (0,000)	0,807 (0,000)	0,744 (0,000)	1			
$\Delta sirnaft$	-0,012 (0,665)	0,825 (0,000)	0,832 (0,000)	0,758 (0,000)	0,848 (0,000)	1		
$\Delta temp$	-0,036 (0,206)	0,011 (0,694)	0,005 (0,840)	0,000 (0,980)	-0,006 (0,823)	0,003 (0,917)	1	
$\Delta elektr$	-0,001 (0,966)	-0,013 (0,626)	-0,019 (0,496)	-0,035 (0,222)	-0,018 (0,519)	-0,017 (0,547)	-0,007 (0,800)	1

Objašnjenje: U zagradi su p-vrednosti statističke značajnosti koeficijenata za korelaciju

Tabela 5.1.2 prikazuje korelacionu matricu linearnih zavisnosti parova promenljivih (vremenskih serija). Veće vrednosti koeficijenata za korelaciju predstavljaju veću međusobnu linearnu zavisnost. Treba napomenuti da korelaciona matrica opisuje odnos, tj. zajedničko ponašanje, mereno kroz odstupanja svake vremenske serije od njihovih očekivanih vrednosti. Iz prve kolone u tabeli 5.1.2 može se zaključiti da nijedna nezavisna promenljiva nije u pojedinačnoj linearnoj zavisnosti u odnosu na promenu cene prirodnog gasa (ΔP). Najveći korelacioni koeficijent je -0,036 sa promenom temperature, ali, kao i ostali koeficijenti, statistički je beznačajan sa pragom značajnosti od 5%. Prag značajnosti je procentna vrednost preko koje, ako se preskoči, hipoteza (tj. pretpostavka da se slučajna vrednost ponaša po određenoj formuli; u datom slučaju nulta hipoteza je da je koeficijent za korelaciju statistički različit od nule) odbacuje se. Ovi rezultati ukazuju na potencijalnu nemogućnost linearnog modela da objasni fluktuacije cena prirodnog gasa. To ćemo pokazati u daljem toku istraživanja, gde će se izvršiti proračun koeficijenata linearnog modela primenom linearne regresije. Pretpostavimo da je promena cene prirodnog gasa data formulom:

$$\Delta P_t = \alpha + \beta_1 \Delta maz_t + \beta_2 \Delta maz1p_t + \beta_3 \Delta maz35p_t + \beta_4 \Delta dizel_t + \beta_5 \Delta elektr_t + \beta_6 \Delta sirnaft_t + \beta_7 \Delta temp_t + \varepsilon_t,$$

$$\varepsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2) \quad (5.3)$$

Rezultati linearne regresije predstavljani su u tabeli 5.1.3.

Tabela 5.1.3: Rezultati linearne regresije (za linearni model procene promene cene gasa)

ΔP_t	Konst.	Δmaz_t	$\Delta maz1p_t$	$\Delta maz35p_t$	$\Delta dizel_t$	$\Delta elektr_t$	$\Delta sirnaft_t$	$\Delta temp_t$
Koef.	-0,00	0,297	-0,150	0,043	-0,369	0,004	0,170	-0,025
Std.gr.	0,001	0,118	0,252	0,189	0,144	0,011	0,158	0,009
t-stat.	-0,01	2,50	-0,59	0,23	-2,56	0,35	1,08	-2,62
p- vred.	0,993	0,013	0,553	0,820	0,011	0,724	0,279	0,009
R ²	0,01							

Iz rezultata je jasno da je ovaj linearni model veoma loših performansi i da nezavisne promenljive mogu da opišu samo 1% promena cene prirodnog gasa. Statistički značajne promenljive (sa pragom značajnosti od 5%) u linearnom modelu su: promena cene mazuta (Δmaz), promena cene dizela ($\Delta dizel$) i promena temperature ($\Delta temp$). Evidentno je da u linearnom smislu cena gasa raste sa porastom cene mazuta, što se tumači činjenicom da su gas i mazut supstitutne robe koje mogu kratkoročno da zamene jedna drugu. Što se tiče negativnog znaka statistički značajnog koeficijenta β_4 , interpretacija je da sa porastom cene dizela kratkoročno opada cena gasa, što se tumači njihovim komplementarnim odnosom. Konačno, cena gasa statistički značajno zavisi od temperature: sa porastom temperature vazduha, cena gasa opada. Ovi rezultati praktično potvrđuju prethodne zaključke iz tabele 5.1.3, a to je da je linearan model za procenu promena cena prirodnog gasa loše specificiran. Iz tog razloga, u nastavku ove disertacije akcenat će biti na nelinearnoj specifikaciji modela primenom veštačkih neuronskih mreža kao jedne od najfleksibilnijih nelinearnih metoda.

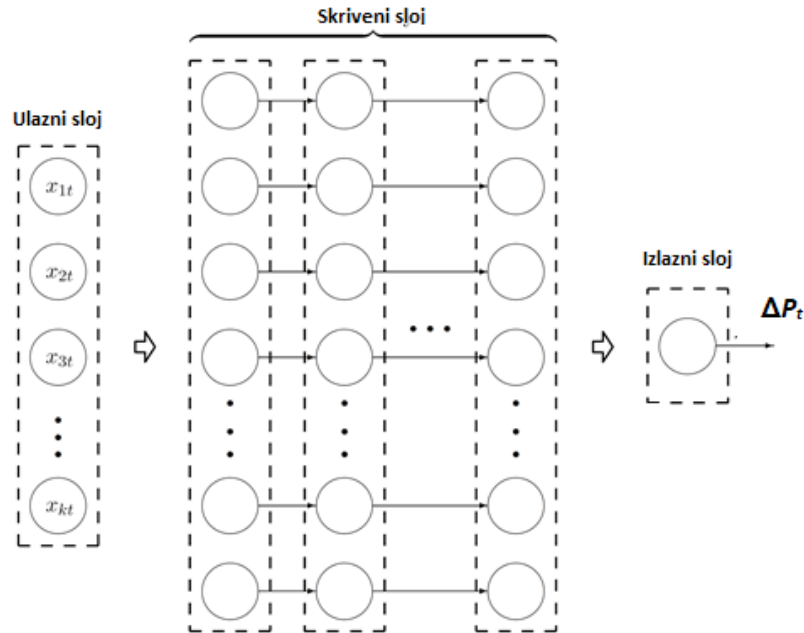
5.2 VEŠTAČKE NEURONSKE MREŽE

U ovoj disertaciji biće korišćene tzv. „feed-forward“ neuronske mreže, gde je izlaz iz modela (tj. zavisna promenljiva) logaritamska promena cene gasa (ΔP_t). Ulazi u model (tj. nezavisne promenljive) mogu biti predstavljeni vektorom $(x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{kt}) = (\Delta maz_t, \Delta maz1p_t, \Delta maz35p_t, \Delta dizel_t, \Delta elektr_t, \Delta sirnaft_t, \Delta temp_t)$, gde je indeks $i=1, \dots, k$ ($k=7$). Parametri nelinearne funkcije biće izračunati, i to: a) parametri veza (α_{ij}, β_j) i b) parametri čvorova (α_{j0}, β_0) mreže.

Slika 5.2.1 predstavlja strukturu nelinearnog modela neuronske mreže koji se sastoji od tri sastavna dela: ulaznog sloja (gde se nalaze ulazi u model), jednog ili više skrivenih slojeva (gde model aproksimira zavisnost između ulaza i izlaza) i izlaznog sloja (gde se računa promena cena gasa).

Sa slike 5.2.1 uočljiva su tri sloja u modelu: ulazni sloj / *input layer* (ulazi u model: $x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{kt}$), skriveni slojevi / *hidden layers* (gde model aproksimira zavisnost između ulaza i izlaza) i izlazni sloj / *output layer* (gde se računa promena cena gasa ΔP_t – izlaz iz modela). Ako se inicijalno pretpostavi arhitektura modela sa jednim skrivenim slojem koji sadrži q čvorova ili neurona, model se može matematički predstaviti na sledeći način:

$$\Delta P_t = \varphi \left(\beta_0 + \sum_{j=1}^q \beta_j \theta \left(\alpha_{j0} + \sum_{i=1}^k \alpha_{ij} x_{it} \right) \right) \quad (5.4)$$



Slika 5.2.1: Arhitektura modela – veštačke neuronske mreže

U ovom primeru q je broj skrivenih neurona, gde su jedan skriveni i jedan izlazni sloj opisani sa dve fleksibilne nelinearne (aktivacione) funkcije: $\varphi(\cdot)$ i $\theta(\cdot)$. α_{ij} i β_j predstavljaju parametre veza između slojeva, dok α_{j0} i β_0 predstavljaju parametre čvorova odnosno neurona. Kada se računa izlaz iz modela, uzima se težinski prosek ulaza sa parametrima veza, dodaju se parametri neurona i vrši se nelinearna transformacija tog zbira. Ovakva struktura modela može se pronaći u radovima (Garcia i Gencay, 2000; Adcock i Gradojevic, 2019). Podaci su podeljeni na sledeći način hronološki: prvih 60% su trening podaci, sledećih 30% podataka je korišćeno za validaciju modela i poslednjih 10% su test-podaci. Optimalna struktura neuronske mreže određena je na osnovu optimizacije modela na podacima za validaciju u odnosu na srednju kvadratnu grešku predikcije (MSPE). Koristi se jedan skriveni sloj sa *sigmoid* ili *hiperbolički tangens* aktivacionim funkcijama. Optimizacija modela podrazumeva izbor adekvatnog broja neurona u skrivenom sloju (između 1 i 15) i njihovih aktivacionih funkcija. Parametri su izračunati standardnim Levenberg-Marquardt (*Levenberg-Marquardt*) algoritmom. Da bi se izbegao *overfitting*, radi se rano zaustavljanje treninga modela (*early stopping*). Procena preciznosti predikcije promene cene prirodnog gasa vrši se na osnovu minimizacije MSPE (srednja kvadratna greška predikcije).

5.3 REZULTATI PREDIKCIJE POMOĆU NELINEARNOG MODELA

Prediktivne karakteristike modela biće procenjene na osnovu testiranja na poslednjih 10% uzoraka (122 uzorka: vremenski period od 30. 7. 2019. do 24. 1. 2020).

Prediktivna greška modela biće izračunata za sledeća tri modela: *linearni model* (jednačina 5.3), *nelinearni model* (jednačina 5.4) i *random walk model*:

$$P_t = P_{t-1} + \varepsilon_t, \varepsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2) \quad (5.5)$$

Random walk model je jednostavni *benchmark model* koji predviđa da će cena gasa sutra biti ista kao i danas. U tabeli 5.3.1 poredе se greške predviđanja modela, i to MSPE i MAPE (srednja apsolutna greška). Na osnovu komparativne analize greške predviđanja cene gasa na poslednjih 10% podataka, jasno je da je nelinearni model najprecizniji sa najmanjom greškom MAPE i MSPE. Te vrednosti podvučene su u tabeli 5.3.1. Poboljšanje MSPE u odnosu na preostale modele iznosi između 4–6%, dok je MAPE greška manja za oko 3–4%. Interesantno je da je linearni model najbolji za predviđanja cene gasa. Evidentno je da je zavisnost između ulaza i izlaza iz modela strogo nelinearna.

Tabela 5.3.1: Greška predikcije cene gasa – komparativna analiza modela

	MSPE	MAPE
Linearni model	0,001285	0,028098
Nelinearni model	<u>0,001210</u>	<u>0,027065</u>
Random walk model	0,001253	0,027812

Važno je i da se proceni doprinos, tj. važnost svakog od ulaza u nelinearni model pri predikciji izlaza. To bi pokazalo šta najviše utiče na cenu gasa u nelinearnom smislu. Specijalna metoda pseudotežinskih faktora (*pseudo-weights*) biće iskorišćena za ovaj proračun (Qi i Maddala, 1996). Linearna kombinacija ulaznih težinskih faktora (parametara veza neurona) biće izračunata da bi se došlo do marginalnog doprinosa svake ulazne promenljive. Formula za pseudotežinski faktor ulaza i (PW_i , $i=1, \dots, k$) neuronske mreže sa n skrivenih slojeva može se napisati na sledeći način:

$$PW_i = \sum_{j_1=1}^{q_1} \sum_{j_2=1}^{q_2} \dots \sum_{j_n=1}^{q_n} \alpha_{ij_1} \alpha_{j_1 j_2} \alpha_{j_2 j_3} \dots \alpha_{j_{n-1} j_n} \beta_{j_n}, i = 1, \dots, k \quad (5.6)$$

gde su:

- q_1, q_2, \dots, q_n broj neurona u svakom od n skrivenih slojeva;
- α_{ij_1} su parametri veza neurona između ulaznog sloja i prvog skrivenog sloja (tj. između čvora i u ulaznom sloju i čvora j u prvom skrivenom sloju);
- $\alpha_{j_1 j_2}, \dots, \alpha_{j_{n-1} j_n}$ su parametri veza neurona između uzastopnih skrivenih slojeva,
- β_{j_n} su parametri veza neurona između poslednjeg skrivenog sloja (n) i izlaznog sloja, tj. izlaza.

U tabeli 5.3.2 nalaze se svi pseudotežinski faktori za ulaze.

Može se zaključiti da su tri najznačajnije varijable koje određuju cenu gasa u Severnoj Americi cena sirove nafte, cena električne energije i temperatura vazduha. Očigledno je da se cena prirodnog gasa strateški formira prema cenama nafte i električne energije.

Tabela 5.3.2: Pseudotežinski faktori za ulazne promenljive

Ulazi	Pseudotežinski faktori (PW _i)
Δmaz_t	4,383522
$\Delta sirnaft_t$	18,94658
$\Delta temp_t$	18,33332
$\Delta elektrt$	19,50412
$\Delta maz1p_t$	6,610054
$\Delta maz35p_t$	-0,3512
$\Delta dizel_t$	3,976384

5.4 KOMPARATIVNA ANALIZA I ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

U ovom delu teze razmatra se preciznost predviđanja dodatnih modela u odnosu na model neuronskih mreža. Analizirani su sledeći modeli:

1. AR(1) autoregresivni model;
2. LASSO regresioni model;
3. „ridge“ regresioni model;
4. „elastic net“ regresioni model.

AR(1) osnovni je model vremenskih serija koji podrazumeva autoregresivnu strukturu, tj. $P_t = \delta + \varphi P_{t-1} + \omega_t$, $\omega_t \sim N(0, \sigma_t^2)$. Dakle, cena prirodnog gasa predstavlja se linearnom funkcijom cene gasa iz prethodnog vremenskog perioda (od prethodnog dana). Sledeći model je tzv. *Least Absolute Shrinkage and Selection Operator* (LASSO), odnosno *operator najmanjeg apsolutnog skupljanja i izbora* (Hastie et al., 2015). LASSO model varijanta je metode najmanjih kvadrata koja ograničava sumu apsolutnih vrednosti koeficijenata regresije, te može biti zapisana na sledeći način:

$$\hat{\beta} = \underset{\beta}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^p x_{ij} \beta_j \right)^2 \text{ uz uslov daje } \|\beta\|_1 \leq s \quad (5.7)$$

Gde je:

- y_i i-ti uzorak zavisne promenljive,
- β_0 odsečak na y-osi,
- x_{ij} je i-ti uzorak nezavisne promenljive j ,
- β_j odgovarajući koeficijent,
- $\|\beta\|_1 \equiv \sum_{j=1}^p |\beta_j|$ L1 norma,
- s je parametar koji se podešava.

Kada s postane veoma veliko, uslov da je $\|\beta\|_1 \leq s$ više nema efekta i model postaje standardna linearna regresija metodom najmanjih kvadrata. Ipak, za male (ali

pozitivne) vrednosti parametra s , izračunati parametri (β_j) jesu umanjene vrednosti u poređenju sa onim dobijenim metodom najmanjih kvadrata, dok su neki parametri β_j često jednaki nuli. Metod unakrsne validacije (*cross-validation*) najčešće se upotrebljava u cilju pronalaženja optimalne vrednosti s (kao i za parametar λ u tekstu ispod), te ga koristi i ova doktorska disertacija.

Takođe, LASSO optimizacioni problem može se napisati i u Lagranžeovoj formi:

$$\hat{\beta} = \operatorname{argmin}_{\beta} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^p x_{ij} \beta_j \right)^2 + \lambda \|\beta\|_1 \right\} \quad (5.8)$$

U daljem radu LASSO regresija izračunavaće se koristeći algoritam koordinatnog silaska (*coordinate descent algorithm*), koji uključuje dva koraka (Friedman et al., 2007): 1) λ se izračunava desetostrukom unakrsnom validacijom i 2) koristeći dobijenu vrednost λ , izračunava se vektor koeficijenata regresije (β_j) .

Pored metode LASSO, za predikciju će se koristiti i metoda elastične mreže (*elastic net*), koja se smatra poboljšanjem i unapređenjem LASSO regresije. U suštini, elastična mreža koristi dodatno ograničenje koeficijenata regresije (sa parametrima λ_1 i λ_2), i to na ovaj način (Zou i Hastie, 2005):

$$\hat{\beta} = \operatorname{argmin}_{\beta} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^p x_{ij} \beta_j \right)^2 + \lambda_1 \|\beta\|_1 + \lambda_2 \|\beta\|^2 \right\} \quad (5.9)$$

Elastična mreža razvijena je kao metod koji bi mogao da ostvari bolje prediktivne karakteristike i izbor ulaza u model kada su nezavisne promenljive u velikoj međusobnoj korelaciji.

Poslednji komparativni model koji će se razmatrati jeste „ridge” regresija (Hoerl i Kennard, 1970). Ovaj model je najjednostavniji u pogledu ograničenja koeficijenata regresije, gde se koristi samo L2 norma:

$$\hat{\beta} = \operatorname{argmin}_{\beta} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(y_i - \beta_0 - \sum_{j=1}^p x_{ij} \beta_j \right)^2 + \lambda \|\beta\|_2^2 \right\} \quad (5.10)$$

U osnovi „ridge” metode postoji tehnika koja se koristi kada je stepen multikolinearnosti velik između nezavisnih promenljivih. Ona poboljšava preciznost proračuna koeficijenata linearnog modela i često se koristi kao njegova alternativa.

U tabeli 5.3.3 prikazane su greške predviđanja dodatnih modela (*MSPE* i *MAPE*). Kao što se videlo i u tabeli 5.3.1, greške predviđanja cene gasa računaju se na poslednjih 10% podataka. Rezultati ponovo ukazuju da je nelinearni model neuronskih mreža najprecizniji u statističkom smislu u odnosu na sve ostale metode. Objašnjenje za superiornost neuronske mreže nalazi se u znatnom odstupanju promene cene prirodnog gasa od normalne raspodele, zatim u empirijski dokazanoj nelinearnoj zavisnosti izlaza modela od ulaza i sposobnosti modela za adaptivno učenje iz podataka.

Ovim empirijskim delom doktorske disertacije su stoga potvrđene, tj. prihvaćene nulte hipoteze (H_0) kvantitativnih hipoteza 1, 2 i 3, kao i za deskriptivne hipoteze 2 i 3 (dok se adekvatne alternativne hipoteze H_1 ne prihvataju).

Tabela 5.3.3. Greška predikcije cene gasa – komparativna analiza dodatnih modela

	MSPE	MAPE
AR(1)	0,001327	0,029078
RIDGE	0,001260	0,027798
ELASTIC NET	0,001268	0,027902
LASSO	0,001253	0,027809
NEURONSKA MREŽA	<u>0,001210</u>	<u>0,027065</u>

5.5 LITERATURA

Adcock R., Gradojevic N. (2019) Non-fundamental, non-parametric Bitcoin forecasting, *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, Volume 531 (article id. 121727)

Asche, F., Oglend, A., Osmundsen, P. (2017) Modeling UK Natural Gas Prices when Gas Prices Periodically Decouple from the Oil Price, *The Energy Journal*, 38 (2): 131–148.

Brown, S. P. A., Mine K. Y. (2008) What Drives Natural Gas Prices?, *The Energy Journal* 29 (2): 45–60.

Čeperić, E., Žiković, S., Čeperić, V. (2017) Short-term forecasting of natural gas prices using machine learning and feature selection algorithms, *Energy* 140 (1): 893–900.

Franza, L. (2014) *Long-term Gas Import Contracts in Europe: The Evolution in Pricing Mechanisms*, *Clingendael International Energy Programme (CIEP) Paper* 2014/08.

Ferkingstad, E., Løland, A., Wilhelmsen, M. (2011) Causal modeling and inference for electricity markets, *Energy Economics* 33 (3): 404–412.

Fiorenzani, S., Ravelli, S., Edoli, E. (2012) *The handbook of energy trading*. Chichester, West Sussex, U. K.: Wiley.

Friedman, J., Hastie, T., Hofling, H., Tibshirani, R. (2007) Pathwise coordinate optimization. *The Annals of Applied Statistics* 1 (2): 302–332.

Garcia, R., Gencay, R. (2000) Pricing and hedging derivative securities with neural networks and a homogeneity hint. *Journal of Econometrics* 94 (1–2): 93–115.

Hastie, T., Tibshirani, R., Wainwright, M. (2015) *Statistical Learning with Sparsity: The Lasso and Generalizations*. Boca Raton, FL, USA: Chapman and Hall/CRC.

Hoerl, A. E., Kennard, R. W. (1970) Ridge Regression: Biased Estimation for Nonorthogonal Problems, *Technometrics* 12 (1), 55–67.

Tusiani, M. D., Shearer, G. (2007) *LNG: A Nontechnical Guide*. Tulsa, Oklahoma, Penn Well Books.

Qi, M., Maddala, G. S. (1996) Option pricing using artificial neural networks: The case of S&P 500 index call options. In Refenes, A. P. N., Abu-Mostafa, Y., Moody, J., and Weigend, A., editors, *Neural Networks in Financial Engineering: Proceedings of the Third International Conference on Neural Networks in the Capital Markets*, 78–91.

Erdős, P., Ormos, M. (2012) Natural Gas Prices on Three Continents, *Energies* 5 (10): 4040–4056.

Su, M., Zhang, Z., Zhu, Y., Zha, D., Wen, W. (2019) Data Driven Natural Gas Spot Price Prediction Models Using Machine Learning Methods, *Energies* 12 (9): 1680.

Woo, C. K., Olson, A., Horowitz, I., Luk, S. (2006) Bi-directional causality in California's electricity and natural-gas markets, *Energy Policy* 34 (15): 2060–2070.

Zou, H. Hastie, T. (2005) Regularization and variable selection via the elastic net. *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology)* 67: 301–320.

5.6 IZVORI

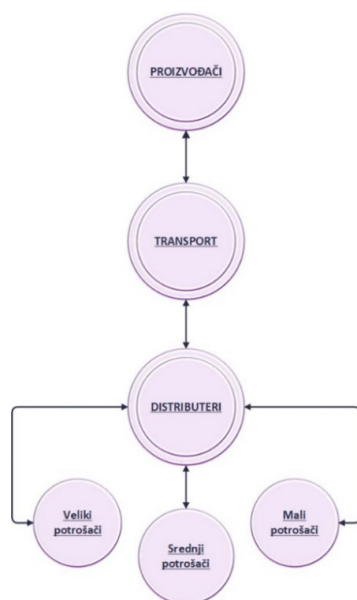
Energy Charter Secretariat (2007) *Putting A Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. Brussels, Energy Charter Secretariat.

World Bank (2010) *The future of the natural gas market in Southeast Europe (English)*. Washington, DC: World Bank.

6. MODEL PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA³

Predviđanje potrošnje i način obezbeđenja prirodnog gasa kao resursa danas su u svetu veoma značajne aktivnosti, pogotovo u pogledu trgovine ovog energenta. Posmatrajući u celini, gasovodni sistem sastoji se od sledećih delova: proizvodnja, transport i distribucija. Kao dodatak neophodno je navesti i krajnje korisnike sistema jer je njihov odziv veoma važan za planiranje i predviđanje potrošnje prirodnog gasa. U pogledu predviđanja neophodnih količina prirodnog gasa, svaki od pomenutih delova sistema mora aktivno učestvovati. Ključni termin, zbog kojeg je neophodna što bolja tačnost predviđanja potrošnje prirodnog gasa, jeste trgovina.

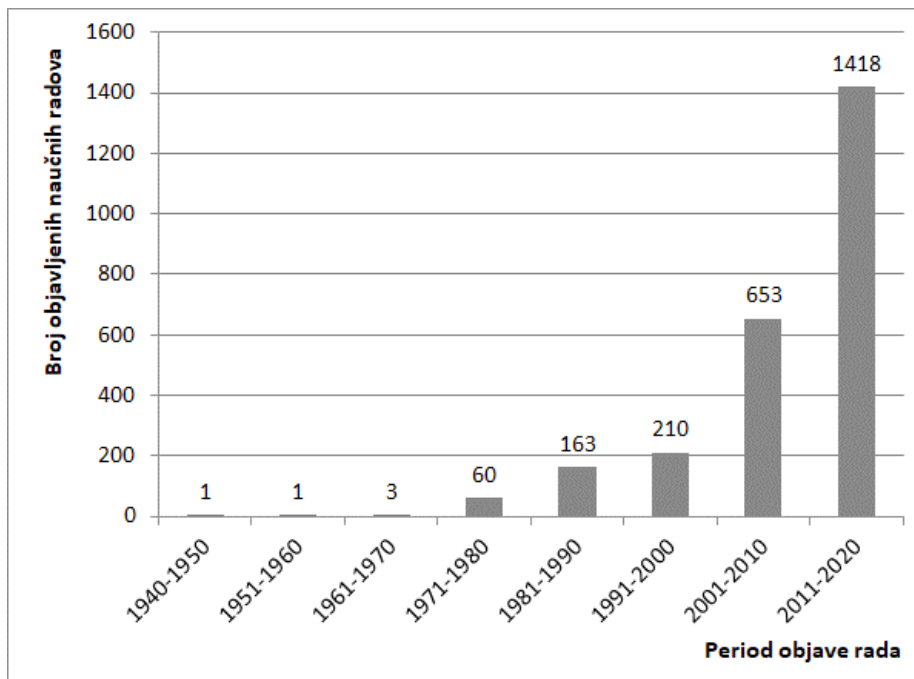
Metodološki pristup u predviđanju potrošnje prirodnog gasa mora krenuti od bazne linije, a to su krajnji kupci (slika 6.1). Pod njima možemo ubrajati distributere, velike, srednje i male krajnje kupce prirodnog gasa. Da bi u procesu pregovora postigli ekonomski najbolju cenu, oni moraju što preciznije da procene potrebe kako bi količine koje bi preuzimali garantovali u ugovoru sa transportnim sistemom. Što se tiče transportnog sistema, oni takođe moraju što preciznije proceniti neophodne količine prirodnog gasa (procene se vrše u najvećoj meri na osnovu zbirnih procena distributera i krajnjih kupaca). Cilj je da se postigne ekonomski što povoljnija cena, za koju se ugovorom sa proizvođačem ili kompanijom koja se bavi trgovinom prirodnim gasom garantuje zakupljena količina. Na kraju, proizvođač ili kompanija koja se bavi trgovinom prirodnim gasom mora dobro da proceni buduću proizvodnju ili zakup kapaciteta na tržištu prirodnog gasa kako bi ugovorom garantovao isporuku količina transportnom sistemu. Sve ugovorne obaveze gorepomenutih učesnika u gasovodnom sistemu počivaju na dogovorenim cenama i penalima za ugovorene količine prirodnog gasa.



Slika 6.1: Tok informacija pri predviđanju potrošnje prirodnog gasa

³ Rezultati poglavlja 6, 6.1, 6.2, 6.3 i 6.4 objavljeni su u radu: Bajatović D. et al. *Application of predictive models for natural gas needs - current state and future trends review*. Technical Gazette. 2020; 27 :648-655.

U svrhu formiranja istorijskog pregleda naučnih radova sa odabranim ključnim rečima „prirodni gas“ i „prognoza“, izvršena je pretraga u bazi podataka SCOPUS u periodu od 1940. do 2020. godine (primarni akcenat bio je na literaturi objavljenoj posle 2010. godine). Ova naučna baza podataka sadrži izvore od strane WoS (Web of Science), kao i radove sa respektabilnih međunarodnih konferencija. Slika 6.2 prikazuje ovaj istorijski pregled.



Slika 6.2: Rezultati pretraživanja objavljenih naučnih radova prema SCOPUS bazi u periodu od 1940. do 2020. godine

Evidentan je zaključak da postoji rastuće naučno razmatranje ključnih reči „prirodni gas“ i „prognoza“ u poslednjih 20 godina, pri čemu je najveći broj članaka objavljen u prethodnih deset godina. U periodima od 2001. do 2010. godine i od 2011. do 2020. godine, broj publikacija bio je 653, odnosno 1418. U svom opsežnom preglednom radu Soldo (Soldo, 2012) ispituje modele predviđanja potrošnje prirodnog gasa koji su primenjeni do 2010. godine. Nakon toga, Šebalj (2017) uključuje analizu algoritama prognoziranja razvijenih do 2017. godine. Fokus oba rada bio je na istorijskom razvoju, metodama predviđanja, područjima, horizontu i tipu korišćenih promenljivih, ali bez procene tačnosti primenjenih modela. U skladu s tim, (Bajatović, 2020) dat je pregled radova objavljenih od 2011. do 2020. godine sa akcentom na ostvarenoj tačnosti primenjenih modela procene potrošnje prirodnog gasa. Takođe, u ovom radu, pregled je napravljen zbog potrebe da se procene prednosti i nedostaci postojećih metoda predviđanja, kao i najnovija međunarodna iskustva u ovoj oblasti.

6.1 PREGLED MODELA PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA

Istraživanje mogućnosti predviđanja potrošnje prirodnog gasa datira od sredine XX veka, kada se sa razvojem distributivnih sistema za prirodni gas i njegovom povećanom potrošnjom došlo u situaciju da je bilo neophodno napraviti procenu potrošnje i raspoloživosti. To je iniciralo početak istraživanja na polju predviđanja

potrošnje prirodnog gasa sa različitih aspekata. Potrošnja prirodnog gasa posmatrana je od globalnog, preko nacionalnih, pa sve do najnižih nivoa distribucije, kao što su komercijalni i stambeni sektor i, na kraju, uzeti su u obzir pojedinačni potrošači. U istraživanjima su korišćeni različiti parametri, kao što su meteorološki i ekonomski podaci, a u većini slučajeva i podaci o istoriji potrošnje prirodnog gasa. Takođe, u obzir su uzimani i podaci o potrošnji energije, rezultati različitih softverskih simulacija i sl. Što se tiče horizonta predikcije, istraživanja su u tom pogledu varirala od kratkoročnih (satnih) do višegodišnjih, pa i višedecenijskih predviđanja potrošnje prirodnog gasa.

6.1.1 PERIOD OD 1949. DO 2010. GODINE

Sveobuhvatni pregled istraživanja iz ove oblasti u periodu od 1949. do 2010. dao je Soldo (2012) u svom preglednom radu, koji daje istorijski pregled predviđanja potrošnje prirodnog gasa, primenjenih nivoa predviđanja, horizonata predviđanja, korišćenih podataka i instrumenata za predviđanje.

Može se konstatovati da je razvoj matematičkih algoritama za predviđanje potreba za prirodnim gasom započeo u periodu od 1949. do 1957. godine (Hubbert, 1949, Verhulst, 1950, Hubbert, 1957). Jedan od prvih matematičkih modela bio je Hubbertov model iz 1949. godine (Hubbert, 1949). On je istraživao životni ciklus nalazišta fosilnih goriva i definisao zavisnost stope proizvodnje (Q) u toku vremenskog intervala (t). Ovaj model je fundamentalni alat za predviđanje proizvodnje i potrošnje fosilnih goriva. Sa druge strane, i različiti statistički modeli primenjivani su za predviđanje potrošnje prirodnog gasa. Istraživanje potražnje za prirodnim gasom u Francuskoj započeo je Verhulst 1950. godine analizom podataka iz uzorka od 46 preduzeća podeljenih u tri grupe. Model koji je razvio definisan je jednačinom potražnje, jednačinom proizvodnje i jednačinom ravnoteže cene i prihoda. Među prvim modelima koji su korišćeni za predviđanje potreba za prirodnim gasom u komercijalnom i stambenom sektoru bila je metoda najmanjih kvadrata (Balestra, 1966). Takođe, regresiona analiza koristi se veoma često za predviđanje potreba za prirodnim gasom. Mesečna regresiona analiza industrijskih potreba za prirodnim gasom u SAD prikazana je u Herbertovom radu (1987). Iste godine, regresiona procena upotrebljena je za približno predviđanje godišnje i mesečne potrošnje prirodnog gasa korisnika u stambenom sektoru iste države (Herbert, 1987). Na kraju posmatranog perioda, algoritmi na bazi veštačke inteligencije postaju dominantan alat u svrhu predviđanja potrošnje prirodnog gasa. U jednoj studiji (Zhang, 1998) kratkoročno predviđanje potreba za prirodnim gasom izvršeno je pomoću višeslojnih neuronskih mreža. Parametri neuronske mreže dobijeni su na osnovu arhivskih podataka o potrošnji i vremenskim uslovima, upotrebom Levenberg–Markuard algoritma. Kvalitet predložene neuronske mreže upoređen je sa stvarnim podacima o potrošnji za određenu oblast (srednja apsolutna procentualna greška bila je između 4% i 20%). Slično tome, kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa na časovnom nivou prezentovano je u Ivezićevom radu (Ivezić, 2006). Krajem prve decenije XXI veka primena veštačkih neuronskih mreža u predviđanju potrošnje prirodnog gasa primenjena je na časovnom i dnevnom nivou (Tonković Z., 2009), dnevnom nivou za grad Istanbul (Kizilaslan, 2008) i godišnjem nivou (Aydinalp–Koksal i Ugursal, 2008). Iste godine, Aras je u svom radu pokušao da kratkoročno predvidi potrošnju prirodnog gasa u stambenim objektima primenom genetskih al-

goritama (Aras, 2008). U periodu do 2010. godine, predviđanja potrošnje prirodnog gasa metodom regresije radili su različiti autori: Potočnik je radio na modelu predviđanja potrošnje prirodnog gasa u Sloveniji na dnevnom nivou (Potočnik, 2007), Vondraček u Češkoj takođe na dnevnom nivou (Vondraček, 2008) i Huntington u SAD na godišnjem nivou (Huntington, 2007). U svim spomenutim modelima predviđanja, ključni faktor bili su podaci o prethodnoj potrošnji prirodnog gasa. Pored toga, u zavisnosti od tipa modela, korišćeni su i ostali, dodatni parametri (tabela 6.1.1.1, Soldo, 2012).

Tabela 6.1.1.1: Dodatni ulazni podaci za različite modele predviđanja (Soldo, 2012)

Tip modela	Dodatni ulazni podaci
Model za godišnje predviđanje	procena rezervi fosilnih goriva
	odnos nafta/prirodni gas u poznatim izvorima
	složeni institucionalni uticaj
	BDP (bruto domaći proizvod)
	SDG (stepen dan grejanja)
	broj stambenih jedinica u gradovima
	potrošnja komprimovanog gasa
	broj soba
	godišnji prihod domaćinstva
	potrošnja fosilnih goriva
	cena prirodnog gasa
	cena fosilnih goriva i struje
	cena uglja
	cena naftnih derivata
Model za mesečno predviđanje	SDG (stepen dan grejanja)
	SDH (stepen dan hlađenja)
	cena prirodnog gasa
	indeks prihoda
	cena lož-ulja
	temperatura vazduha
	broj klijenata
	cena nafte
	relativna vlažnost vazduha
	brzina vetra
	dan u nedelji
	tip dana (radni ili neradni)
	prosečna mesečna potrošnja prirodnog gasa
	prosečna plata
	prihod domaćinstva
	veličina grejanog prostora
broj stanara	
efikasnost kotla za grejanje	
starost kotla za grejanje	

Tip modela	Dodatni ulazni podaci
Model za dnevno predviđanje	SDG (stepen dan grejanja)
	temperatura vazduha
	brzina vetra
	dan u nedelji
	dan u godini
	mesec u godini
	jučerašnja potrošnja
	prekjučerašnja potrošnja
	jučerašnja temperatura vazduha
	prekjučerašnja temperatura vazduha
	jučerašnja brzina vetra
	prekjučerašnja brzina vetra
	tip dana (radni ili neradni)
	praznici
	stručne procene početka/kraja grejne sezone
	dnevna minimalna temperatura vazduha
	dnevna maksimalna temperatura vazduha
ukupan broj potrošača	
potrošnja istog dana prethodne godine	
Model za satno predviđanje	temperatura vazduha
	brzina vetra
	godišnje doba
	dan u nedelji
	tip dana (radni ili neradni)

6.1.2 PERIOD OD 2010. DO 2020. GODINE

Kao što se može videti iz prethodnog perioda do 2010. godine, noviji modeli za planiranje i predviđanje potrošnje prirodnog gasa u najvećem broju slučajeva zasni- vaju se na primeni veštačke inteligencije. U navedenom periodu, na polju predviđa- nja potrošnje prirodnog gasa dominantna je upotreba veštačkih neuronskih mreža (ANN) i modela zasnovanih na njima. U tabeli 6.1.2.1 prikazani su izabrani primeri modela predviđanja u prethodnih 10. godina u zavisnosti od horizonta predviđanja za različite zemlje/regione gde su primenjeni.

Tabela 6.1.2.1: Izabrani primeri modela u zavisnosti od horizonta predviđanja za različite zemlje/regione gde su primenjeni

Primenjena metoda	Horizont predviđanja	Zemlja/region primene	Godina objavljivanja	Autor
ANN, ANFIS	dnevni	Iran	2010.	Azadeh
ANN	časovni	Turska	2010.	Dombayci
ANN, ANFIS, ARIMA	nedeljni	Turska	2011.	Kaynar
ANN	dnevni	Turska	2012.	Demirel
ANN, SARIMAX	dnevni	Turska	2013.	Taspinar
ANFIS	dnevni	Turska	2014.	Aramesh
Regresija	godišnji	Italija	2014.	Bianco
ANN	dnevni, godišnji	Poljska	2015.	Szoplik
ANN, ARMA	dnevni	UK	2015.	Zhu
SVR	kratkoročni	Kina	2015.	Zhu
SVR	dnevni	Kina	2016.	Bai
ANN, ANFIS, GA	dnevni	Grčka	2017.	Panapakidis
Regresija	dnevni	EU	2017.	Oliver
ANN	dnevni	Nemačka	2018.	Chen
ANN	dnevni	UK, AUD	2019.	Wei
ANN	dnevni	Alžir	2019.	Laib

6.2 UPOTREBA VEŠTAČKE INTELIGENCIJE ZA PREDVIĐANJE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA

U nastavku ovog poglavlja biće prikazan opis najčešće korišćenih algoritama na bazi veštačke inteligencije koji se primenjuju za potrebe predviđanja potrošnje prirodnog gasa. Sistemi koji koriste tehnike veštačke inteligencije imaju mogućnost da „uče“, a sve sa ciljem oponašanja intelekta ljudi. Na taj način stvaraju mogućnost samostalnog razmišljanja, predviđanja i donošenja odluka. Takvi sistemi sposobni su da rešavaju veoma složene zadatke i iz tog razloga danas postaju sve popularniji u rešavanju inženjerskih problema. Prednost ovakvih sistema ogleda se u mogućnosti rešavanja složenih problema i bez primene složenog matematičkog aparata. Postoje različite tehnike u okviru sistema veštačke inteligencije. Neke od najpopularnijih i najprisutnijih u inženjerskoj praksi su: veštačke neuronske mreže (ANN), fazi logika (FL), genetski algoritam (GA), ekspertski sistemi (ES), logičko programiranje (LP), neurolingvističko programiranje (NLP), rešavanje problema i planiranje (PSP), različiti hibridni sistemi i mašinsko učenje (ML). Najširu primenu, prema dostupnoj literaturi, svakako imaju ANN, FL, GA, kao i hibridni modeli, od kojih je najčešći ANFIS.

Veštačke neuronske mreže (ANN)

Kao inspiracija za primenu veštačkih neuronskih mreža poslužile su neurološke funkcije u ljudskom mozgu. Sama formulacija naziva neuronske mreže proistekla je upravo iz analogije sa ljudskim kognitivnim sistemom. Primena ovog sistema moguća je u različitim oblastima, zbog sposobnosti za pronalaženje rešenja u više-dimenzionalnim, nelinearnim i složenim skupovima podataka (Alanis, 2019). Kroz ove mreže moguće je analizirati nelinearne modele, kao i nepotpune strukture podataka. Ključna prednost ovih mreža ogleda se u tome što za svoj rad ne zahtevaju složene matematičke izraze za povezivanje različitih parametara (Xia, 2018). U poređenju sa standardnim metodama rešavanja istih problema zahtevaju znatno manji rad i snagu računara (Premalatha, 2018). U suštini, osnovni zadatak ANN-a jeste da nauči strukturu da generiše predviđanje na osnovu uzorka podataka. ANN imaju mogućnost da simuliraju biološke neuronske funkcije povezujući prikupljene podatke u mrežu odgovarajućih elemenata. Na taj način formirana mreža ima mogućnost učenja i na ograničenom skupu podataka.

Svaku neuronsku mrežu čine tzv. neuroni sa svojom memorijom u kojoj imaju mogućnost da „pamte“ obrađivane podatke. Povezanost neurona omogućava razmenu podataka. Veze između neurona imaju različite težinske koeficijente (Ding, 2011) i suštinski imaju istu ulogu koju imaju sinapse u biološkim nervnim sistemima (Fischer, 2012). Treningom skupova ulaznih i izlaznih podataka ostvaruje se učenje na nivou ANN na postojećim setovima podataka. Učenje u suštini predstavlja podešavanje težinskih faktora u neuronima i između njih, a sve u cilju dobijanja što preciznijih rezultata predviđanja. U toku vremenskog trajanja treninga težinski faktori postaju konstantni, tj. oni konvergiraju ka svojim optimalnim vrednostima (Zhang, 2017).

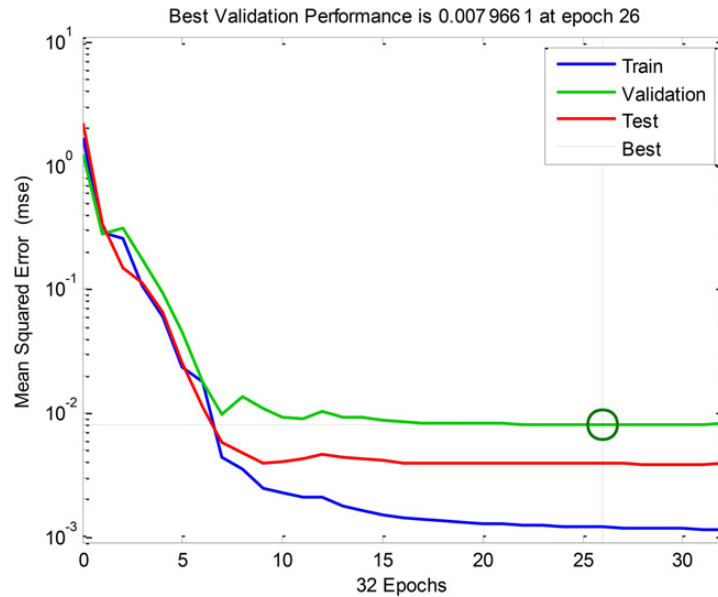
Arhitektura mreže predstavlja način povezivanja neurona u ANN i razlikuje se prema broju neuronskih slojeva u mreži. Prvi sloj u ANN mreži naziva se ulazni, poslednji izlazni, a svi ostali se nazivaju skrivenim slojevima. U složenijim ANN moguće je postojanje više skrivenih slojeva. Informacije se preko ulaznog sloja prenose do skrivenog sloja, u kome se vrši njihova obrada, nakon čega se prosleđuju izlaznom sloju, gde se generišu finalni rezultati. U svakom od slojeva postoji određen broj neurona, koji se u ulaznom i izlaznom sloju određuje na osnovu definisanih varijabli modela. Za razliku od ova dva sloja mreže, broj neurona u skrivenom sloju može se odrediti na osnovu jedne od poznatih jednačina (Mohanraj, 2009):

$$\text{Broj skrivenih neurona} = \frac{\text{Zbir ulazno/izlaznih varijabli}}{2} + \sqrt{\text{Podaci za trening mreže}}$$

Dakle, broj skrivenih neurona definiše se na osnovu broja ulazno-izlaznih varijabli, kao i broja podataka za trening. Prema Linares-Rodriguez (2013), pored ove jednačine, u određenom broju slučajeva, kako bi se odredio broj skrivenih neurona, koristi se i metoda greške.

U okviru ANN postoje dve grupe parametara. U prvoj grupi nalazi se veći broj parametara koji se koriste za učenje, dok se u drugoj grupi nalaze parametri za potvrđivanje neuronske mreže (Chine, 2016). Treniranje neuronske mreže vrši se sve dok se ne dostigne zadovoljavajući nivo greške između predviđenih i stvarnih vrednosti. Dalje, neuronska mreža se proverava sa izabranim setom podataka za

validaciju (Leva, 2017). Slika 6.2.1 prikazuje faze učenja, potvrđivanja i testiranja ANN modela u procesu određivanja najbolje performanse rada ANN mreže u pogledu srednje kvadratne greške – MSE (Ahmadi, 2019).



Slika 6.2.1: Primer određivanja najbolje performanse rada ANN mreže, MATLAB softver (Ahmadi, 2019)

U procesu učenja neuronske mreže koriste se različiti algoritmi učenja. Treniranje neuronske mreže vrši se za odgovarajući broj ciklusa ili epoha sa izabranim trening algoritmom. Tada se na osnovu ulaznih vrednosti generišu izlazni parametri, odnosno podaci o predviđanju testiranog modela. Ukoliko je vrednost greške predviđanja prihvatljiva, neuronska mreža sa odabranim trening algoritmom usvaja se kao referentna. U suprotnom, mora se korigovati broj epoha treninga ili se mora odabrati drugi algoritam učenja. Optimalna neuronska mreža se zatim proverava korišćenjem podataka iz skupa podataka za proveru, a na osnovu dobijenih rezultata vrši se potvrda korišćene neuronske mreže. U tabeli 6.2.1 prikazane su različite vrste aktivacionih i „net“ funkcija koje se koriste u ANN modelima (Hwang, 2001).

Tabela 6.2.1: Najčešće korišćene vrste aktivacionih i „net“ funkcija ANN modela (Hwang, 2001)

Aktivaciona funkcija	Formula
„Log sigmoidal“	$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$
„Tan sigmoidal“	$f(x) = \frac{1 - e^{-x}}{1 + e^{-x}}$
„Hyperbolic tangent“	$f(x) = \tanh(x)$
„Pure linear“	$f(x) = x$
„Inverse tangent“	$f(x) = \frac{2}{\pi} \tan^{-1}(x)$
„Gaussian radial basis“	$f(x) = \exp\left(-\frac{\ x - m\ ^2}{\sigma^2}\right)$

„Linear“	$f(x) = ax + b$
„Threshold“	$f(x) \begin{cases} 1, x > 0 \\ -1, x < 0 \end{cases}$
„Net“ funkcija	Formula
„Linear“	$f(x) = \sum_{i=1}^n w_i x_i + \theta$
„Higher order“	$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} x_i x_j + \theta$
„Delta (Σ, Π)“	$f(x) = \prod_{i=1}^n w_i x_i$

ANN-ovi se mogu klasifikovati prema:

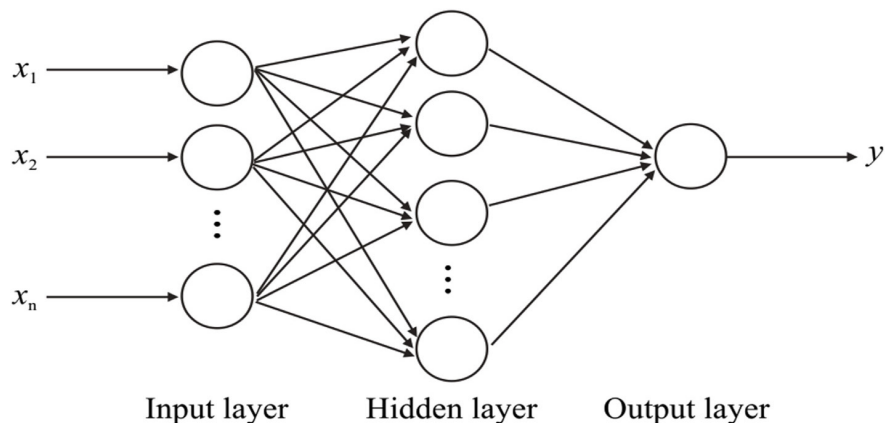
- broju slojeva (*jednoslojni i višeslojni*);
- vezama između neurona (*slojeviti; celularani; potpuno povezani*);
- tip obuke (*nadgledani* – algoritam praćenja obuke (supervizor) upoređuje izlazne podatke sa očekivanim podacima, a njihova razlika koristi se kako bi se korigovali težinski koeficijenti mreže; *delimično nadgledani* – mreža „uči“ samostalno uz povremeno dobijanje ocene prethodnog rada, i *nenadgledani*, u kome je mreža nezavisna);
- načinu distribucije informacija (*nepovratne i povratne*);
- tipu podataka – gotovo svi podaci su *diskretni*, dok se analogni gotovo nikada ne koriste;
- najčešća podela je na statičke ili dinamičke mreže.

ANN ima primenu na različitim nivoima predviđanja potrošnje prirodnog gasa, od kratkoročnih (časovni, dnevni, nedeljni) do dugoročnih, na mesečnom ili godišnjem nivou. Predviđanje potrošnje prirodnog gasa na kratkoročnim (časovnom) nivou dato je na primeru grada Denizlija u Turskoj (Dombayci, 2010). Predviđanje potrošnje prirodnog gasa na dnevnom nivou primenom ANN prikazano je u drugim radovima (Azadeh, 2010; Demirel, 2012; Szoplik, 2015; Zhu, 2015; Panapakidis, 2017; Taspinar, 2013). Na nedeljnom nivou, primena ANN u predviđanju potrošnje prirodnog gasa prikazana je u Kajnarovom radu (Kaynar, 2011).

MLP

MLP predstavlja jednu od vrsta ANN koja se može primenjivati za predviđanje potrošnje prirodnog gasa. U slučaju ove vrste ANN, u toku treninga, ulazni podaci dovode se na prvi (ulazni) sloj. Aktivacione vrednosti ulaznih podataka akumuliraju se i ponderišu u svakom čvoru skrivenog sloja. Termin *skriveni sloj* odnosi se na onaj koji nije vidljiv ni kao ulazni ni kao izlazni. Ovi slojevi su tzv. međuslojevi

i može ih biti jedan ili više. Mreže s više skrivenih slojeva obično se nazivaju *multilayer perceptron* (slika 6.2.2, Durmayaz, 2000). Ponderisana suma prenosi se sada odgovarajućom prenosnom funkcijom, pri čemu se dobija aktivaciona vrednost čvora. Kod ove mreže neuroni su međusobno povezani u slojevima, pri čemu je tok informacija samo unapred, pa se ova mreža drugačije naziva i mreža propagacije unapred (*feedforward propagation*).

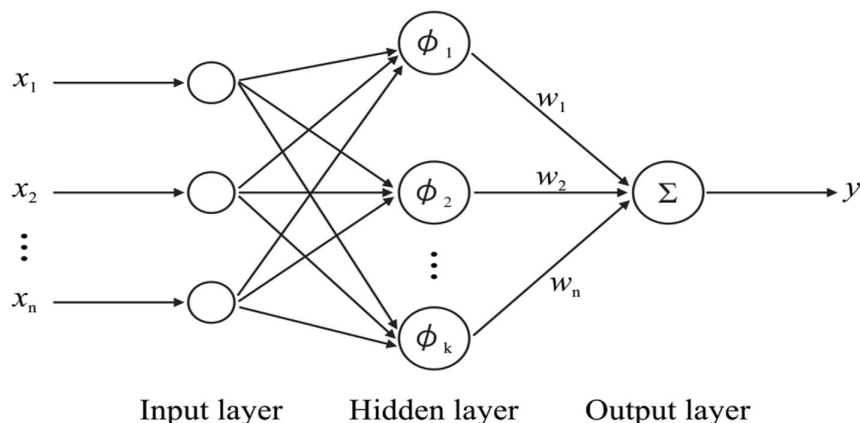


Slika 6.2.2: Struktura na bazi MLP-a

Primena MLP za predviđanje potrošnje prirodnog gasa prikazana je u Taspinarovom radu (Taspinar, 2013) za predviđanje potrošnje na dnevnom nivou, kao i u Kajnarovom radu (Kaynar, 2011), gde se primenjuje za predviđanje potrošnje na nedeljnom nivou.

RBFN

Kod RBFN mreža, ulazni slojevi služe samo kao distributeri signala do nevidljivih slojeva. Za razliku od MLP mreže, rezultati u ulaznom sloju predaju se direktno skrivenom sloju bez prethodnog vrednovanja sa vrednostima za ponderisanje (slika 6.2.3, Durmayaz, 2010).



Slika 6.2.3: Struktura na bazi RBFN

Razdaljina između ulaznog vektora i centra njegove radijalne funkcije merena je jedinicom skrivenog sloja i proizvodi vrednost u zavisnosti od rastojanja. Centar radijalne osnove se u tom slučaju zove referentnim vektorom. Što je bliži ulazni vektor referentnom vektoru, veća vrednost se proizvede na izlazu skrivenog čvora. Za korišćenje u skrivenom sloju preporučuje se korišćenje više funkcija. Najveću primenu ima Gausova funkcija. Inače, jedna studija (Fathabadi, 2016) pokazuje da izbor

funkcije koja se primenjuje ne utiče drastično na rad mreže. U prvoj fazi treninga se, u cilju određivanja težinskih faktora u prvom sloju, koriste ulazni podaci, pa se ta faza učenja naziva nenadzirano učenje. Održavanjem težinskih faktora u prvom sloju konstantnim, određuju se težinski faktori u drugom sloju. U ovoj fazi učenja koriste se i ulazni i izlazni podaci, pa se ova vrsta učenja naziva nadzirano učenje.

U radu (Kaynar, 2011), RBFN mreža je primenjena za predviđanje potrošnje prirodnog gasa, zajedno sa MLP, ANFIS i ARIMA modelima.

GA

U inženjerskoj praksi genetski algoritmi mogu se koristiti za dobijanje optimalnog rešenja nekog problema. U procesu rešavanja problema najčešće se koristi funkcija prilagodljivosti i njena ograničenja. Kada su u pitanju osnovne genetske operacije, genetski algoritmi koriste: selekciju, mutaciju i ukrštanje. Generalna podela ovih algoritama je na grupu za pojedinačne optimizacije i na grupu za višeobjektnu optimizaciju (Fan, 2018). Kod pojedinačne optimizacije, rezultat je jedinstveno rešenje koje može biti maksimum ili minimum, dok se kod višeobjektne optimizacije dobija ceo domen rešenja kao rezultat optimizacije više funkcija. Na početku rešavanja problema neophodno je definisati veličinu populacije, koja se može odabrati nasumično ili na neki drugi način. U pojedinim slučajevima, ako postoji nagoveštaj rešenja, veličina populacije se može i ciljano odabrati. Na osnovu funkcije cilja, za svaku jedinku u populaciji definiše se funkcija prilagodljivosti. Jedinke sa najboljom prilagođenošću u populaciji smatraju se „roditeljima“. Primenom genetskih operatora ukrštanja i mutacije, roditelji generišu novu populaciju koju nazivamo „decom“. Prema funkciji prilagodljivosti, nastanak promena kod jedinki koje se smatraju roditeljima nazivamo mutacijom, dok se kombinovanjem više roditelja vrši ukrštanje. U praksi postoje i situacije kada se neki od roditelja koriste kao deca (tzv. „elitna deca“). Algoritam se prekida u slučaju kada populacija ima prihvatljivu tačnost rešenja problema..

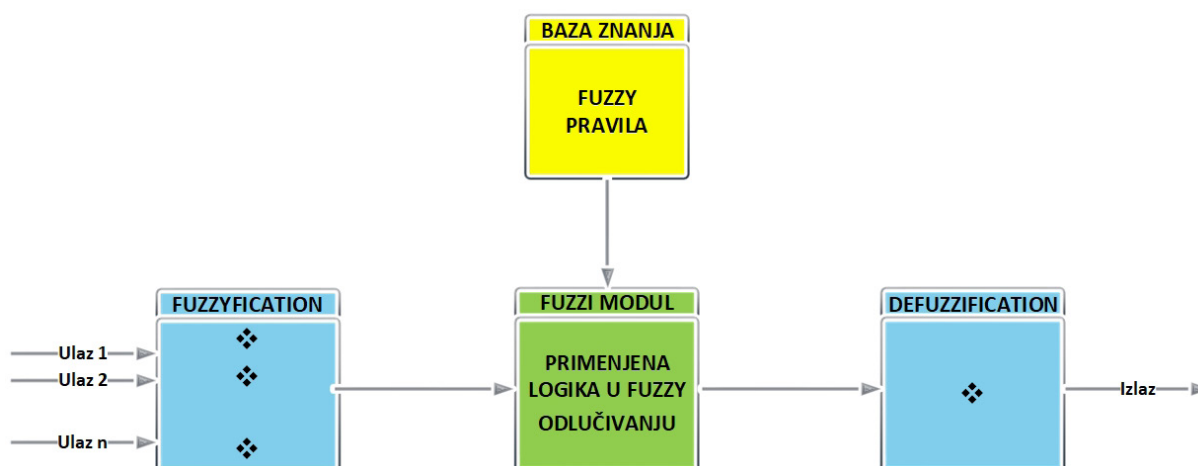
FL

U sistemima sa fazi logikom, zbog znatno preciznijih rezultata predviđanja, mogu se tretirati drugačiji opsezi različitih skupova parametara. Često, u ovom slučaju, tačnost predviđanja zavisi i od ljudskog faktora i znanja (Danandeh, 2018).

Slika 6.2.4 prikazuje blok dijagram rada modela sa fazi logikom. Inače, algoritam fazi logike sastoji se iz dva modula, modul *mamdani* i modul *sugeno*. Kao što je praksa i kod drugih modela sa veštačkom inteligencijom, fazi logika deli podatke u dve sekcije (ulazi i izlazi). Kako bi se opisala promena svih izabranih ulazno-izlaznih podataka, dodeljuje im se tzv. bazični oblik, što može biti sinusoidna, trougaona, trapezoidna, Gausova funkcija i dr. Svaki skup podataka sa dodeljenim bazičnim oblikom čini funkciju pripadnosti.

Tip funkcije pripadnosti bira se na osnovu strukturalnog šablona tretiranih ulaznih i izlaznih parametara i njihovih graničnih vrednosti. Kada je završena dodela funkcija pripadnosti, sledeći korak tiče se definisanja fazi pravila unutar tzv. fazi modula (sastoji se iz dva dela). Jedan deo obuhvata ulazne parametre i odgovarajuće funkcije pripadnosti, a drugi deo čine izlazni parametri sa odgovarajućim funk-

cijama pripadnosti. Fazi pravila povezuju ulazne sa izlaznim vrednostima modela, na osnovu standardnih setova pravila „ako/onda“, „i/ili“ i „niti“. Setovi podataka podeljeni su na grupu podataka za učenje modela i grupu podataka za potvrđivanje modela. U nekim slučajevima, lošija tačnost predviđanja može biti posledica manjka ulaznih podataka, a samim tim i manjak fazi pravila. Češći je slučaj da se precizniji rezultati dobijaju kada model ima veći broj podataka i fazi pravila, mada i veliki broj podataka u nekim slučajevima može dati lošije rezultate (Li, 2019). Prema definisanim fazi pravilima, na osnovu ulaznih parametara vrši se predviđanje izlaznih parametara. U slučaju dobrog poklapanja stvarnih i predviđenih vrednosti, fazi pravila koja su odabrana u modelu mogu se usvojiti kao optimalna za formirani model. U suprotnom, neophodna je korekcija fazi pravila, sve dok se ne postigne odgovarajuća preciznost predviđanja. Nakon učenja, odabrani model sa definisanim fazi pravilima mora se proveriti unosom podataka u model iz skupa podataka za potvrđivanje. U slučaju dobijanja rezultata koji su na željenom nivou preciznosti, model se može primeniti za sve raspoložive skupove ulaznih parametara. Da bi se dobila tačno jedna izlazna vrednost, na osnovu ulazne vrednosti i fazi pravila, koristi se metoda *defazifikacije*, koja predstavlja postupak suprotan od onoga koji se dešava na početku rada modela (*fazifikacije*). Sam postupak može se definisati i od strane korisnika kao posebna funkcija pripadnosti.



Slika 6.2.4: Blok dijagram rada modela sa fazi logikom

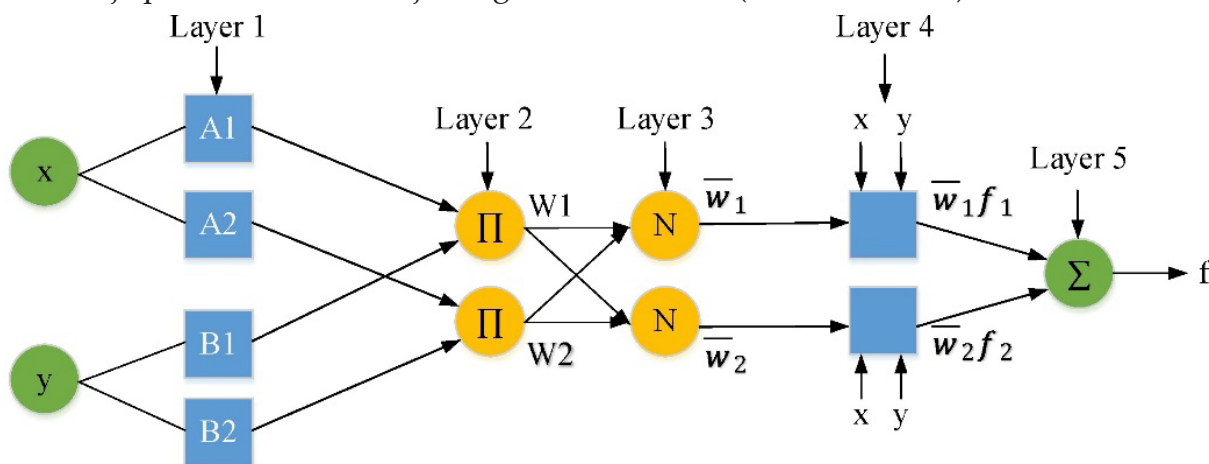
Hibridni modeli

Hibridni modeli nastaju u slučaju integracije dva zasebna algoritma na bazi veštačke inteligencije, sve sa ciljem poboljšanja tačnosti predviđanja rezultata. Kao što je poznato, svaki od pojedinačnih algoritama predviđanja ima određena ograničenja i nedostatke prilikom primene. Kako bi se ograničenja i nedostaci pojedinačnih algoritama neutralisali, razvoj hibridnih modela u poslednje vreme postao je značajan. Najčešće se kombinuju: veštačke neuronske mreže i fazi logika (ANN+FL), veštačke neuronske mreže i genetski algoritmi (ANN+GA) i fazi logika i genetski algoritmi (FL+GA).

Što se tiče hibridnih modela ANN+FL, u većem broju slučajeva ne ostvaruju se dovoljno tačna predviđanja za sve skupove ulaznih podataka. Iz tog razloga ANN+FL modeli koriste dodatak GA kako bi poboljšali predviđanje. GA imaju mogućnost optimizacije grešaka u procesu predviđanja izabranih parametara. Kombinovanjem navedenih modela, formiraju se precizniji hibridni modeli predviđanja ANN+GA i FL+GA.

ANFIS – kombinacija neuronskih mreža i fazi logike

ANFIS model jedna je od formi veštačke inteligencije razvijene kroz fazi logičke sisteme Takagija–Sugena sa početka 90-ih godina prošlog veka (Jang, 1991). Ova vrsta hibridnog, adaptivnog, inteligentnog sistema integriše principe veštačkih neuronskih mreža (ANN) i fazi logike i obezbeđuje veću tačnost predviđanja u odnosu na samostalnu mrežu. Sistem se formira prema setu fazi logičkih pravila („ako/onda“), koji imaju potencijal da uproste nelinearne funkcije. Najbolji način da se ANFIS koristi jeste da se optimalni parametri integrišu iz generičkog algoritma. ANFIS struktura nije jedinstvena i moguće je kombinovati slojeve. Na slici 6.2.5 prikazan je primer arhitekture jednog ANFIS modela (Khosravi, 2018).



Slika 6.2.5: Struktura ANFIS

U slučaju ANN+FL modelovanja, svi ulazno-izlazni podaci dele se u dve grupe, jednu sa podacima za učenje, a drugu za potvrđivanje modela (Olatomiwa, 2015). Svi podaci koji se unose u model su u formi neurona, a na osnovu ulaznih podataka za učenje modela, definišu se tip i oblik funkcije pripadnosti, a nakon toga i fazi pravila. Za učenje odabranih fazi pravila koriste se različiti algoritmi učenja, a najčešći su „back propagation“ ili hibridni. Takođe, definiše se i odgovarajući broj epoha učenja. Učenje odabranih fazi pravila vrši se sve do trenutka kada je dostignut maksimalni broj epoha treninga ili do trenutka kada se greška između predviđenih i stvarnih vrednosti nađe u prihvatljivim granicama. Ukoliko je dostignuta željena preciznost predviđanja, fazi pravila se usvajaju kao optimalna. U slučaju dobijanja nezadovoljavajućih rezultata, neophodno je nastaviti učenje sve dok se ne dobiju prihvatljivi rezultati, promenom broja epoha i načina učenja. Rezultati predviđanja podeljeni su u dve grupe, pri čemu svaka sadrži različite funkcije pripadnosti. Nakon unosa ulaznih podataka iz skupa za učenje i uz korišćenje naučene logike, vrši se generisanje izlaznih podataka (predviđanje). Nakon toga se dobijeni podaci upoređuju sa stvarnim vrednostima izlaznih podataka. Ukoliko je slaganje stvarnih i predviđenih vrednosti parametara na odgovarajućem nivou, model se usvaja kao optimalni. U slučaju da dobijeni rezultati nisu zadovoljavajući, vrši se modifikacija modela, ili promenom funkcija prenosa i fazi pravila, ili modifikacijom algoritma učenja i epoha učenja. U model se zatim unose podaci iz skupa podataka za potvrđivanje. U zavisnosti od rezultata dobijenih iz modela korišćenjem podataka iz skupa podataka za potvrđivanje, model se može primeniti za različite vrednosti ulaznih parametara.

Problemi koji nastaju pri primeni modela veštačke inteligencije

Obično nastaju dva tipa problema pri primeni modela veštačke inteligencije. Prvi podrazumeva preveliko podudaranje podataka (preučena mreža ili *overfitting*). Dakle, model savršeno dobro nauči da prepozna informacije iz skupa podataka za trening, ali ne prepozna podatke i u trenutku kada se oni delimično razlikuju od naučenih (tj. test podatke). Drugi problem nastaje povećanjem složenosti modela koji je u vezi sa dodavanjem novih dimenzija neuronskoj mreži, ali sa zanemarljivim poboljšanjima performansi modela.

Kao čest problem (Merkel, 2018) ističe se da, pri obuci neuronske mreže, uvek postoji određen nivo nepredvidivosti dobijenih rezultata, kao i nivoa slučajnosti podudaranja rezultata. Zaključak je da je ponekad teško znati da li pojedinačni trenirani model ima dobar učinak, pošto određeni parametri modela mogu biti dobri zbog slučajnosti. Ovaj problem se u praksi često naziva i *data snooping*.

Mašinsko učenje (ML)

Pod mašinskim učenjem podrazumeva se sposobnost algoritma:

- da uči na osnovu iskustva (skup informacija o entitetima koji su predmet učenja) i
- da koristi ova iskustva za rešenja u slučaju pojava sa kojima se pre toga nije susretao.

U novije vreme, koriste se i različite vrste mašinskog učenja za predviđanja potrošnje gasa (Šebalj, 2017). Među njima su SVM i SVR.

Olgun (2012) poredi neuronske mreže sa SVM i zaključuje da se pomoću SVM dobijaju manje statističke greške u proceni potreba potrošnje prirodnog gasa. Soldo (2014) upotrebljava nekoliko linearnih i nelinearnih modela za predviđanje. Greške testiranja dobijene nelinearnim neuronskim mrežama i SVR modelom su neznatno veće u poređenju sa linearnim.

SVM algoritam zasniva se na teoriji statističkog učenja. Kod ANN koristi se uglavnom princip empirijske minimizacije rizika (ERM), dok je on kod SVM zamenjen principom strukturalne minimizacije rizika (SRM). Najvažniji koncept SRM-a jeste korišćenje smanjivanja gornje granice za generalisanje greške umesto smanjivanje greške treniranja.

Pregledom dosadašnje prakse, mogu se identifikovati sledeći osnovni koraci ML:

- Skupljanje potrebnih informacija za generisanje skupova podataka za obuku, testiranje i potvrđivanje modela;
- Priprema podataka (obično se pod tim podrazumeva „prečišćavanje“ i prilagođavanje podataka);
- Analiza dobijenih skupova podataka i njihovo eventualno poboljšavanje preko odabira ili transformacije njihovih atributa;
- Izbor metode mašinskog učenja (jedne ili više);
- Obuka, konfigurisanje i procena generisanih modela;
- Izbor modela i njegovo testiranje.

6.3 ANALIZA TAČNOSTI PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA MODELA FORMIRANIH NA BAZI VEŠTAČKE INTELIGENCIJE

Tačnost primenjenih modela za predviđanje potrošnje prirodnog gasa izražava se preko različitih statističkih indikatora. U najvećem broju slučajeva to su srednja apsolutna procentualna greška (MAPE), srednja kvadratna greška (RMSE) i koeficijent determinacije (R^2). Takođe, u praksi se mogu pronaći i drugi relevantni statistički indikatori.

Kajnar (2011) u svom istraživanju u slučaju Turske, navodi da je predviđanje potrošnje prirodnog gasa značajno iz dva razloga. Prvi se odnosi na njihovu izrazitu spoljnu energetska zavisnost, dok je drugi razlog mali kapacitet za skladištenje prirodnog gasa koji je u Turskoj na nivou od 5% od ukupne godišnje potrošnje. Preciznost predviđanja jedan je od elemenata u investicijama i sporazumima energetskog sektora. U ovom radu, predviđanje potrošnje prirodnog gasa dato je na nedeljnom nivou putem primene tri algoritma: ARIMA, neuronske mreže (ANN i MLP) i ANFIS modela. Prema MAPE vrednostima, najbolje rezultate (u poređenju sa višeslojnim neuronskim mrežama MLP i ANN) ima ANFIS model, sa vrednošću od 5,468%. MLP model je ostvario MAPE vrednost od 5,477%, dok je ARIMA metod generisao vrednost 6,410%.

Demirel (2012) prikazuje poređenje između OLS (*Ordinary Least Squares*) modela (koji je odabran kao merilo) sa naprednijim metodama kao što su ARMA i ANN. Korišćena je „Box-Jenkins“ metoda odabira modela. Dnevna potrošnja gasa je na početku bila testirana korišćenjem „Dickey-Fuller“ i „Phillips-Perron“ testova. Takođe je korišćen i ADF (*Augmented Dickey-Fuller*) test. „Backpropagation/gradient descent“ algoritam bio je najbolji prema RMSE i MAPE parametrima, ali je ARMA metod bio najbolji prema MAD (*Median Absolute Deviation*). Istraživanje je pokazalo da su od 16 korišćenih parametara: temperatura i cena prirodnog gasa imali najveći uticaj na potrošnju na nivou grada Istanbula.

Taspinar (2013) koristi MLP i SARIMAX modele. U istraživanju su korišćeni meteorološki podaci iz prethodne četiri godine. Prema autorima, SARIMAX model je pokazao bolje rezultate u odnosu na druge prema svim statističkim parametrima koji su analizirani.

Soldo (2014) daje procenu uticaja sunčevog zračenja na dva seta podataka: potrošnju prirodnog gasa u domaćinstvima i u lokalnoj distribucionoj kompaniji. Različiti modeli su analizirani sa horizontom predviđanja od jednog dana i sa nelinearnim šablonima (ANN i SVR). Dobijeni rezultati potvrdili su nedvosmisleno da postoji pozitivan uticaj podataka o sunčevom zračenju na preciznost predviđanja potrošnje prirodnog gasa. On je preporučio da se ovaj parametar uključi u modele za predviđanje potrošnje prirodnog gasa kao još jedna ulazna promenljiva.

Aramesh (2014) koristi ANFIS model za kratkoročno predviđanje potreba za prirodnim gasom. Rezultati koje je dobio dokazali su bolju preciznost predviđanja ANFIS modela u odnosu na ANN, a MAPE u primarnoj stanici (Qazvin CGS) iznosio je 5,57%. Takođe, ANFIS model je korišćen i za sekundarnu stanicu (Takestan CGS), koja je imala drugačije vrednosti transportovanog gasa. Rezultati simulacije predviđanja ove stanice pokazali su malo odstupanje (MAPE = 5,73% za Takestan CGS) od vrednosti greške dobijene u slučaju primarne stanice (MAPE = 5,57% za Qazvin CGS).

Uticaj BDP cene gasa i HDD na potrošnju prirodnog gasa pokazao je Bjanko (Bianco, 2014). Procenjen je uticaj mera energetske uštede u sektoru grejanja zgrada i pokazano da se u odnosu na trenutnu potrošnju može ostvariti ušteda približno 20%, ako se 15% stanova i 5% kuća izoluje na odgovarajući način. Tzv. „klimatsko podešavanje“ urađeno je tako što je izračunat WAC (*weather adjusted coefficient*) kao količnik usrednjenog HDD za određeni period (1990–2012) i vrednosti HDD za posmatranu godinu.

Rezultati ovog modela upoređeni su sa predviđanjem energetske intenziteta (prosečan energetske intenzitet po stanovniku za period od poslednjih pet godina uzet je u obzir, a ukupna potrošnja je dobijena množenjem sa brojem stanovnika).

Višeslojne neuronske mreže MLP sa različitim brojem skrivenih slojeva i setovima podataka za predviđanje potrošnje u bilo kom času bilo kog dana u godini korišćene su u posebnom radu (Szoplik, 2015). Za MLP model, autor je koristio 22 promenljive. Ulazni skup podataka podeljen je u tri podskupa: 1. podskup sa 8.760 podataka za 2009. godinu, 2. podskup sa 17.250 podataka za 2009. i 2010. godinu. U sakrivenom sloju, broj neurona je variran između 5 i 40. Najbolji rezultati dobijeni su modelom MLP 22-36-2, primenjenom na skup podataka iz perioda od 01.01.2009. do 31.12.2010. U proseku je dobijena vrednost MAPE 8%, sa nešto nižim vrednostima za period grejne sezone. Razlog za to leži u povećanoj potrošnji prirodnog gasa u tom periodu. Za učenje, trening i potvrđivanje neuronske mreže korišćen je nasumičan izbor podataka. Ovakvim pristupom moguće je izbeći uticaj podataka korišćenih u treningu neuronske mreže. Preciznost predviđanja koja je dobijena jeste prihvatljiva, s obzirom da se prirodni gas prvenstveno troši za individualne potrošače koji imaju promenljivo ponašanje (promena mesta stanovanja, neplanirani zimski odmori, promena energetske snabdevača itd.).

U svom radu (Zhu, 2015) autor je poredio FNF-SVRLP (*False Neighbours Filtered-Support Vector Regression Predictor*) i SVRLP (*Support Vector Regression Local Predictor*) modele za predviđanje kratkoročnih potreba za prirodnim gasom. Generalni zaključak je da su bolji rezultati ostvareni primenom FNF-SVRLP modela za dnevnu potrošnju prirodnog gasa. Ovakvi rezultati dobijeni su za slučaj da je jedan napredni model baziran na specifičnostima u ponašanju krajnjih korisnika različitim danima u toku nedelje. U radu je prikazana prednost obe varijante primenjenog SRV modela u odnosu na ANN i ARMA modele, na isti način kao što je napredni model u prednosti u odnosu na standardni model za obe varijante SVRLP i FNF-SVRLP.

Jedan rad (Izadyar, 2015) poredi preciznost modela na osnovu tri statistička parametra: koren srednje kvadratne greške RMSE, koeficijent determinacije R^2 i koeficijent korelacije r . Najmanja greška učenja bila je prisutna kod ELM modela. ELM ima mnogo veću brzinu učenja u poređenju sa klasičnim metodama učenja „feed-forward“ mreža. ELM je preciznija u poređenju sa ANN za prognozu u stambenim objektima. Razvijeni ELM modeli mogu se strateški koristiti za predviđanje potreba za grejanjem stambenih objekata u sistemu daljinskog grejanja. Nova procedura pokazuje zadovoljavajuće performanse u većini slučajeva i ima brže učenje u odnosu na druge konvencionalne algoritme učenja.

Oliver (2017) takođe je pokazao da i sunčevo zračenje značajno utiče na potrošnju prirodnog gasa i da bi ga trebalo uključiti u modele predviđanja. Analizirani su uticaji različitih efekata, počev od onih koji su već implementirani i u postojeće standar-

de (spoljašnja temperatura), preko uticaja vetra, promenljivih baznih temperatura i sezonske potrošnje gasa.

Razmatrani su tzv. „peak-week supply“ standardi primenjeni na irsko domaće tržište kako bi se prikazala relativna razlika vršne dnevne potrošnje propisane standardima u poređenju sa standardom vršnog dnevnog snabdevanja. Vršna potrošnja gasa na dnevnom nivou za sledeću godinu procenjena je, prema ovom modelu, na 83,14 GWh, što je približno 13% niže od 95,7 GWh procenjenih prema „1-in-50 year peak-day supply“ standardu.

Panapakidis (2017) ispitivao je stabilnost novog hibridnog modela kako bi predvideo potrošnju za jedan dan unapred. Predviđeni model uključuje i kombinuje talasnu transformaciju WT (Wavelet transform), ANFIS i višeslojnu mrežu bez povratnih sprega (FFNN). Na osnovu zaključaka do kojih su autori došli, razvijeni algoritam omogućava bolju preciznost predviđanja potrošnje prirodnog gasa nego ANN model. Model se primenjuje na sve distributivne tačke koje čine mrežu prirodnog gasa u zemlji, što, prema tvrdnjama autora, omogućava poređenje učinka modela na različitim šemama potrošnje i istovremeno obezbeđuje uvid u karakteristike velikih urbanih centara, malih gradova, industrijskih postrojenja, jedinica za proizvodnju električne energije i slično. Greške su prikazane za 41 distributivnu tačku za ANFIS/GA/FFNN model.

U posebnom radu (Beyca 2019) porede se MLR (multiple linear regression), ANN i SVR za predviđanje potrošnje u Istanbulu. Predloženi SVR model sa polinomskom kubnom funkcijom jezgra pokazao je najbolje rezultate i predložen je kao važna alatka za donošenje odluka u oblasti javne politike, kao i za regulatorne organe za megagradove kao što je Istanbul.

U tabeli 6.3.1 sumarno i komparativno prikazane su prednosti i nedostaci navedenih metoda i modela za predviđanje potrošnje prirodnog gasa iz pregledane literature u periodu od 2011. do 2019. godine. Takođe, akcenat pri pregledu literature bio je i na ustanovljavanju nivoa tačnosti primenjenih modela predviđanja.

Tabela 6.3.1: Tačnost predviđanja izabranih modela predikcije potrošnje prirodnog gasa u periodu od 2011. do 2019. godine (Bajatović, 2020)

Godina, autor, horizont predviđanja, država	Algoritam	MAPE	MSE	RMSE	MAD	R ²	r	MAE	Ander-son-Darling "goodness of fit"	MARNE
2011. Kaynar Nedeljni Turska	ANN (MLP, RBFN), ANFIS, ARIMA	ANFIS (5,46) ANN-MLP (5,47) ANN-RBFN (6,18) ARIMA (6,41)								
2012. Demirel Dnevni Turska	ARMAX ANN (BP/gradient descent algorithm) Neuro Shell Gene Hunter Neuro Shell TurboProp OLS (ordinary least squares)	BP/gradient (0,1833) ARMAX (0,1984) Neuro Shell (0,2800) GeneHunter (0,3687) Neuro Shell (0,3687) TurboProp (0,4584)	BP/gradient (0,0347) ARMAX (0,0370) OLS (0,0415) Neuro Shell (0,0517) GeneHunter (0,0517) Neuro Shell (0,0550) TurboProp algorithm (0,0550)	ARMAX (0,0323) BP/gradient (0,0376) OLS (0,0601) Neuro Shell (0,0823) TurboProp (0,0823) Neuro Shell (0,0971) GeneHunter (0,0971)						
2013. Taspinar Dnevni Turska	ANN (MLP), SARIMAX	SARIMAX (0,792) ANN-MLP (testing - 0,814, training - 0,796) ANN-RBFN (testing - 0,827, training - 0,802) OLS (0,819)	SARIMAX (0,122) ANN-MLP (testing - 0,441, training - 0,423) ANN-RBFN (testing - 0,497, training - 0,439) OLS (0,445)	Adjusted R ² SARIMAX (0,987) ANN-MLP (testing - 0,823, training - 0,836) ANN-RBFN (testing - 0,784, training - 0,810) OLS (0,765)						

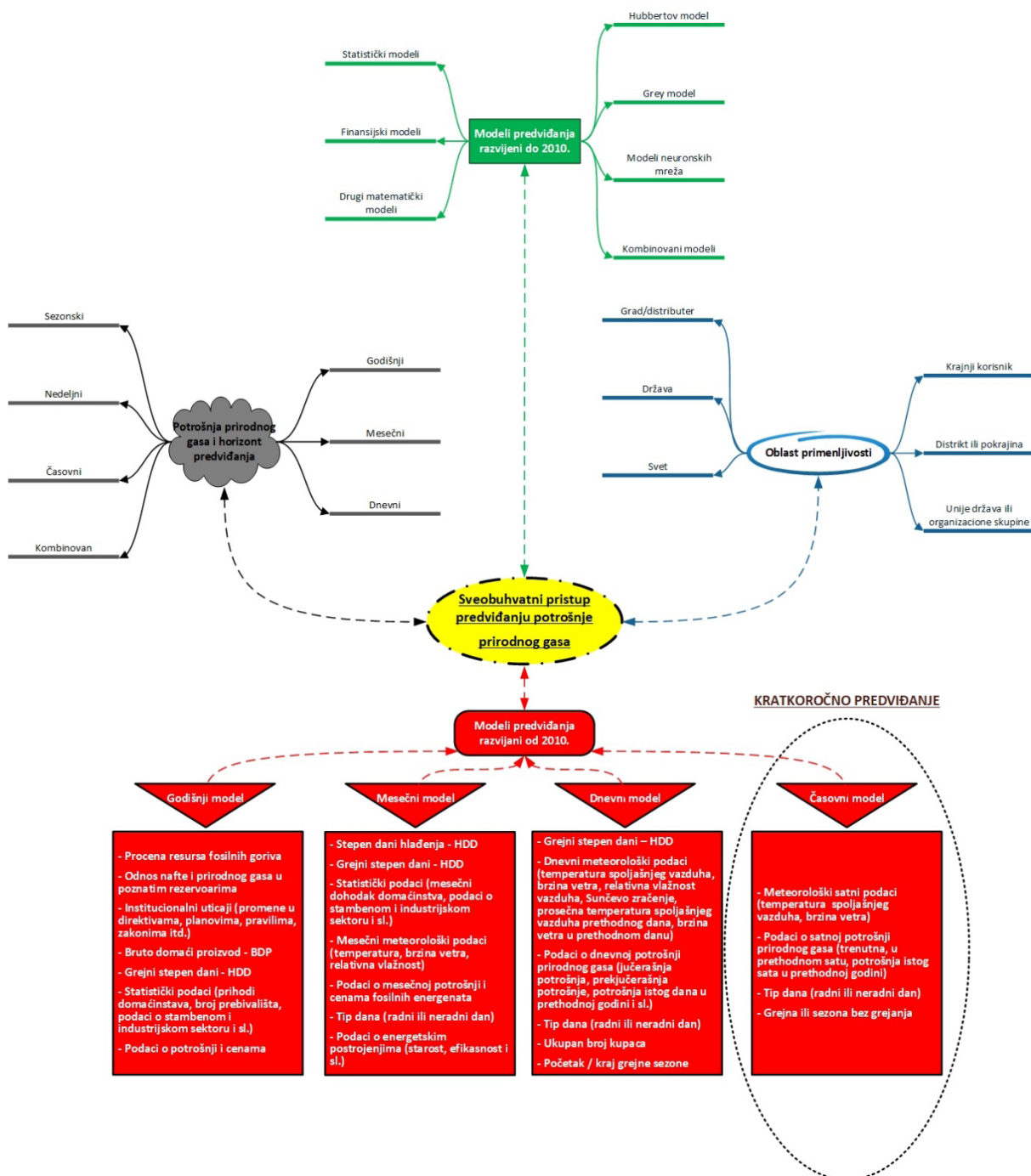
Godina, autor, horizont predviđanja, država	Algoritam	MAPE	MSE	RMSE	MAD	R ²	r	MAE	Ander-son-Darling „goodness of fit“	MARNE
2014. Soldo Časovni/dnevni prosek Hrvatska	Random-walk, Temperature correlation, Stepwise re- gression, Linear auto-regressive - ARX, ANNs, SVR					<u>Adjusted R²</u> ARX (0,967)				ARX (2,02%)
2014. Aramēš Dnevni Turska	ANFIS, ANN, and LR	<u>Av. MAPE</u> ANFIS (5,57) ANN (5,89) LR (6,03)		<u>Av. RMSE</u> ANFIS (86,86) ANN (88,90) LR (97,45)						
2014. Bianco Godišnji Italija	Regression	0,6%	0,309 bcm ²	0,556 bcm	0,108 bcm					
2015. Soplik Godišnji Dnevni Poljska	ANN-MLP with various number of hidden layer neurons	8								

Godina, autor, horizont predviđanja, država	Algoritam	MAPE	MSE	RMSE	MAD	R ²	r	MAE	Ander-son-Darling "goodness of fit"	MARNE
2015. Zhu Dnevni Velika Britanija	ANN, ARMA, SVR	FNF-SVRLP – SM/AM (3,8/3,4%) SVRLP SM/ AM (4,4/4,0%) ANN (5,3%) ARMA (6,1%) MAPE im- proved (SM) 15,7% (ANN) 39,4% (ARMA) 60,5%						FNF-SVRLP SM/AM (9,2mcm/ 8,3mcm) SVRLP SM/ AM (10,4 mcm/ 9,4mcm and MAE improved 13,0%) ANN (11,9) and 29,3% MAE improved ARMA (13,6 and 47,8% MAE im- proved)		
2015. Izadyar Mesečni Iran	ANN (feed-for- ward Back Propagation), ELM, GP			ELM (0,18068) ANN (0,18504) GP (0,18504)		ELM (0,7412) ANN (0,7285) GP (0,7276)	ELM (0,86091) ANN (0,85301) GP (0,8535)			
2016. Bai & Li Dnevni Kina	SVR	LSSVR (4,77) SC-SVR (2,36) BPNN (3,61)		LSSVR (8285,22 m ³ /d) SC-SVR (3913,88 m ³ /d) BPNN (4549,69 m ³ /d)						

Godina, autor, horizont predviđanja, država	Algoritam	MAPE	MSE	RMSE	MAD	R ²	r	MAE	Ander-son-Darling "goodness of fit"	MARNE
2017. Oliver Dnevni Nedeljni EU	Regression								0,3548 0,119	
2017. Panapakidis i Dagoumas Dnevni Grčka	ANN, ANFIS, GA	3,01 to >100		from 12,48 to 13558,93				from 5,11 to 7173,08		from 1,87 to 12,12
2019. Beyca Turska	MLR, ANN, SVR	MLR (training data 18,70, test data 14,24) SVR (training data 8,14, test data 5,53) ANN (training data 9,89, test data 13,1)	MLR (training data 61 860 049, test data 90 897 525) SVR (training data 30 728 408, test data 36 130 270) ANN (training data 35 903 335, test data 68 242 576)							

6.4 IZBOR KLJUČNIH PARAMETARA KOJI UTIČU NA KRATKOROČNO PREDVIĐANJE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA

Na slici 6.4.1 dat je sveobuhvatni pregled dosadašnje prakse u radu sa modelima za predviđanje potrošnje prirodnog gasa. Akcenat je stavljen na modele kratkoročne (satne) predikcije potrošnje prirodnog gasa.



Slika 6.4.1: Sveobuhvatni pristup predviđanju potrošnje prirodnog gasa – pregled dosadašnjih iskustava

Analizirajući praksu iz ove oblasti, u slučaju kada se posmatraju najnovija iskustava sa radom na modelima za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa, mogu se izdvojiti sledeći uticajni parametri:

1. Satni meteorološki podaci (spoljna temperatura vazduha, brzina vetra);
2. Podaci o satnim potrošnjama prirodnog gasa;
3. Vrsta dana (radni dan, vikend ili praznik);
4. Vrsta potrošača (stambeni, komercijalni i industrijski).

Podaci koji nisu pronađeni u sprovedenom pregledu literature, a mogu imati značajan uticaj na tačnost predviđanja prirodnog gasa su sledeći:

1. Satni meteorološki podaci (sunčevo zračenje, relativna vlažnost vazduha, smer vetra);
2. Satni podaci o kalorijskog moći prirodnog gasa (donja toplotna moć);
3. Podaci o satnoj vremenskoj prognozi.

6.5 OPIS SISTEMA, ANALIZA SPROVEDENIH MERENJA I IZBOR ALGORITMA PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA⁴

Kontinualno merenje i izdvajanje ključnih parametara veoma su značajne aktivnosti prilikom analize potrošnje i planiranja potreba za prirodnim gasom. Ovim putem određuje se realno stanje sistema, što predstavlja dobru osnovu kako za kratkoročno, tako i za srednjoročno i dugoročno predviđanje potreba i potrošnje prirodnog gasa posmatranog sistema ili nekog njegovog izabranog dela (korisnika). Pravilnim izborom ključnih parametara koji će se pratiti, kao i postavkom mernih mesta, bićemo u mogućnosti da smanjimo gubitke sistema i preciznije planiramo buduće potrebe za prirodnim gasom.

Sa druge strane, prikupljeni podaci će nam omogućiti formiranje energetskeg modela za predviđanje potrošnje. Energetski model predviđanja potrošnje ne predstavlja ništa drugo do međusobnu interakciju izabranih parametara u cilju dobijanja što preciznije projekcije potrošnje. Praktično, formirani energetski model može biti virtuelna reprezentacija realnog funkcionisanja sistema ili njegovog izabranog dela.

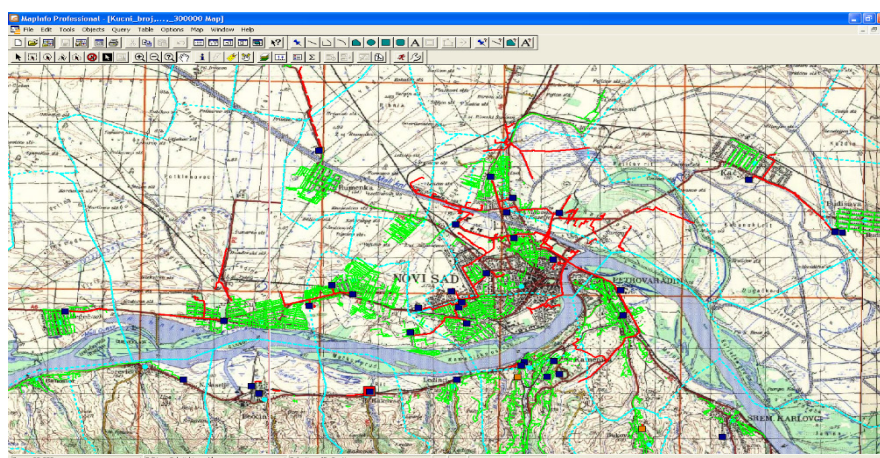
Kod većine sistema za snabdevanje prirodnim gasom (distributeri) koriste se dnevni intervali potrošnje. Sa druge strane, krajnji korisnici informacije o potrošnji prirodnog gasa dobijaju najčešće na uprosječenom mesečnom nivou. Posmatrani interval merenja i očitavanja sa aspekta preciznijeg energetskeg modeliranja sistema nije dovoljan. Pomenuti opseg merenja donosi i nedostatke, koji se pre svega odnose na nemogućnost uočavanja, kako grešaka na časovnom i/ili dnevnom intervalu, tako i same prirode dinamičkog ponašanja izabranih parametara. Neophodnost časovnog merenja i monitoringa ogleda se u nestacionarnoj prirodi promene potrošnje i njene veze, pre svega sa trenutnim meteorološkim uslovima (izrazita pojava u grejnoj sezoni).

Za studiju slučaja izabran je grad Novi Sad. Grad se može ponositi dugom tradicijom distribucije i korišćenja gasa kao energenta. Prema podacima iz Istorijskog

⁴ Rezultati poglavlja 6.5 objavljeni su u radu: Bajatović D., Andelković, A. *Comprehensive analysis of key parameters for the city-scale natural gas consumption*, 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech), Split, Croatia, 2020, pp. 1-5, ID #242 1570662485, Septembar 23-26. 2020. doi: 10.23919/SpliTech49282.2020.9243816.

arhiva, grad Novi Sad koristi gas od početka 1900-ih. U to vreme radila je Gradska plinara proizvedeći gas iz uglja. Prvi korisnik ovog energenta bio je sam grad, koji ga je koristio za ulično osvetljenje. Kasnije, od 1927. godine, počela su da se priključuju i domaćinstva, koristeći ga za potrebe kuvanja i grejanja. Danas, prema podacima gradskog distributivnog preduzeća („Novi Sad – Gas DOO“), ima oko 57.000 aktivnih potrošača sa 1.500 do 2.000 novih priključaka za gas godišnje. Kompanija distribuira prirodni gas, održava ili kontroliše više od 2.000 km gasne mreže, sa 60 stanica za merenje i regulaciju gasa i 60.000 priključaka za gas. Što se tiče krajnjih korisnika, oni su podeljeni na industrijske, stambene i komercijalne objekte. Velika većina potrošača koristi prirodni gas za grejanje prostora, dok manji broj ga troši u procesu proizvodnje.

Na slici 6.5.1 prikazana je prostorna rasprostranjenost gasovodnog sistema sa akcentom na distributivni sistem gradskog područja Novog Sada kojim upravlja „Novi Sad – Gas DOO“.



Slika 6.5.1: Distributivni sistem mreže snabdevanja prirodnog gasa u Novom Sadu (Izvor: „Novi Sad – Gas DOO“)

Tabela 6.5.1: Godišnji bilansi proizvodnje i potrošnje toplotne energije (2012 –2018)

Godišnji bilans	Jedinica	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2018.
Potrošnja prirodnog gasa	Sm ³	74.931.849	73.979.660	81.632.819	97.021.801	94.532.763	87.215.601	79.511.981
Toplotna energija iz PG	MWh	693.918	685.100	755.973	898.485	875.435	807.673	736.333
Toplotna energija iz kogenerativnog postrojenja	MWh	361.743	289.104	105.357	80.632	168.306	329.676	352.180
Ukupna toplotna energija	MWh	1.055.661	974.204	861.330	979.117	1.043.741	1.137.349	1.088.513

Najveći gradski potrošač je kompanija za daljinsko grejanje „Novosadska toplana“. Sistem daljinskog grejanja sastoji se od šest toplana (kotlovi snage 690 MW), smeštenih na različitim lokacijama u gradu. Četiri toplane smeštene su na levoj obali Dunava (Sever, Istok, Jug, Zapad), dok su dve (Petrovaradin i Dudara) smeštene na desnoj strani. Tri od četiri toplane (Sever, Istok i Jug) povezane su preko glavne razdelne stanice (GRS), preko koje se isporučuje toplota iz postrojenja kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije (TE–TO) (toplotni kapacitet 200 MW). Ta-

bela 6.5.1 prikazuje podatke o godišnjim bilansima proizvodnje i potrošnje toplotne energije u periodu 2012. - 2018. (Anđelković i dr., 2019).

6.5.1 STRUKTURA PRIKUPLJENIH PODATAKA

Za potrebe ovog istraživanja izvršeni su merenje i prikupljanje relevantnih podataka. Predmetni podaci sakupljeni su i obrađeni na satnom nivou. Period merenja isti je za sve parametre i odnosi se na interval od 1. septembra 2015. do 1. septembra 2019. (izvod iz merenja može se pronaći u Prilogu 1). Podaci su podeljeni u sledeće grupe:

1. Podaci o potrošnji prirodnog gasa;
2. Podaci o donjoj toplotnoj moći prirodnog gasa;
3. Klimatski podaci i
4. Podaci o vremenskoj prognozi.

Dakle, u navedenom periodu, u realnom vremenu izmerene su časovne vrednosti potrošnje prirodnog gasa za grad Novi Sad i kalorijske vrednosti donjih toplotnih moći prirodnog gasa u sistemu snabdevanja. Takođe, za isti period prikupljeni su i prateći meteorološki podaci, kao i podaci o vremenskoj prognozi.

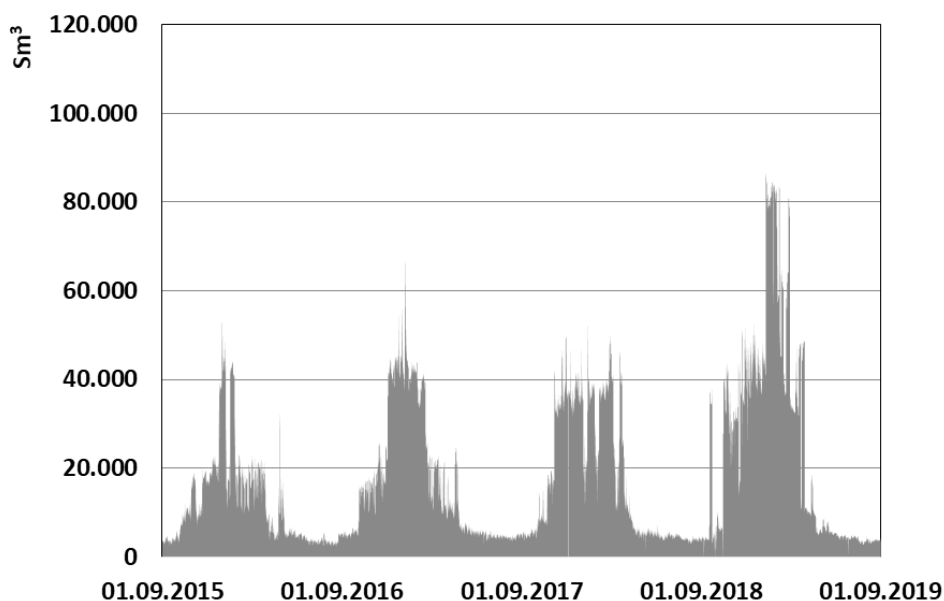
Važno je naglasiti da je inženjerski tim JP „Srbijagas“ pružilo potpunu podršku i otvoren pristup svim traženim podacima tokom sprovođenja ovog istraživanja.

Podaci o potrošnji prirodnog gasa

Gradsko distributivno preduzeće iz Novog Sada meri i prikuplja podatke o potrošnji prirodnog gasa na časovnoj osnovi od 2015. godine. Zbog postupka naplate kompanija potvrđuje samo dnevne prosečne potrošnje gasa. Za ovo istraživanje, prikupljeni su satni podaci o potrošnji prirodnog gasa u periodu od 1. septembra 2015. do 1. septembra 2019. Slika 6.5.1.1 prikazuje ukupnu potrošnju prirodnog gasa, na satnom nivou, za grad Novi Sad, kome je pridodata i potrošnja prirodnog gasa za TE–TO Novi Sad.

Može se primetiti dominantna potrošnja prirodnog gasa tokom grejnog perioda. Ovo dokazuje da većina korisnika u Novom Sadu prirodni gas koristi za potrebe grejanja. Zapaženi pikovi potrošnje u korelaciji su sa neujednačenim radom postrojenja TE–TO za proizvodnju električne energije. Plan rada TE–TO postrojenja za proizvodnju električne energije najviše je zasnovan na odlukama vlade i EPS-a. Plan rada (uključenje sistema mimo perioda kada je neophodna proizvodnja toplotne energije za grejanje Novog Sada) najčešće se definiše tako da cena proizvodnje električne energije bude konkurentna na tržištu na kom se plasira. Uz dominantnu potrošnju tokom zimskog perioda i pikove u danima kada je spoljna prosečna temperatura najniža, može se uočiti i relativno umereno konstantna potrošnja gasa u letnjim mesecima. Može se zaključiti da postoji bazna potrošnja u letnjim mesecima, a varijabilna u grejnim mesecima.

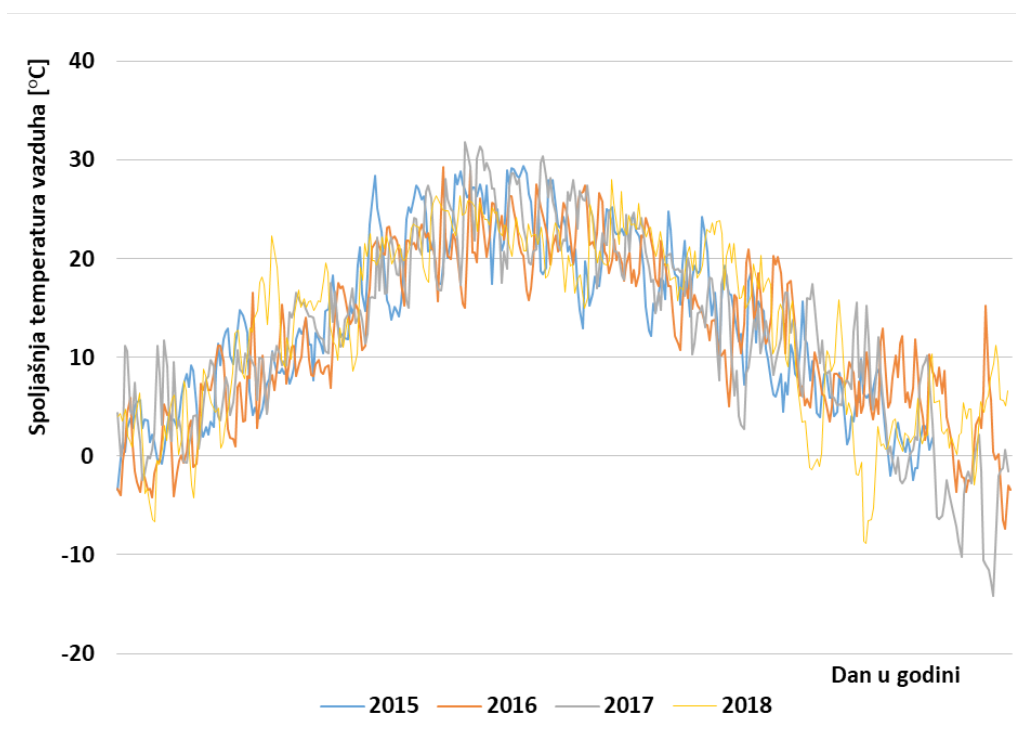
Uz to, u istom periodu izmereni su i prikupljeni podaci o satnim kalorijskim vrednostima donjih toplotnih moći prirodnog gasa koji ulazi u distributivni sistem Novog Sada. Tokom ovog perioda, ovaj parametar je varirao od minimalne 31,74 MJ/m³ do maksimalne vrednosti od 36,86 MJ/m³. Prosečna vrednost za ceo posmatrani period iznosila je 34,65 MJ/m³.



Slika 6.5.1.1: Podaci na časovnom nivou o potrošnji gasa za period od septembra 2015. do septembra 2019. godine

Meteorološki podaci

Da bi se utvrdio realni uticaj klimatskih uslova na potrošnju prirodnog gasa, izvršeno je satno merenje najuticajnijih meteoroloških parametara. Odabrani parametri su: temperatura spoljašnjeg vazduha ($^{\circ}\text{C}$), brzina vetra (m/s), smer vetra ($^{\circ}$), globalno sunčevo zračenje (W/m^2) i relativna vlažnost vazduha (%). Podaci su mereni i prikupljeni od Republičkog hidrometeorološkog zavoda Srbije, sa meteorološke opservatorije Rimski Šančevi (Novi Sad) (koordinate: dužina: $19^{\circ} 51\text{E}$, širina: $45^{\circ} 20\text{N}$, nadmorska visina: 84 m).



Slika 6.5.1.2: Varijacija spoljašnje temperature u Novom Sadu (2015 – 2018)

Na osnovu pregleda literature i prethodnih istraživanja, može se zaključiti da najuticajniji faktor na potrošnju prirodnog gasa tokom grejnog perioda jeste spoljašnja temperatura vazduha (slika 6.5.1.2). Ostali parametri, kao što su sunčevo zračenje, uticaj vetra (brzina i smer) i relativna vlažnost, imaju znatno manji uticaj. Uticaj atmosferskog pritiska je zanemarljiv. Vrednosti globalnog sunčevog zračenja, u toku posmatranog perioda, kretale su se od 0 do 365 J/cm² (srednja vrednost je bila 56.58 J/cm²); vrednosti brzina vetra bile su u opsegu od 0 do 13,2 m/s (srednja vrednost je iznosila 2,77 m/s) sa dominantnim severozapadnim smerom toku grejnih meseci. Srednja vrednost relativne vlažnosti vazduha je 75,65%.

Podaci o vremenskoj prognozi

Precizno predviđanje meteoroloških podataka igra značajnu ulogu u raznim sferama inženjerstva. Na osnovu odgovarajućih ulaznih podataka i adekvatne metodologije predviđanja, moguće je generisati dovoljno tačne skupove podataka koji predstavljaju pouzdanu vremensku prognozu. Za ovo istraživanje korišćene su informacije o satnoj vremenskoj prognozi. Podatke je omogućila JKP „Novosadska toplana“, koja ih koristi i prilagođava kako bi se predvidela buduća trosatna potreba za grejanjem u Novom Sadu. Kao najuticajniji klimatski parametar tokom grejne sezone izabrana je prognozirana satna temperatura spoljašnjeg vazduha. Pored toga, dostupni su podaci i o prognoziranoj prosečnoj i maksimalnoj brzini vetra. Podaci su prikupljeni za sledeće intervale:

- Grejna sezona 1: 29. 9. 2015 – 30. 4. 2016.
- Grejna sezona 2: 28. 9. 2016 – 1. 5. 2017.
- Grejna sezona 3: 29. 9. 2017 – 3. 5. 2018.
- Grejna sezona 4: 25. 9. 2018 – 3. 5. 2019.

Upoređujući predviđene i stvarne izmerene vrednosti odabranih podataka vremenske prognoze, može se uočiti dosta dobro podudaranje. JKP „Novosadska toplana“ za prognozu koristi podatke od Republičkog hidrometeorološkog zavoda Srbije, a onda ih koriguje u realnom vremenu u slučaju pojave značajnije greške.

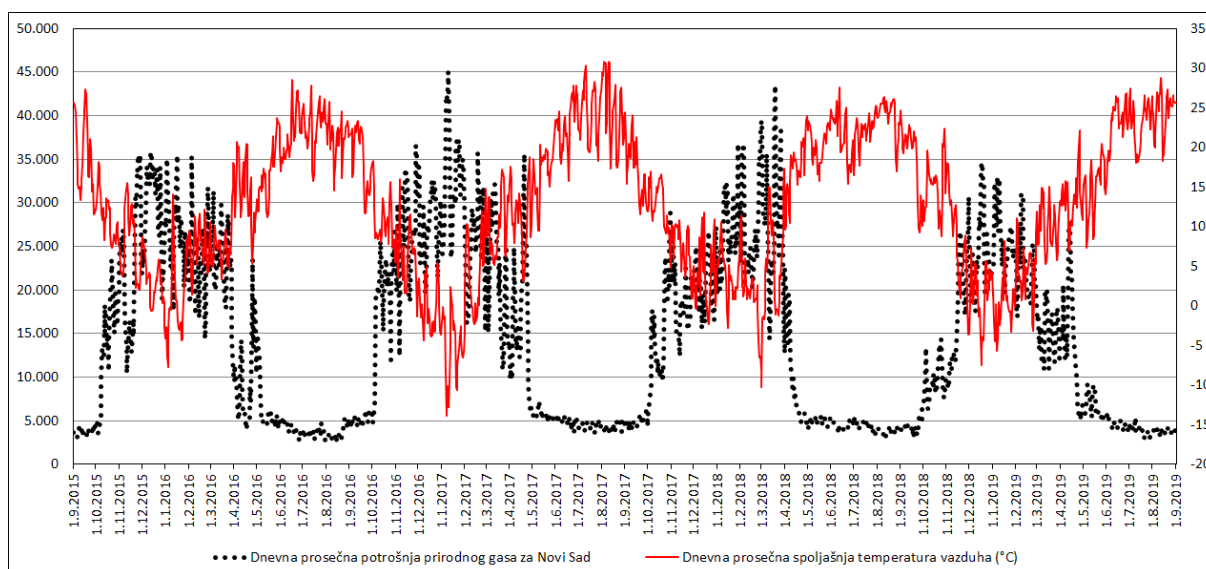
6.5.2 ANALIZA MERENJA

U skladu sa preporukama prethodnih istraživanja i na bazi sprovedenih merenja, u okviru ovog poglavlja, pokazaće se međusobna zavisnost izabranih parametara i njihov uticaj na potrošnju prirodnog gasa za grad Novi Sad. Na početku je važno izvršiti analizu uticaja ključnih klimatskih parametara na potrošnju prirodnog gasa. Kao što se može primetiti na časovnom profilu potrošnje prirodnog gasa na slici 6.5.1.1, potrošnja toplotne energije u toku grejne sezone predstavlja dominantan faktor za potrošnju gasa. Zaključak je da će klimatski parametri u toku grejnog perioda biti ključni u slučaju da želimo da predvidimo potrošnju prirodnog gasa. U drugom delu godine (sezona bez grejanja), ne očekuje se da će uticaj klimatskih parametara biti presudan za predviđanje potrošnje prirodnog gasa.

U narednom delu poglavlja biće prikazani izmereni parametri i njihova direktna veza sa potrošnjom prirodnog gasa na gradskoj teritoriji Novog Sada. Korišćiće se podaci na različitim nivoima (časovni ili prosečni dnevni) u grejnim ili periodima bez grejanja, kao i uticaj radnih odnosno neradnih dana u godini.

Na slici 6.5.2.1 dat je prikaz promene potrošnje prirodnog gasa u zavisnosti od varijacija spoljašnje temperature vazduha. Prikazani su podaci za celokupan period merenja (1. 9. 2015 – 1. 9. 2019). Merenja su izvršena na časovnom nivou, dok su vrednosti oba parametra prikazana na slici uprosečena na dnevne vrednosti.

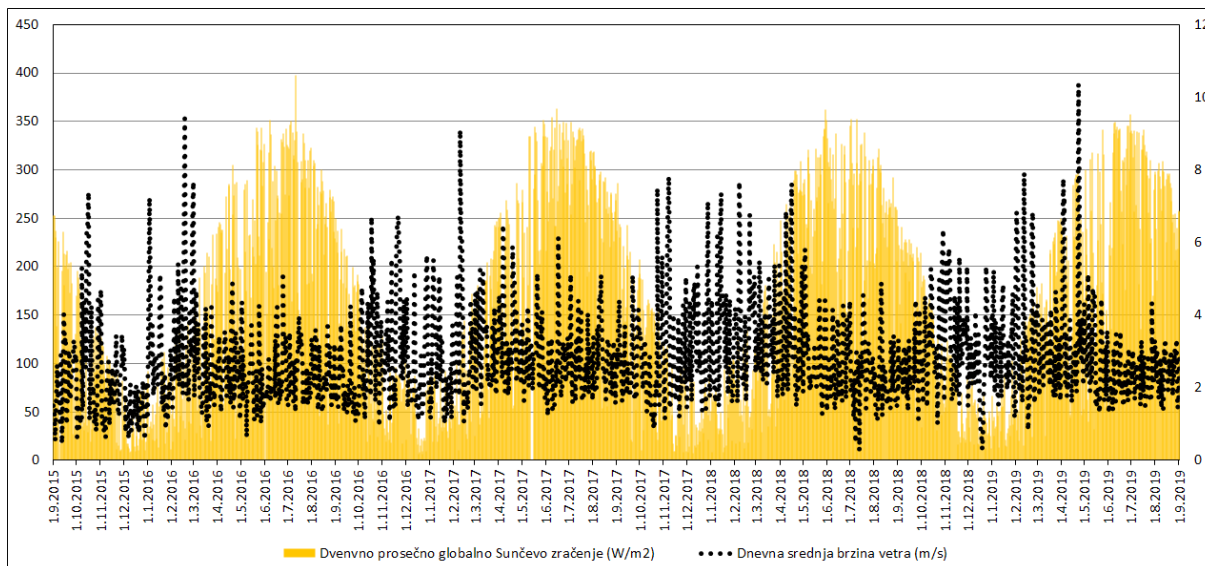
Potrošnja prirodnog gasa, pogotovo u sezoni grejanja, u korelaciji je sa vrednošću spoljašnje temperature vazduha. Dakle, što je temperatura spoljašnjeg vazduha niža, veća je potreba za grejanjem, odnosno veća je potrošnja prirodnog gasa. Može se primetiti da postoje i određena manja odstupanja u ovom odnosu. Ona se mogu pripisati uticajima ostalih meteoroloških parametara (uticaj vetra, sunčevog zračenja ili relativne vlažnosti vazduha), kao i tipa dana u nedelji (radni ili neradni dan). Uvidom u prosečne dnevne potrošnje i njihovu vezu sa tipom dana (radni ili neradni), jasno se može zaključiti da je potrošnja neradnim danima (subotom i nedeljom) manja u odnosu na radne dane u toku nedelje. Takođe, ako se poredi samo neradni dani, dnevne prosečne potrošnje nedeljom su manje nego subotom. Razlog tome je to što intenzitet aktivnosti koji zahtevaju potrošnju gasa opada kako se krećemo ka kraju nedelje. Analiza tipa dana mora u isto vreme uzimati u obzir i pomenute meteorološke faktore.



Slika 6.5.2.1: Promena prosečne dnevne potrošnje prirodnog gasa u zavisnosti od varijacije spoljašnje temperature vazduha (1. 9. 2015 – 1. 9. 2019)

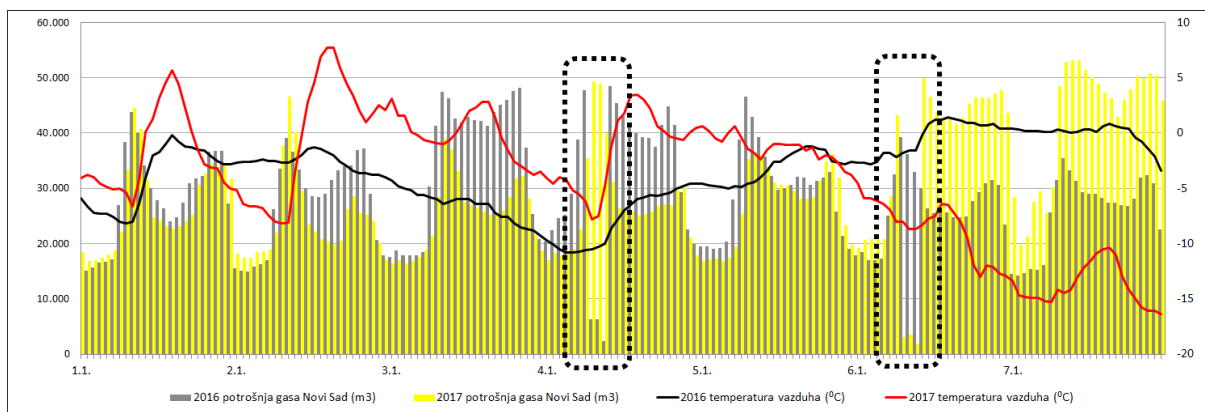
Kao prilog tome, na slici 6.5.2.2, prikazana je varijacija prosečnih dnevnih vrednosti brzine vetra i globalnog sunčevog zračenja za isti period merenja. Može se primetiti da u pojedinim danima, gde je brzina vetra veća, i potrošnja gasa je veća. Što se tiče uticaja intenziteta globalnog sunčevog zračenja, što su vrednosti veće, niža je potrošnja gasa. Međutim, u većini slučajeva kada imamo veću brzinu vetra i veći intenzitet zračenja, potrošnja prirodnog gasa raste. Ovo dovodi do zaključka da je uticaj vetra dominantniji od uticaja sunčevog zračenja. Generalno, uticaj relativne vlažnosti vazduha je pretežno zanemarljiv. Takođe, uticaj na potrošnju mogu imati i vrednosti donje toplotne moći prirodnog gasa u sistemu.

Što se tiče perioda kada nemamo potrebe za grejanjem, može se primetiti relativno uravnotežena potrošnja prirodnog gasa koja nema, ili ima male, direktne veze sa meteorološkim parametrima. Satne vrednosti potrošnje su u intervalu između 3.000 i 5.000 m³ prirodnog gasa. Ove varijacije u direktnoj su vezi, pre svega, sa tipom dana, pošto je broj novih industrijskih pogona relativno nepromenjen.



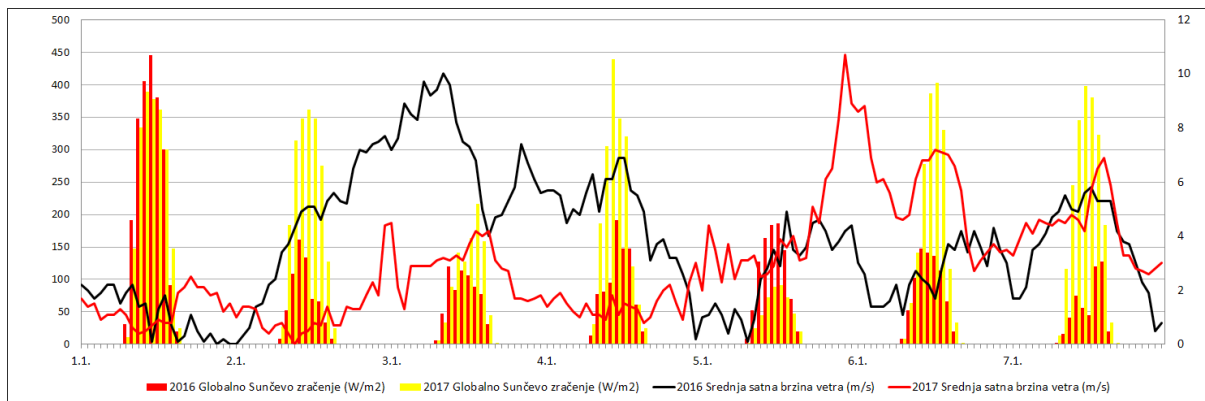
Slika 6.5.2.2: Varijacija prosečnih dnevnih vrednosti brzine vetra i globalnog sunčevog zračenja (1. 9. 2015 – 1. 9. 2019)

Slike od 6.5.2.3 do 6.5.2.6 prikazuju dnevne potrošnje gasa na časovnom nivou i njihovu vezu sa izabranim meteorološkim parametrima (spoljašnja temperatura vazduha, brzina vetra i intenzitet globalnog sunčevog zračenja) za prvih sedam dana u godinama od 2016. do 2019. Mogu se identifikovati određene varijacije u potrošnji prirodnog gasa, ali je uticaj spoljašnje temperature dominantan. Za sedam dana za godine 2016, 2017. i 2019. uočava se slična potrošnja gasa, dok za 2018. godinu ona odstupa. Razlog tome treba potražiti u vrednostima znatno više spoljašnje temperature, a delom i nižim vrednostima brzine vetra.



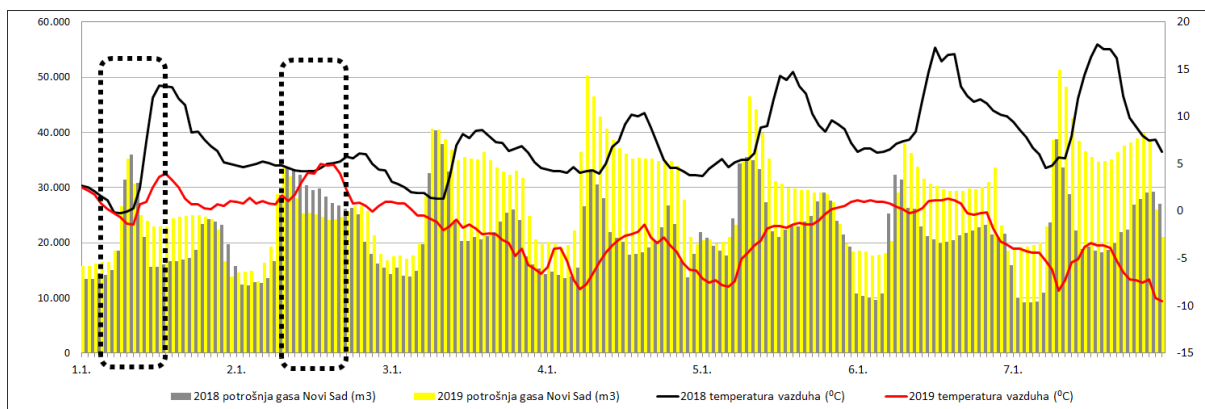
Slika 6.5.2.3: Promena časovnih vrednosti potrošnje prirodnog gasa i spoljašnje temperature vazduha (za prvih sedam dana 2016. i 2017. godine)

Tokom 2016. i 2017. godine, mogu se primetiti dva zanimljiva intervala (slike 6.5.2.3 i 6.5.2.4). Prvi je u toku dela dana 4. 1. (posmatrajući odnos vrednosti iz 2016. prema vrednostima iz 2017. godine), kada je potrošnja prirodnog gasa manja, temperatura spoljašnjeg vazduha je niža, intenzitet globalnog sunčevog zračenja je veći, a brzina vetra niža. U ovom periodu ispoljava se dominantan uticaj brzine vetra u poređenju sa svim ostalim meteorološkim parametrima. U delu dana 6. 1. (analiza kao i kod prvog slučaja) potrošnja prirodnog gasa je veća, kada je temperatura spoljašnjeg vazduha viša, intenzitet globalnog sunčevog zračenja manji, a brzina vetra niža. U ovom periodu je identifikovana opravdana mogućnost greške pri merenju, a koja je kasnije i potvrđena od strane JP „Srbijagas“ (merači potrošnje prirodnog gasa bili su u otkazu za taj period rada).

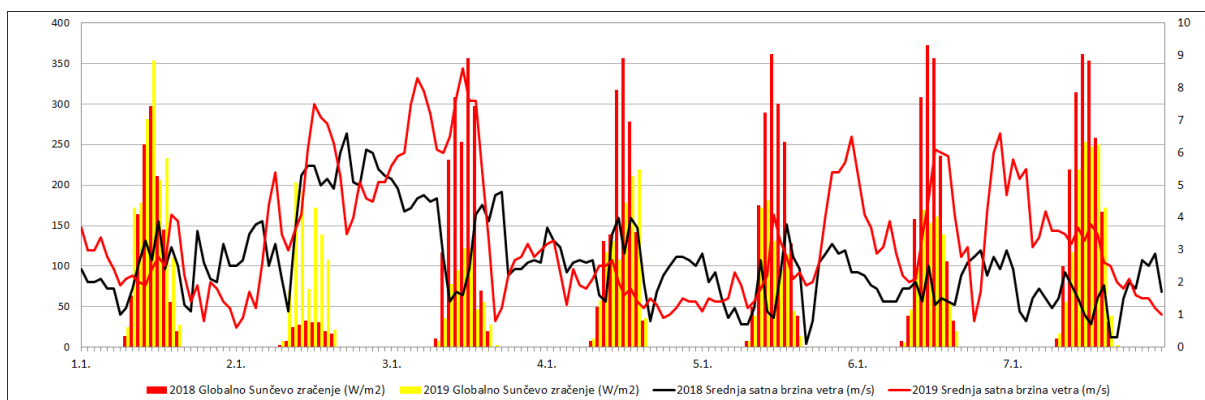


Slika 6.5.2.4: Varijacija časovnih vrednosti brzine vetra i globalnog sunčevog zračenja (za prvih sedam dana 2016. i 2017. godine)

U toku 2018. i 2019. godine takođe se mogu primetiti dva zanimljiva perioda (slike 6.5.2.5 i 6.5.2.6). Prvi je je u toku dela dana 2. 1. (posmatrajući odnos vrednosti iz 2018. prema vrednostima iz 2019. godine), kada je potrošnja prirodnog gasa veća, temperatura spoljašnjeg vazduha je približno ista, intenzitet globalnog sunčevog zračenja je manji, a brzina vetra niža. U ovom periodu ispoljava se dominantan uticaj intenziteta globalnog sunčevog zračenja u odnosu na sve ostale meteorološke parametre. Druga situacija je u delu dana 1.1., kada su svi uticajni parametri približno istih vrednosti, te je i potrošnja prirodnog gasa u tom periodu ista i za 2018. i za 2019. godinu.

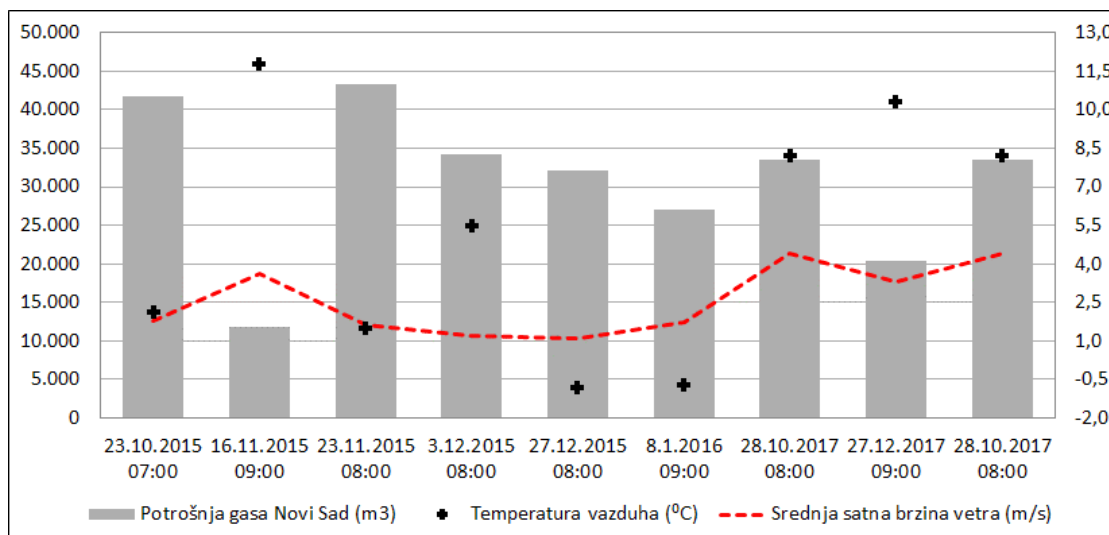


Slika 6.5.2.5: Promena časovnih vrednosti potrošnje prirodnog gasa i spoljašnje temperature vazduha (za prvih sedam dana 2018. i 2019. godine)



Slika 6.5.2.6: Varijacija časovnih vrednosti brzine vetra i globalnog sunčevog zračenja (za prvih sedam dana 2018. i 2019. godine)

Ipak, kod intenziteta sunčevog zračenja treba biti oprezan prilikom ocene njegovog uticaja na potrošnju prirodnog gasa u grejnoj sezoni. Na slici 6.5.2.7 prikazana je satna potrošnja prirodnog gasa, kad je intenzitet globalnog sunčevog zračenja približno bio 150 W/m^2 . Slika, pored potrošnje gasa, prikazuje i vrednosti spoljašnje temperature vazduha i brzine vetra. Generalni zaključak je da intenzitet globalnog sunčevog zračenja ima uticaj na potrošnju gasa, ali ipak dominantan uticaj ima spoljašnja temperatura vazduha u kombinaciji sa uticajem brzine vetra.



Slika 6.5.2.7: Varijacija časovnih vrednosti potrošnje prirodnog gasa, spoljašnje temperature vazduha i brzine vetra (za satne vrednosti globalnog sunčevog zračenja od 150 W/m^2)

Kako bi se utvrdio nivo podudaranja rezultata merenja spoljašnje temperature vazduha i prikupljenih podataka o vremenskoj prognozi, sračunati su statistički indikatori koeficijenta determinacije (R^2) linearnog modela za sve grejne sezone, od 2015. do 2019. (slike od 6.5.2.8 do 6.5.2.11). Vrednosti ovog statističkog indikatora ukazuju na visok stepen podudaranja merenja i predviđanja za svaku grejnu sezonu. Sračunate vrednosti koeficijenta determinacije su sledeće:

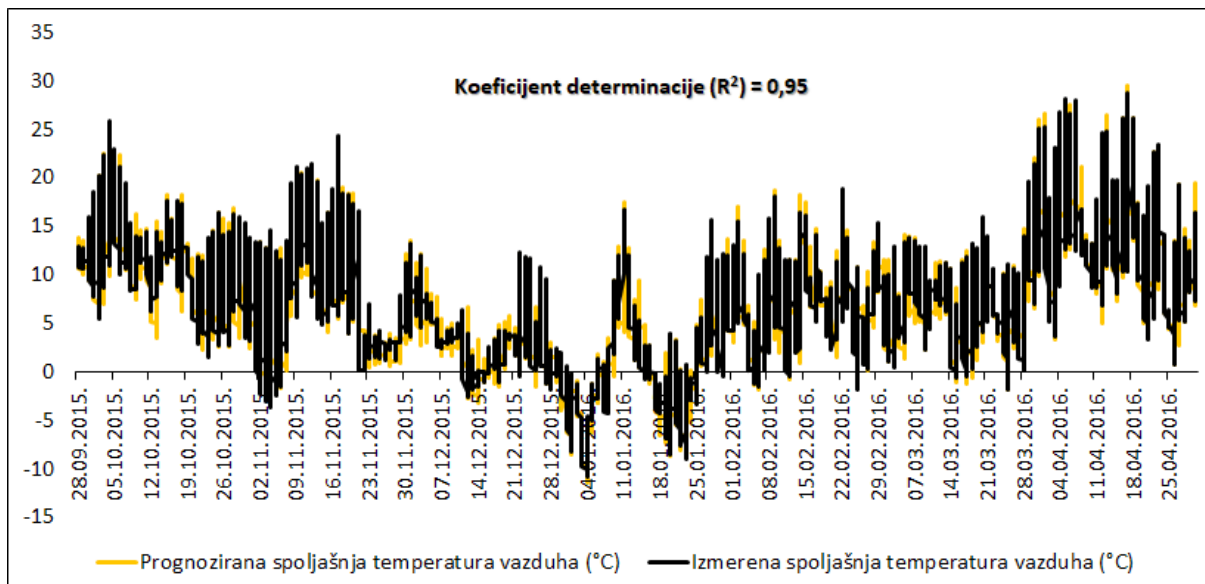
1. $R^2 = 0,95$ za grejnu sezonu 2015/16;
2. $R^2 = 0,96$ za grejnu sezonu 2016/17;
3. $R^2 = 0,97$ za grejnu sezonu 2017/18;
4. $R^2 = 0,97$ za grejnu sezonu 2018/19;

što dovodi do zaključka da je vremenska prognoza visoke tačnosti za sve posmatrane grejne sezone.

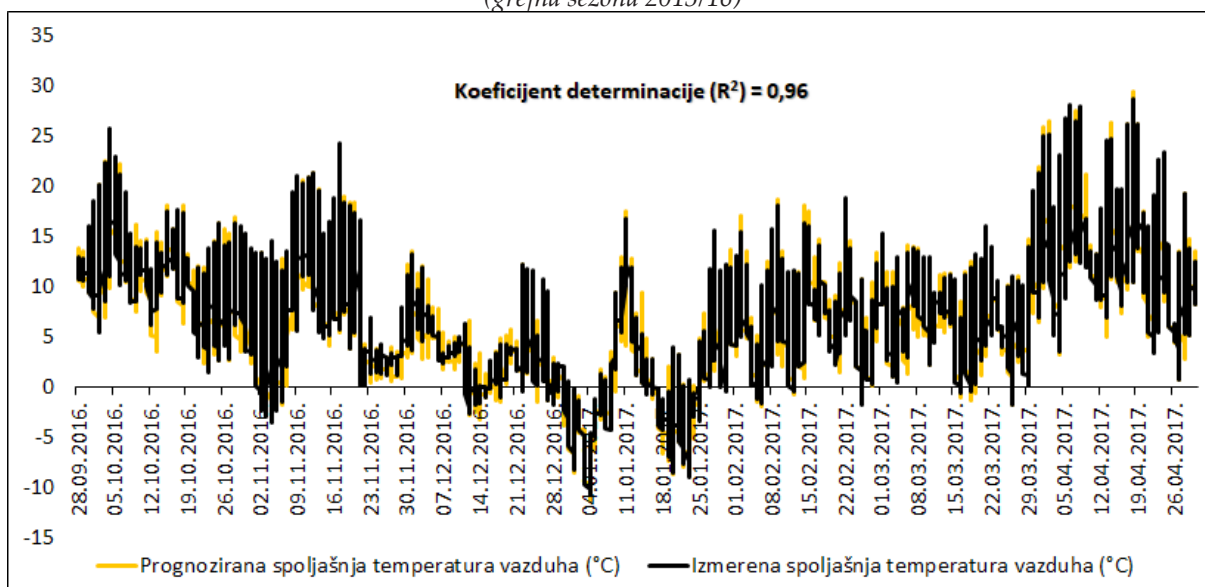
Za ocenu nivoa podudaranja merenja i prognoze prosečnih satnih vrednosti brzine vetra korišćen je statistički indikator R^2 (koeficijent determinacije). Dobijene vrednosti ukazuju na nizak stepen podudaranja merenja i predviđanja za svaku grejnu sezonu. Sračunate vrednosti koeficijenta determinacije su sledeće:

1. $R^2 = 0,33$ za grejnu sezonu 2015/16;
2. $R^2 = 0,45$ za grejnu sezonu 2016/17;
3. $R^2 = 0,48$ za grejnu sezonu 2017/18;
4. $R^2 = 0,52$ za grejnu sezonu 2018/19;

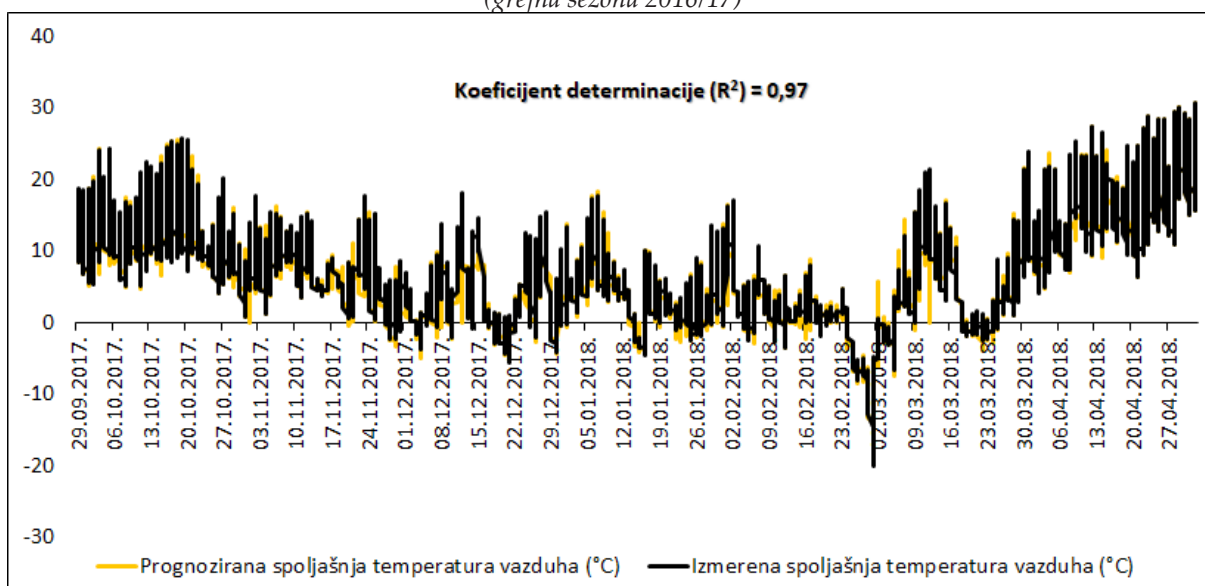
što dovodi do zaključka da podaci o prognozi brzine vetra nisu dovoljno precizni, te da se ne preporučuje njihova dalja integracija u modele za predviđanje potrošnje gasa.



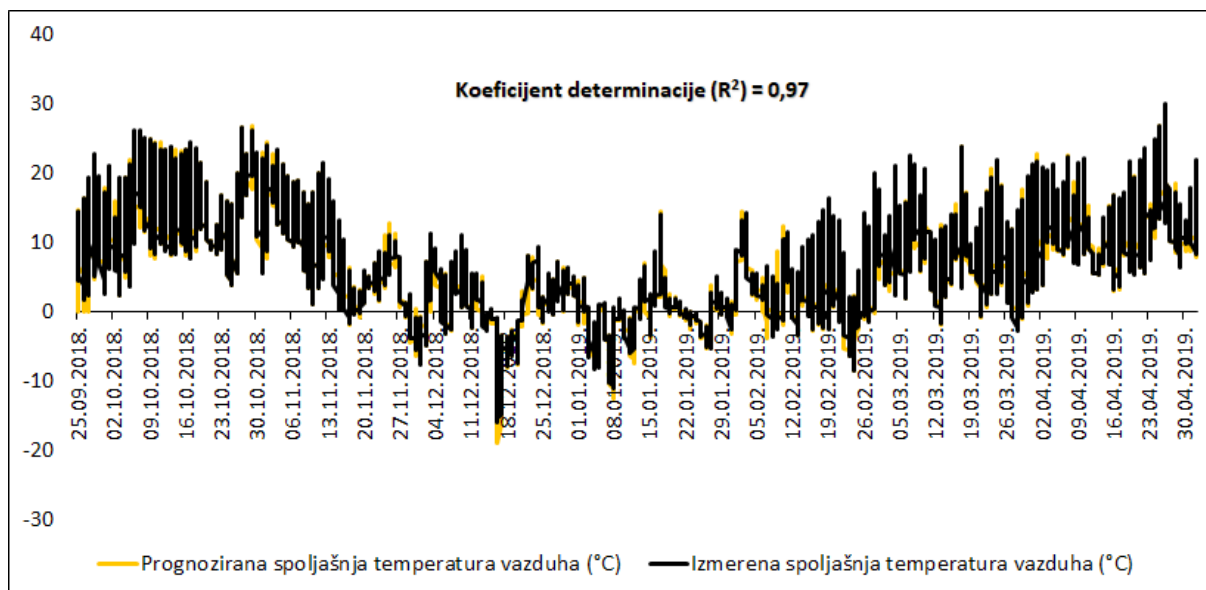
Slika 6.5.2.8: Nivo podudaranja rezultata merenja i vremenske prognoze spoljašnje temperature vazduha (grejna sezona 2015/16)



Slika 6.5.2.9: Nivo podudaranja rezultata merenja i vremenske prognoze spoljašnje temperature vazduha (grejna sezona 2016/17)



Slika 6.5.2.10: Nivo podudaranja rezultata merenja i vremenske prognoze spoljašnje temperature vazduha (grejna sezona 2017/18)



Slika 6.5.2.11: Nivo podudaranja rezultata merenja i vremenske prognoze spoljašnje temperature vazduha (grejna sezona 2018/19)

Sprovedeno istraživanje je verifikovano kroz publikaciju na međunarodnoj konferenciji SpliTech 2020: The 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies, (Bajatović, 2020).

6.5.3 IZBOR ALGORITMA ZA MODEL KRATKOROČNOG PREDVIĐANJA POTROŠNJE PRIRODNOG GASA⁵

Algoritmi za predviđanje koriste prikupljena merenja i druge ključne promenljive kako bi za izabrani budući period unutar definisanog područja predvideli kretnje izabrane varijable. U slučaju predviđanja potrošnje prirodnog gasa, krajnji cilj je predvideti situacije i uslove koji su važni za planiranje potrebnih kapaciteta, kao i efikasan rad krajnjih korisnika. Na ovaj način se u najvećoj meri mogu eliminisati neželjene mere (penali) u okviru trgovinskih sporazuma i nestabilna ponuda/potražnja na tržištu prirodnog gasa.

Na osnovu sprovedenog pregleda literature, u poslednjih desetak godina došlo je do poboljšanja modela predviđanja potrošnje prirodnog gasa. Brojna istraživanja, zbog visokog nivoa sličnosti sa potrošnjom električne energije, iskoristila su ova iskustva kako bi razvili i prve modele predviđanja potrošnje prirodnog gasa.

Prognoza potrošnje prirodnog gasa može se podeliti u četiri glavne grupe (Soldo, 2012):

1. oblast primenjivosti,
2. korišćeni algoritmi predviđanja,
3. opseg/horizont prognoze i
4. korišćene ulazne promenljive.

⁵ Rezultati poglavlja 6.5.3, 6.6, 6.7, 6.8 i 7 objavljeni su u radu: Anđelković, A., Bajatović, D. *Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction*, Journal of Cleaner Production, Vol. 266, 2020, 122096

U slučaju izabrane oblasti primenjivosti, mogu se izdvojiti različiti domeni. Jedan od prvih modela za proizvodnju i potrošnju fosilnih goriva u svetskim razmerama razvio je Hubert (Hubbert, 1949). Njegov algoritam bio je zasnovan na odnosu između stope proizvodnje i vremena. Sa druge strane, Behrouznia (2010) razvija adaptivni model za predviđanje potreba za prirodnim gasom za oblast Južne Amerike. Za oblast države, Panapakidis (2017) implementirao je model predviđanja potrošnje prirodnog gasa za jedan dan unapred u Grčkoj. Istraživanje koje je realizovao Zeng (2016) odnosilo se na kinesko tržište, gde je uveden „samoprilagođavajući algoritam“ potrošnje prirodnog gasa. Dva regresiona modela u slučaju Velike Britanije upoređivao je Zhu (2015), dok je Čen (2018) razvio inteligentan model za buduće potrebe na tržištu prirodnog gasa u Nemačkoj. Na regionalnom nivou Akpınar (2016. i 2017), primenio je prediktivni model na području Marmare u Turskoj. Model predviđanja za distributivnu mrežu u selu Voltana u Italiji razvio je Baldacci (Baldacci, 2016), dok je Bej (2016) primenio algoritam predviđanja za grad Anking u Kini. Soldo (2014) sprovodi komparativnu analizu prediktivnih modela primenjenih na nivou domaćinstava i grada.

Prema kriterijumu opsega, modeli predviđanja mogu se podeliti na: višegodišnje, godišnje, sezonske, mesečne, nedeljne, dnevne i satne. Vu (2015) predstavio je tzv. „sivi model“ predviđanja godišnje potrošnje prirodnog gasa u Kini. Da bi se odredio sezonski horizont predviđanja, Forouzanfar (2010) razvija modele za stambene i nestambene objekte u Iranu. Izadiar (2015) istražuje mesečno predviđanje potrošnje prirodnog gasa za sisteme daljinskog grejanja. Za nedeljni horizont, Kajnar (2011) u svom radu upoređuje tri algoritma, od kojih je ANFIS model dao najbolje rezultate predviđanja. Vei (Wei, 2019) testira hibridni model za dnevno predviđanje koji integriše „Improved Singular Spectrum Analysis“ i „Long Short-Term Memory Algorithm“. Satno predviđanje, kao najkraći primenjeni horizont, testirao je Szoplik (2015) kroz „Multilayer Perceptron Model“ u slučaju potrošnje prirodnog gasa u Poljskoj.

Za ulazne varijable modela predikcije, većina pomenutih autora koristila je podatke o potrošnji prirodnog gasa i meteorološkim uslovima (u većini slučajeva korišćeni podatak je temperatura spoljašnjeg vazduha) sa dnevnim ili dužim vremenskim horizontima. Manji broj studija odnosio se i na druge vremenske podatke kao što su brzina vetra, relativna vlažnost vazduha, atmosferski pritisak (Taspinar, 2013) ili prosečna oblačnost (Zhu, 2015). Važan uticaj sunčevog zračenja na predviđanje potrošnje prirodnog gasa dokazao je Soldo (2014). Ekonomske parametre poput inflacije, stope nezaposlenosti, BDP-a ili cene prirodnog gasa koristio je Azadeh (2015).

Najnovije studije pokazale su dobru tačnost prognoze potrošnje dobijene adaptivnim i hibridnim algoritmima na bazi veštačke inteligencije. Soldo (2014) u svom radu za dnevnu prognozu preporučio je upotrebu sunčevog zračenja kao ulazne varijable, s obzirom da je upotreba ovog parametra poboljšala dobijene rezultate. Testiran je njegov uticaj na dva skupa podataka (podaci o potrošnji na primeru kuće i podaci o potrošnji lokalne distributivne kompanije za gas). Upoređeni modeli predviđanja sa horizontom za jedan dan unapred u ovom radu bili su: linearni modeli (autoregresivni model sa egzogenim ulazima (ARX), stepenasta regresija) i nelinearni modeli (ANN — MLP i SVR). Ostvarene vrednosti MARNE grešaka za razmatrane modele bili su: domaćinstva: 6,69%, 6,80%, 5,38%, 4,93%, 5,19%, 4,78%, 4,91%, 4,59%, 5,19%, 5,06%, 5,57%, 5,28%; i distributivna kompanija: 10,0%, 5,17%, 1,75%, 2,52%, 2,59%, 2,25%, 2,22%, 2,02%, 2,51%, 2,52%, 2,30%, i 2,25%.

Zhang i Yang (2015) koristili su varijacije šest promenljivih (visok nivo, referentni nivo i nizak nivo) za predviđanje potrošnje gasa (BDP, gradsko stanovništvo, struktura potrošnje energije, tip industrije, energetska efikasnost i izvoz robe i usluga). Uporedili su rezultate dobijene od BMA („gray prediction“) modelom, linearnom regresijom i ANN. Za analizirane modele (BMA, model linearne regresije i ANN), dobili su sledeće statističke rezultate za MAPE: 5,1%, 5,7%, 4,5% i 2,6%.

Chen (2018) prikazuje rezultate integracije funkcionalnih egzogenih varijabli. Analizirani su protoci prirodnog gasa koji prolaze kroz tri čvorišta (koji se nalaze na državnoj granici) na gasovodnoj mreži visokog pritiska u Nemačkoj u periodu od 18. aprila do 15. jula. Ova dva čvorišta predstavljaju lokacije gde dve trećine prirodnog gasa ulazi u Nemačku. Takođe, ova mesta predstavljaju i interkonekcije ka drugim susednim zemljama. Za svaki od čvorišta (označeni kao D, S i V), podaci protoka gasa mere se satno, 24 h dnevno, sedam dana u nedelji. Iako su sva tri čvorišta nacionalna granična tačka, postoje jedinstvene karakteristike za svako od njih. Za čvorove D i V nivo protoka gasa pomera ce iz dana u dan, dok je satni protok gasa tokom istog dana prilično stabilan. Razmatrane su tri grupe modela, univarijantni, multivarijantni i funkcionalni. Dobijeni su sledeći satni MAPE indikatori za prognozu za jedan dan unapred: čvorište D — od 1,11% do 2,35%; čvorište S — od 0,93% do 3,92%; i čvorište V — od 1,12% do 5,58%.

ALO („Ant Lion Optimizer“) algoritam za optimizaciju parametara kako bi se poboljšala tačnost primenjenog „grey“ modela (GM) koristio je Ding (2018). Dobijene MAPE vrednosti bile su sledeće: od 2003. do 2010. - od 2,46% do 2,94% i od 2011. do 2014. - od 3,32% do 4,20%.

Modele sa dnevnom prognozom potrošnje gasa istraživao je Vej (Wei, 2019). Sračunata je tačnost za nekoliko analiziranih modela predviđanja na nivou grada (reprezentativni gradovi u različitim klimatskim zonama). Vrednosti MAPE greška za primenjene modele bile su: London — od 10,01% do 34,01%; Melburn — od 9,94% do 35,88%; i Kardica u Grčkoj — od 14,37% do 70,35%. U studiji Laib (2019) predložen je novi hibridni pristup za predviđanje prirodnog gasa za jedan dan unapred. Predloženi hibridni model za Alžir ostvario je prosečne MAPE vrednosti od 5,48% do 8,59%.

Kao što je već spomenuto, u poslednjih desetak godina razvijen je veliki broj modela predviđanja koji uključuju regresione, ANN i ANFIS modele. Soldo (2012) daje opsežnu analizu prediktivnih modela objavljenih do 2010. godine, koju Šebalj (2017) upotpunjuje istraživanjem do 2016. godine, dok su najnovija otkrića s glavnim naglaskom na dobijenoj preciznosti modela predstavljena u radu (Bajatović, 2020).

Ključno polazište u fazi modeliranja jeste odabir odgovarajućeg algoritma predviđanja. U slučaju kratkoročnog predviđanja istraživanje Panapakidisa (2017) potvrđuje da je ANFIS algoritam za predviđanje potrošnje prirodnog gasa precizniji od klasičnog ANN algoritma (vrednost MAPE bila je 3,01%). Sličan zaključak u prilog predviđanja ANFIS algoritma potvrđuju i druga istraživanja (Aramesh, 2014. sa MAPE vrednošću od 5,57%,; Kaynar, 2011. sa MAPE vrednošću 5,46%). ANFIS model integriše hibridne metode učenja u svoju strukturu, što pomaže algoritmu da bude prilagodljiviji, brži i tačniji (poglavlje 6.2.1). Takođe, algoritam ANFIS široko je primenjen za predviđanje u meteorologiji, kao što su sunčevo zračenje (Dong, 2020) ili smer i brzina vetra (Khosravi, 2018b).

Zaključak je da se izborom ANFIS algoritma mogu očekivati precizne kratkoročne prognoze za različite tipove promenljivih. S tim u vezi, nameće se zaključak da se ANFIS algoritam može koristiti kao efikasan alat za kratkoročnu prognozu potrošnje prirodnog gasa.

6.6 PROTOTIP MODELA ZA PREDVIĐANJE ČASOVNE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA ZA GRAD NOVI SAD NA BAZI KRATKOROČNE VREMENSKE PROGNOZE

Precizno predviđanje potražnje od vitalnog je značaja na tržištu prirodnog gasa. Za početak, neophodno je postojanje pravilno projektovanog sistema, koji u budućnosti daje ključnu osnovu za optimalno planiranje, upravljanje i održavanje. Sa druge strane, tačna predviđanja potražnje za prirodnim gasom dragoceni su doprinos finansijskom planiranju proizvodne, transportne i distributivne kompanije, kao i optimalnom snabdevanju svih potrošača, posebno u slučajevima vršne potražnje.

Ako uzmemo u obzir zemlje koje imaju dobro razvijeno tržište prirodnog gasa i trgovinu, kao što su zemlje Evropske unije, otkrićemo da većina ovih zemalja koristi napredne modele prognoze za satne, dnevne, nedeljne, mesečne, pa čak i godišnje podatke o potrošnji. Postoji velika potreba za korišćenje ovih modela u proizvodnji, transportu i distribuciji prirodnog gasa na tržištu s obzirom da cena u velikoj meri zavisi od preciznosti predviđanja. Štaviše, precenjene ili potcenjene količine prirodnog gasa imaju veliki uticaj na ukupnu ugovorenu cenu zbog ugovornih penala. Jasno je da neadekvatno predviđanje povećava rizik poslovanja celog sistema i njegovih krajnjih korisnika.

Studija slučaja predstavljena u ovom delu doktorske disertacije inspirisana je ciljem da se razvije napredan i prilagodljiv algoritam predviđanja kratkoročne potrošnje prirodnog gasa koji bi, pored standardnih varijabli, integrisao i pouzdane podatke o vremenskoj prognozi. Slične preporuke dao je Tan (2020) za model predviđanja potreba za električnom i toplotnom energijom i Ahmad (2020) za predviđanje proizvodnje električne energije iz hidroelektrane.

Osnovno pitanje koje proističe iz cilja ovog istraživanja glasi: Kako razviti pouzdan algoritam predviđanja potrošnje prirodnog gasa u realnom vremenu (u režimu grejanja i bez grejanja) na osnovu raspoložive vremenske prognoze i ostalih relevantnih parametara? Njemu se pridodaje i sledeće pitanje: Kakve su performanse primenjenih algoritama predviđanja? Cilj istraživanja oslanja se na sledeće deskriptivne (DH) i kvantitativne (KH) hipoteze:

DH-1 (H_0): Razvojem matematičkog modela na bazi veštačke inteligencije može se adekvatno predvideti buduća potrošnja i cena prirodnog gasa;

DH-2 (H_0): Relevantna vremenska prognoza, upotpunjena drugim egzogenim varijablama u kontekstu predviđanja kratkoročne potrošnje i cene prirodnog gasa, može biti osnova za pouzdano predviđanje;

DH-3 (H_0): Adaptivni algoritam veštačke inteligencije može obezbediti efikasan rad predloženog prediktivnog modela na osnovu vremenskih podataka (stvarnih merenja i prognoze), prethodne potrošnje i donje toplotne moći prirodnog gasa;

KH-1:

H_0 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa sa integrisanom vremenskom prognozom proizvodi manju srednju apsolutnu procentualnu grešku od 6% na test podacima.

H_1 : Nelinearni model veštačke inteligencije (neuronska mreža) za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa sa integrisanom vremenskom prognozom proizvodi veću ili istu srednju apsolutnu procentualnu grešku od 6% na test podacima.

Iz poglavlja 6.2 i 6.3, gde je detaljno analiziran pregled iskustava za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa, može se zaključiti da je ANFIS potencijalno najadekvatniji model za ovakvu vrstu prognoze. U daljem delu ovog poglavlja biće prikazan postupak i preliminarni rezultati prototipa modela na bazi ANFIS algoritma u cilju predviđanja kratkoročne (sat unapred) potrošnje gasa za grad Novi Sad. Kao ključno unapređenje, u odnosu na do danas razvijene modele predviđanja na bazi veštačke inteligencije, ovaj algoritam integriše podatke o vremenskoj prognozi, kao i izmerene vrednosti donje toplotne moći prirodnog gasa. Takođe, model predviđanja bazira se na satnim vrednostima svih ulaznih parametara (bez uprosečavanja na dnevne vrednosti – što je čest slučaj u praksi zbog uštede u vremenu izvršenja simulacije). Korišćena baza podataka ulaznih parametara predstavlja skup dugoročnog četvorogodišnjeg merenja periodu od 1. 9. 2015. do 1. 9. 2019. Na slici 6.6.1 šematski je prikazan algoritam baziran na svim izmerenim i prikupljenim podacima koji se potencijalno mogu koristiti za formiranje modela kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa.

Slika 6.6.1 prikazuje i strukturu ulaznih i izlaznih parametara.

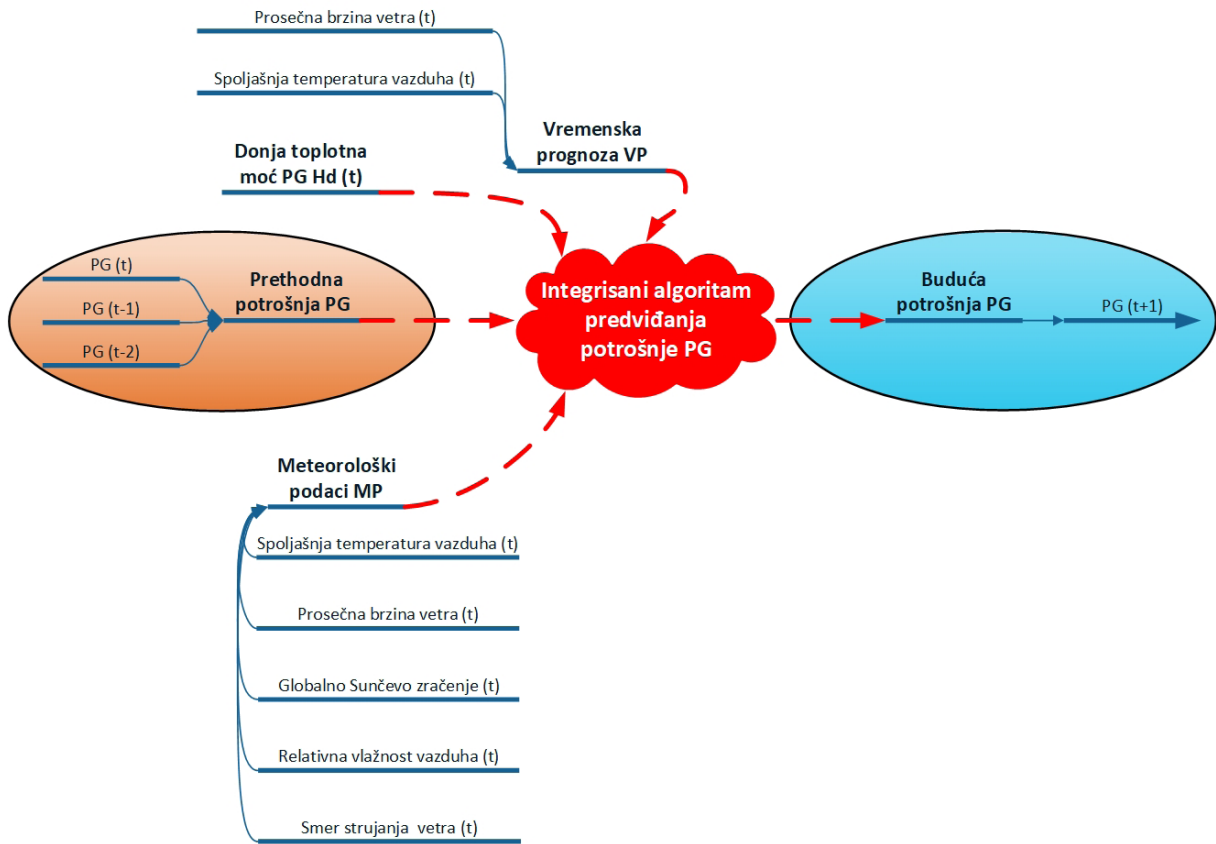
1. Ulazni parametri:

- Satne vrednosti za trenutnu potrošnju prirodnog gasa, za potrošnju u prethodnom satu i za potrošnju koja je bila pre dva sata: $PG(t, t-1 \text{ i } t-2)$;
- Trenutna satna vrednost donje toplotne moći prirodnog gasa: $Hd(t)$;
- Trenutni satni meteorološki podaci (spoljašnja temperatura vazduha, prosečna brzina vetra, smer vetra, globalno sunčevo zračenje i relativna vlažnost vazduha): $MP(t)$;
- Podaci o vremenskoj prognozi (spoljašnja temperatura vazduha, prosečna brzina vetra): $VP(t)$.

2. Izlazni podaci:

- Predviđena potrošnja prirodnog gasa u sledećem satu: $PG(t+1)$.

Na osnovu izmerenih podataka o potrošnji prirodnog gasa za grad Novi Sad (slika 6.5.1.1), jasno je da model predviđanja treba podeliti u dva režima: model režima za grejnu sezonu i model režima za sezonu bez grejanja.



Slika 6.6.1: Integrirani algoritam kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa (svi podaci)

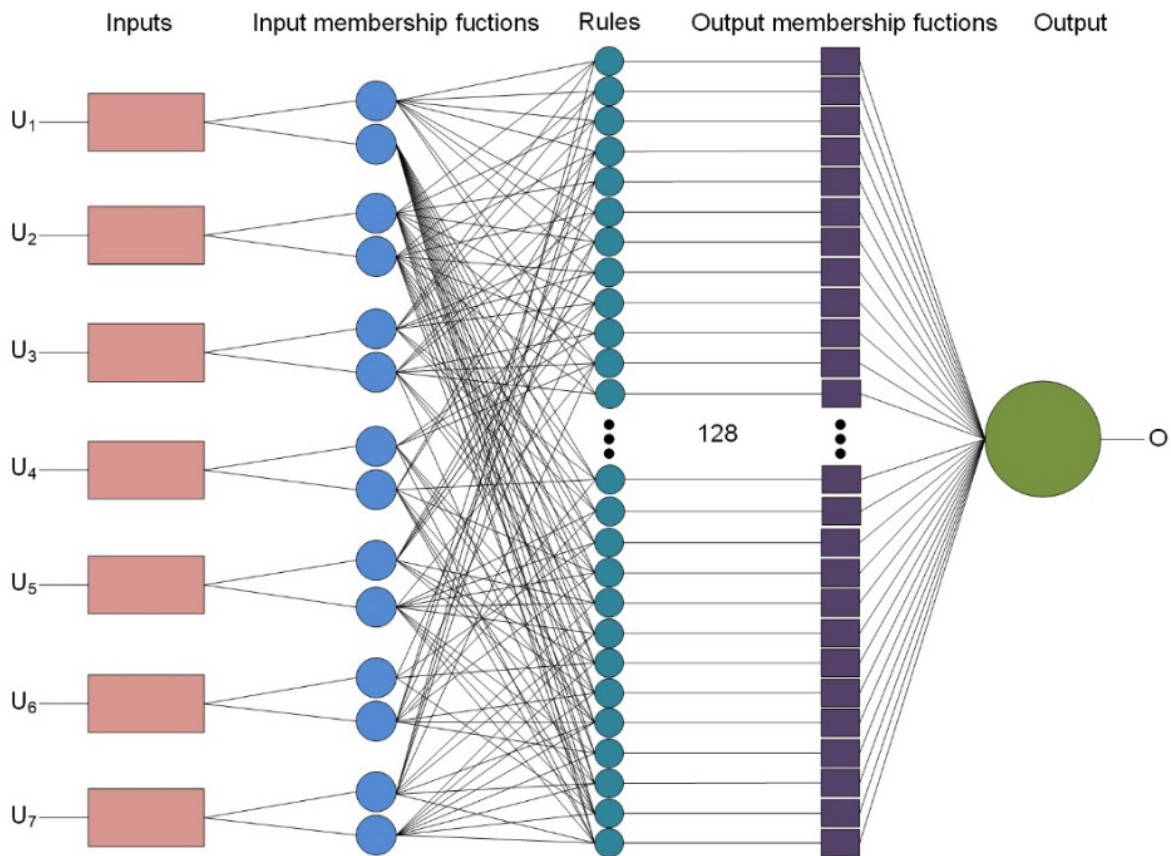
6.6.1 PROTOTIP MODELA REŽIMA ZA GREJNU SEZONU

Tokom grejnog perioda, u slučaju grada Novog Sada, potrošnja prirodnog gasa uglavnom zavisi od intenziteta grejanja stambenog, komercijalnog i industrijskog sektora. S druge strane, potražnja za grejanjem, za kratkoročnu prognozu potrošnje prirodnog gasa, prvenstveno se oslanja na vremenske uslove, kao i nižu toplotnu moć goriva. Imajući to na umu, prilikom razvoja inicijalnog (prototipnog) modela u obzir su uzeti svi izmereni i prikupljeni parametri (slika 6.6.1).

Razvoj prototipa ANFIS modela za grejnu sezonu započinje dekompozicijom dostupnih podataka u skupove za obuku, testiranje i potvrđivanje. Podaci o obuci i testiranju pažljivo su odabrani, kako bi bilo sigurno da su obuhvaćene sve prioritetne situacije. Da bi se dobili preliminarni rezultati predviđanja, za razvoj prototipskog modela režima grejanja izabrani su sledeći parametri ulaza i izlaza (slika 6.6.1.1).

Za prototip modela režima grejne sezone inicijalno je izabrano sledećih sedam ulaznih varijabli, tj. vremenskih serija (U_1, U_2, \dots, U_7):

- Satne vrednosti za trenutnu potrošnju prirodnog gasa, za potrošnju u prethodnom satu i za potrošnju koja je bila pre dva sata – ovi podaci pomnoženi su sa odgovarajućim vrednostima donje toplotne moći: $PG(t, t-1 \text{ i } t-2)$;
- Trenutni satni meteorološki podaci (spoljašnja temperatura vazduha, globalno sunčevo zračenje i relativna vlažnost vazduha): $MP(t)$;
- Podaci o vremenskoj prognozi (spoljašnja temperatura vazduha): $VP(t)$.



Slika 6.6.1.1: Arhitektura ANFIS algoritama za prototip modela režima grejne sezone

Izlazna varijabla predstavlja predviđenu potrošnju prirodnog gasa u sledećem satu ($t + 1$). U tabeli 6.6.1.1 date su ključne informacije o prototipu ANFIS modela režima grejne sezone.

Tabela 6.6.1.1: Ključne informacije o prototipu ANFIS modela režima grejne sezone

Parametar	Vrednost / Pravilo / Tip funkcije
Broj nodova (čvorova)	294
Broj linearnih parametara	1.024
Broj nelinearnih parametara	28
Ukupan broj parametara	1.052
Broj parova podataka za trening /test	4.800/960
Broj fazi (<i>fuzzy</i>) pravila	128
Tip funkcije pripadnosti	Gaussian membership function

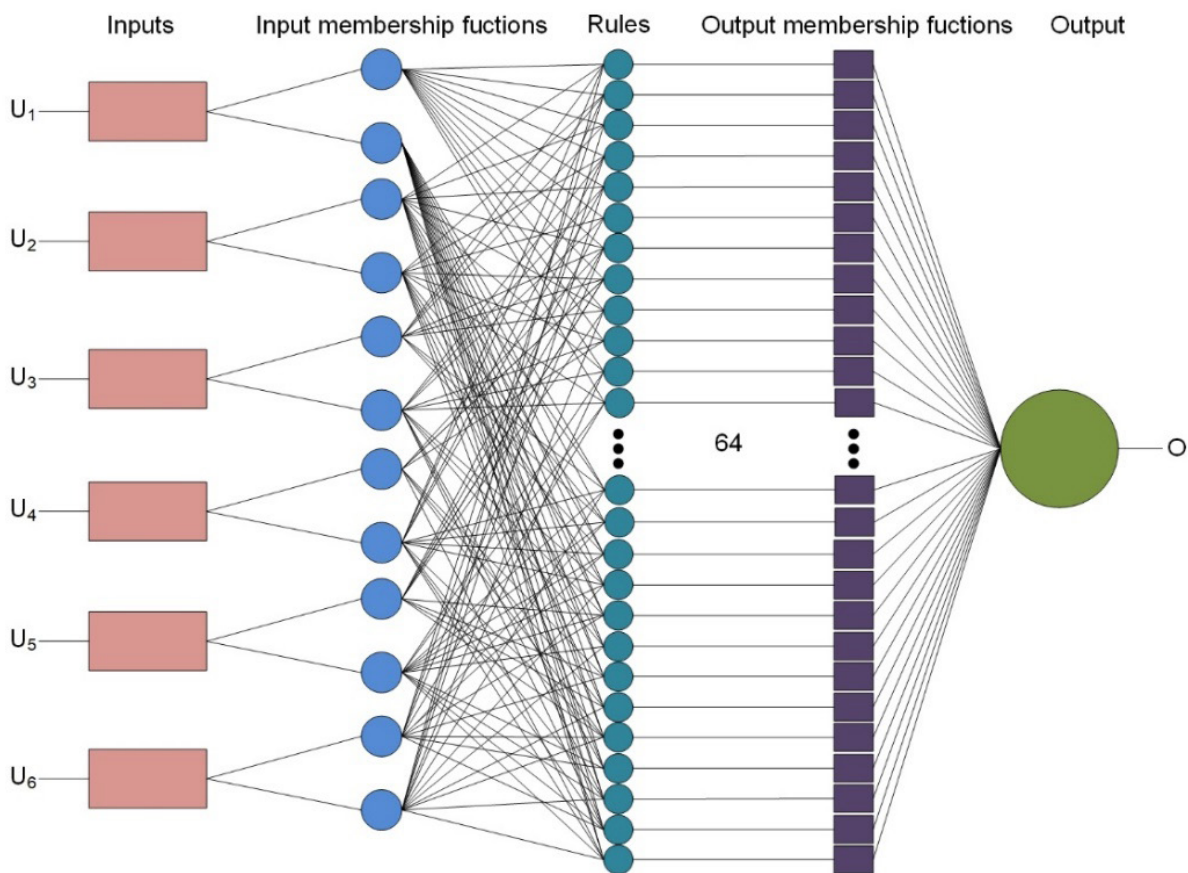
6.6.2 PROTOTIP MODELA REŽIMA ZA SEZONU BEZ GREJANJA

Što se tiče prototipa ANFIS modela režima za sezonu bez grejanja, inicijalno su iskorišćeni sledeći podaci, šest ulaznih i jedna izlazna varijabla (slika 6.6.2.1):

- Satne vrednosti za trenutnu potrošnju prirodnog gasa, za potrošnju u prethodnom satu i za potrošnju koja je bila pre dva sata – ovi podaci su pomnoženi sa odgovarajućim vrednostima donje toplotne moći: PG (t , $t-1$ i $t-2$);

- Trenutni satni meteorološki podaci (spoljašnja temperatura vazduha, globalno sunčevo zračenje i relativna vlažnost vazduha): MP (t).

Prognoza temperature spoljašnjeg vazduha nije uzeta kao ulazni podatak, pre svega zbog njenog malog uticaja u režimu kada nema grejanja. Izlazna varijabla predstavlja predviđenu potrošnju prirodnog gasa u sledećem satu (t + 1). U tabeli 6.6.2.1 date su ključne informacije o prototipu ANFIS modela režima sezone bez grejanja.



Slika 6.6.2.1: Arhitektura ANFIS algoritama za prototip modela režima za sezonu bez grejanja

Tabela 6.6.2.1: Ključne informacije o prototipu ANFIS modela režima sezone bez grejanja

Parametar	Vrednost / Pravilo / Tip funkcije
Broj nodova (čvorova)	161
Broj linearnih parametara	448
Broj nelinearnih parametara	24
Ukupan broj parametara	472
Broj parova podataka za trening/test	4.800/960
Broj fazi (<i>fuzzy</i>) pravila	64
Tip funkcije pripadnosti	Gaussian membership function

Za potvrđivanje tačnosti predviđanja modela izabrana su dva relevantna statistička parametra koji se najčešće pojavljuju u praksi. To su R^2 (koeficijent determinacije) i MAPE. Pomenuti statistički parametri matematički se izražavaju na sledeći način:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=0}^n (X_i - Y_i)^2}{\sum_{i=0}^n Y_i^2}$$

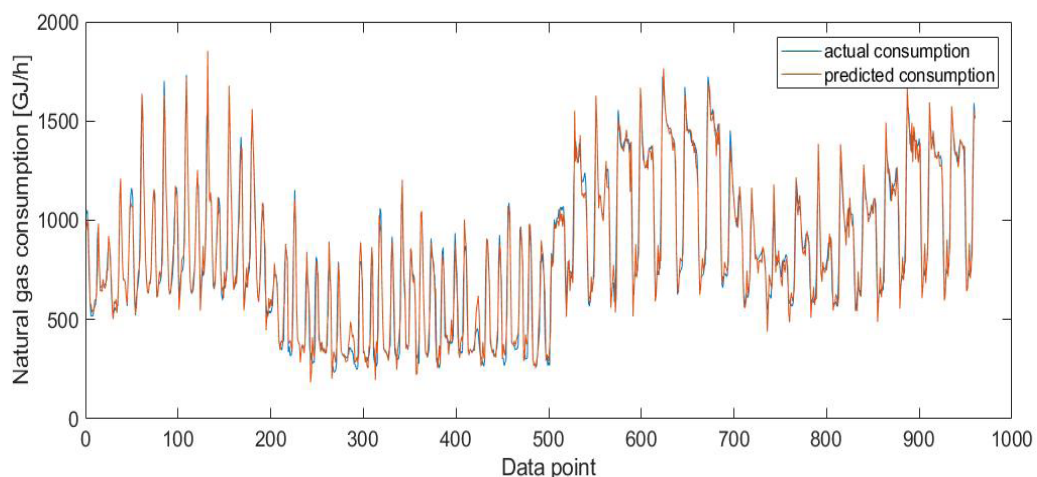
$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n \frac{|X - Y_i|}{Y_i}$$

Koeficijent determinacije (R^2) predstavlja statističku meru odstupanja između vrednosti dobijenih pomoću predikcije modela i vrednosti dobijenih merenjem (stepen linearne korelacije između predviđenih i izmerenih vrednosti). X je izmerena vrednost, a Y je predviđena vrednost, a n je broj uzoraka. Drugim rečima, R^2 izražava procenat promena izlaza (Y) koje je moguće objasniti modelom (tj. ulazima X). Dobro potvrđenim modelom može se smatrati model koji ima vrednosti ovog parametra veće od 0,75 ili 75% (Prasad i dr., 2016).

Statistički parametar MAPE pokazuje procentnu tačnost predviđenih vrednosti prema onim koje su izmerene. U slučaju MAPE indeksa, dobro potvrđen model treba da ima vrednosti niže od 14% (Tonković i dr., 2009).

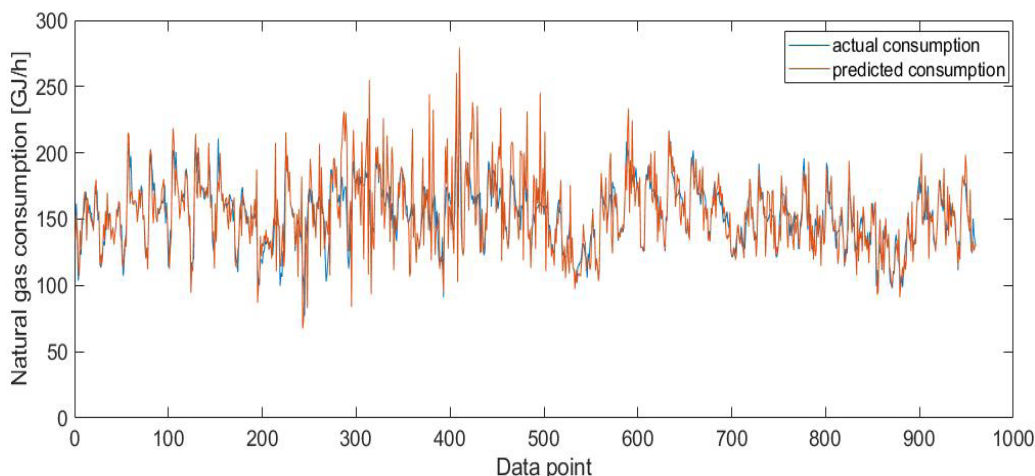
6.6.3 ANALIZA I ZAKLJUČCI PRELIMINARNIH REZULTATA ANFIS PROTOTIP MODELA

Kao što je ranije napomenuto, u slučaju oba prototip modela korišćen je ANFIS adaptivni algoritam učenja sa Gausovom funkcijom pripadnosti. Slike 6.6.3.1 i 6.6.3.2 prikazuju rezultate satnih predviđanja i njihovog preklapanja sa izmerenim vrednostima za prototip modela režima grejanja i režima bez grejanja.



Slika 6.6.3.1: Rezultati satnog predviđanja ANFIS prototip modela za sezonu grejanja

Može se zaključiti da rezultati satnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa za oba modela prikazuju solidno preklapanje sa stvarnim merenjima. Takođe, u tabeli 6.6.3.1 prikazane su izračunate vrednosti izabranih statističkih parametara za oba režima.



Slika 6.6.3.2: Rezultati satnog predviđanja ANFIS prototip modela za sezonu bez grejanja

Tabela 6.6.3.1: Izračunate vrednosti statističkih parametara MAPE i R^2 oba režima

Režim	MAPE	R^2
Sezona grejanja	8,4%	0,96
Sezona bez grejanja	8,9%	0,93

U poređenju sa rezultatima dobijenim sa ANFIS modelima u poglavlju 6.3 (Panapakidis, 2017, Aramesh, 2014 i Kaynar, 2011), gde su MAPE vrednosti bile 3,1%, 5,57% i 5,46%, zaključuje se da je nivo tačnosti prototipa relativno zadovoljavajući za oba režima (grejni period 8,4% i period bez grejanja 8,9%). Sa druge strane, prihvatljivi su rezultati koeficijenta determinacije (grejna sezona – 0,96, a sezona bez grejanja – 0,93). Treba naglasiti da proučene studije nisu uključivale podatke o vremenskoj prognozi, što nosi veći rizik budućeg predviđanja modela.

Takođe, u okviru razvoja prototipa modela oba režima, korišćeni su i ostali meteorološki podaci (brzina i smer vetra). U tim testiranjima modela pojavljivala se znatno veća greška i modeli su sporije konvergirali. Praksa je pokazala da karakteristike vetra (brzina i smer) mogu značajno uticati na potrošnju, međutim, njegove izrazito česte varijacije (koja se mogu detektovati i na minutnim sekvencama), unose veliku nesigurnost i nepreciznost u predloženim modelima predikcije. Integracija prognoze brzine vetra takođe je izuzeta, pre svega zbog lošeg preklapanja sa stvarnim vrednostima (poglavlje 6.5.2).

Opšti zaključak je da se može identifikovati solidan prostor za poboljšanje tačnosti predviđanja, posebno za pikove potrošnje u oba režima. Preciznost predikcije rezultata biće poboljšana dodatnim unapređenjima u finalnim verzijama ANFIS modela predstavljenih u narednom poglavlju.

6.7 MODEL ZA PREDVIĐANJE ČASOVNE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA ZA GRAD NOVI SAD NA BAZI KRATKOROČNE VREMENSKE PROGNOZE

Na osnovu iskustva sa radom na razvoju prototipa modela, korišćenjem ključnih zaključaka dobijenih iz preliminarnih rezultata i integracijom smernica iz poglavlja 6.5.3, u okviru ovog poglavlja biće prikazani detalji o razvijenim modelima

kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa za grad Novi Sad. Takođe, za ovaj model izvršena je provera stacionarnosti vremenskih serija putem „Dickey – Fuller“ testa (Dickey, 1981 i Fuller, 1976). Testirani su podaci svih ulaza i izlaza, kako u letnjem tako i u zimskom režimu, i na taj način je potvrđena njihova stacionarnost. U analiziranim modelima kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa, koeficijent uz $y-1$ uvek je manji od 0. Na osnovu toga zaključak je da je vrednost t-stat uvek manja od vrednosti iz tabele 6.7.1. Konačni zaključak je da razvijeni model radi sa stacionarnim promenljivama (hipoteza o nestacionarnosti je odbačena).

Tabela 6.7.1: Kritične vrednosti za „Dickey – Fuller“ test (Dickey, 1981 i Fuller, 1976)

	Sample Size			
	25	50	100	∞
F ratio (5%)	7.24	6.73	6.49	6.25
AR model with constant				
2%	-3.75	-3.58	-3.51	-3.43
5%	-3.33	-3.22	-3.17	-3.12
10%	-2.63	-2.60	-2.58	-2.57
AR model with constant and time trend				
2%	-4.38	-4.15	-4.04	-3.96
5%	-3.95	-3.80	-3.69	-3.66
10%	-3.24	-3.18	-3.15	-3.13

Svi detalji „Dickey – Fuller“ testa mogu se pronaći u Prilogu 2 i 3.

6.7.1 MODELI REŽIMA ZA GREJNU SEZONU I ZA SEZONU BEZ GREJANJA

Kako bi se poboljšala tačnost prethodno razvijenih prototipa modela, početni algoritmi ANFIS modela oba režima unapređeni su na način prikazan na slikama 6.7.1.1 i 6.7.1.2. Što se tiče modela za režim sezone grejanja, na osnovu preliminarnih rezultata, uočeno je da su najuticajnije ulazni parametri (pored prethodne potrošnje prirodnog gasa), spoljašnja temperatura vazduha, globalno sunčevo zračenje i relativna vlažnost vazduha. Zadržana je vrednost donje toplotne moći gasa i integrisana je vremenska prognoza spoljašnje temperature vazduha. Kao glavno unapređenje prototipnog modela dodat je parametar koji definiše tip dana (radni ili neradni), što se prilikom analize merenja u poglavlju 6.5.3 pokazalo kao veoma uticajan faktor intenziteta potrošnje prirodnog gasa.

Za model režima sezone bez grejanja takođe je pridodat parametar koji definiše tip dana (ovaj parametar je kod analize merenja bio identifikovan kao jedan od dominantnijih). Svi ostali ulazni parametri, osim prognozirane temperature spoljašnjeg vazduha, primenjeni kod modela grejne sezone zadržani su.

Slika 6.7.1.3 prikazuje arhitekturu ANFIS modela za grejnu sezonu. Struktura sadrži sledećih osam ulaza:

U_1^* – trenutna potrošnja prirodnog gasa: PG (t)

U_2^* – potrošnja prirodnog gasa u prethodnom satu: PG (t-1)

U_3^* – potrošnja prirodnog gasa koja je bila pre dva sata: PG (t-2)

*Podaci o potrošnji prirodnog gasa prethodno su pomnoženi sa odgovarajućim vrednostima donje toplotne moći goriva.

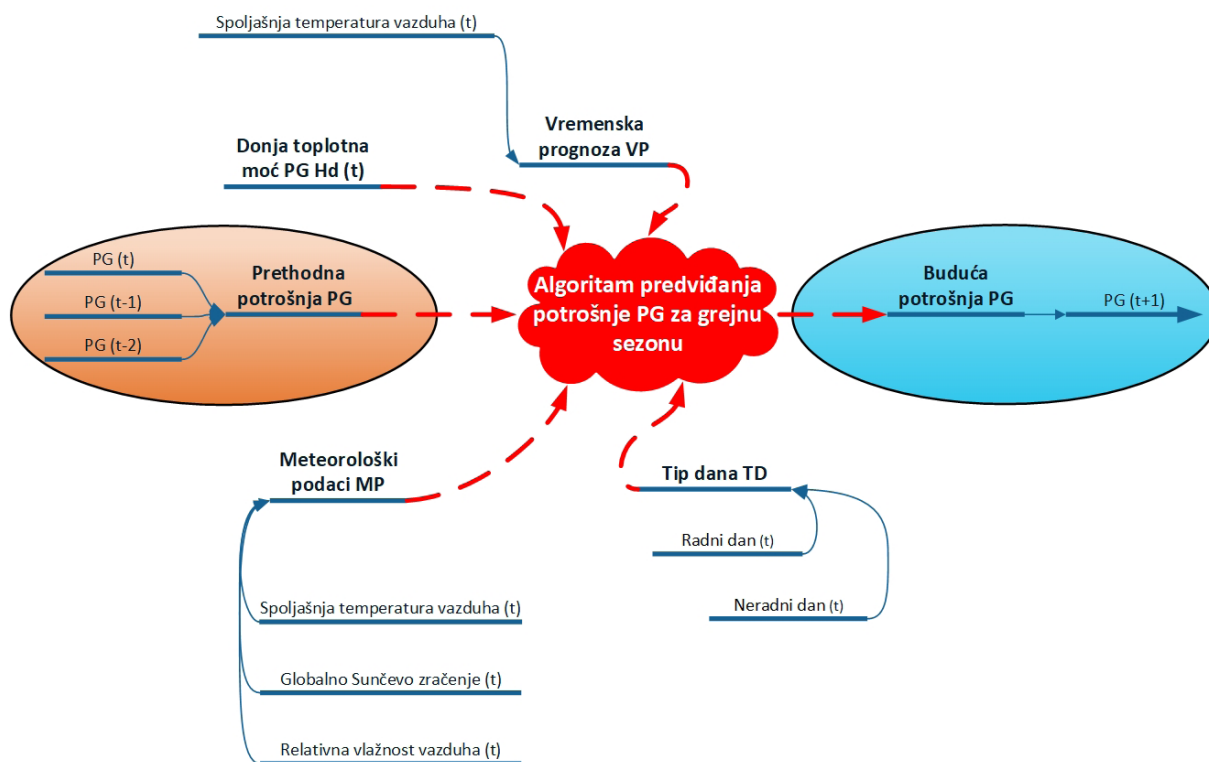
U_4 – tip dana (radni dan – od ponedeljka do petka; neradni dan – subota, nedelja i državni praznik): TD (t)

U_5 – trenutna spoljašnja temperatura vazduha: (t)

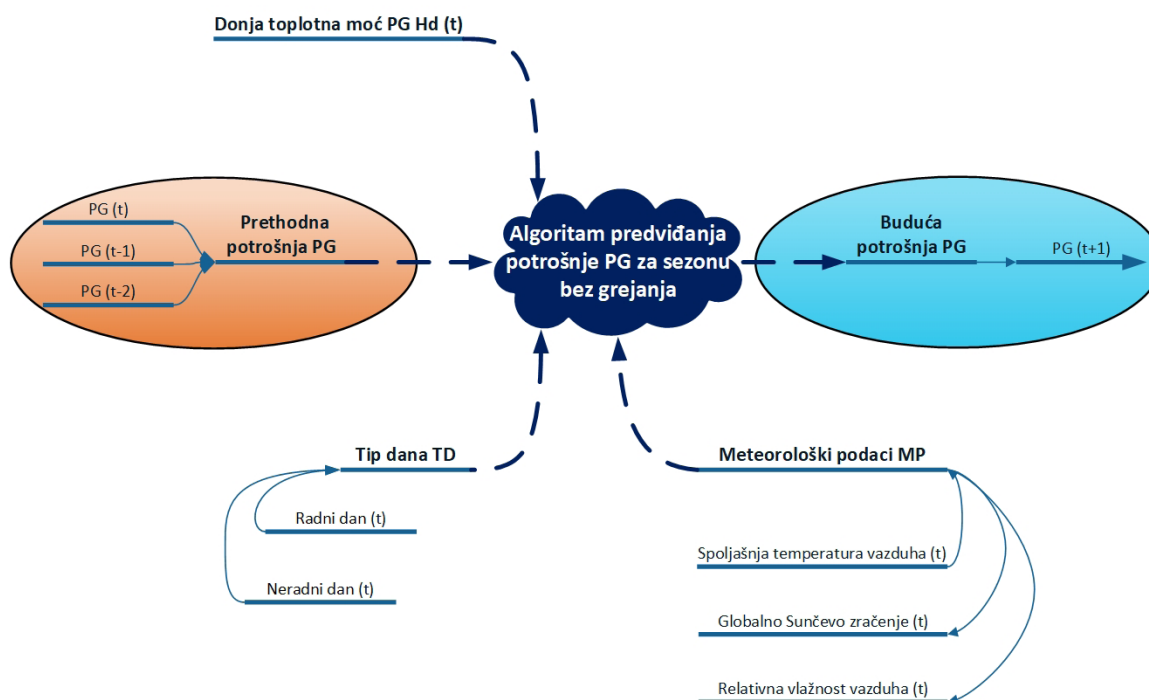
U_6 – trenutno globalno sunčevo zračenje: (t)

U_7 – trenutna relativna vlažnost vazduha: (t)

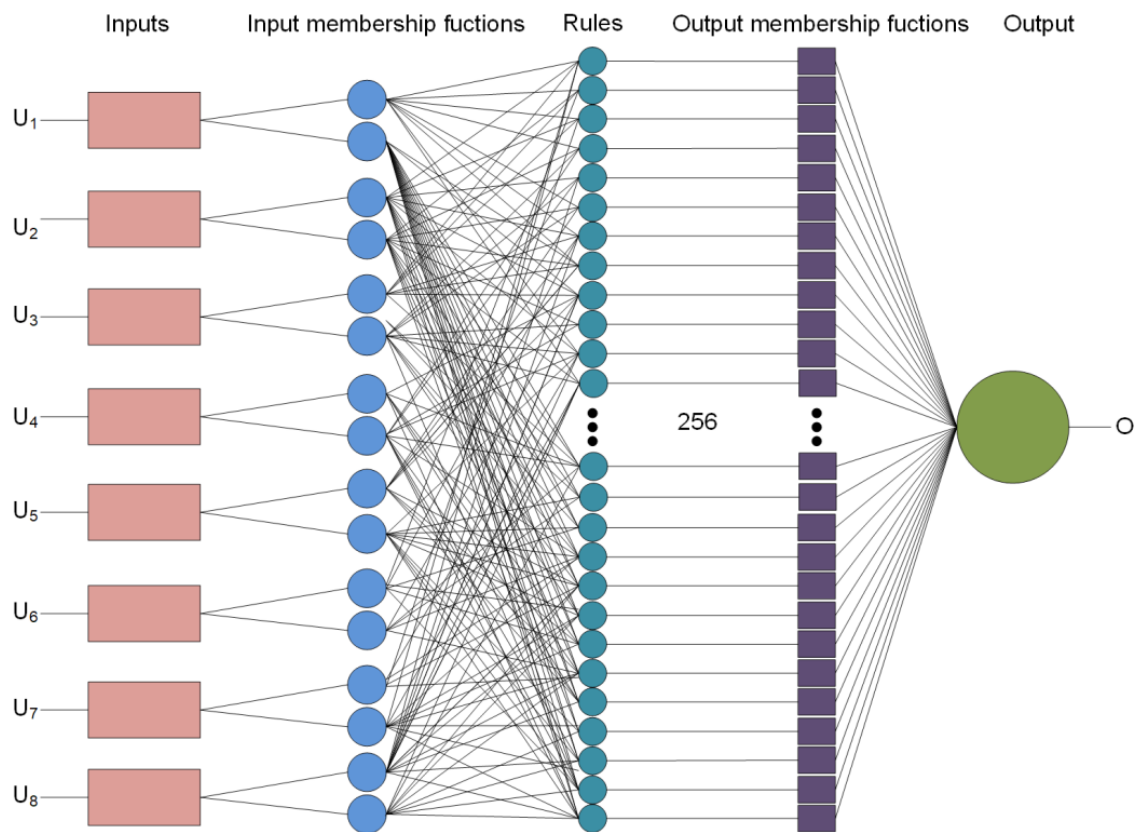
U_8 – prognozirana spoljašnja temperatura vazduha: VP (t)



Slika 6.7.1.1: Algoritam kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa za grejnu sezonu



Slika 6.7.1.2: Algoritam kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa za sezonu bez grejanja



Slika 6.7.1.3: Arhitektura ANFIS algoritama za model režima grejne sezone

Izlaznu varijablu predstavlja sat unapred predviđena potrošnja prirodnog gasa (t+1). U tabelama 6.7.1.1 i 6.7.1.2 date su ključne informacije o ANFIS modelu režima grejne sezone.

Tabela 6.7.1.1: Ključne informacije o prototipu ANFIS modela režima grejne sezone

Parametar	Vrednost / Pravilo / Tip funkcije
Broj nodova (čvorova)	555
Broj linearnih parametara	2.304
Broj nelinearnih parametara	32
Ukupan broj parametara	2.336
Broj parova podataka za trening /test/provera	4.800/960/480
Broj fazi pravila	256
Tip funkcije pripadnosti	Gaussian membership function

Tabela 6.7.1.2: Ulazni podaci ANFIS modela režima grejne sezone

Energetske varijable			Kontekstualne varijable				
Ulaz 1	Ulaz 2	Ulaz 3	Ulaz 4	Ulaz 5	Ulaz 6	Ulaz 7	Ulaz 8
174,10	189,70	181,15	1,00	18,00	11,80	83,00	11,90

Slika 6.7.1.4 prikazuje arhitekturu ANFIS modela za sezonu bez grejanja. Struktura sadrži sledećih sedam ulaza:

U_1^* – trenutna potrošnja prirodnog gasa PG (t)

U_2^* – potrošnja prirodnog gasa u prethodnom satu PG (t-1)

U_3^* – potrošnja prirodnog gasa koja je bila pre dva sata PG (t-2)

*Podaci o potrošnji prirodnog gasa prethodno su pomnoženi sa odgovarajućim vrednostima donje toplotne moći gasa

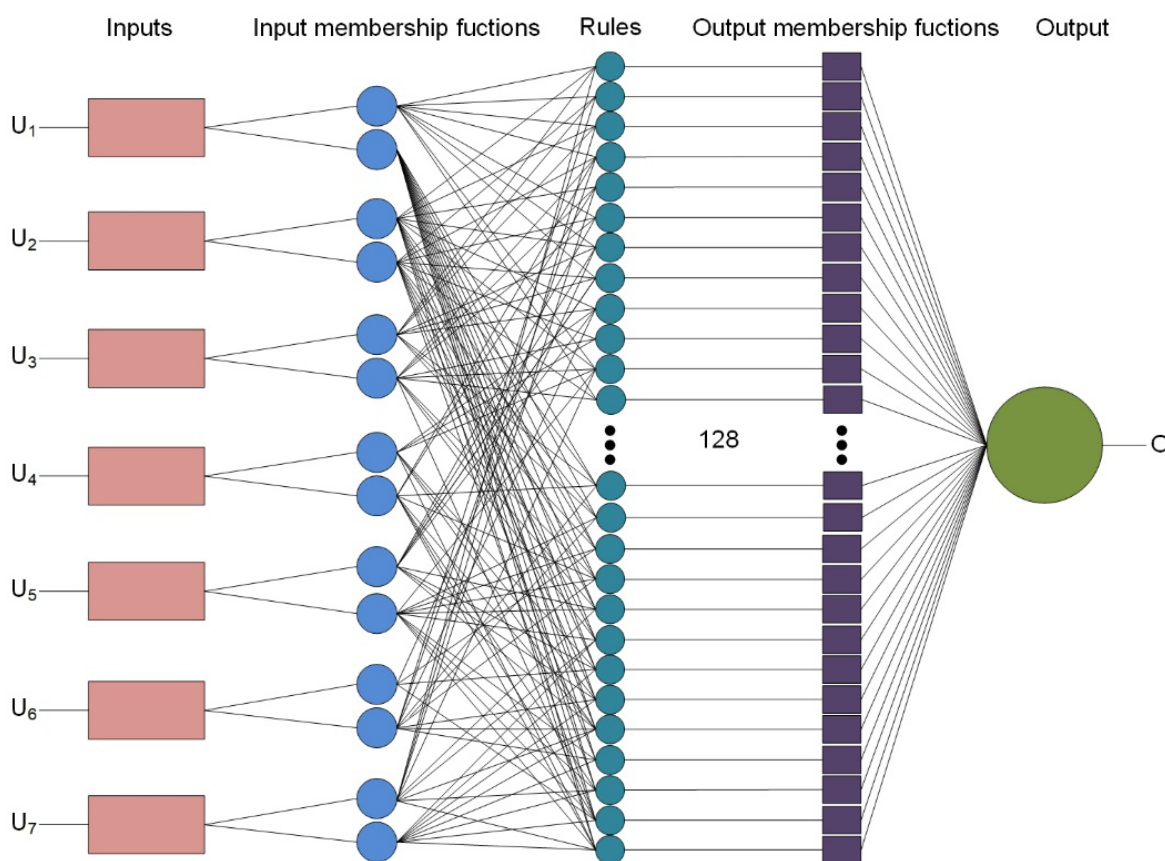
U_4 – tip dana (radni dan – od ponedeljka do petka; neradni dan – subota, nedelja i državni praznik) TD (t)

U_5 – trenutna spoljašnja temperatura vazduha (t)

U_6 – trenutno globalno sunčevo zračenje (t)

U_7 – trenutna relativna vlažnost vazduha (t)

Izlaznu varijablu predstavlja sat unapred predviđena potrošnja prirodnog gasa (t+1). U tabeli 6.7.1.3 date su ključne informacije o ANFIS modelu režima grejne sezone.



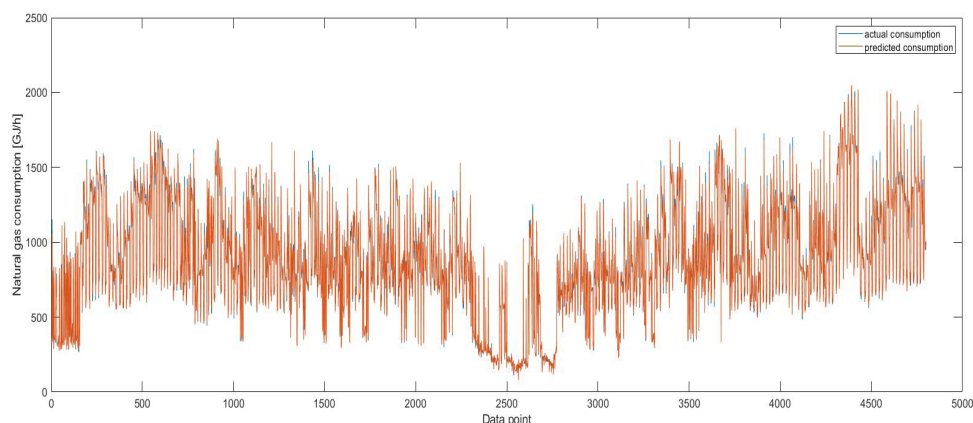
Slika 6.7.1.4: Arhitektura ANFIS algoritama za model režima sezone bez grejanja

Tabela 6.7.1.3: Ključne informacije za ANFIS model režima sezone bez grejanja

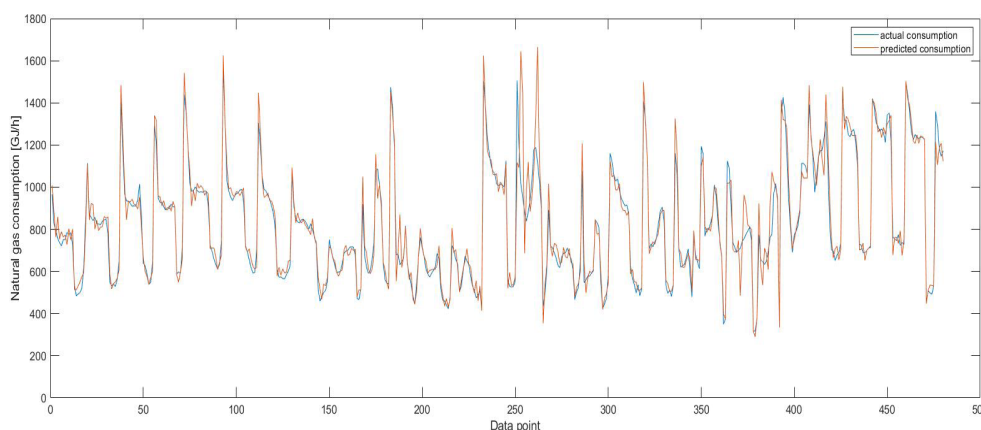
Parametar	Vrednost / Pravilo / Tip funkcije
Broj nodova (čvorova)	555
Broj linearnih parametara	2.304
Broj nelinearnih parametara	32
Ukupan broj parametara	2.336
Broj parova podataka za trening /test/provera	4.800/960/480
Broj fazi pravila	256
Tip funkcije	Gaussian membership function

6.7.2 ANALIZA REZULTATA ANFIS MODELA

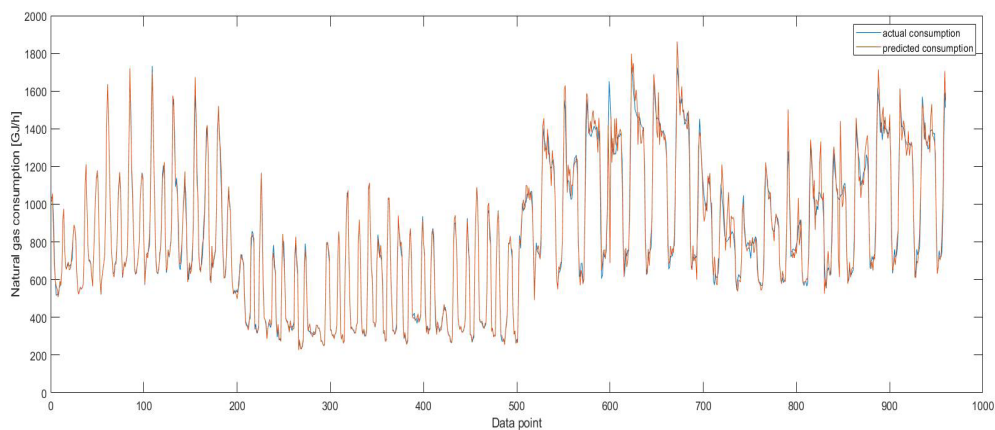
Za izabranu studiju slučaja, predložen je konceptualni model dinamičkog predviđanja (sat unapred) potrošnje prirodnog gasa. Korišćeni su trenutni i prošli podaci o potrošnji i toplotnoj moći prirodnog gasa (informacije o energiji) u kombinaciji sa odabranim kontekstualnim varijablama. Specifičnost i jedinstvenost modela je to što integriše satne podatke o vremenskoj prognozi spoljašnje temperature vazduha. Slike od 6.7.2.1 do 6.7.2.6 prikazuju nivo preklapanja stvarnih i modelom predviđenih satnih vrednosti potrošnje prirodnog gasa za oba režima merenja (parovi za obuku, testiranje i proveru).



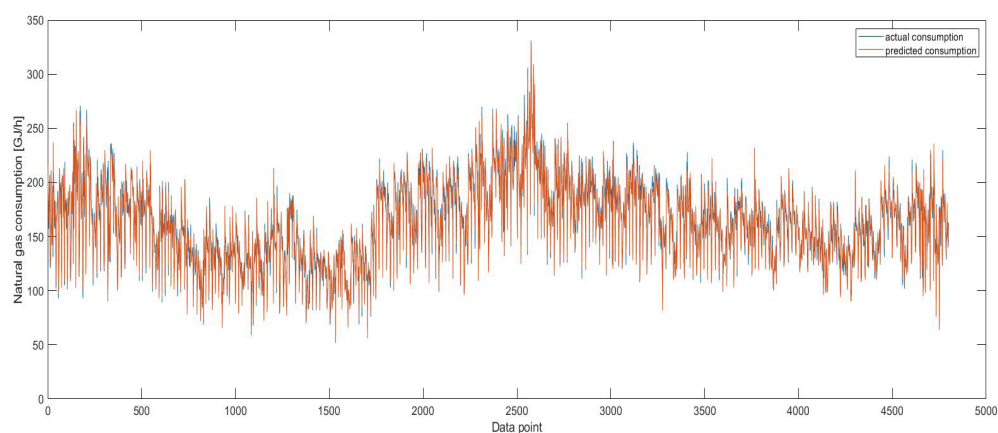
Slika 6.7.2.1: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu grejanja – trening



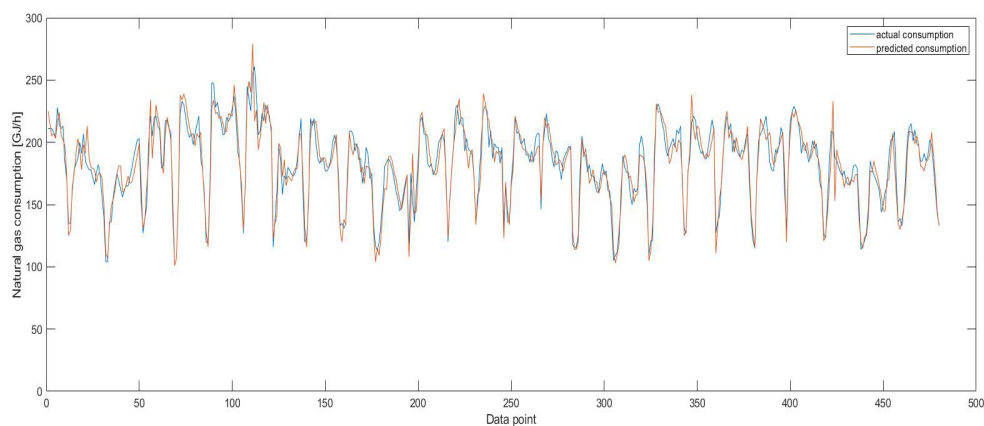
Slika 6.7.2.2: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu grejanja – obuka



Slika 6.7.2.3: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu grejanja – provera



Slika 6.7.2.4: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu bez grejanja – trening

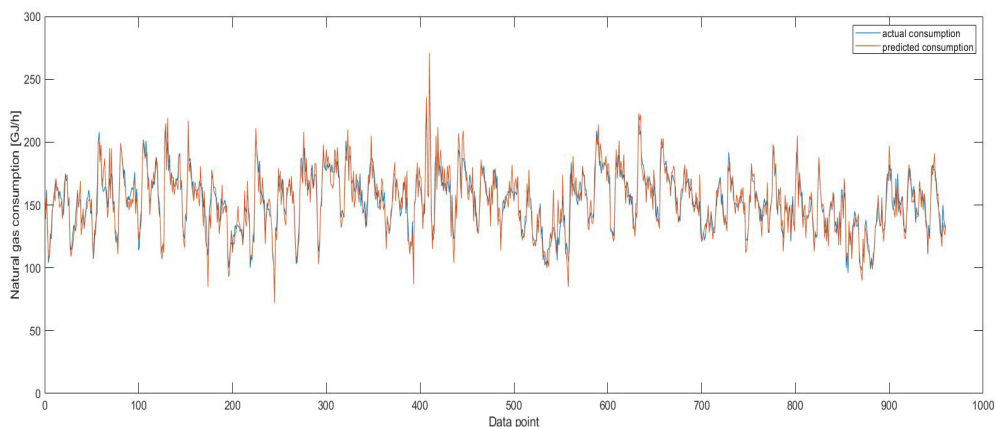


Slika 6.7.2.5: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu bez grejanja – obuka

Dodatne informacije koje se odnose na sve faze modelovanja, uključujući i statističke indikatore (MAPE i R^2) za svaki podskup parova podataka (obuka, testiranje i provera), prikazani su u tabeli 6.7.2.1.

U poređenju sa rezultatima dobijenim sa ANFIS prototip modelima u poglavlju 6.6 (MAPE i R^2 vrednosti grejni period 8,4%/0,96 i period bez grejanja 8,9%/0,93) i sa rezultatima uporedivih studija iz poglavlja 6.3 (MAPE vrednosti: Panapakidis, 2017 (3,1%), Aramesh, 2014 (5,57%) i Kaynar, 2011. (5,46%)), zaključuje se da je nivo

tačnosti značajno poboljšani i da reprezentuje visok nivo preklapanja. Treba napomenuti da model uključuje podatke o vremenskoj prognozi kao znatno osjetljivijem i manje pouzdanom ulaznom parametru. Detalji ANFIS algoritma zimskog (sa podacima o vremenskoj prognozi i bez njih) i letnjeg (bez podataka o vremenskoj prognozi) modela prikazani u Matlab okruženju nalaze se u Prilogu 4 i 5.



Slika 6.7.2.6: Rezultati satnog predviđanja ANFIS modela za sezonu bez grejanja – provera

Tabela 6.7.2.1: Prosečne vrednosti grešaka koje se odnose na različite podskupove razvijenih ANFIS modela

Model	Faze modelovanja	Broj parova	MAPE	R ²
Režim sezone grejanja	Obuka	4.800	2,9%	0,99
	Test	480	5,0%	0,99
	Provera	960	2,5%	0,99
	Ukupno/prosek	6.240	3,0%	0,99
Režim sezone bez grejanja	Obuka	4.800	3,6%	0,99
	Test	480	4,4%	0,99
	Provera	960	2,1%	0,99
	Ukupno/prosek	6.240	3,4%	0,99

Sprovedeno istraživanje je verifikovano kroz publikaciju u časopisu Journal of Cleaner Production, kategorije M21a (Anđelković i Bajatović, 2020).

6.8 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Simulacije modela rađene su u softveru Matlab (verzija R2019b). Ukupno je bilo 30 epoha, za zimski model (256 fazi pravila), za račun jedne epohe u procesu učenja bilo je neophodno oko 20 minuta (procesor Intel(R) Core(TM) i7-7500U CPU 2,7 GHz, 16 GB RAM). Tokom faze učenja letnjeg modela (128 fazi pravila) za jednu epohu bilo je potrebno oko 10 minuta.

Ulazni podaci bili su podeljeni u dva skupa, letnji i zimski, a od ukupnog broja (35.000 satnih podataka) iskorišćeno je oko 15.000. Obradom ulaznih podataka izbačena su sva „prelazna stanja“ za koje nije bilo jasne i logične promene. Konačan uzorak formiran je sa približno 10.000 podataka za svaki skup promenljivih. U sva-

kom skupu odabrano je 6.240 podataka za dalju obradu, te je za učenje upotrebjeno 4.800 parova ulaznih podataka, još 480 za testiranje i 960 za konačnu proveru. Parovi za učenje, testiranje i proveru izabrani su nasumice (za svaki mesec izabran je određeni broj podataka za učenje, testiranje i proveru). Procenat je ostao nepromenjen, 77% podataka za učenje, 8% za testiranje i 15% za proveru.

Korišćen je *sugeno* tip fazi modela i izabrana je Gausova funkcija pripadnosti. Svako ulaznoj varijabli pridružene su dve ulazne funkcije pripadnosti. Opisani proces definisanja ulaznih funkcija pripadnosti omogućio je postavljanje izabranog skupa fazi pravila ($256 = 2^8$ odnosno $128 = 2^7$). Za izlaznu funkciju izabrana je funkcija pripadnosti linearnog tipa, te je zadati set epoha ograničen na 30.

U okviru ovog istraživanja razvijeni su kratkoročni (sat unapred) modeli predviđanja potrošnje prirodnog gasa za grad Novi Sad. Modeli režima sezone grejanja i sezone bez grejanja zasnovani su na bazi adaptivnog ANFIS algoritma sa Gausovom funkcijom pripadnosti. Glavni naučni izazov identifikovan je na osnovu opsežnog pregleda literature tokom kojeg je utvrđeno da se nekoliko istraživačkih grupa bavilo sličnim pitanjima. Međutim, nijedna od pregledanih/objavljenih studija nije integrisala satne podatke vremenske prognoze u modele predviđanja potrošnje prirodnog gasa. Predstavljene rezultati dokazali su neophodnost integrisanja relevantne vremenske prognoze u procesu razvoja modela kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa na nivou grada. Pored toga, bilo je važno utvrditi, a sa druge strane i razlikovati režime u kojima je vremenska prognoza zajedno sa drugim kontekstualnim varijablama imala značajniji uticaj na potrošnju prirodnog gasa. Predstavljeno istraživanje jasno je potvrdilo i prikazalo moguću primenu naprednog koncepta modela predviđanja za opseg grada sa umerenom potrošnjom. Međutim, tokom istraživačkog rada ustanovljeno je da postoje situacije kada promene i pouzdanost podataka vremenske prognoze izazivaju značajna kolebanja predviđene potrošnje prirodnog gasa, što određuje kvalitet i preciznost celokupnog modela predviđanja.

Opšti zaključak je da su predloženi modeli veoma pogodni za predviđanje potrošnje sat unapred, kao i za prilagođavanje dnevnih bilansa i dnevnih planova potreba prirodnog gasa. Ova vrsta primene predviđanja može biti veoma atraktivna i dobrodošla od strane velikih potrošača prirodnog gasa (gradovi, regije, energetska zahtevna industrija i slično). U zemljama sa razvijenim tržištima prirodnog gasa, veliki potrošači imaju ugovore zasnovane na potrošnji unapred (najčešće na dnevnom planu).

Dobijeni rezultati satnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa za oba modela pokazali su pravilno prilagođavanje stvarnim merenjima, što dokazuju i sračunate vrednosti relevantnih statističkih pokazatelja. Koeficijent determinacije (R^2) oba modela iznosi 0,99, dok su vrednosti MAPE bile 3,0% i 3,4% za režim grejanja, odnosno režim bez grejanja. Zaključak je da je za oba modela predviđanja adaptivni ANFIS algoritam obezbedio vrlo zadovoljavajuće rezultate predviđanja. Najvažnija baza modela predviđanja bila je dostupnost dugoročnih (četvorogodišnji period merenja) i pouzdanih podataka o satnoj potrošnji i kalorijskoj vrednosti prirodnog gasa. Na to treba dodati i izabrane relevantne podatke o trenutnim i prognoziranim meteorološkim parametrima.

Takođe, prilikom razvoja modela može se primetiti da tokom režima bez grejanja nije korišćena vremenska prognoza spoljašnje temperature za sat unapred. Razlog

tome je relativno zanemarljiv uticaj spoljašnje temperature vazduha, a time i njene prognoze u režimu bez grejanja. Ista pojava testirana je i u režimu sa grejanjem (Prilog 4.) Uporednom analizom dobijenih rezultata može se reći da su vrednosti bliske, ali ipak podaci o vremenskoj prognozi (temperature spoljašnjeg vazduha za sat unapred) doprinose boljoj tačnosti modela. Naime, prilikom učenja srednja kvadratna greška očekivano je nešto niža ako koristimo vrednosti prognoze (oko 33,7 prema 40,4 na setu od 4.800 ulaznih podataka). Kod testiranja i provere rezultat je ipak nešto slabiji (testiranje oko 73 prema 50,2 na setu od 480 podataka i provera oko 48,4 prema 44,8 na setu od 960 podataka). Generalno uzevši, na 6.240 ulaznih podataka, ukupna srednja kvadratna greška nešto je niža ako se koriste podaci o prognozi. Razlike su relativno male, a uslovno se može reći da mogu biti i posledica izabranog seta podataka za testiranje i proveru (prema pravilima, nasumično su izabrana). Za ovu fazu istraživanja predlog je da se podaci o prognozi u režimu sa grejanjem zadrže jer imaju potencijal. Kao što je i ranije konstatovano, najveći problem prave nevalidirani ulazni podaci (JP „Srbijagas“ za sada validira samo dnevne, a ne časovne podatke o potrošnji). Iz tog razloga, u budućem radu i istraživanju radiće se na dodatnim modelima za verifikaciju tačnosti.

Dodatna istraživanja i dalje su neophodna, posebno u vezi sa modeliranjem potrošnje gasa tokom prelaznih ili vršnih perioda. U tim intervalima mogu se identifikovati veća odstupanja u prognozi. Nadalje, moramo biti svesni da dobijeni rezultati ohrabruju i ukazuju na potencijal predloženog pristupa, ali zahtevaju dodatna ispitivanja i buduće nadogradnje novim ulaganjima u slična istraživanja. Takođe, jasno je da su za pouzdaniji dokaz predloženog koncepta neophodna dodatna ispitivanja izmerenih podataka (JP „Srbijagas“ ne vrši validaciju satnih merenja potrošnje gasa). Ključni aspekt za poboljšanje tačnosti predviđanja posebno se odnosi na vršne potrošnje oba režima. Očekuje se da će se tačnost novih modela poboljšati u slučaju integracije većeg broja ulaznih promenljivih (prognoza i drugih meteoroloških parametara). Budući rad će, takođe, razmotriti poboljšanje trenutno razvijenog ANFIS modela integrisanjem većeg broja egzogenih ulaznih podataka.

Na osnovu rezultata dobijenih razvojem predloženog modela kratkoročne prognoze potrošnje prirodnog gasa, može se zaključiti da su potvrđene sve deskriptivne hipoteze ovog dela istraživanja. Što se tiče postavljene kvantitativne hipoteze, zaključak je da predloženi model proizvodi manju srednju apsolutnu procentualnu grešku (MAPE) od 6%.

6.9 LITERATURA

Ahmad, S. K., Hossain, F. (2020) Maximizing energy production from hydropower dams using short-term weather forecasts. *Renewable Energy*. 146: 1560-1577

Ahmadi, M. A., Chen, Z (2019) Machine learning models to predict bottom hole pressure in multi-phase flow in vertical oil production wells. *Canadian Journal of Chemical Engineering*. 97: 2928-2940.

Akpinar M., Yumusak N. (2016) Year Ahead Demand Forecast of City Natural Gas Using Seasonal Time Series Methods. *Energies*, 9, 727; doi:10.3390/en9090727.

Akpinar M., Yumusak, N. (2017) Naive forecasting of household natural gas consumption with sliding window approach. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*. 25:30-45.

Alanis, A., Arana-Daniel, N., López-Franco (Eds.). (2019). *Artificial Neural Networks for Engineering Applications*. Academic Press, Elsevier.

Anđelković, A., Bajatović, D. (2020) Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 266, 122096.

Aramesh, A. et al. (2014) A general neural and fuzzy-neural algorithm for natural gas flow prediction in city gate stations. *Energy and Buildings*. 72:73-79.

Aras, N. (2008) Forecasting residential consumption of natural gas using genetic algorithms. *Energy Explor Exploit* 26(4): 241–266.

Aydinalp-Koksal, M., Ugursal, V.I. (2008) Comparison of neural network, conditional demand analysis, and engineering approaches for modeling end-use energy consumption in the residential sector. *Applied Energy* 85(4):271–96.

Azadeh, A. et al. (2015) A neuro-fuzzy algorithm for improved gas consumption forecasting with economic, environmental and IT/IS indicators. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 133:716–739.

Bajatović D. et al. (2020) Application of predictive models for natural gas needs - current state and future trends review. *Technical Gazette* 27: 648–655.

Bajatović, D., Anđelković, A. (2020) Comprehensive analysis of key parameters for the city-scale natural gas consumption, 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech), Split, Croatia, 1-5, ID #242 1570662485, Septembar 23-26. 2020. doi: 10.23919/SpliTech49282.2020.9243816.

Bai, Y., Li, C. (2016) Daily natural gas consumption forecasting based on a structure calibrated support vector regression approach. *Energy and Buildings* 127: 571–579.

Baldacci et al. (2016) Natural gas consumption forecasting for anomaly detection. *Expert Systems with Applications* 62: 190–201.

Balestra, P., Nerlove, M. (1966) Pooling cross section and time series data in the estimation of a dynamic model: the demand for natural gas. *Econometrica* 34: 585–612.

Behrouznia, A., Saberi, M., Azadeh, A., Asadzadeh, S. M, Pazhoheshfar, P. (2010) An adaptive network based fuzzy inference system-fuzzy data envelopment analysis for gas consumption forecasting and analysis: the case of South America. International conference on intelligent and advanced systems, ICIAS 2010.

Beyca, O. F., Ervural, B. C., Tatoglu, E., Ozuyar, P. G., Zaim, S. (2019) Using machine learning tools for forecasting natural gas consumption in the province of Istanbul. *Energy Economics* 80: 937–949.

Bianco, V., Scarpa, F., Tagliafico, L. A. (2014) Analysis and future outlook of natural gas consumption in the Italian residential sector. *Energy Conversion and Management* 87: 754–764.

Chen et al. (2018) Forecasting day-ahead high-resolution natural-gas demand and supply in Germany. *Applied Energy* 228: 1091–1110.

Chine, W., Mellit, A., Lughi, V., Malek, A., Sulligoi, G., Pavan, A. M. (2016) A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks, *Renewable Energy* 90: 501–512

- Danandeh, M. A. (2018) A new architecture of INC-fuzzy hybrid method for tracking maximum power point in PV cells. *Solar Energy*. 171: 692–703.
- Demirel, O., Zaim, S., Caliskan, A., Ozuyar, P. (2012) Forecasting natural gas consumption in Istanbul using neural networks and multivariate time series methods. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences* 20(5): 695–711.
- Dickey, D., Fuller, W. (1981) Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root. *Econometrica* 49(4): 1057–1072. doi:10.2307/1912517
- Ding, M., Wang, L., Bi, R. (2011) An ANN-based approach for forecasting the power output of photovoltaic system, *Procedia Environmental Sciences* 11: 1308–1315.
- Ding, S. (2018) A novel self-adapting intelligent grey model for forecasting China's natural-gas demand. *Energy* 162: 393–407.
- Dombayci, O. A. (2010) The prediction of heating energy consumption in a model house by using artificial neural networks in Denizli–Turkey. *Advances in Engineering Software* 41(2): 141-147.
- Dong N. et. al. (2020) A novel convolutional neural network framework based solar irradiance prediction method. *Electrical Power and Energy Systems* 114: 105–411.
- Durmayaz, A., Kadoglu, M., En, Z. (2000) An application of the degree-hours method to estimate the residential heating energy requirement and fuel consumption in Istanbul. *Energy* 25: 1245–1256.
- Eisenhardt K., Graebner, M. E. (2007) Theory Building From Cases: Opportunities And Challenges. *Acad. Manage. J.* 50: 25–32, doi:http://dx.doi.org/doi:10.5465/AMJ.2007.24160888.
- Fan, W., Kokogiannakis, G., Ma, Z. (2018) A multi-objective design optimisation strategy for hybrid photovoltaic thermal collector (PVT)-solar air heater (SAH) systems with fins, *Solar Energy* 163: 315–328.
- Fathabadi, H. (2016) Novel high accurate sensorless dual-axis solar tracking system controlled by maximum power point tracking unit of photovoltaic systems. *Applied Energy* 173: 448–459.
- Fischer, S., Frey, P., Drück, H. (2012) A comparison between state-of-the-art and neural network modelling of solar collectors, *Solar energy* 86(11): 3268–3277.
- Forouzanfar et al. (2010) Modeling and estimation of the natural gas consumption for residential and commercial sectors in Iran. *Applied Energy* 87: 268–274.
- Fuller, W. A. (1976) "Introduction to Statistical Time Series", "John Wiley and Sons, New York",
- Herbert, J. H. (1987) An analysis of monthly sales of natural gas to residential customers in the United States. *Energy System and Policy* 10: 127–147.
- Hubbert, M. K. (1949) Energy from fossil fuels. *Science* 109 (2823): 103–109.
- Hubbert, M. K. (1957) *Nuclear energy and the fossil fuels. Drilling and Production Practice*. API USA, 7–25.
- Huntington, H. G. (2007) Industrial natural gas consumption in the United States: an empirical model for evaluating future trends. *Energy Economy* 29 (4): 743–759.
- Hwang, J. N., Hu, Y. H. (2001) *Handbook of neural network signal processing*, CRC press.

- Ivezić, D. (2006). Short-Term Natural Gas Consumption Forecast, *FME Transactions*, 34: 165–169.
- Izadyar, N., Ong, H., Shamshirband, S., Ghadamian, H., Tong, C. (2015) Intelligent forecasting of residential heating demand for the District Heating System based on the monthly overall natural gas consumption. *Energy and Buildings* 104: 208–214.
- Jang, J. S. R. (1991). Fuzzy Modeling Using Generalized Neural Networks and Kalman Filter Algorithm. Proceedings of the 9th National Conference on Artificial Intelligence, Anaheim, CA, USA, July 14–19. 1991, 762–767.
- Kaynar, et al. (2011) Forecasting of natural gas consumption with neural network and neuro fuzzy system. *Energy Education Science and Technology Part A: Energy Science and Research* 26: 221–238.
- Khosravi, et al. (2018a) Comparison of artificial intelligence methods in estimation of daily global solar radiation. *Journal of Cleaner Production* 194: 342–358.
- Khosravi, et al. (2018b) Prediction of wind speed and wind direction using artificial neural network, support vector regression and adaptive neuro-fuzzy inference system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 25: 146–160
- Kizilaslan, R., Karlik, B. (2008) Comparison neural networks models for short term forecasting of natural gas consumption in Istanbul. Applications of digital information and web technologies, ICADIWT 2008, 4–6 August 2008, 448–453.
- Laib, et al. (2019) Toward efficient energy systems based on natural gas consumption prediction with LSTM Recurrent Neural Networks. *Energy* 177: 530–542
- Leva, S., Dolara, A., Grimaccia, F., Mussetta, M., Ogliari, E. (2017) Analysis and validation of 24 hours ahead neural network forecasting of photovoltaic output power, *Mathematics and computers in simulation* 131: 88–100.
- Li, X., Wen, H., Hu, Y., Jiang, L. (2019) A novel beta parameter based fuzzy-logic controller for photovoltaic MPPT application, *Renewable Energy* 130: 416–427.
- Linares-Rodriguez, A., Ruiz-Arias, J. A., Pozo-Vazquez, D., Tovar-Pescador, J. (2013) An artificial neural network ensemble model for estimating global solar radiation from Meteosat satellite images. *Energy* 61: 636–645.
- Man et al. (2018) Synthetic natural gas as an alternative to coal for power generation in China: Life cycle analysis of haze pollution, greenhouse gas emission, and resource consumption. *Journal of Cleaner Production* 172: 2503–2512.
- Merkel, G., Povinelli, R. J., & Brown, R. H. (2018) Short-Term Load Forecasting of Natural Gas with Deep Neural Network Regression. *Energies*, 1–12.
- Mohanraj, M., Jayaraj, S., Muraleedharan, C. (2009) Performance prediction of a direct expansion solar assisted heat pump using artificial neural networks, *Applied Energy* 86(9): 1442–1449.
- Nan et al. (2019) Daily natural gas consumption forecasting via the application of a novel hybrid model. *Applied Energy* 250: 358–368.
- Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Shamshirband, S., Petković, D. (2015) Adaptive neuro-fuzzy approach for solar radiation prediction in Nigeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51: 1784–1791.

- Oliver, R., Duffy, A., Enright, B., O'Connor, R. (2017) Forecasting peak-day consumption for year-ahead management of natural gas networks. *Utilities Policy* 44: 1–11.
- Olgun, M., Ozdemir, G., Aydemir, E. (2012) Forecasting of Turkey's natural gas demand using artificial neural networks and support vector machines. *Energy, Education, Science and Technology* 30: 15–20.
- Panapakidis, I., Dagoumas, A. (2017) Day-ahead natural gas demand forecasting based on the combination of wavelet transform and ANFIS/genetic algorithm/neural network model. *Energy* 118: 231–245.
- Potocnik P, Govekar, E., Grabec I. (2007) Short-term natural gas consumption forecasting. *Proceedings of the 16th IASTED international conference on applied simulation and modelling*, ASM, 353–7.
- Prasad et al. (2016) Development of NFIS models for air quality forecasting and input optimization for reducing the computational cost and time. *Atmospheric Environment* 128: 246–262.
- Premalatha, M., Naveen, C. (2018) Analysis of different combinations of meteorological parameters in predicting the horizontal global solar radiation with ANN approach: A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91: 248–258.
- Shaikh at al. (2016) Evaluating China's natural gas supply security based on ecological network analysis. *Journal of Cleaner Production* 139: 1196–1206.
- Soldo et al. (2014) Improving the residential natural gas consumption forecasting models by using solar radiation. *Energy and Buildings* 68: 498–506.
- Soldo, B. (2012) Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy* 92: 26–37.
- Szoplík, J. (2015) Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks. *Energy* 85: 208–220.
- Šebalj, et al. (2017) Predicting Natural Gas Consumption - A Literature Review. *Proceedings of the Central European Conference on Information and Intelligent Systems*, September 27–29, 2017, Varaždin, Croatia, 293–300.
- Tan, et al. (2020) Combined electricity-heat-cooling-gas load forecasting model for integrated energy system based on multi-task learning and least square support vector machine. *Journal of Cleaner Production* 248 (doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119252).
- Taspınar et al. (2013) Forecasting of daily natural gas consumption on regional basis in Turkey using various computational methods, *Energy and Buildings* 56: 23–31.
- Tonković, Z., Zekić-Sušac, M., Somolanji, M. (2009) Predicting natural gas consumption by neural networks. *Technical Gazette* 16:51–61.
- Wei et al. (2019) Daily natural gas consumption forecasting via the application of a novel hybrid model. *Applied Energy* 250: 358–368.
- Wu et al. (2015) Using a Novel Grey System Model to Forecast Natural Gas Consumption in China. *Mathematical Problems in Engineering*, 1–7.
- Xia et al. (2018) A model-based design optimization strategy for ground source heat pump systems with integrated photovoltaic thermal collectors, *Applied Energy* 214: 178–190.

Xiao et al. (2016) Can natural gas-fired power generation break through the dilemma in China? A system dynamics analysis. *Journal of Cleaner Production* 137: 1191–1204.

Verhulst, M. J. (1950) The theory of demand applied to the French gas industry. *Econometrica* 18: 45–55.

Vondracek J., Pelikan E., Konar O., Cermakova J., Eben K., Maly M. et al. (2008) A statistical model for the estimation of natural gas consumption. *Applied Energy* 85(5): 362–370.

Zeng et al. (2019) Comparison of techno-economic performance and environmental impacts between shale gas and coal-based synthetic natural gas (SNG) in China. *Journal of Cleaner Production* 215: 544–556.

Zeng, B., Li, C. (2016) Forecasting the natural gas demand in China using a self-adapting intelligent grey model. *Energy* 112: 810–825.

Zhu et al. (2015) Short-term natural gas demand prediction based on support vector regression with false neighbours filtered. *Energy* 80: 428–436.

Zhang, G., Eddy Patuwo, B. Y., Hu, M. (1998) Forecasting with artificial neural networks: the state of the art. *International Journal of Forecasting* 14: 35–62.

Zhang, W., Yang, J. (2015) Forecasting natural gas consumption in China by Bayesian Model Averaging. *Energy Reports* 1: 216–220.

Zhang, J., Zhao, L., Deng, S., Xu, W., Zhang, Y. (2017) A critical review of the models used to estimate solar radiation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70: 314–329.

6.10 IZVORI

Andelković, A. i ostali (2019), Studija izvodljivosti priključenja na sistem daljinskog grejanja, JKP „Novosadska toplana“.

British Petroleum Statistical Review of World Energy, 68th edition, 2019.

Idejni projekat nove telemetrije, JP „Srbijagas“, 2019.

Plan razvoja transportnog gasovodnog sistema za period 2020–2029. godine, Transportgas Srbija, 2019.

Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2025. sa projekcijama do 2030. godine, 2015.

7. ZAKLJUČCI I PRAVCI DALJEG ISTRAŽIVANJA

Današnje vreme karakterišu brze strukturne promene koje su produkti informatičkog društva i digitalizacije. Međutim, energetika je za vreme prethodna dva i po veka bila i ostala ključni zamajac, ekonomskog boljitka i osnova privrednog razvoja. Zbog toga je važno pratiti promene na globalnom nivou kako bi se na racionalan i proaktivan način mogao sagledati njihov uticaj na nacionalnom nivou i kako bi se što bolje moglo upravljati energetske razvojem zemlje.

Podaci pokazuju da neće biti dovoljan prelazak na obnovljive izvore energije, budući da potrošnja finalne energije i dalje raste. Pored definisanja pravca održive tranzicije, pri čemu prirodni gas u početku treba da odigra ključnu ulogu, neophodno je u najkraćem roku se fokusirati na energetske efikasnost i održivi razvoj.

2020. godina je donela zdravstvenu i ekonomsku krizu izazvanu pandemijom kovida 19, a kada je o energetskom tržištu reč, upadljivi su poremećaji cena, potrošnje i proizvodnje energenata. U vanrednoj situaciji izazvanoj pandemijom pokazuje se da je samo smanjenjem potrošnje moguće ostvariti održivu budućnost (ekonomski i socijalni aspekti kritično su ugroženi). Ključni zaključak tiče se činjenice da se širom upotrebom prirodnog gasa kao tranzicionog goriva najbrže može otvoriti put ka niskougljeničnom društvu. U postkovid perspektivi, za ekonomski oporavak, budući rast i tranzicioni put ka dekarbonizovanom društvu, prioritet predstavlja veće učešće prirodnog gasa u globalnom energetskom miksu. Za dugoročno planiranje na putu ka ugljenički neutralnom društvu, neophodno je uključiti tehnologije za dekarbonizaciju gasa i vodonik kao ključno gorivo. Smatra se da vodonik u budućnosti može dostići i do 24% u ukupnom energetskom miksu, a današnjim istraživanjima i praksom potvrđeno je da se može efikasno mešati i transportovati postojećom gasnom infrastrukturu. Ostale tehnologije (mimo OIE) koje perspektivno utiču na otvaranje ugljenički neutralnog društva jesu: CCS, CCUS i baterije. U što krećem roku potrebno je izvršiti dekarbonizaciju teške i hemijske industrije, drumskog, vodnog i vazdušnog saobraćaja. Pored toga, aktivno se mora raditi na energetske sigurnosti, diversifikaciji energetske miksa nisko i nula ugljeničnim gorivima uz maksimalnu fleksibilnost (povezanost) i regulaciju energetske infrastrukture. Ključni izazovi na ovom putu predstavljaju nova energetska politika, nova infrastruktura i troškovi.

Tranzicioni potencijal i uloga prirodnog gasa u svetskim okvirima

Uprkos činjenici da poslednjih godina dobijaju na važnosti trendovi protekcionizma, međudržavne i regionalne konkurencije, trgovinskih sporova i pretnji sankcijama, samo zajedničke akcije država i regiona mogu dovesti do održivog razvoja čovečanstva. Prirodni gas, kao čist energetske resurs i sirovinska roba koja sve više dobija na tržišnoj snazi, igraće ključnu ulogu u održivoj tranziciji ka dekarbonizovanom društvu.

Ova doktorska disertacija identifikovala je ključne trendove razvoja svetske energetike u prethodnom vremenskom periodu, analizirala regionalne karakteristike gasne industrije korišćenjem primera naprednih regiona, procenila scenarije razvoja gasnog tržišta i definisala pravce razvoja gasne industrije u Republici Srbiji.

Na osnovu rezultata rada u poglavljima 2, 3, i 4 doktorske disertacije postignuto je sledeće:

- Izvršena je analiza istorije transformacije svetske energetike, uključujući uticaj pandemije korona virusa na svetsku privredu i potrošnju energenata;
- Definisani su glavni trendovi u razvoju svetske energetike u savremenoj fazi razvoja, uključujući povećan značaj ekološke problematike, geopolitičkih i tehnoloških faktora;
- Dokazana je centralna uloga prirodnog gasa kao najpoželjnije vrste energenta sa ekonomskog i ekološkog aspekta njegove potrošnje;
- Definisane su specifičnosti i ključne karakteristike najrazvijenijih regionalnih tržišta prirodnog gasa u Evropi, Severnoj Americi i azijsko-pacifičkim zemljama;
- Izvršena je analiza svetskog tržišta komprimovanog prirodnog gasa;
- Sprovedena je analiza glavnih prednosti i nedostataka različitih vidova transporta i trgovine prirodnim gasom, pre svega sa ekonomskih i ekoloških aspekata;
- Analizirana je istorija razvoja i trenutno stanje energetike u Republici Srbiji, u kontekstu glavnih trendova razvoja svetske energetike;
- Identifikovani su glavni pokretači razvoja gasnog sektora u Republici Srbiji, uključujući stvaranje nove infrastrukture za transport gasa u zemlji;
- Analizirane su najvažnije tehnologije za dekarbonizaciju prirodnog gasa;
- Definisani su pravci za razvoj buduće energetike u Republici Srbiji sa osvrtom na infrastrukturu prirodnog gasa, kao i uvođenjem tehnoloških inovacija u gasnom sektoru;
- Formiran je plan (model) održive tranzicije i sigurnosti snabdevanja tržišta prirodnog gasa u Republici Srbiji, čime se potvrđuje i definisana deskriptivna hipoteza iz ove oblasti.

Sprovedena analiza pokazala je da gasna infrastruktura ima sve preduslove da postane pouzdana osnova za formiranje nove energetike 21. veka, kako bi se osiguralo postizanje ciljeva UN u oblasti održivog razvoja i sprovela primena Pariskog klimatskog sporazuma u procesu tranzicije ka obnovljivim i CO₂ neutralnim tehnologijama. Takođe, opšti zaključak je da gasna infrastruktura može zauzeti centralno mesto ne samo u energetici Republike Srbije, već i da polako postaje jedan od ključnih podsticaja za budući održiv razvoj privrede i društva u celini.

Na osnovu analiziranih najnovijih izveštaja i statistike vodećih svetskih organizacija u sektoru energetike, nameće se globalni zaključak da se nalazimo na vrhuncu eksploatacije fosilnih goriva i emisija CO₂. Što se tiče prirodnog gasa, za njega se maksimum prognozira između 2025. i 2030. godine, jer se očekuje povećana potražnja u narednim godinama (gasifikacija se ubrzava u urbanim delovima, sve više korisnika odbacuje ugalj i naftu u korist prirodnog gasa, gas je sve prisutniji u saobraćaju i proizvodnja struje iz prirodnog gasa povećava se sve više). Analizirajući trendove eksploatacije fosilnih goriva (u slučaju prirodnog gasa maksimum eksploatacije treba pomeriti unapred), postavlja se pitanje odnosa ulaganja u gasnu infrastrukturu i eksploatacije ovog goriva. Negde se mogu pronaći mišljenja da su infrastrukturne investicije završene kada je prirodni gas u pitanju. Ako posmatramo trenutno stanje tržišta prirodnog gasa u svetu, nameće se zaključak da je sadašnje

ulaganje u infrastrukturu nedovoljno. Kao dokaz mogu se navesti velike fluktuacije (poslednji kvartal 2020. i početak 2021. godine) cena prirodnog gasa na teritoriji Azije (trenutno najbrže rastućeg tržišta). Za brzo rastuća tržišta investicije u gasnu infrastrukturu definitivno nisu dovoljne, a kao osnovni problem iz tog razloga javlja se izrazita nestabilnost cena. Praksa je pokazala da trenutne investicije u prirodni gas bivaju eksploatisane tek kroz tri ili četiri godine. Potencijalno najveći problem može predstavljati ako se vrh ili pik potražnje za prirodnim gasom dogodi za desetak godina, kada vrh investicija u ovaj sektor prođe ili prolazi.

Drugi važan aspekt novonastalih promena jesu drugačiji principi u lancima proizvodnje, transporta, distribucije i prodaje prirodnog gasa. Tržište TPG-a, koje je danas najbrže rastuće, i ima sve veći broj posrednika i trgovaca. Ranije, tradicionalna trgovina izvodila se direktno između proizvođača i kupca, uz relativno mali broj posrednika. Na tržištima preplavljenim posrednicima, zbog špekulativne trgovine, njima izuzetno odgovara fluktuacija cena na tržištu (goriva kupuju po niskim, a prodaju po visokim cenama). Praksa pokazuje da na tržištima gde se broj posrednika povećava, posledično raste i cena prirodnog gasa. Slična je situacija i na tržištu električne energije. U slučaju kada su cene fiksne ili se relativno malo menjaju, posla za posrednike nema. Ključ u zaštiti tržišta jeste pre svega u težnji za većom diversifikacijom u širem smislu (geografska, po dužini ugovora, vrsti prirodnog gasa, izvoru snabdevanja itd.). Posmatrajući međudržavne ugovore u ovom sektoru, a Republiku Srbiju uskoro očekuje novi, treba razmišljati o izbegavanju direktne veze sa cenom nafte. U tom slučaju, za ugovore koji nisu direktno vezani za cenu nafte, postoji veća sloboda i mogućnost da se ograniče moći posrednika (monopolisti ili oligopolisti). Ovo se odnosi i na trgovinu TPGa.

Posmatrajući globalno i dugoročno sa stanovišta održivosti, generalni zaključak je da je ulaganje u gasni sektor i njegovu infrastrukturu ključni preduslov ekonomskog razvoja društva. Ovaj zaključak nije zasnovan samo na čistim ekonomskim osnovama, jer ulaganje pored razvoja privrede znači i buduću energetska sigurnost i fleksibilnost energenta koji prirodni gas omogućava. Takođe, prirodni gas i njegova infrastruktura predstavlja inicijalni (tranzicioni) okidač razvoju i širenju tehnologija baziranih na obnovljivim izvorima energije, što omogućava otvaranje puta ka ugljenički neutralnom društvu. Kao krajnji rezultat tranzicije očekuje se postizanje veće globalne transparentnosti i sniženja cene. Iz tog razloga presudan uticaj na cenu treba da ima spreaga između potražnje i ponude, a nepohodno je i da se što više smanje uticaji cena nafte i njenih derivata (npr. naftna formula) ili drugih neformalnih uticaja.

Razvoj modela predviđanja cene prirodnog gasa

Predviđanje cene prirodnog gasa postalo je fokus istraživačkog rada u poslednjih 10–15 godina, najviše zbog smanjenja zavisnosti kretanja cene gasa od cene sirove nafte. Ove promene primetne su, pre svega, u Severnoj Americi, gde se cena gasa određuje odnosom ponude i potražnje, dok je u Aziji i Evropi cena gasa indeksirana prema ceni nafte. Pored ovih novih trendova, važno je spomenuti da je u prošlosti trgovina prirodnim gasom bila bazirana na dugoročnim ugovorima, dok se to u poslednje vreme menja u korist gotovinske (SPOT) trgovine i trgovine kratkoročnim ugovorima. Zbog svega ovoga precizno predviđanje cene prirodnog gasa jedna je od centralnih tema ove doktorske disertacije u poglavlju 5.

Rezultati predviđanja dnevne gotovinske cene prirodnog gasa na podacima od 2015. do 2020. godine koji su bili dostupni za Severnu Ameriku ukazuju na prednost nelinearnog modela u odnosu na linearni model. Komparativnom analizom utvrđeno je da je model neuronskih mreža statistički najprecizniji u određivanju gotovinske cene prirodnog gasa. Neuronska mreža je dominantna i u poređenju sa poboljšanjima linearnog modela, kao što su AR(1) model vremenskih serija, ali i LASSO, „ridge“ i elastična mreža. Primaran razlog za dominaciju neuronske mreže jeste sposobnost za adaptivno učenje komplikovanih nelinearnih zavisnosti između ulaza i izlaza iz trening podataka. Najvažniji faktori (ulazi modela) koji su značajni za određivanje cene gasa jesu cena sirove nafte, cena električne energije i temperatura vazduha. Bitan zaključak koji se nameće iz ove disertacije tiče se činjenice da se gotovinska cena prirodnog gasa na tržištu strateški formira prema ceni nafte, ali i prema ceni električne energije.

Razvoj modela kratkoročne potrošnje prirodnog gasa na bazi vremenske prognoze

Razvoj modela predviđanja potrošnje prirodnog gasa dat je u poglavlju 6. Ključne tačke istraživanja sprovedenog u ovom poglavlju mogu se podeliti u četiri grupe:

1. Predstavljeni su dinamički modeli predviđanja potrošnje prirodnog gasa za jedan sat unapred;
2. Primenjen je adaptivni ANFIS algoritam predviđanja koji integriše energetske, klimatske i podatke o vremenskoj prognozi;
3. Ostvareno je respektabilno sat unapred predviđanje prirodnog gasa kombinacijom različitih egzogenih varijabli.
4. Dat je ključni doprinos integracije vremenske prognoze u razvoju ovog tipa modela.

Adekvatno predviđanje buduće potrošnje prirodnog gasa podržalo bi sve aktere na tržištu, vodeći ih ka razvoju čistijih i održivih energetske sistema. Na osnovu direktiva i propisa usvojenih od strane Evropske komisije, evropsko tržište prirodnog gasa dužno je da omogući slobodnu konkurenciju. Ovaj proces na srpskom tržištu tek se pojavio, a nacionalni dobavljač prirodnog gasa (JP „Srbijagas“) počeo je sa restrukturiranjem. Da bi se postigao cilj liberalizacije tržišta prirodnog gasa, od ključne je važnosti tačno planiranje kapaciteta i precizna predviđanja buduće vršne potrošnje na svim segmentima trgovine. Na osnovu toga, u okviru poglavlja 6. prikazano je sveobuhvatno istraživanje i razvoj modela kratkoročnog predviđanja potrošnje prirodnog gasa. Na primeru potrošnje grada Novog Sada, primenjen je ANFIS model (sa Gausovom funkcijom pripadnosti) satnog predviđanja potrošnje gasa za režim sezone grejanja i režim sezone bez grejanja. Da bi se unapredile prethodne studije u ovoj oblasti, pored prethodne potrošnje gasa i klimatskih promenljivih, modelu su dodati podaci o vremenskoj prognoza i podaci o toplotnoj moći gasa. Izlaz (rezultat) modela predviđa sat unapred potrošnju prirodnog gasa. Za ocenu tačnosti predviđanja oba modela korišćena su dva statistička indikatora: koeficijent determinacije (R^2) i srednja procentna apsolutna greška (MAPE). Oba modela ostvarila su vrednosti koeficijenta determinacije u iznosu od 0,99, dok su prosečne MAPE vrednosti svih skupova podataka (obuka, testiranje i provera) iznosile 3,0% (režim

grejanja), odnosno 3,4% (režim bez grejanja). Na osnovu ostvarenih statističkih indikatora može se zaključiti da je za oba modela predloženi algoritam predviđanja rezultovao vrlo zadovoljavajućom prognozom. Opšti zaključak je da je primena ANFIS modela sa integrisanom vremenskom prognozom omogućila kredibilnu i preciznu kratkoročnu sat unapred predikciju potrošnje gasa za grad Novi Sad. Što se tiče početno definisanog istraživanja razvoja modela za kratkoročno predviđanje potrošnje prirodnog gasa, potvrđene su sve deskriptivne hipoteze. Takođe, kada su u pitanju definisane kvantitativne hipoteze, zaključak je da predloženi model proizvodi manju srednju apsolutnu procentualnu grešku (MAPE) od 6%.

Na osnovu uvodno definisanih hipoteza istraživanja, donosi se suštinski zaključak doktorske disertacije, a to je da se prihvataju (potvrđuju) sve deskriptivne (1-4) i sve kvantitativne (1-4) nulte hipoteze (H_0), dok se odgovarajuće alternativne hipoteze (H_1) odbacuju.

Pravci daljeg istraživanja

Kada je u pitanju tranzicioni potencijal, odnosno tranzicija sektora prirodnog gasa, pre svega će se pratiti dalja dešavanja na tržištu u Republici Srbiji, koje se već od 2021. godine u potpunosti otvara i diversifikuje. Akcenat će biti na istraživanju i primeni novih tehnologija nisko i nula ugljeničnih goriva u okvirima kapaciteta Republike Srbije, a takođe i na otvaranju novih kapaciteta i trgovini TPG-om.

Moguća proširenja i buduća istraživanja koja proističu iz ove doktorske disertacije uključuju i testiranje dodatnih kompleksnih nelinearnih modela (npr. *random forest*, *support vector machine*, *wavelet* modeli) i/ili modela vremenskih serija (npr. *GARCH* i *ARIMA* modeli). Ukoliko bi pravci istraživanja tekli u smeru alternativnih nelinearnih modela, dodatni ulazi u model bi morali biti razmatrani. Neki od mogućih novih ulaza jesu tehnički indikatori, kao što su filter pravila ili neki drugi indikatori trenda ili inercije (eng. *momentum*) cene gasa. Dalje, dodatne varijable koje bi mogle biti statistički značajne u određivanju cene gasa uključuju i cene fjučers ugovora (eng. *futures contracts*) i njihov promet na berzama (eng. *volume and open interest*). Model neuronske mreže takođe je moguće unaprediti sa tzv. „dubokim učenjem“ (eng. *deep learning*), odnosno modernijom i komplikovanijom arhitekturom modela u pogledu skrivenih slojeva mreže koji se oslanja na npr. *long short-term memory (LSTM)* dizajn. Na kraju, važno je naglasiti da cilj ove doktorske disertacije nije pronalaženje optimalnog modela za cenu gasa koji bi bio precizan u svim mogućim tržišnim režimima (npr. u slučaju recesije ili kraha tržišta), već prezentovanje novih znanja koja bi mogla koristiti budućim naučnim naporima u oblasti inženjerskog menadžmenta.

Ključni pravci daljeg istraživanja modela kratkoročne potrošnje prirodnog gasa odnose se na dodatna ispitivanja modeliranja potrošnje gasa tokom prelaznih ili vršnih perioda (u ovim periodima identifikovana su najveća odstupanja). Takođe, jasno je da su za pouzdaniji dokaz predloženog koncepta neophodna dodatna ispitivanja izmerenih podataka (JP „Srbijagas“ ne vrši validaciju satnih merenja potrošnje gasa). Kako bi se poboljšala tačnost predviđanja planira se integracija novih ulaznih podataka. Budući rad odnosiće se na unapređenje razvijenog ANFIS modela integrisanjem većeg broja egzogenih ulaznih podataka (klimatski, vremenska prognoza, validirana satna potrošnja prirodnog gasa i dr.). Takođe, u obzir će se uzeti i primena drugih hibridnih algoritama za predviđanje potrošnje gasa, pre svega modela za mašinsko učenje.

8. PRILOZI

8.1 PRILOG 1: IZVOD IZ SPROVEDENIH MERENJA I OSTALI PODACI KORIŠĆENI ZA MODEL KRATKOROČNE POTROŠNJE PRIRODNOG GASA (DEO GREJNE SEZONE 2018/19)

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
1.10.2018 00:00		9,3	91	2,1	25	7641,5475	0	35,09035	10,5	3
1.10.2018 01:00	0	6,6	89	2,6	7	9936,3119	0	35,09132	9,8	3
1.10.2018 02:00	0	6,3	86	2,3	9	16481,531	0	35,09192	9,7	3
1.10.2018 03:00	0	8,2	86	2,7	11	17667,333	0	35,09018	9,6	3
1.10.2018 04:00	0	8,1	86	2,7	11	15777,2413	0	35,08781	9,3	3
1.10.2018 05:00	1	7	91	2,9	9	16005,4742	0	35,08853	8,9	3
1.10.2018 06:00	28	6,4	92	3,3	9	11929,7261	0	35,08642	6,5	3
1.10.2018 07:00	83	7,8	88	2,3	4	8840,6234	0	35,08812	7,3	3
1.10.2018 08:00	142	11,7	78	2,5	4	9544,3108	93,61	35,08219	9,2	3
1.10.2018 09:00	166	15,4	70	4	14	8888,6587	0	35,08002	12,0	4
1.10.2018 10:00	140	16,8	63	6	14	8533,3447	0	35,07915	15,1	4
1.10.2018 11:00	231	17	63	4,7	16	10845,7703	0	35,07712	17,3	4
1.10.2018 12:00	216	19,4	56	2,2	16	13705,1842	0	35,07458	19,5	4
1.10.2018 13:00	193	20,4	53	1,7	16	18345,1823	0	35,07338	21,0	4
1.10.2018 14:00	149	21,1	51	1,6	22	22210,0303	0	35,07239	20,6	4
1.10.2018 15:00	91	21,2	51	1,7	18	20665,2546	0	35,07149	20,5	4
1.10.2018 16:00	34	20,9	51	1,4	20	16729,5224	0	35,07018	20,3	4
1.10.2018 17:00	1	19,6	54	1,5	29	9469,3545	0	35,06965	20,0	4
1.10.2018 18:00	0	16,4	64	1,7	32	6093,6844	0	35,06715	18,8	3
1.10.2018 19:00	0	15,2	63	2	34	5453,0436	0	35,066	16,5	2
1.10.2018 20:00	0	13,2	71	1,6	34	6067,2167	0	35,06719	14,0	2
1.10.2018 21:00	0	11,8	78	1,1	32	5997,3257	0	35,06804	13,4	2
1.10.2018 22:00	0	10,8	82	1,6	25	5332,7999	0	35,06681	12,6	2
1.10.2018 23:00	0	10,1	89	1,8	23	5339,3032	0	35,0662	12,2	2
2.10.2018	0	9,3	91	2,1	25	5635,0294	0	35,06825	10,5	2
2.10.2018 01:00	0	9,6	88	2,1	27	9920,4251	0	35,07097	10,2	2
2.10.2018 02:00	0	10	90	1,9	25	16460,9981	0	35,05851	9,8	2
2.10.2018 03:00	0	10,1	90	1,6	25	21749,2333	0	35,0552	9,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
2.10.2018 04:00	0	10,3	91	1,8	27	7594,707	0	35,06134	9,4	2
2.10.2018 05:00	0	10,5	91	1,8	25	7016,7827	0	35,06729	9,1	2
2.10.2018 06:00	6	10,6	91	2,1	25	7641,5475	0	35,06076	9,2	2
2.10.2018 07:00	16	11,1	90	2,8	27	9936,3119	0	35,05413	10,7	2
2.10.2018 08:00	20	11,2	86	3,6	32	16481,531	0	35,05823	11,3	2
2.10.2018 09:00	24	11,6	82	3,7	32	17667,333	0	35,05795	11,2	2
2.10.2018 10:00	37	11,8	76	3,8	32	15777,2413	0	35,05531	11,6	2
2.10.2018 11:00	67	12	75	4	32	16005,4742	0	35,04669	11,8	2
2.10.2018 12:00	46	12,7	69	4	32	11929,7261	0	35,04926	12,7	2
2.10.2018 13:00	32	13,3	64	4	32	8840,6234	0	35,04725	14,2	2
2.10.2018 14:00	19	13,8	63	4,4	29	9544,3108	0	35,04958	15,7	2
2.10.2018 15:00	11	13,3	59	5,2	32	7640,8782	0	35,04419	16,0	2
2.10.2018 16:00	15	13	64	3,7	29	7889,8717	0	35,04223	13,2	2
2.10.2018 17:00	1	13	57	3,9	34	7985,0389	0	35,04273	13,0	2
2.10.2018 18:00	0	10,7	66	2,3	32	8103,0531	0	35,04106	12,6	2
2.10.2018 19:00	0	9,2	73	1,6	27	8171,433	0	35,04148	10,5	2
2.10.2018 20:00	0	7,7	74	1,9	27	8228,3239	0	35,04106	10,0	2
2.10.2018 21:00	0	7,2	78	2	29	8963,1524	0	35,04286	8,2	2
2.10.2018 22:00	0	6,8	81	1,7	23	8306,4206	0	35,043	7,7	2
2.10.2018 23:00	0	6,8	87	1,6	23	6993,3397	0	35,04427	7,1	2
3.10.2018	0	6,1	88	1,5	23	6956,9729	0	35,04203	6,7	2
3.10.2018 01:00	0	5,9	92	1,4	23	6022,1333	0	35,041	6,3	2
3.10.2018 02:00	0	5,5	93	1,3	23	5621,3298	0	35,0415	6,0	2
3.10.2018 03:00	0	5,7	93	1,1	23	5419,9471	0	35,0445	5,6	2
3.10.2018 04:00	0	4,9	94	1,2	23	6564,034	0	35,04354	5,3	2
3.10.2018 05:00	1	2,4	93	0,8	34	6991,6397	0	35,04041	4,9	2
3.10.2018 06:00	37	2,5	95	0,8	32	8758,9315	0	35,03813	4,4	2
3.10.2018 07:00	81	5,7	90	0,9	18	9755,4627	0	35,03608	2,5	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
3.10.2018 08:00	145	9,8	76	0,4	36	9860,0508	94,91	35,03515	6,0	1
3.10.2018 09:00	197	12,8	62	1,2	14	8830,2109	0	35,03667	9,4	2
3.10.2018 10:00	227	16,2	45	1,3	16	8765,052	0	35,0345	12,5	2
3.10.2018 11:00	233	17,4	43	1,7	18	7631,3273	0	35,03181	15,6	2
3.10.2018 12:00	233	18,2	45	2	25	7360,6088	0	35,03164	17,7	2
3.10.2018 13:00	194	19,1	43	2,2	25	7558,2501	0	35,03137	18,0	2
3.10.2018 14:00	137	19,5	39	2,6	25	7594,707	0	35,03108	18,6	2
3.10.2018 15:00	76	19,2	40	2,4	25	7016,7827	0	35,03221	19,1	2
3.10.2018 16:00	36	18,8	45	2,2	27	7641,5475	0	35,03287	19,1	2
3.10.2018 17:00	1	17,2	49	2,4	27	9936,3119	0	35,03352	17,7	2
3.10.2018 18:00	0	13,8	61	1,8	27	16481,531	0	35,0349	16,5	2
3.10.2018 19:00	0	12,6	62	1,8	27	17667,333	0	35,03632	13,5	2
3.10.2018 20:00	0	11,4	71	1,6	22	15777,2413	0	35,03723	12,9	2
3.10.2018 21:00	0	9,8	75	1,4	25	16005,4742	0	35,03739	11,5	2
3.10.2018 22:00	0	8,7	75	1,5	25	11929,7261	0	35,03862	10,2	2
3.10.2018 23:00	0	8,6	82	2	27	8840,6234	0	35,04112	9,3	2
4.10.2018	0	8,4	82	2,2	32	9544,3108	0	35,04382	8,4	2
4.10.2018 01:00	0	8	85	2	22	8888,6587	0	35,04384	7,3	2
4.10.2018 02:00	0	7,8	86	2,4	25	8533,3447	0	35,04441	6,9	2
4.10.2018 03:00	0	7	87	1,7	25	10845,7703	0	35,04592	6,4	2
4.10.2018 04:00	0	6,7	88	1,9	25	13705,1842	0	35,04561	6,0	2
4.10.2018 05:00	1	6,3	88	1,5	25	18345,1823	0	35,04371	5,8	2
4.10.2018 06:00	28	5,9	90	2,7	25	22210,0303	0	35,04425	5,0	2
4.10.2018 07:00	85	7,6	88	1,8	25	20665,2546	0	35,04552	5,3	1
4.10.2018 08:00	145	12,4	72	1,6	25	16729,5224	93,56	35,04631	7,0	1
4.10.2018 09:00	194	14,8	57	2,4	32	9469,3545	0	35,04803	11,2	1
4.10.2018 10:00	222	16,8	46	3	32	6093,6844	0	35,04521	13,8	2
4.10.2018 11:00	237	18,5	40	2,6	32	5453,0436	0	35,04419	15,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
4.10.2018 12:00	234	19	40	3,2	32	6067,2167	0	35,04224	17,3	2
4.10.2018 13:00	206	19,1	39	3,6	32	5997,3257	0	35,04074	18,9	2
4.10.2018 14:00	160	19,3	42	4,3	34	5332,7999	0	35,04055	19,2	2
4.10.2018 15:00	101	19,4	41	3,7	34	5339,3032	0	35,04133	19,4	2
4.10.2018 16:00	33	19,1	42	2,8	36	5635,0294	0	35,0387	19,0	2
4.10.2018 17:00	1	16,7	54	2,7	34	9920,4251	0	35,034	18,7	2
4.10.2018 18:00	0	13,3	59	2	36	16460,9981	0	35,03162	16,7	2
4.10.2018 19:00	0	12	59	2	2	21749,2333	0	35,02922	13,8	2
4.10.2018 20:00	0	11	66	1	5	20441,248	0	35,02837	11,5	2
4.10.2018 21:00	0	10,5	71	1,6	16	18617,6296	0	35,02661	11,0	2
4.10.2018 22:00	0	8,6	82	1,2	16	14018,1455	0	35,02302	9,5	2
4.10.2018 23:00	0	7,9	88	1	14	8829,8435	0	35,01917	8,3	2
5.10.2018	0	6,6	90	1,5	14	10824,0043	0	35,01636	7,2	2
5.10.2018 01:00	0	7	87	1,8	11	12764,9032	0	35,01159	6,4	2
5.10.2018 02:00	0	5,7	90	1,8	9	12453,1456	0	35,01052	5,5	2
5.10.2018 03:00	0	4,5	93	2,1	11	12409,7572	0	35,00913	5,0	2
5.10.2018 04:00	0	5	90	2	11	14178,4925	0	35,00604	4,4	2
5.10.2018 05:00	1	3,7	92	1,8	9	20633,4389	0	35,00188	4,0	2
5.10.2018 06:00	26	4,1	92	2,1	9	25247,4472	0	35,00018	4,5	2
5.10.2018 07:00	82	6,6	81	2,5	9	25744,1096	0	34,99495	4,2	2
5.10.2018 08:00	140	11,1	71	2,3	11	20349,9957	0	34,98834	5,7	2
5.10.2018 09:00	191	14,7	56	4	11	15324,8221	93,85	34,98479	10,2	2
5.10.2018 10:00	226	16,5	52	4,2	11	10881,8714	0	34,97889	14,5	2
5.10.2018 11:00	233	17,8	44	4	14	7316,3569	0	34,97482	16,9	3
5.10.2018 12:00	232	19,1	39	4,5	14	7644,6668	0	34,97166	19,3	3
5.10.2018 13:00	204	20,6	32	4,6	14	7042,9564	0	34,97069	20,8	3
5.10.2018 14:00	157	20,8	33	4,7	14	7457,7578	0	34,96579	21,5	3
5.10.2018 15:00	93	21,3	32	4,9	11	7240,0906	0	34,9614	22,0	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
5.10.2018 16:00	29	20,6	36	4,2	14	7301,2514	0	34,95973	21,3	4
5.10.2018 17:00	0	18,2	48	2,8	11	12280,6839	0	34,95824	21,0	4
5.10.2018 18:00	0	15,8	50	2,1	11	16913,0372	0	34,95528	18,0	4
5.10.2018 19:00	0	13,7	56	2,2	11	15749,4119	0	34,95503	15,5	3
5.10.2018 20:00	0	12,9	60	3,1	11	15819,593	0	34,95334	12,2	3
5.10.2018 21:00	0	13	59	3,3	11	14649,6767	0	34,95182	12,3	3
5.10.2018 22:00	0	12,9	59	2,8	14	14009,8857	0	34,95356	12,0	3
5.10.2018 23:00	0	10,5	75	2,7	11	8464,645	0	34,95213	11,8	3
6.10.2018	0	12,1	63	3,2	11	6371,885	0	34,95076	11,5	3
6.10.2018 01:00	0	10,6	72	3,8	11	6433,3704	0	34,95119	11,2	3
6.10.2018 02:00	0	9,9	87	2,7	11	5719,7315	0	34,95075	11,0	4
6.10.2018 03:00	0	9,9	86	3	9	5605,0836	0	34,95155	10,6	4
6.10.2018 04:00	0	10,3	74	3,4	9	5962,2722	0	34,94956	10,5	4
6.10.2018 05:00	1	10,1	75	2,7	9	15134,9852	0	34,9497	10,5	4
6.10.2018 06:00	14	10,7	73	3,5	11	21571,5372	0	34,94777	11,0	4
6.10.2018 07:00	66	11,2	70	3,3	11	21632,5744	0	34,94763	11,0	3
6.10.2018 08:00	133	15,2	53	4,4	11	19178,8606	0	34,94688	11,2	4
6.10.2018 09:00	174	17,9	47	5,9	14	10058,6199	0	34,94491	14,5	4
6.10.2018 10:00	206	20,5	43	5,8	14	7303,7208	0	34,94239	18,0	4
6.10.2018 11:00	220	22,2	40	5,2	14	8595,5	0	34,94166	21,1	4
6.10.2018 12:00	217	23,7	39	6	14	8482,6818	0	34,9399	22,7	4
6.10.2018 13:00	189	25,8	35	6,3	14	8294,4702	0	34,9382	24,0	4
6.10.2018 14:00	139	25,9	39	4,9	14	6529,5348	0	34,9387	24,7	5
6.10.2018 15:00	84	26,3	37	5,1	14	6433,4774	0	34,93986	24,6	5
6.10.2018 16:00	20	25,3	39	4,7	11	6398,8366	0	34,94065	24,9	5
6.10.2018 17:00	0	22,2	46	3,8	11	6374,6699	0	34,94212	24,2	5
6.10.2018 18:00	0	20	46	4	11	6374,6699	0	34,94364	22,0	5
6.10.2018 19:00	0	19,3	46	4,2	11	6374,6699	0	34,94357	18,7	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
6.10.2018 20:00	0	18,8	46	5,8	14	7594,707	0	34,94912	18,8	4
6.10.2018 21:00	0	18,7	47	5,9	14	7016,7827	0	34,94462	18,5	4
6.10.2018 22:00	0	18	48	6,2	14	7641,5475	0	34,94991	17,2	4
6.10.2018 23:00	0	17,3	50	5	14	9936,3119	0	34,95091	16,7	4
7.10.2018	0	17	51	5	14	16481,531	0	34,95465	15,5	4
7.10.2018 01:00	0	17,4	49	5,8	14	17667,333	0	34,95547	14,9	3
7.10.2018 02:00	0	16,9	52	5,7	14	15777,2413	0	34,95351	14,0	3
7.10.2018 03:00	0	16,4	52	5,4	14	16005,4742	0	34,95348	13,0	3
7.10.2018 04:00	0	15,5	55	4,6	14	11929,7261	0	34,95314	12,6	3
7.10.2018 05:00	1	15,2	56	4,2	14	8840,6234	0	34,95384	12,2	3
7.10.2018 06:00	20	15,2	57	4,8	14	9544,3108	0	34,95396	14,2	3
7.10.2018 07:00	57	16,6	55	5,1	14	8888,6587	0	34,95552	14,5	3
7.10.2018 08:00	116	18	52	5,2	14	8533,3447	0	34,95278	15,6	3
7.10.2018 09:00	172	19,8	52	5,4	14	10845,7703	0	34,95281	17,5	4
7.10.2018 10:00	201	22,2	49	4,7	14	13705,1842	0	34,95126	18,7	4
7.10.2018 11:00	190	23,8	46	4,1	14	18345,1823	0	34,95407	20,8	4
7.10.2018 12:00	217	25,2	44	3	16	22210,0303	0	34,94826	22,7	4
7.10.2018 13:00	193	25,6	42	2,6	14	20665,2546	0	34,9523	23,8	4
7.10.2018 14:00	134	26,3	42	1,8	14	16729,5224	0	34,9515	24,6	4
7.10.2018 15:00	79	26,2	43	2,7	11	9469,3545	0	34,95034	24,1	4
7.10.2018 16:00	20	25,4	43	2,6	14	6093,6844	0	34,94724	23,8	3
7.10.2018 17:00	0	22,6	51	2,4	14	5453,0436	0	34,95013	23,5	3
7.10.2018 18:00	0	20,9	59	1,8	14	6067,2167	0	34,95292	21,0	3
7.10.2018 19:00	0	18,8	65	1,9	14	5997,3257	0	34,94901	20,7	3
7.10.2018 20:00	0	17,3	71	2,4	14	5332,7999	0	34,95058	19,1	3
7.10.2018 21:00	0	17,2	65	2	14	5339,3032	0	34,94982	17,2	2
7.10.2018 22:00	0	16	70	1	25	5635,0294	0	34,94935	16,4	2
7.10.2018 23:00	0	16,6	74	1,2	22	9920,4251	0	34,95201	15,8	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
8.10.2018	0	15,8	82	0,6	36	16460,9981	0	34,95015	15,2	2
8.10.2018 01:00	0	14,8	88	1,2	22	21749,2333	0	34,95043	14,5	2
8.10.2018 02:00	0	14,7	91	1,8	25	7594,707	0	34,95063	14,0	2
8.10.2018 03:00	0	14,4	93	1,8	25	7016,7827	0	34,94771	13,8	2
8.10.2018 04:00	0	13,7	94	1,3	25	7641,5475	0	34,94868	13,6	2
8.10.2018 05:00	1	13,5	95	1,3	22	9936,3119	0	34,94928	13,5	2
8.10.2018 06:00	30	11,8	94	0,5	36	16481,531	0	34,94786	13,0	1
8.10.2018 07:00	62	14	91	0,7	1	17667,333	0	34,94363	11,5	1
8.10.2018 08:00	102	15,3	84	1,5	27	6374,6699	0	34,94168	13,3	1
8.10.2018 09:00	103	17	76	2,2	27	6374,6699	0	34,94132	15,6	1
8.10.2018 10:00	183	18,1	73	1,6	27	6663,003	0	34,93867	18,2	1
8.10.2018 11:00	198	21,9	59	1,2	27	7022,2258	0	34,93674	20,0	1
8.10.2018 12:00	198	23,4	54	1,5	29	6972,8959	0	34,93551	21,2	2
8.10.2018 13:00	181	24,3	49	1,1	7	6773,7891	0	34,93202	22,6	2
8.10.2018 14:00	134	25,3	43	1,3	18	6209,601	0	34,93061	24,4	2
8.10.2018 15:00	66	25,2	44	1,7	36	6223,3418	0	34,92846	24,5	2
8.10.2018 16:00	19	24,1	48	3,2	36	6366,6839	0	34,92744	24,3	2
8.10.2018 17:00	0	21,9	55	3,2	36	6343,1499	0	34,92415	24,0	2
8.10.2018 18:00	0	19,7	60	2,5	36	6702,4541	0	34,92035	21,2	2
8.10.2018 19:00	0	17,4	60	2,4	36	6969,0964	0	34,9167	18,7	2
8.10.2018 20:00	0	17,2	68	2,3	36	7258,0018	0	34,91299	17,6	2
8.10.2018 21:00	0	16	71	1,6	25	6953,2533	0	34,91124	15,7	2
8.10.2018 22:00	0	15,4	78	1,9	25	6349,8404	0	34,90864	15,0	2
8.10.2018 23:00	0	14	85	2,1	25	6066,5699	0	34,90714	14,4	2
9.10.2018	0	13	87	1,9	25	5582,9112	0	34,90181	13,6	2
9.10.2018 01:00	0	12	93	1,4	27	5513,3664	0	34,90271	13,0	1
9.10.2018 02:00	0	11,4	94	1,2	25	4923,2732	0	34,90186	12,2	1
9.10.2018 03:00	0	11,7	97	1,3	25	4858,2646	0	34,89882	11,1	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
9.10.2018 04:00	0	11,1	98	1,1	27	12467,7752	0	34,89427	10,5	1
9.10.2018 05:00	0	10,1	98	1	27	16127,8348	0	34,89175	10,0	1
9.10.2018 06:00	20	9,2	97	0,8	29	15519,977	0	34,89206	10,5	1
9.10.2018 07:00	62	10,4	95	0,7	36	15885,6179	0	34,89155	8,2	1
9.10.2018 08:00	120	14,4	87	0,6	36	10852,9765	0	34,88849	10,7	1
9.10.2018 09:00	170	17	77	1,5	11	7012,9611	0	34,88731	13,5	1
9.10.2018 10:00	202	19,6	74	2,6	11	6980,4786	0	34,88725	16,2	2
9.10.2018 11:00	208	21,9	60	2,3	11	7123,9588	0	34,88586	18,4	2
9.10.2018 12:00	199	23,5	50	1,9	16	6723,5755	0	34,88517	21,1	2
9.10.2018 13:00	172	24,4	45	2	18	6567,3507	0	34,88711	23,3	2
9.10.2018 14:00	128	24,9	44	1,3	18	6327,2733	0	34,88765	24,4	2
9.10.2018 15:00	71	24,6	44	1,5	16	5846,2864	0	34,88906	25,0	2
9.10.2018 16:00	18	23,2	48	2,4	14	6483,1293	0	34,89162	24,5	2
9.10.2018 17:00	0	21,3	54	2,1	16	6398,0975	0	34,89643	23,2	2
9.10.2018 18:00	0	19,7	64	1,1	16	6550,8386	0	34,89765	18,9	2
9.10.2018 19:00	0	17,5	68	0,7	22	7020,7758	0	34,89846	19,0	2
9.10.2018 20:00	0	15,8	74	1,1	20	7266,4633	0	34,90275	17,6	2
9.10.2018 21:00	0	14,1	79	1	25	7361,2885	0	34,90788	15,9	1
9.10.2018 22:00	0	12,7	82	1,6	25	7054,4678	0	34,90926	14,7	1
9.10.2018 23:00	0	11,6	87	1,9	14	6260,6626	0	34,91774	13,8	1
10.10.2018	0	11,3	89	1	11	5783,2888	0	34,92346	12,2	1
10.10.2018 01:00	0	10	93	1,5	4	5019,6073	0	34,92607	11,1	1
10.10.2018 02:00	0	10,2	89	2	7	4883,4801	0	34,92693	10,0	1
10.10.2018 03:00	0	9,4	90	1,7	9	4836,8851	0	34,93322	9,3	1
10.10.2018 04:00	0	9,1	90	1,6	11	13573,5505	0	34,93306	8,8	1
10.10.2018 05:00	0	8,3	92	1,9	9	17251,6541	0	34,93649	8,3	1
10.10.2018 06:00	19	8,9	94	2,3	9	17526,2566	0	34,93769	7,7	1
10.10.2018 07:00	67	10,1	82	2,3	9	17448,4587	0	34,93602	8,4	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
10.10.2018 08:00	123	14	74	2,7	9	15561,9706	0	34,94361	10,0	2
10.10.2018 09:00	171	16,9	64	3,3	11	9788,2651	0	34,9476	14,1	2
10.10.2018 10:00	204	19,7	53	3,9	11	7280,7694	91,68	34,94931	16,8	2
10.10.2018 11:00	214	21,6	45	4,6	14	7498,1188	0	34,95372	19,5	2
10.10.2018 12:00	207	22,9	42	4,9	14	6832,1783	0	34,95361	22,0	2
10.10.2018 13:00	172	23,8	41	5	14	6775,1689	0	34,95594	24,4	2
10.10.2018 14:00	130	24	40	4,3	14	6215,877	0	34,9576	24,6	2
10.10.2018 15:00	74	24,4	40	4,5	9	6289,4957	0	34,95773	24,5	2
10.10.2018 16:00	18	23,8	39	3,9	9	6370,3031	0	34,96137	24,2	2
10.10.2018 17:00	0	21,6	45	3,1	9	6425,5518	0	34,96493	23,4	2
10.10.2018 18:00	0	18,7	51	2,5	7	6800,1494	0	34,96629	20,2	3
10.10.2018 19:00	0	16,7	63	2,1	4	7232,4107	0	34,96997	18,1	3
10.10.2018 20:00	0	15	72	1,4	11	7223,5483	0	34,97364	16,5	3
10.10.2018 21:00	0	14,4	74	1,3	14	7171,3276	0	34,97554	15,0	3
10.10.2018 22:00	0	13,6	79	0,5	36	6984,6318	0	34,97452	14,2	3
10.10.2018 23:00	0	11,3	83	1	36	5948,7689	0	34,97662	13,1	3
11.10.2018	0	11,2	84	0,9	14	5999,9106	0	34,97905	12,3	3
11.10.2018 01:00	0	10,6	86	1,2	9	5541,2543	0	34,97954	11,7	2
11.10.2018 02:00	0	10,4	88	1,9	9	4972,8826	0	34,97959	11,0	2
11.10.2018 03:00	0	10	89	2	9	4947,0408	0	34,97968	10,6	2
11.10.2018 04:00	0	9,9	89	1,7	11	11490,5158	0	34,98055	10,2	2
11.10.2018 05:00	0	13,6	79	3,7	14	16820,4691	0	34,98051	9,8	2
11.10.2018 06:00	18	13,1	82	3,5	14	17531,6651	0	34,97984	12,2	4
11.10.2018 07:00	66	13,6	80	4,4	14	16498,5856	0	34,98124	13,0	4
11.10.2018 08:00	125	15,6	71	4,8	14	10172,3896	0	34,9785	13,8	4
11.10.2018 09:00	170	17,9	63	5,7	14	7289,4894	0	34,98203	15,3	4
11.10.2018 10:00	201	19,4	59	6	14	7508,0439	0	34,97919	17,0	4
11.10.2018 11:00	207	21,4	52	7	14	7550,9073	90,9	34,97957	18,2	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
11.10.2018 12:00	203	22,2	49	6,6	14	7394,1013	0	34,97842	22,4	4
11.10.2018 13:00	176	22,8	47	6,4	14	7159,5606	0	34,97706	24,0	4
11.10.2018 14:00	126	23,4	44	6,2	14	6741,3243	0	34,97474	24,6	4
11.10.2018 15:00	70	23,2	44	5,7	14	6732,9623	0	34,97474	24,5	4
11.10.2018 16:00	17	22,2	45	4,8	14	6833,7009	0	34,97296	24,2	4
11.10.2018 17:00	0	19,9	52	3	14	6785,1897	0	34,97385	23,8	4
11.10.2018 18:00	0	17,4	55	2,6	11	7226,5856	0	34,97358	19,5	4
11.10.2018 19:00	0	17,2	55	3,4	14	7843,894	0	34,96947	17,2	4
11.10.2018 20:00	0	14,4	62	2,1	11	7903,7287	0	34,97099	16,0	4
11.10.2018 21:00	0	12,1	71	1,9	11	7688,2655	0	34,97523	14,9	4
11.10.2018 22:00	0	11	75	1,8	11	7247,0309	0	34,97416	14,0	3
11.10.2018 23:00	0	11,5	75	2,5	9	6836,9975	0	34,97169	13,3	3
12.10.2018	0	11,3	77	3,1	11	6415,197	0	34,9783	12,8	2
12.10.2018 01:00	0	11,3	76	3,1	9	5762,0672	0	34,98031	12,2	2
12.10.2018 02:00	0	10,3	80	2,5	9	5536,337	0	34,97975	11,8	2
12.10.2018 03:00	0	10,5	82	3,4	9	5376,0554	0	34,97657	11,1	2
12.10.2018 04:00	0	10,5	84	2,5	9	11738,1213	0	34,98055	10,5	2
12.10.2018 05:00	0	9	84	3,7	9	15843,5188	0	34,9822	10,0	2
12.10.2018 06:00	16	8,8	87	3,2	9	18856,7286	0	34,98451	9,6	2
12.10.2018 07:00	61	10,8	80	4	9	18012,4419	0	34,98895	9,0	2
12.10.2018 08:00	116	14,4	73	3,4	11	12397,3234	0	34,98899	10,5	2
12.10.2018 09:00	165	16,9	65	5,3	11	6337,1362	0	34,99105	13,2	3
12.10.2018 10:00	194	18,8	58	5,7	11	5842,0294	91,53	34,99387	16,7	3
12.10.2018 11:00	204	20,8	52	5,3	11	5864,9234	0	34,99418	19,1	3
12.10.2018 12:00	201	22,2	45	4,5	14	7087,8593	0	34,99763	21,5	3
12.10.2018 13:00	173	23	43	4	11	7433,6912	0	34,99821	22,6	3
12.10.2018 14:00	125	23,3	37	3,8	14	8136,1049	0	34,99929	23,3	3
12.10.2018 15:00	66	23,6	38	4	11	7085,4519	0	34,99712	23,5	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
12.10.2018 16:00	15	22,9	41	3,6	11	6868,5205	0	34,99486	23,2	3
12.10.2018 17:00	0	20,5	49	2,1	9	6867,5036	0	34,99086	23,0	3
12.10.2018 18:00	0	16,8	56	2	7	7356,4233	0	34,98571	19,1	3
12.10.2018 19:00	0	14,9	61	2,1	11	7644,3236	0	34,98444	16,5	2
12.10.2018 20:00	0	13,3	66	1,2	7	7795,9108	0	34,98166	15,7	2
12.10.2018 21:00	0	12,4	69	1,7	11	7604,5168	0	34,97888	13,3	2
12.10.2018 22:00	0	11,7	75	1,7	9	7930,387	0	34,97596	12,7	2
12.10.2018 23:00	0	10,8	78	1,7	9	6411,0671	0	34,97342	11,8	2
13.10.2018	0	9,6	85	1,9	9	6242,8514	0	34,96783	11,1	2
13.10.2018 01:00	0	9,2	83	1,6	9	6153,0055	0	34,96254	10,6	2
13.10.2018 02:00	0	8,9	87	2,1	7	5752,5456	0	34,96441	10,2	2
13.10.2018 03:00	0	8,6	89	2,4	7	5634,2127	0	34,96497	9,8	2
13.10.2018 04:00	0	8,4	87	2,4	7	5794,9188	0	34,96389	9,4	3
13.10.2018 05:00	0	8,6	87	3	7	14773,7907	0	34,96076	8,1	3
13.10.2018 06:00	14	9	86	3	9	23576,1197	0	34,96196	8,3	3
13.10.2018 07:00	60	9,6	79	2,4	9	23803,0319	0	34,96523	9,0	3
13.10.2018 08:00	116	13,4	70	3,2	9	19331,6357	0	34,9651	11,1	3
13.10.2018 09:00	161	16,5	58	4	9	15054,3045	0	34,97344	13,2	3
13.10.2018 10:00	195	19,3	51	5,1	11	7375,5547	0	34,97895	15,4	3
13.10.2018 11:00	202	21,6	45	6,3	14	7375,2612	92,01	34,98021	19,6	3
13.10.2018 12:00	195	23	41	6,2	14	7171,1689	0	34,98323	21,0	3
13.10.2018 13:00	170	23,5	41	5,3	11	7194,4602	0	34,98689	22,0	4
13.10.2018 14:00	124	24	38	4,9	11	6835,5847	0	34,98938	23,3	4
13.10.2018 15:00	68	23,6	40	4,8	9	6590,0031	0	34,98878	23,1	4
13.10.2018 16:00	15	22,7	41	4,7	7	6548,368	0	34,99226	22,6	4
13.10.2018 17:00	0	22	39	2,9	7	6353,7591	0	34,99667	21,6	4
13.10.2018 18:00	0	18,3	55	2,2	11	7117,0607	0	35,00234	19,8	4
13.10.2018 19:00	0	16,7	54	2,3	11	7695,506	0	35,0051	18,2	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
13.10.2018 20:00	0	14,6	63	1,8	16	7688,988	0	35,0064	16,7	4
13.10.2018 21:00	0	15	62	2,4	16	7175,4453	0	35,01373	15,6	3
13.10.2018 22:00	0	14,6	63	2	14	7187,5998	0	35,02007	14,5	3
13.10.2018 23:00	0	12,7	69	1,7	11	6427,2063	0	35,02114	13,3	3
14.10.2018	0	12,6	67	2,5	11	6403,5286	0	35,02551	12,1	3
14.10.2018 01:00	0	9,3	75	2,6	9	5758,5338	0	35,03423	12,3	3
14.10.2018 02:00	0	8,3	80	2,2	7	5377,9498	0	35,03873	11,7	3
14.10.2018 03:00	0	9	77	2,5	11	5376,7939	0	35,03933	11,1	3
14.10.2018 04:00	0	9,7	74	3,7	11	5423,6623	0	35,04001	10,4	3
14.10.2018 05:00	0	9,5	70	3,8	11	10179,8304	0	35,0408	9,8	3
14.10.2018 06:00	17	10,2	59	4,4	11	19039,8141	0	35,04654	9,5	4
14.10.2018 07:00	64	13,2	42	6,1	14	20220,1378	0	35,04873	10,3	4
14.10.2018 08:00	123	15,5	39	7,8	14	16662,6268	0	35,04752	13,2	4
14.10.2018 09:00	173	17,2	37	6,6	14	9278,2965	0	35,05149	14,6	4
14.10.2018 10:00	204	19,1	32	6,4	14	7266,4794	91,36	35,04819	16,8	4
14.10.2018 11:00	212	20,4	31	7	14	7248,2271	0	35,04837	18,5	4
14.10.2018 12:00	196	21,5	29	7,5	14	6719,4139	0	35,04938	20,9	4
14.10.2018 13:00	171	22,2	27	7,6	14	6725,9154	0	35,04868	22,7	4
14.10.2018 14:00	127	22,2	26	7,2	14	6619,1227	0	35,05016	23,2	4
14.10.2018 15:00	65	21,6	25	7,5	11	6835,5847	0	35,05214	23,4	4
14.10.2018 16:00	20	20,5	28	7,2	11	6590,0031	0	35,04853	21,3	4
14.10.2018 17:00	0	19,1	30	6	11	6548,368	0	35,04684	20,3	4
14.10.2018 18:00	0	18,2	32	6,8	14	6353,7591	0	35,04633	18,5	4
14.10.2018 19:00	0	16,9	35	6,7	11	7117,0607	0	35,04425	17,1	4
14.10.2018 20:00	0	14,4	47	5,4	11	7695,506	0	35,04224	16,0	4
14.10.2018 21:00	0	13,3	48	3,8	11	7688,988	0	35,04587	14,9	4
14.10.2018 22:00	0	12,3	50	3,2	9	7175,4453	0	35,04527	13,5	4
14.10.2018 23:00	0	11,9	53	2,6	9	6835,5847	0	35,04387	12,6	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
15.10.2018	0	11,9	56	3,7	9	6590,0031	0	35,04022	11,7	4
15.10.2018 01:00	0	11,7	60	2,8	11	6548,368	0	35,04264	11,2	4
15.10.2018 02:00	0	13,1	59	3,4	11	5910,5856	0	35,04137	10,8	4
15.10.2018 03:00	0	13,7	55	4,2	11	5881	463,27	35,04222	10,2	4
15.10.2018 04:00	0	14,5	53	6	11	12153,0203	1029,13	35,03897	9,8	4
15.10.2018 05:00	0	14	59	4,2	14	20986,2645	1524,86	35,04068	9,6	4
15.10.2018 06:00	17	12,5	59	3,5	9	20008,5278	2408,76	35,04465	14,0	4
15.10.2018 07:00	64	13,1	58	4,2	11	18956,9253	2706,37	35,04523	12,2	4
15.10.2018 08:00	120	16,2	49	7,5	11	18237,2901	2708,21	35,0438	13,3	4
15.10.2018 09:00	165	18,6	45	8,4	14	9581,9294	2694,36	35,04296	15,5	4
15.10.2018 10:00	194	19,7	40	9,4	14	11974,9437	2672,81	35,04424	18,1	4
15.10.2018 11:00	205	20,6	39	8,7	14	13956,0094	3883,03	35,04264	19,8	4
15.10.2018 12:00	200	21,7	36	7,9	14	8079,3922	5453,72	35,04149	21,1	4
15.10.2018 13:00	173	22,4	34	7,1	14	7850,1238	6814,74	35,03848	22,4	4
15.10.2018 14:00	126	22,8	35	6,8	14	6979,3342	10947,09	35,03842	23,3	4
15.10.2018 15:00	68	22,8	36	6,4	11	7158,3196	15952,62	35,03532	23,0	4
15.10.2018 16:00	10	22	39	5,3	14	6835,5847	18998,74	35,03243	22,3	4
15.10.2018 17:00	0	19	45	3,7	11	6590,0031	23901,74	35,03121	21,6	4
15.10.2018 18:00	0	17,4	44	3,6	11	6548,368	23803,83	35,03204	18,5	4
15.10.2018 19:00	0	15,9	43	3,2	11	6353,7591	20811,03	35,03228	17,2	4
15.10.2018 20:00	0	13,9	48	2,9	11	7890,8193	20794,11	35,0274	15,6	4
15.10.2018 21:00	0	12,4	54	2	9	7736,0391	20855	35,02707	14,6	3
15.10.2018 22:00	0	10,1	55	2,1	9	6828,1932	20807,81	35,0279	13,7	3
15.10.2018 23:00	0	11,2	55	3,4	9	7066,7646	20843,13	35,02562	12,6	3
16.10.2018	0	10	62	2,6	11	6661,2072	20896,63	35,02726	12,0	3
16.10.2018 01:00	0	9,7	65	2,7	11	6051,109	20961,23	35,02472	11,8	3
16.10.2018 02:00	0	9,4	66	2,6	11	5408,7935	20899,23	35,0266	9,8	3
16.10.2018 03:00	0	9,5	65	3,3	11	5529,1367	20876,51	35,02507	9,5	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
16.10.2018 04:00	0	9	66	3,1	11	12575,2325	20964,39	35,02784	9,7	3
16.10.2018 05:00	0	8,8	67	3,7	11	20222,7183	20902,54	35,02874	9,3	3
16.10.2018 06:00	14	8,8	68	3,6	11	23936,4685	21212,6	35,026	9,1	3
16.10.2018 07:00	57	9,2	69	3,6	11	21907,3901	23442,82	35,01967	8,2	3
16.10.2018 08:00	112	12,9	75	4,1	11	17975,439	23941,29	35,01359	9,2	3
16.10.2018 09:00	161	17,3	53	4,1	11	6835,5847	24481,6	35,01048	12,0	3
16.10.2018 10:00	191	19,7	47	5,1	14	6590,0031	24347,24	35,00263	15,5	3
16.10.2018 11:00	198	20,3	44	5,8	14	6548,368	29526,7	34,99833	17,8	3
16.10.2018 12:00	189	21,6	41	4	14	6353,7591	32478,03	34,99119	20,2	3
16.10.2018 13:00	167	22,4	41	3,3	14	7117,0607	32782,74	34,98359	23,3	3
16.10.2018 14:00	107	23,4	40	2,9	11	7695,506	33466,02	34,97616	23,5	3
16.10.2018 15:00	42	23,2	42	2,7	11	7688,988	33315	34,97068	22,3	3
16.10.2018 16:00	6	22	45	2,7	11	7175,4453	33039,76	34,96513	22,1	3
16.10.2018 17:00	0	19,6	51	2	9	7587,9777	33075,51	34,96284	21,6	3
16.10.2018 18:00	0	17,7	54	1,8	9	7881,5174	33031,53	34,96094	17,4	3
16.10.2018 19:00	0	16,2	57	2	11	8457,1334	33063,45	34,95742	17,3	2
16.10.2018 20:00	0	15,2	64	2,3	11	8700,5574	33172,53	34,95578	16,3	2
16.10.2018 21:00	0	16,2	53	2,9	14	8242,2845	33093,08	34,95584	14,5	2
16.10.2018 22:00	0	15,3	55	2,6	14	8054,5018	33099,31	34,95673	13,4	2
16.10.2018 23:00	0	14,8	56	2,9	14	7221,7189	33118,8	34,96016	12,5	2
17.10.2018	0	11	66	2,8	9	6646,5534	31003,54	34,95926	11,6	2
17.10.2018 01:00	0	10,1	69	2,1	9	6410,5339	21218,23	34,96212	11,0	2
17.10.2018 02:00	0	10,2	70	2,8	11	5696,6507	21011,88	34,96587	10,6	2
17.10.2018 03:00	0	9,9	67	2,9	11	5704,4387	21167,23	34,96341	9,4	2
17.10.2018 04:00	0	9,5	69	2,9	11	8467,3007	21223,17	34,96387	8,8	2
17.10.2018 05:00	0	8,9	73	2,9	11	10935,3408	22635,43	34,96519	8,1	2
17.10.2018 06:00	10	9,2	77	2,4	11	12511,0187	22349,54	34,96606	8,4	2
17.10.2018 07:00	57	7,8	77	1,2	14	13575,3527	21623,69	34,9644	8,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
17.10.2018 08:00	115	13,4	65	1,5	11	12979,3095	21633,1	34,96161	9,7	2
17.10.2018 09:00	164	16,7	55	3	11	10363,902	21608,93	34,95866	11,5	2
17.10.2018 10:00	190	20,1	45	4,4	11	8226,0187	21548,75	34,95107	14,7	2
17.10.2018 11:00	203	22,2	38	5,3	14	8093,4003	21443,27	34,94401	18,7	2
17.10.2018 12:00	197	22,7	37	5,1	11	7960,7118	22294,29	34,93607	20,0	2
17.10.2018 13:00	172	23,7	33	4,6	14	7506,5482	31082,55	34,92954	22,6	2
17.10.2018 14:00	124	24,5	30	4,7	14	7396,5894	33328,45	34,92267	23,8	2
17.10.2018 15:00	63	24,6	30	4,7	11	7149,4706	33325,39	34,91068	24,1	2
17.10.2018 16:00	11	23,5	35	3,3	14	7222,0371	33379,83	34,89804	23,7	2
17.10.2018 17:00	0	20,1	39	2,1	11	7171,7998	33467,57	34,8885	23,4	2
17.10.2018 18:00	0	18,1	45	2,8	9	6835,5847	33558,14	34,87985	19,8	1
17.10.2018 19:00	0	15,9	48	1,6	14	6590,0031	33594,45	34,87396	17,0	1
17.10.2018 20:00	0	14,2	57	1,5	9	6548,368	32853,9	34,8718	16,1	1
17.10.2018 21:00	0	14	53	2,4	9	6353,7591	32761,05	34,86631	13,9	1
17.10.2018 22:00	0	12	57	1,5	4	7117,0607	32791,77	34,85979	13,1	1
17.10.2018 23:00	0	11,1	66	2,1	9	7695,506	32758,44	34,85285	12,6	1
18.10.2018	0	10,4	69	1,1	11	7688,988	32721,76	34,8461	12,0	1
18.10.2018 01:00	0	11	69	2,9	11	7175,4453	24050,74	34,83751	11,1	1
18.10.2018 02:00	0	11,1	72	3,2	11	5797,8408	21627,94	34,83549	10,5	1
18.10.2018 03:00	0	10	74	3	11	5720,5962	21499,12	34,83301	9,8	1
18.10.2018 04:00	0	9,9	76	3,4	9	9550,1697	21492,81	34,83012	9,2	1
18.10.2018 05:00	0	10	78	3,2	11	11503,6854	22679,11	34,82719	8,9	1
18.10.2018 06:00	15	9,5	80	3,6	11	13391,4465	22771,81	34,82364	9,0	2
18.10.2018 07:00	49	10	78	3,4	11	13375,2165	21743,26	34,81719	9,5	2
18.10.2018 08:00	99	13	72	3,2	11	11887,1087	22450,9	34,81039	12,1	2
18.10.2018 09:00	143	17,1	62	3,5	11	10350,0439	31402,55	34,80543	12,5	2
18.10.2018 10:00	199	20,2	54	3,6	11	8114,1769	32600,92	34,80106	17,2	2
18.10.2018 11:00	180	21,7	50	5,1	14	7860,8771	32736,51	34,79616	18,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
18.10.2018 12:00	184	22,4	50	5,4	14	7775,9548	32876,77	34,79325	20,8	2
18.10.2018 13:00	91	23,8	44	5,2	14	7238,1693	32850,13	34,78759	22,5	2
18.10.2018 14:00	69	23,3	45	4,4	14	6865,3131	32930,95	34,78298	23,4	2
18.10.2018 15:00	30	23,2	46	3	14	6909,0825	32807,67	34,77911	23,6	2
18.10.2018 16:00	5	22,8	47	1,7	14	6918,3788	32856,35	34,77718	23,4	2
18.10.2018 17:00	0	21	54	0,7	14	7276,8854	32833,22	34,77554	22,2	2
18.10.2018 18:00	0	18,9	60	1,3	2	6953,6444	32050,97	34,77205	18,4	2
18.10.2018 19:00	0	18,4	60	1,6	11	6988,0318	32395,87	34,77107	18,4	2
18.10.2018 20:00	0	17,6	63	2,2	7	6985,1099	32337,44	34,77084	17,3	2
18.10.2018 21:00	0	17,1	54	2,3	7	6853,2756	32466,63	34,76836	16,4	2
18.10.2018 22:00	0	17,3	53	2,8	7	7474,495	32398,6	34,76613	15,2	2
18.10.2018 23:00	0	16,8	54	1,8	4	7161,0919	32502,93	34,76411	14,3	2
19.10.2018	0	15,3	60	2	29	6835,5847	32142,85	34,76426	15,9	2
19.10.2018 01:00	0	15	63	2,2	29	6590,0031	22861,33	34,76424	15,1	2
19.10.2018 02:00	0	14,5	67	2,7	29	6548,368	21243,71	34,76195	13,9	2
19.10.2018 03:00	0	14,8	72	3,1	2	6353,7591	21209,42	34,76205	12,8	2
19.10.2018 04:00	0	13,8	82	1,7	25	7117,0607	21927,79	34,76183	12,1	2
19.10.2018 05:00	0	12,5	84	2	25	7695,506	22021,99	34,76003	13,4	2
19.10.2018 06:00	6	12,4	89	1,9	25	7688,988	22006,87	34,76097	13,0	2
19.10.2018 07:00	22	12,1	87	2,3	29	7175,4453	21993,76	34,75961	13,8	2
19.10.2018 08:00	54	12,1	86	2,5	25	10837,091	23258,66	34,75558	12,0	2
19.10.2018 09:00	84	14,2	83	2,1	25	8660,5745	32487,14	34,75493	13,4	2
19.10.2018 10:00	156	16,1	78	1,5	25	8523,9192	33481,96	34,75715	15,5	2
19.10.2018 11:00	198	18,9	67	1,2	23	8149,0925	32464,61	34,75581	17,0	2
19.10.2018 12:00	153	21,2	57	1	29	7868,2669	32410,27	34,75336	18,3	2
19.10.2018 13:00	96	21,5	50	1,4	23	7670,0351	32225,27	34,75285	19,2	2
19.10.2018 14:00	45	21,6	49	2	23	7335,059	32400,25	34,75483	21,6	2
19.10.2018 15:00	39	21,2	52	2,4	36	7331,0558	32320,92	34,75646	21,2	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
19.10.2018 16:00	4	20,8	53	3,4	36	7374,62	32698,45	34,75733	20,8	2
19.10.2018 17:00	0	18,5	61	3	36	7384,4811	32717,71	34,75992	18,5	2
19.10.2018 18:00	0	16,3	74	5	34	7607,0872	32779,89	34,7604	16,3	2
19.10.2018 19:00	0	15,2	81	4,7	34	8125,1636	32836,05	34,75999	15,2	2
19.10.2018 20:00	0	14,5	91	2,7	32	9186,7028	32877,2	34,76009	14,5	2
19.10.2018 21:00	0	14,7	93	2,4	36	8374,6149	32799,97	34,76174	14,7	2
19.10.2018 22:00	0	13,5	92	2,4	11	8156,2567	32887,65	34,76159	13,5	2
19.10.2018 23:00	0	12,5	94	1,6	27	7177,9396	32462,45	34,76249	12,5	2
20.10.2018	0	12,5	96	1,1	25	7205,9474	22820,27	34,76077	12,5	2
20.10.2018 01:00	0	12,6	98	1,5	25	6353,5832	21927,25	34,759	12,6	2
20.10.2018 02:00	0	12,6	97	1,6	27	5890,9219	21942,99	34,75871	12,6	2
20.10.2018 03:00	0	12,7	96	1,9	25	6180,6355	21878,09	34,75745	12,7	2
20.10.2018 04:00	0	12,3	97	2	27	6098,0259	21999,01	34,75701	12,3	2
20.10.2018 05:00	0	11,9	97	2,3	25	8458,0667	22013,26	34,75457	11,9	2
20.10.2018 06:00	9	11,3	98	1,7	25	12078,3386	23672,18	34,75317	11,3	2
20.10.2018 07:00	30	11,2	98	2,2	27	12582,7919	23240,44	34,75226	11,2	2
20.10.2018 08:00	35	11	99	2,9	27	12253,6977	32333,46	34,74958	11	2
20.10.2018 09:00	95	11,4	98	2,5	25	12117,1798	33256,37	34,74425	11,4	2
20.10.2018 10:00	81	13,6	91	3	27	11346,3682	33243,02	34,74271	13,6	2
20.10.2018 11:00	109	14,4	90	3,4	27	11171,3387	33158,89	34,73915	14,4	3
20.10.2018 12:00	159	16,3	85	3	27	10910,8714	33125,56	34,73669	16,3	3
20.10.2018 13:00	112	18	74	3,8	29	9717,7088	33129,41	34,7372	18	3
20.10.2018 14:00	80	18,5	71	2,5	27	9910,6941	32946,63	34,73579	18,5	3
20.10.2018 15:00	39	18,9	66	3,7	32	8612,1069	33020,81	34,73361	18,9	3
20.10.2018 16:00	4	18,3	71	2,4	32	9413,997	33019,67	34,73399	18,3	3
20.10.2018 17:00	0	17,4	79	1,1	29	9273,863	33046,67	34,73397	17,4	3
20.10.2018 18:00	0	16,2	82	2,1	29	9574,4041	33081,4	34,73466	16,2	3
20.10.2018 19:00	0	15,6	82	2,7	29	10228,8868	33251,79	34,7344	15,6	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
20.10.2018 20:00	0	14,7	90	2,9	29	10663,6287	33199,04	34,73665	14,7	3
20.10.2018 21:00	0	13,8	88	2,9	29	10522,0654	33239,03	34,74208	13,8	3
20.10.2018 22:00	0	12,8	85	2,3	29	10456,8056	33191,04	34,7471	12,8	3
20.10.2018 23:00	0	12	89	2,3	27	7706,1026	32573,81	34,7468	12	3
21.10.2018	0	10,6	91	2,3	27	7249,9499	23221,63	34,74712	10,6	3
21.10.2018 01:00	0	9,8	93	2,6	27	6280,4088	22268,88	34,75636	9,8	3
21.10.2018 02:00	0	9,4	95	2,9	27	6159,8117	22257,7	34,76128	9,4	3
21.10.2018 03:00	0	9,1	96	2,9	27	6015,7743	22250,62	34,7631	9,1	3
21.10.2018 04:00	0	9	96	2,9	27	6126,9377	22253,37	34,76702	9	3
21.10.2018 05:00	0	9,6	90	3,2	27	8258,3861	22348,21	34,77429	9,6	3
21.10.2018 06:00	3	10,2	83	5,2	29	13118,6582	26047,1	34,77816	10,2	3
21.10.2018 07:00	21	10,1	76	4,8	29	14934,1655	29165,39	34,78698	10,1	3
21.10.2018 08:00	18	10	73	5	29	14092,8079	27700,88	34,79263	10	3
21.10.2018 09:00	62	9,3	72	6	32	14192,8079	24250,24	34,79585	9,3	4
21.10.2018 10:00	45	9,5	68	7	32	14291,8175	24145,81	34,80031	9,5	4
21.10.2018 11:00	29	9,5	72	5,2	32	14198,1559	24128,62	34,80585	9,5	4
21.10.2018 12:00	53	9,5	74	4,4	29	13869,4109	24105,74	34,81189	9,5	4
21.10.2018 13:00	21	10,3	70	3,2	29	14456,8479	24112,18	34,81763	10,3	4
21.10.2018 14:00	5	9,7	81	2,1	27	14267,3548	24108,57	34,82227	9,7	4
21.10.2018 15:00	5	10,1	80	4	36	13061,1106	23999,71	34,82727	10,1	4
21.10.2018 16:00	1	10,1	83	2,7	36	13240,8374	23076,93	34,83361	10,1	4
21.10.2018 17:00	0	10	81	2,4	2	13675,8754	22702,69	34,83833	10	4
21.10.2018 18:00	0	9,8	82	1,7	2	13455,9491	23603,58	34,84336	9,8	2
21.10.2018 19:00	0	9,8	82	1,2	7	14149,9309	33434,73	34,84908	9,8	2
21.10.2018 20:00	0	9,8	83	0,6	36	14343,8432	34744	34,85589	9,8	1
21.10.2018 21:00	0	9,8	84	0,7	34	12140,0291	34425,27	34,85772	9,8	1
21.10.2018 22:00	0	9,6	88	0,5	36	10502,0753	26079,12	34,86226	9,6	1
21.10.2018 23:00	0	9,6	88	0,5	27	8703,2066	23882,1	34,86853	9,6	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
22.10.2018	0	9,6	88	0,5	36	8040,9186	23945,4	34,871	9,6	1
22.10.2018 01:00	0	9,5	89	0,7	29	6997,1106	23918,39	34,87614	9,5	1
22.10.2018 02:00	0	9,6	90	1,1	32	6867,1725	23904,58	34,87774	9,6	1
22.10.2018 03:00	0	9,4	91	1,3	36	7412,2732	23901,83	34,88111	9,4	1
22.10.2018 04:00	0	9,2	91	0,9	36	11305,3562	23980,77	34,88365	9,2	1
22.10.2018 05:00	0	9	92	1	2	15020,9374	27136,82	34,88787	9	1
22.10.2018 06:00	3	8,3	91	1,2	9	18118,7942	30580,96	34,88892	8,3	1
22.10.2018 07:00	13	8,8	90	0,8	7	16978,8948	29598,84	34,88996	8,8	1
22.10.2018 08:00	39	9,3	89	0,4	36	16165,228	34304,3	34,89263	9,3	2
22.10.2018 09:00	37	10,5	86	0,5	36	15303,9299	35068,56	34,89155	10,5	2
22.10.2018 10:00	59	10,9	79	1,1	36	14690,8837	35053,63	34,89346	10,9	2
22.10.2018 11:00	53	11,3	77	1,5	36	15103,815	34489,63	34,89541	11,3	2
22.10.2018 12:00	68	11,9	75	1,4	2	14901,3291	34099,6	34,89599	11,9	2
22.10.2018 13:00	47	12,3	75	0,9	2	15057,2803	34176,61	34,89978	12,3	2
22.10.2018 14:00	16	12,5	74	1,2	7	15057,2803	34076,69	34,90384	12,5	1
22.10.2018 15:00	9	12,4	76	1,2	36	14482,7956	34085,84	34,90732	12,4	1
22.10.2018 16:00	2	12,6	76	1,3	36	14047,6795	34126,78	34,91132	12,6	1
22.10.2018 17:00	0	12,3	79	0,6	25	14153,9184	34056,8	34,91506	12,3	1
22.10.2018 18:00	0	11,9	83	1	25	14474,4393	33895,26	34,91785	11,9	1
22.10.2018 19:00	0	11,3	87	0,8	27	14729,8064	33726,8	34,91928	11,3	1
22.10.2018 20:00	0	11,5	87	1	25	15218,0567	33744,67	34,92484	11,5	1
22.10.2018 21:00	0	11,1	86	1,2	25	13267,9558	33750,69	34,92725	11,1	1
22.10.2018 22:00	0	10,8	87	1	22	12295,291	33823,53	34,92694	10,8	1
22.10.2018 23:00	0	10,2	89	1,4	25	9362,6922	33562,25	34,92892	10,2	1
23.10.2018	0	10,3	90	1,6	27	7839,111	32095,5	34,93044	10,3	1
23.10.2018 01:00	0	9,8	91	1,4	27	7812,1086	23612,34	34,92955	9,8	2
23.10.2018 02:00	0	10,4	90	1,7	25	7330,9055	23733,07	34,92984	10,4	2
23.10.2018 03:00	0	10,2	90	1,3	25	7303,0862	23696,38	34,93137	10,2	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
23.10.2018 04:00	0	9,7	91	1,3	25	10483,3968	23668,05	34,93361	9,7	2
23.10.2018 05:00	0	9	94	1,8	25	14609,2273	26858,19	34,93423	9	2
23.10.2018 06:00	3	9,7	95	1,7	25	18024,6397	28086,39	34,93333	9,7	1
23.10.2018 07:00	32	10,3	92	1,7	25	15823,6829	33565,02	34,93573	10,3	1
23.10.2018 08:00	103	11,4	86	2	25	15898,2457	33721,4	34,93632	11,4	1
23.10.2018 09:00	141	13,1	74	3,5	27	14847,4589	33815,06	34,93272	13,1	2
23.10.2018 10:00	179	13,6	63	4,2	29	13227,4439	33786,91	34,93477	13,6	2
23.10.2018 11:00	189	15,1	59	4,6	29	12936,4936	33760,49	34,93581	15,1	2
23.10.2018 12:00	188	15,6	57	4,4	29	13151,4246	33641,62	34,93655	15,6	2
23.10.2018 13:00	155	16,7	55	4,6	29	12257,5319	33704,37	34,9392	16,7	2
23.10.2018 14:00	81	16,9	53	4,9	32	11916,4177	33685,39	34,94297	16,9	2
23.10.2018 15:00	40	16,6	53	4,9	29	11896,9062	33592,89	34,94484	16,6	2
23.10.2018 16:00	5	15,9	54	4,3	29	12112,2812	33666,11	34,95079	15,9	2
23.10.2018 17:00	0	13,7	66	2,3	25	12399,3175	33675,01	34,95708	13,7	2
23.10.2018 18:00	0	12,5	71	1,8	27	13525,346	33755,93	34,96156	12,5	2
23.10.2018 19:00	0	10	83	1,7	25	14162,7281	33702,1	34,96716	10	2
23.10.2018 20:00	0	9,9	83	1,4	22	14469,2839	33725,42	34,97482	9,9	2
23.10.2018 21:00	0	9,9	80	1,4	22	12927,0353	33746,91	34,97676	9,9	2
23.10.2018 22:00	0	9,2	84	1,7	25	12057,9222	33746,73	34,97821	9,2	2
23.10.2018 23:00	0	9,3	83	1,5	25	8462,1146	33193,79	34,98309	9,3	2
24.10.2018	0	10,4	81	2,4	25	8037,6759	30940,43	34,98852	10,4	2
24.10.2018 01:00	0	11,6	79	3,6	25	7345,0119	22816,52	34,9908	11,6	3
24.10.2018 02:00	0	11,3	82	3,2	27	6980,8645	22379,29	34,99321	11,3	3
24.10.2018 03:00	0	10,9	78	3	27	7150,8495	22250,76	34,99633	10,9	3
24.10.2018 04:00	0	10,9	78	2,5	25	11211,96	22496,92	34,99899	10,9	4
24.10.2018 05:00	0	10,6	86	2,8	25	14890,6068	23196,67	34,99971	10,6	4
24.10.2018 06:00	2	10,7	85	2,6	25	16984,645	25181,33	35,00153	10,7	4
24.10.2018 07:00	12	10,7	84	2,2	25	16661,1002	31784,41	35,00292	10,7	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
24.10.2018 08:00	32	10,6	91	3,7	25	16920,9938	33099,88	35,00169	10,6	3
24.10.2018 09:00	72	11,3	92	2,7	25	16171,0825	33749,48	35,00404	11,3	4
24.10.2018 10:00	124	13,5	79	3	25	14246,8375	33882,22	35,00497	13,5	4
24.10.2018 11:00	90	16	61	5,5	25	12951,7386	33859,39	35,00426	16	4
24.10.2018 12:00	27	15,4	61	6,5	25	11980,6554	33340,49	35,0046	15,4	5
24.10.2018 13:00	26	12,6	72	7,3	34	13332,9839	32832,76	35,00404	12,6	5
24.10.2018 14:00	21	12	77	7,4	32	15377,5249	32936,08	35,00424	12	6
24.10.2018 15:00	8	10,5	83	7,9	34	16167,0783	33346,3	35,00607	10,5	6
24.10.2018 16:00	4	9,4	80	8,8	32	16951,841	34086,39	35,01001	9,4	6
24.10.2018 17:00	0	8,6	83	8,7	29	17773,4738	34221,16	35,01322	8,6	6
24.10.2018 18:00	0	8,3	79	8,2	29	17818,1835	34165,43	35,01487	8,3	6
24.10.2018 19:00	0	7,5	81	6,6	29	17944,3315	34176,56	35,01907	7,5	5
24.10.2018 20:00	0	7,1	80	6	29	17728,2751	34194,14	35,02201	7,1	5
24.10.2018 21:00	0	6,6	81	5,3	29	14454,6512	34121,54	35,02597	6,6	5
24.10.2018 22:00	0	5,4	87	4,5	29	11987,9479	33580,41	35,02744	5,4	4
24.10.2018 23:00	0	5,4	86	5	27	10022,2419	33497,11	35,03281	5,4	4
25.10.2018	0	5,3	80	5	29	8965,0547	32191,64	35,03339	5,3	4
25.10.2018 01:00	0	4,6	82	5,1	32	8797,1215	23821,39	35,0353	4,6	4
25.10.2018 02:00	0	3,8	86	3,8	29	8548,1819	21825,91	35,03526	3,8	4
25.10.2018 03:00	0	4,6	80	3,6	32	8471,7225	21975,92	35,03588	4,6	3
25.10.2018 04:00	0	4,9	81	2,7	27	12231,3239	26514,15	35,03811	4,9	3
25.10.2018 05:00	0	4	88	3,1	27	17558,337	31478,02	35,03902	4	3
25.10.2018 06:00	11	4,6	85	2,8	25	23362,4463	36719,13	35,03904	4,6	2
25.10.2018 07:00	31	4,9	87	3,1	25	21950,6167	37275,26	35,03949	4,9	2
25.10.2018 08:00	87	6,6	79	4	27	20096,8855	36583,94	35,03901	6,6	2
25.10.2018 09:00	64	9	69	5,3	29	17983,6685	35801,77	35,03966	9	3
25.10.2018 10:00	84	9,4	67	6,5	29	16299,0609	35674,04	35,03826	9,4	3
25.10.2018 11:00	125	10,2	68	6,1	27	16786,3166	35018,89	35,03806	10,2	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
25.10.2018 12:00	133	12	59	4,5	27	15803,0969	34922,59	35,03688	12	3
25.10.2018 13:00	60	13	57	4,3	25	13851,0879	34927,77	35,03846	13	3
25.10.2018 14:00	88	13,4	55	4,4	25	12806,3487	34430,17	35,03898	13,4	3
25.10.2018 15:00	25	15,6	52	2,7	25	12551,3232	34404,48	35,04032	15,6	3
25.10.2018 16:00	3	14	60	1,8	25	13185,1123	34282,1	35,0408	14	3
25.10.2018 17:00	0	12,2	68	1	23	14188,0059	34267,96	35,04056	12,2	3
25.10.2018 18:00	0	11	73	1,2	23	14841,9074	34196,04	35,04039	11	3
25.10.2018 19:00	0	10,8	72	1,3	23	15293,0947	34301,48	35,04123	10,8	3
25.10.2018 20:00	0	10	75	1,3	23	15370,5884	34291,25	35,04251	10	3
25.10.2018 21:00	0	10,1	75	1,3	25	14703,9018	34213,89	35,04315	10,1	2
25.10.2018 22:00	0	9,3	77	2,2	27	13115,4606	34324,17	35,04315	9,3	2
25.10.2018 23:00	0	8,7	78	2,8	29	9741,3571	33911,9	35,04306	8,7	1
26.10.2018	0	7,8	83	2,7	25	8772,5007	22108,67	35,0427	7,8	1
26.10.2018 01:00	0	5,6	89	2,1	25	7842,3476	20685,93	35,04048	5,6	1
26.10.2018 02:00	0	6,3	89	2,3	25	7548,2592	20749,16	35,0395	6,3	1
26.10.2018 03:00	0	7,4	89	2,1	25	8285,2565	20636,14	35,04093	7,4	1
26.10.2018 04:00	0	8,9	84	2,1	25	12810,4811	21881,79	35,04084	8,9	1
26.10.2018 05:00	0	9,4	83	1,5	25	15457,02	24039,62	35,0415	9,4	1
26.10.2018 06:00	6	10,1	82	1,9	25	16968,9182	25060,62	35,04244	10,1	1
26.10.2018 07:00	34	10,3	80	2,1	25	15757,5934	22052,09	35,04144	10,3	1
26.10.2018 08:00	64	12,3	76	1,4	25	15199,9823	30398,6	35,04253	12,3	1
26.10.2018 09:00	76	14,3	68	1,4	25	13671,3786	33789,3	35,04168	14,3	2
26.10.2018 10:00	113	15,7	58	1,6	25	11450,8572	33791,25	35,04251	15,7	2
26.10.2018 11:00	185	16,8	51	0,8	25	10114,9267	33522,64	35,04333	16,8	2
26.10.2018 12:00	184	18,6	47	1,5	14	9524,5197	33327,96	35,04436	18,6	2
26.10.2018 13:00	122	19,7	45	2,4	14	10042,0561	33236,19	35,04388	19,7	2
26.10.2018 14:00	48	20	43	2,9	16	8954,3138	33222,07	35,04198	20	2
26.10.2018 15:00	12	19,1	47	2,5	20	9357,8128	33242,83	35,04055	19,1	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
26.10.2018 16:00	2	18,3	53	2,4	16	9776,4157	32786,76	35,03935	18,3	2
26.10.2018 17:00	0	17,4	54	2,3	14	10273,5989	32553,48	35,03806	17,4	2
26.10.2018 18:00	0	16,9	57	2,8	14	12407,3791	32576,91	35,03476	16,9	3
26.10.2018 19:00	0	16,5	60	2,8	14	15404,2798	33509,4	35,03337	16,5	3
26.10.2018 20:00	0	16,2	60	3,7	14	13719,4968	33619,1	35,03096	16,2	3
26.10.2018 21:00	0	16,3	61	2,6	14	11863,5403	33539,77	35,0274	16,3	3
26.10.2018 22:00	0	15,5	62	2,8	16	11048,9954	33637,35	35,02157	15,5	3
26.10.2018 23:00	0	15,4	67	2,1	16	7645,6715	29748,73	35,0135	15,4	3
27.10.2018	0	17,9	61	2	20	7780,3565	20754,43	35,00904	17,9	3
27.10.2018 01:00	0	18,5	57	2,3	20	6952,952	20713,82	35,0057	18,5	3
27.10.2018 02:00	0	18,2	57	2,6	20	6889,6063	20690,64	35,00335	18,2	3
27.10.2018 03:00	0	17,5	61	2,5	18	6755,7427	20773,5	34,99752	17,5	3
27.10.2018 04:00	0	16	69	2,4	16	6986,0667	20671,9	34,99374	16	3
27.10.2018 05:00	0	14,5	75	2,8	14	6855,7427	21490,43	34,98953	14,5	3
27.10.2018 06:00	7	13,6	75	3	11	12754,9611	20974,1	34,98692	13,6	3
27.10.2018 07:00	36	13,7	75	2,7	14	13047,7745	21259,91	34,98033	13,7	3
27.10.2018 08:00	78	18,6	63	3	16	11732,9495	29565,76	34,97219	18,6	3
27.10.2018 09:00	145	22,2	50	3,7	18	8746,9912	33656,3	34,96969	22,2	3
27.10.2018 10:00	173	24,6	45	4,3	20	8298,8123	32127,6	34,95668	24,6	3
27.10.2018 11:00	185	25,6	42	4,5	20	7963,8617	32047,28	34,95424	25,6	3
27.10.2018 12:00	183	26,3	39	3,6	22	8010,0759	32038,3	34,95243	26,3	4
27.10.2018 13:00	136	26,7	38	4	20	8057,7929	32033,54	34,94816	26,7	4
27.10.2018 14:00	65	26,2	39	4,6	18	7722,2308	32023,54	34,94474	26,2	4
27.10.2018 15:00	26	25,7	40	4,6	18	7680,4724	30376,13	34,94404	25,7	4
27.10.2018 16:00	3	24	43	3,1	20	7342,6354	20359,24	34,94102	24	4
27.10.2018 17:00	0	23,4	43	2,6	20	7793,1092	20267,97	34,93992	23,4	5
27.10.2018 18:00	0	21,7	46	3	16	7828,0205	31243,11	34,93808	21,7	5
27.10.2018 19:00	0	21,6	42	4,3	18	8302,8105	33341,85	34,93938	21,6	5

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
27.10.2018 20:00	0	20,1	48	3,7	14	8350,9119	33502,7	34,94006	20,1	5
27.10.2018 21:00	0	18,2	50	2,7	16	7878,7743	33442,99	34,94022	18,2	5
27.10.2018 22:00	0	17,7	50	2,9	20	7769,3011	33391,1	34,94067	17,7	5
27.10.2018 23:00	0	17,8	50	4,3	16	7083,1601	29525,27	34,9416	17,8	5
28.10.2018	0	17,5	50	4,6	16	7129,7752	21317,09	34,94138	17,5	5
28.10.2018 01:00	0	16,8	57	4,2	14	6222,6202	20969,67	34,94139	16,8	5
28.10.2018 02:00	0	17	56	3,4	14	6400,1453	20930,44	34,94135	17	5
28.10.2018 03:00	0	18,2	51	4,2	16	6046,2891	20862,6	34,94237	18,2	5
28.10.2018 04:00	0	18,1	51	4,5	16	6092,9041	20937,14	34,9424	18,1	4
28.10.2018 05:00	0	18	52	4,6	14	8102,8152	21210,07	34,94226	18	4
28.10.2018 06:00	3	18,2	57	5,3	16	9373,813	21212,87	34,94033	18,2	4
28.10.2018 07:00	12	18,7	53	5,2	14	9523,0716	21203,65	34,93755	18,7	5
28.10.2018 08:00	22	18,1	57	5,2	14	7494,4062	21190,22	34,93744	18,1	5
28.10.2018 09:00	34	18,5	56	5,3	14	7758,0414	21176,05	34,93716	18,5	5
28.10.2018 10:00	75	19,5	54	4	11	7621,3737	21145,82	34,93752	19,5	5
28.10.2018 11:00	99	21,6	48	5,9	16	7498,3595	21203,48	34,9388	21,6	5
28.10.2018 12:00	101	22,2	46	6,8	16	7363,3557	21081,18	34,93922	22,2	5
28.10.2018 13:00	38	22,8	44	7,4	16	7330,8355	21138,72	34,93987	22,8	5
28.10.2018 14:00	12	21,7	48	5,8	16	7605,7763	21085,77	34,93918	21,7	5
28.10.2018 15:00	6	20,8	52	6	16	7506,8249	21118,82	34,94032	20,8	5
28.10.2018 16:00	1	20,5	54	6,5	14	7533,7842	21129,92	34,94105	20,5	5
28.10.2018 17:00	0	21,8	48	5,3	16	8055,9433	22951,79	34,93958	21,8	5
28.10.2018 18:00	0	22,8	44	7,1	16	8413,1537	32662,18	34,94098	22,8	5
28.10.2018 19:00	0	22,2	46	7,4	16	8680,677	32582,4	34,94281	22,2	5
28.10.2018 20:00	0	21,9	47	7	16	8294,0518	32671,79	34,942	21,9	5
28.10.2018 21:00	0	21,9	47	6,8	16	8453,7243	31225,75	34,94362	21,9	5
28.10.2018 22:00	0	21,3	49	6,8	16	7933,2338	21192,09	34,94749	19,3	5
28.10.2018 23:00	0	21,4	52	7,2	16	6929,8412	21067,14	34,94592	18,6	5

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
29.10.2018	0	19,7	62	6,4	16	6641,5652	21070,51	34,94733	18,0	5
29.10.2018 01:00	0	19,9	60	6,2	16	5968,8351	21132,48	34,94969	19,1	5
29.10.2018 02:00	0	19,7	61	5,4	16	5939,1592	21037,98	34,94923	18,4	5
29.10.2018 03:00	0	20,2	59	4,1	16	7155,1633	21110,78	34,94603	17,7	6
29.10.2018 04:00	0	20,8	54	4,8	16	7804,9315	21009,41	34,94584	20,4	6
29.10.2018 05:00	0	21,1	52	5,3	16	9002,0753	21091,43	34,94748	19,8	6
29.10.2018 06:00	5	20,8	54	6,7	18	10614,4832	21080,62	34,94528	19,9	6
29.10.2018 07:00	50	20,8	53	6,3	16	10199,1497	20989,43	34,94135	20,6	6
29.10.2018 08:00	64	22,7	43	6,2	16	8398,8525	27252,22	34,93933	22,3	6
29.10.2018 09:00	147	22,6	51	6,3	16	7479,2598	30758,22	34,93879	23,0	5
29.10.2018 10:00	92	24,4	47	6,8	16	7688,7883	31369,39	34,93773	23,6	5
29.10.2018 11:00	159	25,4	42	7,4	16	7708,2379	31444,07	34,93697	24,2	5
29.10.2018 12:00	153	26,2	40	8,2	16	7694,2848	31412,78	34,93832	24,6	5
29.10.2018 13:00	69	26,2	38	9	16	7397,5661	31390,04	34,93913	26,8	6
29.10.2018 14:00	28	25,5	38	7,8	18	7297,5661	31376,19	34,93965	26,6	6
29.10.2018 15:00	8	24,6	42	6,4	16	7579,0397	31153	34,94146	26,2	6
29.10.2018 16:00	0	23,8	45	6,8	14	7668,439	30719,1	34,94205	25,4	6
29.10.2018 17:00	0	23,2	48	5,5	11	7429,7633	30654,88	34,94212	24,6	6
29.10.2018 18:00	0	23	48	5,4	14	7982,5302	30685,25	34,94094	22,3	6
29.10.2018 19:00	0	22,4	51	6,6	14	7488,6093	30624,61	34,93905	21,4	6
29.10.2018 20:00	0	21,6	53	6,8	14	8007,2507	30648,18	34,94017	21,2	6
29.10.2018 21:00	0	21,4	53	6,6	14	8069,4242	30627,83	34,93887	20,6	6
29.10.2018 22:00	0	20,4	57	6,2	11	7560,5616	30541,67	34,93023	19,6	6
29.10.2018 23:00	0	20,2	58	5,5	11	6991,4126	30171,46	34,93338	18,7	6
30.10.2018	0	20,8	55	7,3	16	6509,1252	20860,06	34,93547	18,2	6
30.10.2018 01:00	0	21	54	9,5	16	5994,8799	20528,75	34,9324	19,9	6
30.10.2018 02:00	0	21,3	52	9,8	16	5788,2128	20490,62	34,9234	19,1	6
30.10.2018 03:00	0	20,8	54	9,9	14	6035,6063	20558,78	34,92934	18,3	6

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
30.10.2018 04:00	0	19,8	59	8,8	14	6602,1746	20467,65	34,92994	19,6	6
30.10.2018 05:00	0	20	57	9,2	14	6900,6212	20455,48	34,9292	19,0	5
30.10.2018 06:00	0	19	65	6,2	14	8849,1808	20553,35	34,92588	18,7	5
30.10.2018 07:00	3	17,2	79	5,7	16	8849,1808	20493,3	34,92501	17,4	5
30.10.2018 08:00	9	17,5	77	5,9	16	8816,4935	20488,66	34,92462	17,1	5
30.10.2018 09:00	8	18	75	5,7	16	8620,7131	20567,33	34,92463	17,2	5
30.10.2018 10:00	12	18,6	71	4,7	16	9290,0364	20551,47	34,92237	18,2	4
30.10.2018 11:00	65	19,1	67	5,7	16	9802,7402	20444,15	34,92083	18,5	4
30.10.2018 12:00	137	20,7	62	6,4	18	9802,7402	20495,27	34,92111	18,6	4
30.10.2018 13:00	152	22,9	50	7,3	18	9802,7402	20484,82	34,91933	21,8	4
30.10.2018 14:00	90	23	52	7,7	16	9802,7402	20354,05	34,91917	21,6	4
30.10.2018 15:00	22	22,8	50	6,7	16	9802,7402	20398,81	34,91908	21,5	3
30.10.2018 16:00	3	22	53	5,2	18	9802,7402	20433,76	34,91737	21,3	3
30.10.2018 17:00	0	20,2	66	5,2	18	9802,7402	20498,12	34,91484	19,0	3
30.10.2018 18:00	0	19,8	65	4,7	18	9802,7402	20438,9	34,9132	18,5	3
30.10.2018 19:00	0	16,6	75	3	18	9802,7402	20546,13	34,91512	16,7	2
30.10.2018 20:00	0	14	85	1,4	25	9802,7402	20475,66	34,91474	14,0	2
30.10.2018 21:00	0	13	89	1,5	23	9802,7402	20600,29	34,91482	13,4	2
30.10.2018 22:00	0	12,6	84	1,1	23	9802,7402	20533,43	34,9171	12,7	2
30.10.2018 23:00	0	12,1	78	1,4	23	9802,7402	20636,89	34,91879	11,6	2
31.10.2018	0	11	70	1,3	25	9802,7402	20551,78	34,91872	10,5	2
31.10.2018 01:00	0	11,8	62	1,8	25	9802,7402	20666,56	34,92331	9,3	2
31.10.2018 02:00	0	10,9	69	1,3	11	9802,7402	20692,81	34,92685	10,9	2
31.10.2018 03:00	0	8,2	81	1,1	9	9802,7402	20616,49	34,92788	10,1	1
31.10.2018 04:00	0	8,2	81	2,2	14	9802,7402	20811,04	34,92445	8,2	1
31.10.2018 05:00	0	7,7	81	2	9	9802,7402	22363,83	34,92962	7,7	1
31.10.2018 06:00	6	5,7	86	1,9	9	9802,7402	23114,22	34,93033	6,0	1
31.10.2018 07:00	46	7,2	84	1,8	11	9802,7402	22749,42	34,93231	6,5	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
31.10.2018 08:00	67	10,2	74	1,8	9	9802,7402	22161,74	34,93749	8,6	1
31.10.2018 09:00	108	15,7	65	0	0	9802,7402	20634,17	34,93661	10,5	1
31.10.2018 10:00	142	19,3	50	0	0	9802,7402	20536,54	34,93841	13,4	2
31.10.2018 11:00	96	20,9	45	0	0	9802,7402	20577,83	34,93678	20,6	2
31.10.2018 12:00	101	21,5	40	0	0	9802,7402	20533,18	34,93294	21,4	2
31.10.2018 13:00	129	21,9	41	0	0	9802,7402	20504,33	34,93379	22,6	2
31.10.2018 14:00	86	22,2	30	3,6	15	9802,7402	20497,52	34,93337	23,0	2
31.10.2018 15:00	20	21,9	31	3	14	9802,7402	20429,37	34,93313	23,1	2
31.10.2018 16:00	2	20,7	39	2,2	14	9802,7402	20546,89	34,93192	21,1	2
31.10.2018 17:00	0	18,3	44	1,3	11	9802,7402	20512	34,93012	17,7	2
31.10.2018 18:00	0	15	53	2,2	9	9802,7402	20610,16	34,92949	15,0	2
31.10.2018 19:00	0	14,1	59	2,2	9	9802,7402	20633,01	34,929	13,3	2
31.10.2018 20:00	0	12,8	59	1,8	11	9802,7402	20674,72	34,92933	12,2	2
31.10.2018 21:00	0	12,5	61	2,6	9	9802,7402	20661,55	34,92899	11,9	2
31.10.2018 22:00	0	11,6	65	2,8	11	9802,7402	20584,15	34,93147	11,6	2
31.10.2018 23:00	0	10,5	69	1,6	11	9802,7402	20611,37	34,9335	11,2	2
1.11.2018	0	9,6	71	2,2	9	9802,7402	20590,07	34,93498	10,8	2
1.11.2018 01:00	0	9,6	71	2,2	9	9802,7402	20513,04	34,93359	10,3	2
1.11.2018 02:00	0	8,9	73	2,1	7	9802,7402	20530,64	34,93385	9,8	2
1.11.2018 03:00	0	8,8	78	1,6	9	9802,7402	20556,45	34,937	8,5	2
1.11.2018 04:00	0	8,7	80	1,9	11	9802,7402	21746,03	34,93778	8,2	2
1.11.2018 05:00	0	10,2	79	1,3	9	9802,7402	21477,85	34,94021	7,7	2
1.11.2018 06:00	4	10,7	81	1,4	11	9802,7402	21835,41	34,9426	10,5	2
1.11.2018 07:00	22	10,9	79	0,8	16	9802,7402	22555,66	34,94452	12,0	2
1.11.2018 08:00	59	11,8	80	2,1	11	9802,7402	22532,07	34,94661	13,6	3
1.11.2018 09:00	108	15,6	69	2,4	9	9802,7402	21686,33	34,94926	16,2	3
1.11.2018 10:00	142	19	57	4,1	14	9802,7402	21169,62	34,95264	18,5	3
1.11.2018 11:00	96	21,4	51	3,2	14	9802,7402	20811,22	34,95642	20,5	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
1.11.2018 12:00	101	22,2	47	3,1	14	9794,0931	20848,19	34,95775	22,5	3
1.11.2018 13:00	89	23,2	45	4,4	16	9744,8096	20797	34,96085	24,2	4
1.11.2018 14:00	29	24,1	44	4	16	9744,8096	20811,59	34,96515	24,6	4
1.11.2018 15:00	20	23,6	47	2,8	16	9744,8096	20881,76	34,96538	24,0	4
1.11.2018 16:00	3	23,4	48	1,9	14	9744,8096	20829,18	34,96458	23,3	4
1.11.2018 17:00	0	23,2	49	4,2	16	9744,8096	20874,36	34,96749	22,0	4
1.11.2018 18:00	0	21,2	62	5,8	14	9744,8096	20916,2	34,96422	20,3	4
1.11.2018 19:00	0	20,2	66	5,3	14	9744,8096	20954,84	34,96879	20,2	4
1.11.2018 20:00	0	18,3	71	6,7	14	9744,8096	20903,88	34,96627	19,5	4
1.11.2018 21:00	0	17,3	77	6,7	14	9744,8096	21036,26	34,96508	18,4	4
1.11.2018 22:00	0	17,9	74	6	14	9744,8096	20925,2	34,96491	17,7	4
1.11.2018 23:00	0	17,7	74	5,4	14	9744,8096	21036,72	34,96444	17,0	4
2.11.2018	0	17,9	73	5,9	14	9744,8096	20905,21	34,9651	17,2	4
2.11.2018 01:00	0	17,6	74	6,5	14	9744,8096	21055,27	34,96505	16,8	4
2.11.2018 02:00	0	17,2	77	5,6	14	9744,8096	20938,83	34,96134	16,1	4
2.11.2018 03:00	0	16,8	79	4,6	14	9744,8096	20924,41	34,9604	15,7	4
2.11.2018 04:00	0	17,2	77	4,6	14	9744,8096	20994,69	34,96369	16,8	4
2.11.2018 05:00	0	17,5	76	4,2	14	9744,8096	20883,69	34,96494	16,7	4
2.11.2018 06:00	2	16,5	82	4,3	14	9744,8096	20977,38	34,96486	16,7	4
2.11.2018 07:00	19	15,8	83	5,5	14	9744,8096	20979,23	34,96712	17,2	4
2.11.2018 08:00	64	16	80	6	14	9744,8096	20968,27	34,96435	16,3	5
2.11.2018 09:00	70	17,4	73	7,1	14	9744,8096	20933,29	34,96911	17,2	5
2.11.2018 10:00	72	18,6	68	6,7	14	9746,69	20973,36	34,97063	18,5	5
2.11.2018 11:00	94	19,8	68	5,5	14	9744,8096	20888,75	34,97117	20,6	5
2.11.2018 12:00	72	21,1	60	5,6	14	9785,4105	20920,02	34,97182	21,6	5
2.11.2018 13:00	39	21,1	57	7	16	9744,8096	20913,83	34,97417	22,8	5
2.11.2018 14:00	28	20,4	62	7	14	9744,8096	20823,41	34,97644	20,8	5
2.11.2018 15:00	9	20,3	63	6,1	14	9744,8096	20985,01	34,97728	21,0	5

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
2.11.2018 16:00	0	19,1	68	5,3	11	9744,8096	20868,17	34,98018	20,7	5
2.11.2018 17:00	0	18,3	71	5,6	11	9744,8096	21025,11	34,98329	20,5	5
2.11.2018 18:00	0	17,4	78	5,2	11	9744,8096	20990,75	34,98428	20,2	5
2.11.2018 19:00	0	17,8	72	3,7	14	9744,8096	21015,81	34,98497	17,1	5
2.11.2018 20:00	0	17,5	72	4,1	14	9744,8096	21029,66	34,98265	17,1	4
2.11.2018 21:00	0	18,1	67	4,9	11	9744,8096	21048,82	34,98304	16,7	4
2.11.2018 22:00	0	17,4	69	6	14	9744,8096	21078,27	34,98342	16,1	4
2.11.2018 23:00	0	16,4	75	6,4	14	9744,8096	21090,96	34,98391	15,7	4
3.11.2018	0	16,8	72	7	14	9744,8096	21099,9	34,98182	15,3	4
3.11.2018 01:00	0	15,6	75	7	14	9744,8096	21012,31	34,98072	15,1	4
3.11.2018 02:00	0	16,3	69	6,4	14	9744,8096	21110,91	34,9784	15,0	4
3.11.2018 03:00	0	16,2	70	6,6	14	9744,8096	21126,32	34,97465	14,8	4
3.11.2018 04:00	0	16,1	71	6,2	14	9744,8096	21134,15	34,97161	14,0	4
3.11.2018 05:00	0	16,1	76	7	14	9744,8096	21686,79	34,96893	13,9	4
3.11.2018 06:00	5	15,9	76	6,2	14	9744,8096	21784,12	34,96638	15,5	4
3.11.2018 07:00	29	16	76	5,3	14	9744,8096	21880,9	34,96348	15,0	4
3.11.2018 08:00	78	16,4	73	5,3	14	9744,8096	21871,76	34,96071	16,5	4
3.11.2018 09:00	91	17,9	70	5,2	14	9744,8096	21841,65	34,95756	17,3	4
3.11.2018 10:00	145	18,9	64	4,8	14	9744,8096	21798,88	34,95436	18,0	4
3.11.2018 11:00	149	20,8	56	5,6	14	9744,8096	21553,32	34,95055	19,2	4
3.11.2018 12:00	135	21,8	50	5,6	14	8505,4776	20676,17	34,95089	20,3	4
3.11.2018 13:00	121	21,9	50	5,3	14	6256,3478	20583,95	34,95012	21,7	4
3.11.2018 14:00	48	23,5	44	4,1	14	8561,9715	20569,82	34,94854	22,2	4
3.11.2018 15:00	17	22,4	48	4	11	7901,2502	20508,43	34,94735	21,8	4
3.11.2018 16:00	1	20,8	52	3,8	11	7498,421	20648,37	34,94711	20,7	4
3.11.2018 17:00	0	18,8	51	3,6	11	6817,9466	20603,56	34,94406	19,4	4
3.11.2018 18:00	0	18	48	4,2	11	7685,2715	20617,04	34,94137	18,0	4
3.11.2018 19:00	0	17,8	46	4	14	9090,4614	20625,7	34,93758	17,5	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
3.11.2018 20:00	0	16,2	54	3,9	11	9032,5095	20735,63	34,93716	16,2	4
3.11.2018 21:00	0	15,2	59	2,9	11	8549,2144	20645,48	34,9351	15,2	4
3.11.2018 22:00	0	14	66	3,2	11	8024,3488	20680,34	34,93291	14	4
3.11.2018 23:00	0	12,6	70	2,7	9	7621,415	20627,7	34,93098	12,6	4
4.11.2018 00:00	0	13,1	69	3,9	9	7914,3931	20683,81	34,92667	13,1	4
4.11.2018 01:00	0	12,9	68	3,4	9	7446,4954	20653,39	34,92574	12,9	4
4.11.2018 02:00	0	12,2	71	3,4	9	6285,0849	20633,12	34,92454	12,2	4
4.11.2018 03:00	0	13,1	69	3,6	9	6297,3156	20620,53	34,92407	13,1	4
4.11.2018 04:00	0	13,2	69	3,3	11	6469,9801	20697,09	34,92204	13,2	4
4.11.2018 05:00	0	12,5	73	3,7	11	9065,5365	21142,43	34,92196	12,5	4
4.11.2018 06:00	4	11,7	78	3,3	9	13491,3684	21882,87	34,92063	11,7	4
4.11.2018 07:00	38	11,4	80	4	11	13355,3052	22441,31	34,92083	11,4	4
4.11.2018 08:00	90	12,6	75	4	14	10966,9319	21871,04	34,91989	12,6	4
4.11.2018 09:00	133	14,9	66	5,1	11	8843,9715	21868,27	34,92181	14,9	4
4.11.2018 10:00	162	16,6	59	5,3	14	7945,2539	21171,3	34,92402	16,6	4
4.11.2018 11:00	166	17,9	55	5	14	8324,3681	20790,73	34,92497	17,9	4
4.11.2018 12:00	153	18,8	52	5,1	11	8283,3538	20663,46	34,92702	18,8	4
4.11.2018 13:00	147	20,4	46	4,2	14	8334,3812	20617,52	34,92788	20,4	4
4.11.2018 14:00	100	21,1	43	4,7	14	8326,2937	20593,79	34,92855	21,1	4
4.11.2018 15:00	25	21,4	40	4,1	14	7946,6971	20604,33	34,92794	21,4	4
4.11.2018 16:00	2	19,6	49	4,7	11	8079,5772	20561,45	34,92908	19,6	4
4.11.2018 17:00	0	17,8	51	4,5	11	8615,4861	20653,74	34,9291	17,8	4
4.11.2018 18:00	0	15,4	55	4	11	9252,0127	20630,66	34,92734	15,4	5
4.11.2018 19:00	0	14,8	55	3,7	11	9734,1859	20677,27	34,92649	14,8	5
4.11.2018 20:00	0	14	58	4,8	14	9897,0955	20717,42	34,92577	14	5
4.11.2018 21:00	0	13,6	58	4,7	14	9501,0454	20743,58	34,92226	13,6	5
4.11.2018 22:00	0	13,4	59	4,9	14	9494,1963	20758,87	34,91771	13,4	5
4.11.2018 23:00	0	12,7	62	4,3	14	8116,7854	20684,42	34,91574	12,7	5

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
5.11.2018	0	12,3	65	4,7	14	8308,4027	20791,81	34,91718	12,3	5
5.11.2018 01:00	0	12,3	65	5,3	14	8313,1016	20804,66	34,91668	12,3	5
5.11.2018 02:00	0	12,2	68	6,6	14	6964,5017	20719,11	34,91395	12,2	5
5.11.2018 03:00	0	12,4	70	6,4	14	6915,0469	20810,97	34,91378	12,4	5
5.11.2018 04:00	0	12,4	74	5	14	9998,7229	22742,51	34,91359	12,4	5
5.11.2018 05:00	0	12	76	4,8	14	13409,9355	25985,13	34,91254	12	5
5.11.2018 06:00	5	11,4	78	3,8	11	15745,8212	28073,75	34,91095	11,4	5
5.11.2018 07:00	30	11,6	77	4,5	11	15513,0125	28108,46	34,9108	11,6	5
5.11.2018 08:00	85	12	74	4,2	14	13637,6115	27992,21	34,91141	12	5
5.11.2018 09:00	143	14,5	64	7,3	14	11311,7688	28087,35	34,91059	14,5	5
5.11.2018 10:00	154	16,5	46	10,4	14	9325,0825	27746,77	34,90919	16,5	5
5.11.2018 11:00	161	18,2	47	8,8	14	9180,4279	23481,33	34,90752	18,2	5
5.11.2018 12:00	151	19,3	43	8,2	14	9533,139	23070,33	34,90422	19,3	5
5.11.2018 13:00	113	19,1	44	7,5	14	8842,6137	23215,53	34,90287	19,1	5
5.11.2018 14:00	57	19,7	38	5,7	16	8842,6137	23170,36	34,90218	19,7	4
5.11.2018 15:00	9	19,3	41	3,8	16	8020,2138	23168,76	34,89859	19,3	4
5.11.2018 16:00	1	17,4	52	1,5	14	10501,3032	23165,47	34,89936	17,4	4
5.11.2018 17:00	0	13,3	58	1,2	16	11184,5641	23344,35	34,89784	13,3	3
5.11.2018 18:00	0	13,1	62	2,7	9	15372,579	23231,87	34,89457	13,1	2
5.11.2018 19:00	0	12,5	67	3,5	11	19096,6683	23287,4	34,89305	12,5	3
5.11.2018 20:00	0	13,2	64	5,2	14	18152,2931	23309,31	34,89113	13,2	3
5.11.2018 21:00	0	12,6	64	4	14	15529,3384	23264,15	34,89335	12,6	3
5.11.2018 22:00	0	12	63	4,8	11	10363,5935	23234,36	34,89463	12	3
5.11.2018 23:00	0	11,2	68	6	14	9480,9159	23322,92	34,89611	11,2	3
6.11.2018	0	10,4	70	5	14	9366,5467	23247,17	34,89383	10,4	3
6.11.2018 01:00	0	10	73	5,7	11	9217,8737	23276,51	34,89267	10	3
6.11.2018 02:00	0	9,8	74	6,1	14	8432,2044	23222,96	34,89471	9,8	3
6.11.2018 03:00	0	9,8	75	6	14	8457,5648	23245,39	34,89436	9,8	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
6.11.2018 04:00	0	9,5	77	4,9	14	14916,7154	23352,22	34,8945	9,5	3
6.11.2018 05:00	0	9,5	79	4,7	11	18994,1821	24183,42	34,89745	9,5	3
6.11.2018 06:00	4	9,6	77	5	11	21614,6139	24827,89	34,89822	9,6	4
6.11.2018 07:00	18	9,4	78	4,5	11	20688,6666	24722,88	34,89951	9,4	4
6.11.2018 08:00	55	10,1	78	4,6	11	17690,7855	24797,88	34,89924	10,1	4
6.11.2018 09:00	128	12,1	72	5,8	14	15159,0366	23735,42	34,89753	12,1	4
6.11.2018 10:00	157	14,7	59	6,9	14	10185,9738	22714,13	34,8985	14,7	4
6.11.2018 11:00	169	16	54	7,9	14	9521,2373	22673,21	34,89957	16	4
6.11.2018 12:00	160	18,5	44	7,5	14	9091,2165	22604,5	34,8987	18,5	4
6.11.2018 13:00	130	18,3	47	6,8	14	8659,3679	22568,35	34,89923	18,3	4
6.11.2018 14:00	79	18,9	46	6	14	8901,6078	22542,17	34,90003	18,9	4
6.11.2018 15:00	16	18,8	47	5,5	14	8645,3762	22623,68	34,90012	18,8	4
6.11.2018 16:00	1	16,9	54	6,3	11	9299,7067	22692,23	34,89974	16,9	4
6.11.2018 17:00	0	14,4	73	5,6	11	9436,0303	22665,19	34,89873	14,4	4
6.11.2018 18:00	0	13	68	5,3	14	9436,0303	22785,03	34,89928	13	4
6.11.2018 19:00	0	11,8	71	6	14	9436,0303	22694,9	34,89891	11,8	4
6.11.2018 20:00	0	11,4	72	6	14	9436,0303	23193,07	34,90095	11,4	4
6.11.2018 21:00	0	11	72	6	14	9436,0303	22761,43	34,90253	11	4
6.11.2018 22:00	0	11	73	6,4	14	9436,0303	22657,18	34,90043	11	4
6.11.2018 23:00	0	10,9	75	6	14	9436,0303	22653,92	34,89901	10,9	4
7.11.2018	0	10,7	76	5,4	14	9436,0303	22545,02	34,90021	10,7	4
7.11.2018 01:00	0	10,5	76	5,4	14	9436,0303	22677,79	34,89967	10,5	2
7.11.2018 02:00	0	10,5	76	5,8	14	9436,0303	22595,55	34,8969	10,5	4
7.11.2018 03:00	0	10,3	79	5,7	14	9436,0303	22623,5	34,8966	10,3	4
7.11.2018 04:00	0	10,1	81	5,6	14	9436,0303	22675,62	34,89413	10,1	4
7.11.2018 05:00	0	10,2	80	5,2	14	9436,0303	22685,3	34,89051	10,2	4
7.11.2018 06:00	3	10,4	79	5,2	14	9436,0303	22697,96	34,88579	10,4	4
7.11.2018 07:00	30	10,4	80	5,4	11	9436,0303	22629,14	34,88167	10,4	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
7.11.2018 08:00	85	12,1	72	5,2	14	9436,0303	22639,77	34,87981	12,1	5
7.11.2018 09:00	127	14	63	5,9	14	9436,0303	22541,86	34,87821	14	5
7.11.2018 10:00	154	15,8	57	7,2	14	9436,0303	22574,31	34,87515	15,8	5
7.11.2018 11:00	161	17,4	51	6,5	14	9436,0303	22437,07	34,87688	17,4	5
7.11.2018 12:00	154	18,4	49	6,4	14	8511,2933	22496,42	34,87756	18,4	5
7.11.2018 13:00	129	18,8	48	5,7	14	9177,6555	27657,74	34,87658	18,8	5
7.11.2018 14:00	77	19,1	46	5,2	14	8567,769	32248,68	34,87565	19,1	4
7.11.2018 15:00	15	19	47	5,2	14	8643,1075	32323,75	34,87634	19	4
7.11.2018 16:00	1	17,6	52	4,4	14	9820,9864	32391,84	34,87729	17,6	4
7.11.2018 17:00	0	14,8	61	4,5	11	12379,8772	32377,13	34,87808	14,8	4
7.11.2018 18:00	0	12,7	68	4	11	15829,728	32551,32	34,87996	12,7	4
7.11.2018 19:00	0	12,1	71	4,1	11	16986,2597	33868,01	34,88063	12,1	4
7.11.2018 20:00	0	11,7	73	5	14	15626,7703	33934,33	34,88416	11,7	4
7.11.2018 21:00	0	11,2	76	4,8	14	13854,3453	25412,34	34,88483	11,2	4
7.11.2018 22:00	0	11,1	77	4,6	14	11832,3641	22845,86	34,88945	11,1	4
7.11.2018 23:00	0	10,8	78	4,8	14	8238,1698	22954,76	34,89285	10,8	4
8.11.2018	0	10,4	78	4,4	14	8094,0972	22911,52	34,89598	10,4	4
8.11.2018 01:00	0	9,4	81	3,4	11	7582,42	22876	34,89904	9,4	3
8.11.2018 02:00	0	9,3	81	3,8	11	7019,5592	22854,98	34,90169	9,3	3
8.11.2018 03:00	0	9,3	81	4,3	14	6977,414	22944,15	34,90358	9,3	3
8.11.2018 04:00	0	8,3	84	3,9	11	11184,5275	23840,81	34,90479	8,3	3
8.11.2018 05:00	0	7,7	84	3,5	11	16013,044	30265,21	34,92551	7,7	3
8.11.2018 06:00	3	7,7	87	3,6	11	19293,4537	34446,38	34,93113	7,7	3
8.11.2018 07:00	29	7,8	87	2,5	11	17791,083	33509,36	34,93783	7,8	3
8.11.2018 08:00	77	8,9	81	2,6	11	14822,7585	28892,35	34,94334	8,9	3
8.11.2018 09:00	122	11,5	72	4,1	11	12382,7144	24685,95	34,94839	11,5	3
8.11.2018 10:00	152	13,2	65	5,1	14	10322,3805	20650,77	34,95191	13,2	3
8.11.2018 11:00	161	15	59	3,6	14	9312,8927	20709,3	34,95219	15	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
8.11.2018 12:00	155	16,4	54	2,5	16	9487,5461	20714,33	34,95052	16,4	3
8.11.2018 13:00	126	17,2	50	1,9	16	8938,3446	20571,92	34,94961	17,2	3
8.11.2018 14:00	75	17,4	49	3,1	11	8269,653	20716,34	34,94761	17,4	3
8.11.2018 15:00	15	17,1	49	3	11	8756,8399	21435,82	34,94384	17,1	3
8.11.2018 16:00	1	16	56	2,3	11	9610,8102	22169,91	34,94213	16	3
8.11.2018 17:00	0	13,6	63	1,2	9	12987,0776	22175,98	34,93967	13,6	3
8.11.2018 18:00	0	11,8	70	1,2	11	16820,624	23113,91	34,93877	11,8	3
8.11.2018 19:00	0	10,6	74	1,5	14	17013,1206	26121,08	34,93911	10,6	3
8.11.2018 20:00	0	9,9	75	2,2	11	16323,7562	27137,86	34,93906	9,9	1
8.11.2018 21:00	0	8,7	79	2,5	11	13709,8787	22849,11	34,93882	8,7	1
8.11.2018 22:00	0	8	78	2,4	14	11891,6947	22719,2	34,93701	8	1
8.11.2018 23:00	0	7,8	77	2,6	14	7887,8444	22606,9	34,93715	7,8	1
9.11.2018	0	6,1	82	2,3	11	8239,418	22699,33	34,93896	6,1	1
9.11.2018 01:00	0	5,8	83	2,5	11	7752,9887	22609,41	34,93965	5,8	1
9.11.2018 02:00	0	6,5	81	2,7	14	7389,4321	22693,44	34,9409	6,5	1
9.11.2018 03:00	0	6,3	81	2,9	11	7528,8814	22603,87	34,94236	6,3	1
9.11.2018 04:00	0	5,9	82	2,6	11	13072,6751	28354,05	34,94498	5,9	1
9.11.2018 05:00	0	6	81	2,7	11	17749,8823	33453,24	34,94664	6	1
9.11.2018 06:00	3	4	88	2,7	9	20986,0513	36811,05	34,95191	4	1
9.11.2018 07:00	29	3,5	89	3,2	11	19332,9852	36734,51	34,95457	3,5	1
9.11.2018 08:00	78	5,5	83	3,2	11	16328,5118	32643,78	34,96104	5,5	1
9.11.2018 09:00	123	9	73	4,2	11	14103,4252	28976,99	34,96299	9	2
9.11.2018 10:00	154	11,7	63	5,5	11	12628,6512	24643,85	34,96705	11,7	2
9.11.2018 11:00	165	13,8	58	5,1	11	12035,262	24470,54	34,96795	13,8	2
9.11.2018 12:00	160	14,6	54	4,6	11	11968,6613	24383,14	34,97084	14,6	2
9.11.2018 13:00	132	15,2	53	5	11	10318,4244	24334,46	34,973	15,2	3
9.11.2018 14:00	80	15,6	53	4,4	11	8083,5702	24348,19	34,97353	15,6	3
9.11.2018 15:00	14	15,4	54	3,5	11	8739,191	24279,95	34,97425	15,4	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
9.11.2018 16:00	1	14,2	57	3,7	11	9546,7716	22446,62	34,97496	14,2	3
9.11.2018 17:00	0	12	67	1,2	14	14141,2945	22456,14	34,9735	12	2
9.11.2018 18:00	0	8,4	75	0,9	4	18449,9262	23170,87	34,9735	8,4	2
9.11.2018 19:00	0	7,4	77	1,2	9	18811,3519	29739,03	34,97347	7,4	2
9.11.2018 20:00	0	6,4	81	2,1	9	17542,8414	31063,67	34,97331	6,4	1
9.11.2018 21:00	0	5,9	82	2,4	9	13618,5578	23361,63	34,97263	5,9	1
9.11.2018 22:00	0	5,3	84	2,4	11	11432,7706	22560,09	34,97295	5,3	1
9.11.2018 23:00	0	5,3	84	2,5	9	7941,0904	22601,01	34,97261	5,3	1
10.11.2018	0	5,4	84	2,8	11	8227,9962	23170,38	34,97085	5,4	1
10.11.2018 01:00	0	5,2	89	3,5	11	8174,4335	23289	34,96981	5,2	1
10.11.2018 02:00	0	7	81	3,3	11	7685,5345	23306,79	34,96652	7	1
10.11.2018 03:00	0	5,3	90	2,9	11	7868,5028	23374,4	34,96407	5,3	1
10.11.2018 04:00	0	4,7	91	2,7	11	8765,8141	23611,14	34,96239	4,7	1
10.11.2018 05:00	0	3	95	0,4	1	12766,9295	33280,33	34,95828	3	1
10.11.2018 06:00	2	1,2	98	0,6	22	20337,4713	37036,4	34,95691	1,2	1
10.11.2018 07:00	26	1,4	98	1,4	25	22869,8109	37089,09	34,95514	1,4	1
10.11.2018 08:00	76	2,9	97	0,8	20	18666,8094	37094,14	34,95429	2,9	1
10.11.2018 09:00	121	7,8	86	0,7	22	14367,6812	33135,4	34,95166	7,8	1
10.11.2018 10:00	144	11,4	73	0,7	22	11559,7132	26325,6	34,94912	11,4	2
10.11.2018 11:00	155	13,3	66	1	4	11290,8043	24368,16	34,94912	13,3	2
10.11.2018 12:00	149	15,8	58	1,1	11	10432,2751	24435,64	34,9508	15,8	2
10.11.2018 13:00	118	17,4	60	0,7	16	9583,8593	24305,69	34,95181	17,4	2
10.11.2018 14:00	60	17,3	52	1	4	9486,7539	24339,51	34,95233	17,3	2
10.11.2018 15:00	17	17	53	0,6	1	10203,7356	24038,64	34,95838	17	2
10.11.2018 16:00	1	15,2	62	1,4	11	10795,0483	22536,67	34,96626	15,2	2
10.11.2018 17:00	0	12,9	68	1,5	11	13727,9037	24832,23	34,97559	12,9	2
10.11.2018 18:00	0	10	65	1,2	11	18129,911	24777	34,98164	10	1
10.11.2018 19:00	0	9,4	71	1,5	11	17751,5701	26475,07	34,98292	9,4	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
10.11.2018 20:00	0	7,2	79	1,4	14	17174,1296	26045,4	34,98534	7,2	1
10.11.2018 21:00	0	7,8	81	2,3	11	13760,4326	22502,83	34,99273	7,8	1
10.11.2018 22:00	0	9	73	3,2	11	12487,7411	22481,16	34,99438	9	1
10.11.2018 23:00	0	7,9	78	3,4	11	10958,4456	22567,23	34,99851	7,9	1
11.11.2018	0	6,6	84	2,7	14	8551,1613	22579,99	34,9993	6,6	1
11.11.2018 01:00	0	6,8	84	2	14	8224,4486	22505,03	34,9993	6,8	1
11.11.2018 02:00	0	5,8	87	1,5	11	7891,4379	22608,68	34,99683	5,8	1
11.11.2018 03:00	0	5,1	90	2,2	11	7999,0239	22527,54	34,99291	5,1	1
11.11.2018 04:00	0	5,6	90	2,5	11	6218,9931	22538,8	34,99058	5,6	1
11.11.2018 05:00	0	6	90	2,7	11	14331,6268	26269,25	34,98803	6	1
11.11.2018 06:00	2	3,4	91	2	11	21493,7955	27606,02	34,98691	3,4	1
11.11.2018 07:00	24	3,6	91	0,8	36	26575,4262	34629,57	34,98573	3,6	1
11.11.2018 08:00	66	6	86	1,2	20	17140,7245	36583,48	34,98606	6	1
11.11.2018 09:00	108	10,6	80	0,9	16	13401,5765	33059,55	34,98773	10,6	2
11.11.2018 10:00	142	13,6	64	0,4	36	10844,1537	24691,46	34,99068	13,6	2
11.11.2018 11:00	153	16,7	53	0,8	9	9293,5271	22587,81	34,99126	16,7	3
11.11.2018 12:00	152	18,2	50	1,3	29	8891,5973	22578,55	34,99269	18,2	3
11.11.2018 13:00	126	19,8	48	1,5	27	8669,4891	22615,55	34,99242	19,8	3
11.11.2018 14:00	72	20,1	44	1,1	25	8677,9321	22513,98	34,99265	20,1	3
11.11.2018 15:00	12	19,7	46	1,6	18	9405,6572	22571,89	34,99245	19,7	3
11.11.2018 16:00	1	17,6	52	2	16	9931,0871	22566,84	34,99378	17,6	3
11.11.2018 17:00	0	15,4	58	1,8	14	12486,0644	22733,31	34,99091	15,4	3
11.11.2018 18:00	0	13,3	69	1,7	14	16210,0818	24697,35	34,99041	13,3	3
11.11.2018 19:00	0	10,5	79	2	14	16351,5943	24758,81	34,98782	10,5	1
11.11.2018 20:00	0	10,4	81	1,7	14	15805,1271	25629,63	34,98556	10,4	1
11.11.2018 21:00	0	9,4	79	1,6	14	13853,2579	22734,81	34,98468	9,4	1
11.11.2018 22:00	0	8,6	85	1,6	11	12674,2893	22838,55	34,98146	8,6	1
11.11.2018 23:00	0	7,7	88	1,7	11	8587,209	22833,13	34,97923	7,7	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
12.11.2018	0	7,5	88	1,7	9	8319,3721	22921,7	34,97775	7,6	1
12.11.2018 01:00	0	6,9	85	1,8	9	7544,2658	22829,8	34,97676	7,3	1
12.11.2018 02:00	0	6,8	89	2,2	11	7454,281	22831,21	34,97456	7,0	1
12.11.2018 03:00	0	6,7	88	1,9	11	8004,7588	22830,62	34,97269	6,8	1
12.11.2018 04:00	0	6,4	89	1,7	9	8569,747	23111,38	34,97297	6,4	1
12.11.2018 05:00	0	5,8	89	1,7	9	13288,4407	27888,13	34,97308	5,7	2
12.11.2018 06:00	2	5,1	90	1,3	11	21800,5307	31494,16	34,9738	5,3	2
12.11.2018 07:00	25	4,8	90	1	11	22326,9213	32921,27	34,97368	5,8	2
12.11.2018 08:00	69	7,3	82	1,3	11	16034,6741	34249,79	34,97285	7,3	3
12.11.2018 09:00	113	11,6	73	1,3	11	12483,8789	24033,42	34,97185	10,4	3
12.11.2018 10:00	143	15,7	59	1,5	11	11121,4582	22586,21	34,97075	14,5	3
12.11.2018 11:00	153	18,6	50	1,7	7	9430,1714	22587,72	34,97078	17,4	3
12.11.2018 12:00	149	21	44	1,8	11	8936,6888	22600,11	34,97045	19,3	3
12.11.2018 13:00	123	21,5	38	3,1	14	9015,9065	22542,06	34,96908	20,6	4
12.11.2018 14:00	68	21,1	38	4,3	14	9080,4395	22545,55	34,97154	20,5	4
12.11.2018 15:00	11	20,5	40	4,1	14	9194,3158	22545,95	34,9706	20,0	5
12.11.2018 16:00	1	18,8	46	2,8	14	10158,8868	22538,47	34,97079	18,6	5
12.11.2018 17:00	0	15,5	55	2,6	11	10986,1639	22688,29	34,97054	17,1	5
12.11.2018 18:00	0	13,4	59	2,6	11	13791,1164	22684,54	34,96976	16,3	5
12.11.2018 19:00	0	12,6	64	2	14	16213,6775	23667,17	34,97013	12,2	3
12.11.2018 20:00	0	12,4	66	2,1	14	15622,8781	24547,35	34,97035	11,8	3
12.11.2018 21:00	0	12,4	64	3,2	14	13279,4996	23550,05	34,97039	11,3	3
12.11.2018 22:00	0	12,1	65	3,6	14	11500,9931	22505,01	34,96942	10,7	3
12.11.2018 23:00	0	9,9	75	3,6	11	8905,7589	22531,89	34,96889	10,2	3
13.11.2018	0	10,8	70	4,9	14	8542,0173	22411,91	34,96754	9,8	3
13.11.2018 01:00	0	10,9	69	4,9	14	6857,4656	22477,14	34,96516	9,4	3
13.11.2018 02:00	0	10,8	71	5,1	14	6873,7954	22449,31	34,96373	9,0	3
13.11.2018 03:00	0	10,7	71	5,1	14	7629,3386	22343,53	34,9621	9,9	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
13.11.2018 04:00	0	10,4	76	5,4	14	11675,6145	27855,08	34,95951	9,1	3
13.11.2018 05:00	0	10,1	70	5,3	14	16008,8238	28447,75	34,95773	8,4	4
13.11.2018 06:00	2	9,9	73	5,1	14	18146,3549	28489,57	34,95633	9,7	4
13.11.2018 07:00	24	9,7	72	5,3	14	16905,9144	26760,15	34,9536	9,6	4
13.11.2018 08:00	66	10,8	70	5	14	14570,2488	31537,69	34,95207	10,6	4
13.11.2018 09:00	111	12,6	64	5,7	14	13822,9175	35513,05	34,95187	12,5	4
13.11.2018 10:00	136	14,2	56	5,8	14	12264,3102	25260,9	34,95063	13,8	4
13.11.2018 11:00	153	16,1	51	6,5	14	9773,5385	23008,28	34,95117	14,7	4
13.11.2018 12:00	142	18	45	5,8	14	10459,5087	22928,57	34,95334	15,5	4
13.11.2018 13:00	119	18,4	43	5,3	14	9706,7783	22995,29	34,95176	18,5	4
13.11.2018 14:00	63	19,3	40	4,9	14	9088,6915	22963,06	34,94982	18,4	4
13.11.2018 15:00	13	18,6	43	4,7	14	9472,6461	23034,77	34,94795	17,7	4
13.11.2018 16:00	1	16,6	48	3,7	14	10595,4089	22942,77	34,94659	16,5	3
13.11.2018 17:00	0	14,7	54	3,5	14	13628,6629	23473,48	34,94634	15,0	3
13.11.2018 18:00	0	13	61	3,7	14	16318,2048	24832,66	34,9458	12,9	3
13.11.2018 19:00	0	11,8	67	3	14	16194,1519	24875,88	34,9455	12,0	3
13.11.2018 20:00	0	10,4	73	2,8	11	15432,4612	25118,9	34,94164	10,1	3
13.11.2018 21:00	0	10,1	75	3	14	13543,2929	23066,49	34,94144	9,2	3
13.11.2018 22:00	0	9,5	77	3,2	14	11430,3183	22641,3	34,9424	8,8	2
13.11.2018 23:00	0	9	80	1,9	14	7728,8989	22674,81	34,94296	8,4	2
14.11.2018	0	8,9	81	0,8	14	8049,4843	22717,75	34,94716	8,0	2
14.11.2018 01:00	0	9,2	78	2,7	29	8128,9521	22608,54	34,95042	8,1	2
14.11.2018 02:00	0	8,6	86	3,2	29	7424,2435	22682,38	34,95723	7,6	2
14.11.2018 03:00	0	8,7	89	2,6	25	7846,759	22848,46	34,96393	7,2	2
14.11.2018 04:00	0	8	91	2,8	25	12021,0471	26576,89	34,96832	6,6	2
14.11.2018 05:00	0	7,1	92	2,8	25	17442,1301	30825,68	34,97101	6,2	2
14.11.2018 06:00	1	6,5	93	2,9	27	20942,2725	33835,14	34,97182	6,8	2
14.11.2018 07:00	24	5,5	96	2,9	25	19162,7504	31539,8	34,97356	6,9	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
14.11.2018 08:00	68	8,6	87	3,3	25	16326,3329	29162,34	34,97346	7,6	2
14.11.2018 09:00	113	10,8	77	4,5	27	14584,5092	24412,05	34,97506	10,0	2
14.11.2018 10:00	120	12,6	68	4,7	29	13464,6571	23008,89	34,97517	12,8	2
14.11.2018 11:00	79	13,6	61	5,6	32	13184,6138	23004,73	34,97577	13,6	2
14.11.2018 12:00	74	14	61	4,8	32	13451,401	22981,97	34,97695	14,5	2
14.11.2018 13:00	82	14,8	59	4,5	32	13222,5822	22900,26	34,9781	15,0	2
14.11.2018 14:00	63	16	53	4,5	34	13028,4503	22911,14	34,98122	15,2	2
14.11.2018 15:00	13	15,7	51	4,6	34	13568,5386	22989,42	34,98315	14,8	2
14.11.2018 16:00	0	13,8	57	3,3	36	14641,3202	23041,76	34,98419	14,1	2
14.11.2018 17:00	0	12,2	61	2,3	34	14992,2218	23104	34,9863	13,4	2
14.11.2018 18:00	0	11	67	2,3	34	15572,0156	23139,38	34,98555	11,0	2
14.11.2018 19:00	0	9,6	62	3,4	32	16854,4918	23035,71	34,98758	10,3	2
14.11.2018 20:00	0	7,8	66	3,3	32	17346,3284	24348,3	34,98853	7,7	2
14.11.2018 21:00	0	6,4	70	2,7	32	14320,4519	22660,53	34,98888	7,0	1
14.11.2018 22:00	0	5	76	2,6	32	11928,9358	22719,86	34,99112	6,5	1
14.11.2018 23:00	0	4	80	3	25	11029,8044	22703,62	34,99276	6,0	1
15.11.2018	0	4	83	3,2	25	11122,191	22695,69	34,99403	5,5	1
15.11.2018 01:00	0	2,6	87	3,2	25	10402,7277	22687,79	34,99515	5,2	1
15.11.2018 02:00	0	2,8	87	2,9	25	10785,5359	22681,96	34,99561	4,8	1
15.11.2018 03:00	0	2,6	92	2,1	25	11838,3575	22678,3	34,99688	4,6	1
15.11.2018 04:00	0	2,2	90	2,1	27	14334,076	24303,29	34,99765	2,6	1
15.11.2018 05:00	0	1,3	91	2,2	27	18383,7828	33768,73	35,0013	2,1	1
15.11.2018 06:00	2	0,7	93	2,2	25	23559,1784	37009,45	35,00371	1,7	2
15.11.2018 07:00	28	0,2	93	2,6	25	23585,1744	36868,17	35,00697	1,5	2
15.11.2018 08:00	63	2	93	2,7	25	20666,4349	36824,47	35,00978	2,4	2
15.11.2018 09:00	110	5	83	2,1	27	17112,0511	35397,1	35,00912	6,0	2
15.11.2018 10:00	143	8,6	69	1,6	27	14913,2636	35237,67	35,01015	9,5	2
15.11.2018 11:00	155	10,5	61	1	3	14997,9709	34225,58	35,01183	10,8	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
15.11.2018 12:00	151	12	56	2,1	34	13493,8938	31144,11	35,01234	12,0	2
15.11.2018 13:00	106	13	50	3,4	36	12909,9732	25542,88	35,01277	12,5	2
15.11.2018 14:00	62	13,2	46	4,8	3	15103,4758	11213,26	35,01125	12,5	2
15.11.2018 15:00	9	12,9	45	5,7	3	21230,8443	12108,78	35,0185	12,0	2
15.11.2018 16:00	0	10,7	52	4,8	36	22700,5377	23041,05	35,01878	11,8	2
15.11.2018 17:00	0	8,6	56	2,6	36	19318,4763	36110,24	35,02393	9,9	2
15.11.2018 18:00	0	8,2	60	3,2	34	19803,3984	36509,64	35,02711	9,1	2
15.11.2018 19:00	0	5	67	2,5	34	19359,6637	36475,25	35,01762	5,2	2
15.11.2018 20:00	0	4,4	74	3	34	19256,8633	36410,53	35,01648	4,0	2
15.11.2018 21:00	0	6,7	69	3,2	34	15614,2932	35009,35	35,0193	3,7	2
15.11.2018 22:00	0	7,4	69	3,9	34	11491,8876	34683,86	35,01247	3,5	2
15.11.2018 23:00	0	7,3	70	4,1	36	9140,2966	34573,02	35,01541	3,3	2
16.11.2018	0	7	72	3,9	36	10010,6824	30495,47	35,01423	6,9	2
16.11.2018 01:00	0	6,6	73	3,5	36	13161,044	22830,81	35,01157	6,1	2
16.11.2018 02:00	0	5,8	76	1,6	29	15129,3262	22944	35,01295	5,4	2
16.11.2018 03:00	0	4,3	84	1,5	32	15072,9191	22934,71	35,01488	4,5	2
16.11.2018 04:00	0	1,8	88	1,9	32	17744,5804	24793,98	35,01754	3,4	2
16.11.2018 05:00	0	1,8	92	1	34	21768,1593	29063,81	35,02316	1,5	2
16.11.2018 06:00	1	0,8	93	1,3	29	31524,7695	33824,53	35,02753	1,2	2
16.11.2018 07:00	22	0,2	93	1	27	32285,7958	34716,82	35,02693	0,5	2
16.11.2018 08:00	61	0,8	93	1,3	29	28751,0889	35110,79	35,0305	2,0	2
16.11.2018 09:00	104	3,2	86	1,5	32	25921,7396	34949,04	35,03235	4,1	2
16.11.2018 10:00	135	5,1	77	2,2	7	23937,3862	35020,28	35,0322	5,6	2
16.11.2018 11:00	143	7	71	2,4	9	19701,5517	34833,29	35,03262	8,0	2
16.11.2018 12:00	137	9,1	64	2,8	11	19810,5472	33918,38	35,0326	9,2	2
16.11.2018 13:00	92	9,9	62	2,8	9	19680,1109	0	35,03047	10,1	2
16.11.2018 14:00	56	10,6	58	2,5	11	18906,1711	0	35,02564	10,3	2
16.11.2018 15:00	13	10,5	60	2,6	7	19247,3008	0	35,02725	10,2	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
16.11.2018 16:00	0	10,1	65	1,7	14	20676,8503	0	35,029	9,3	2
16.11.2018 17:00	0	8,6	75	0,8	16	22004,6275	0	35,02769	8,2	2
16.11.2018 18:00	0	7,1	87	0,6	1	23034,4147	0	35,02932	7,1	2
16.11.2018 19:00	0	5,7	76	1,2	32	24625,9811	0	35,03344	6,3	2
16.11.2018 20:00	0	4,7	82	1,2	9	22738,5225	0	35,0346	4,1	1
16.11.2018 21:00	0	4,2	75	1,3	7	18373,2725	0	35,03417	3,7	1
16.11.2018 22:00	0	4,4	72	1,7	4	14105,7725	0	35,03559	3,2	1
16.11.2018 23:00	0	1,7	87	1,8	7	13940,5774	0	35,03624	2,8	1
17.11.2018	0	0,5	88	2,6	4	15758,6637	0	35,0364	2,5	1
17.11.2018 01:00	0	-0,8	87	2,2	7	15844,6044	0	35,03628	2,1	1
17.11.2018 02:00	0	-0,8	91	1,8	9	15819,576	0	35,03588	1,6	1
17.11.2018 03:00	0	-0,8	92	2,8	9	16129,499	0	35,03696	-1,3	1
17.11.2018 04:00	0	-0,8	89	2,8	9	17363,9338	0	35,03744	-1,6	1
17.11.2018 05:00	0	-1,5	94	2,6	7	19772,3889	0	35,0391	-1,9	1
17.11.2018 06:00	1	-1,6	92	3,2	7	28771,0097	0	35,0392	-1,8	1
17.11.2018 07:00	13	0,3	89	3,6	7	32366,3515	0	35,00572	-1,7	1
17.11.2018 08:00	29	1	88	3,6	5	29511,7515	0	35,01015	1,1	2
17.11.2018 09:00	48	2,9	83	4,2	7	26332,5129	0	35,01622	2,8	2
17.11.2018 10:00	63	5	66	4,3	9	23269,5429	0	35,01109	4,3	2
17.11.2018 11:00	32	6	58	5	11	23735,8824	0	35,02347	5,7	3
17.11.2018 12:00	26	6,1	56	4,9	11	24387,1152	0	35,02689	6,4	3
17.11.2018 13:00	21	5,8	58	5,6	11	24983,6943	0	35,02422	6,2	3
17.11.2018 14:00	20	5,3	58	6,2	11	26030,8596	0	35,02548	6,0	3
17.11.2018 15:00	4	5,4	58	5,8	11	25834,6718	0	35,02806	5,4	3
17.11.2018 16:00	0	5,1	59	6	11	25816,4273	0	35,02738	4,7	3
17.11.2018 17:00	0	4,7	63	6	11	26632,7914	0	35,02817	4,0	3
17.11.2018 18:00	0	4,1	63	6,2	11	27031,9345	0	35,02837	4,0	3
17.11.2018 19:00	0	3,7	64	5,5	14	27353,8225	0	35,0306	3,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
17.11.2018 20:00	0	3,5	68	5,1	14	25740,9248	0	35,0191	3,3	2
17.11.2018 21:00	0	3,4	68	4,2	11	19571,9385	0	34,99122	3,0	2
17.11.2018 22:00	0	3,3	68	4,8	14	16106,8732	0	35,02573	2,5	2
17.11.2018 23:00	0	3,2	69	6,1	14	15834,3989	0	34,97831	2,0	2
18.11.2018	0	2,9	69	6,1	14	17146,3594	0	35,01636	1,5	2
18.11.2018 01:00	0	1,9	72	4,6	14	16603,2151	0	35,03122	2,7	2
18.11.2018 02:00	0	2,1	72	4,3	14	17038,9045	0	35,00717	2,4	2
18.11.2018 03:00	0	1,5	80	3,6	11	17220,1335	0	34,95893	2,1	2
18.11.2018 04:00	0	0,4	88	2,2	11	17220,3494	0	35,01841	1,7	2
18.11.2018 05:00	0	-0,3	96	2,7	7	20895,8526	0	34,99857	1,5	2
18.11.2018 06:00	0	-0,1	98	2,8	7	29189,8116	0	35,01053	0,3	2
18.11.2018 07:00	4	0,2	95	2,6	7	32610,4774	0	35,01602	0,4	2
18.11.2018 08:00	16	0,4	93	2,7	7	32374,6545	0	34,99889	0,3	2
18.11.2018 09:00	21	0,8	96	3,4	5	31196,0275	0	34,99044	0,5	2
18.11.2018 10:00	29	1,2	93	2,2	9	29958,0932	0	35,00322	1,1	2
18.11.2018 11:00	23	2	87	3,3	7	28810,506	0	35,0098	1,8	2
18.11.2018 12:00	20	2,4	85	2,6	7	28104,2249	0	35,01501	2,3	2
18.11.2018 13:00	14	3	81	2,4	7	27205,7509	0	35,01141	3,4	2
18.11.2018 14:00	7	3,4	80	2	7	26375,5292	0	35,01327	3,5	2
18.11.2018 15:00	2	3,4	80	1,1	7	25334,3872	0	35,01174	3,5	2
18.11.2018 16:00	0	3,3	83	0,5	36	27762,818	0	35,01608	3,6	2
18.11.2018 17:00	0	3,1	83	0,5	36	28459,3286	0	35,01645	2,9	2
18.11.2018 18:00	0	2,5	92	0,9	25	28342,3875	0	35,01421	2,7	2
18.11.2018 19:00	0	2,2	93	1	25	27813,6424	0	35,01199	2,5	2
18.11.2018 20:00	0	1,6	97	1,5	27	28299,1728	0	35,01105	1,8	1
18.11.2018 21:00	0	0,8	98	1	29	23109,1856	0	35,00713	1,7	1
18.11.2018 22:00	0	0,2	98	0,4	16	18081,806	0	35,00753	1,6	1
18.11.2018 23:00	0	0,1	98	0,4	11	16739,3654	0	35,00479	1,4	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
19.11.2018	0	0,2	96	0,8	11	17624,0086	0	35,0036	1,2	1
19.11.2018 01:00	0	0,2	96	0,5	11	17516,6201	0	35,00238	-0,3	1
19.11.2018 02:00	0	0,1	98	0,8	7	17346,9187	0	35,00095	-0,3	1
19.11.2018 03:00	0	0,1	98	1,4	7	18562,7193	0	35,0017	-0,4	1
19.11.2018 04:00	0	0,2	98	1,3	7	22797,6356	32849,5	35,00101	-0,6	1
19.11.2018 05:00	0	0,2	98	1,2	7	29101,4562	35823,94	35,0007	-0,8	1
19.11.2018 06:00	0	0,2	98	1,3	7	30575,9442	36040,48	35,00098	0,1	1
19.11.2018 07:00	4	0,2	98	0,9	7	34122,6039	36033,71	35,00012	0,0	1
19.11.2018 08:00	9	0,4	96	1,5	11	33591,3762	36035,08	34,9995	0,3	2
19.11.2018 09:00	26	0,6	96	1,9	11	32510,7856	35189,82	34,99846	0,4	2
19.11.2018 10:00	75	1,2	97	2,3	14	31243,5364	35233,96	34,99945	0,7	2
19.11.2018 11:00	47	2,2	87	2,9	14	31517,8096	35203,17	34,99835	1,4	2
19.11.2018 12:00	46	2,2	89	2,8	14	30586,9877	35162,57	34,99935	2,5	2
19.11.2018 13:00	34	2,8	81	1,5	20	29323,8957	35197,53	34,9997	2,8	2
19.11.2018 14:00	14	3,1	77	1,4	18	28905,1724	35072,92	35,00007	3,0	2
19.11.2018 15:00	5	2,8	78	0,9	23	29041,7312	35067,36	35,00248	3,2	2
19.11.2018 16:00	0	2,5	81	0,8	9	30107,165	35056,18	35,00446	2,5	2
19.11.2018 17:00	0	1,2	88	1,8	11	30772,4735	35165,88	35,00551	1,3	2
19.11.2018 18:00	0	0,4	89	2	11	31594,304	35090,27	35,0059	0,2	2
19.11.2018 19:00	0	0,5	91	1,6	14	31262,1972	35117,69	35,00782	0,0	2
19.11.2018 20:00	0	0,4	95	1,8	11	29145,5116	34828,07	35,00892	0,5	2
19.11.2018 21:00	0	-0,1	95	1,8	11	22960,3966	31909,12	35,01019	0,7	3
19.11.2018 22:00	0	-0,1	95	1,8	14	17325,6547	29843,57	35,01259	0,9	3
19.11.2018 23:00	0	-0,1	96	2,3	9	14953,4012	28686,19	35,014	1,3	3
20.11.2018	0	0,8	95	3,1	7	15176,6081	20959,35	35,01302	1,7	3
20.11.2018 01:00	0	1,3	93	3,7	7	14886,7041	20825,18	35,01362	1,4	3
20.11.2018 02:00	0	1,8	93	3,4	9	14455,5175	21511,6	35,01435	1,7	4
20.11.2018 03:00	0	2,4	95	5	7	14690,2163	21860,14	35,01458	2,0	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
20.11.2018 04:00	0	2,6	97	4,8	7	17038,2061	26087,14	35,01633	2,1	4
20.11.2018 05:00	0	2,6	97	5,2	7	22748,7541	31629,51	35,01601	2,2	4
20.11.2018 06:00	0	2,5	97	5,3	7	36030,2671	31335,2	35,01805	2,8	4
20.11.2018 07:00	5	2,6	97	6,2	7	36817,8256	33774,76	35,01704	3,0	4
20.11.2018 08:00	12	3,1	97	6,4	9	38264,2457	35591,41	35,01701	3,2	5
20.11.2018 09:00	49	3,9	95	8	9	36161,3538	34996,95	35,01698	3,7	5
20.11.2018 10:00	27	5,1	87	9,5	11	34521,4816	34426,49	35,01766	4,2	6
20.11.2018 11:00	14	5,2	87	9,3	14	35418,7511	33855,59	35,01733	4,6	6
20.11.2018 12:00	26	4,5	90	9,5	14	35338,1145	33818,51	35,01929	5,0	6
20.11.2018 13:00	37	4,8	90	9,7	14	34052,0841	33862,28	35,01954	5,4	6
20.11.2018 14:00	29	5,1	89	8,8	14	30694,6608	33849,74	35,02095	5,5	6
20.11.2018 15:00	12	5,2	89	6,4	14	28901,2251	33828,39	35,01961	4,7	6
20.11.2018 16:00	0	4,7	88	4,9	11	23623,6996	33881,89	35,02061	4,6	6
20.11.2018 17:00	0	4,6	91	4,3	9	23073,4291	33773,24	35,02081	4,6	5
20.11.2018 18:00	0	4,4	93	3,5	9	23117,0351	33880,02	35,02118	4,6	5
20.11.2018 19:00	0	4,7	91	3,1	9	22196,3909	33804,03	35,0232	4,5	5
20.11.2018 20:00	0	6	88	3,1	9	21528,3554	33820,59	35,02126	4,5	4
20.11.2018 21:00	0	5,8	89	3,4	14	18719,4014	31796,19	35,02317	4,5	4
20.11.2018 22:00	0	4,5	93	3,7	11	15782,3928	22640,19	35,0225	4,5	4
20.11.2018 23:00	0	4,3	93	4,5	11	14513,2346	22403,06	35,02179	4,5	4
21.11.2018	0	3,8	91	5,5	11	14576,4906	22482,46	35,0214	4,5	4
21.11.2018 01:00	0	3,8	91	5,3	11	14728,4967	22465,97	35,02191	4,5	4
21.11.2018 02:00	0	4,2	94	5,1	14	14109,2427	22383,15	35,02147	4,5	4
21.11.2018 03:00	0	4,2	93	4	14	14270,7735	22459,52	35,01989	4,5	3
21.11.2018 04:00	0	4,3	91	3,5	14	17806,3041	21475,82	35,02132	4,1	3
21.11.2018 05:00	0	4,3	88	3,6	14	28873,2874	13414,53	35,02197	4,2	3
21.11.2018 06:00	0	3,8	92	3,5	14	41385,6309	13669,34	35,03355	3,9	3
21.11.2018 07:00	4	3,4	92	3,1	11	41838,7917	17997,43	35,03569	3,9	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
21.11.2018 08:00	20	3,4	94	3,1	14	32706,5297	35156,05	35,03568	3,5	3
21.11.2018 09:00	20	3,7	94	3,5	14	26817,8181	37262,79	35,03797	3,7	3
21.11.2018 10:00	15	3,9	94	3,1	14	24612,2304	37350,88	35,04233	4,0	3
21.11.2018 11:00	21	4	92	3,3	14	24969,0398	37387,06	35,04717	4,4	3
21.11.2018 12:00	27	4,2	93	2,7	14	29081,2336	27779,73	35,05158	4,6	3
21.11.2018 13:00	25	4,6	94	1,8	14	36695,183	13093,4	35,0534	5,0	3
21.11.2018 14:00	17	5	93	1,3	11	39089,6984	13100,19	35,05418	5,1	3
21.11.2018 15:00	5	5,2	94	1	11	38486,5515	15488,83	35,05782	5,0	3
21.11.2018 16:00	1	5,1	94	1,3	11	29722,3021	28893,31	35,06363	5,0	3
21.11.2018 17:00	0	4,8	96	2	11	22440,1328	35472,25	35,06395	4,8	3
21.11.2018 18:00	0	4,9	94	2	14	22276,4703	35485,82	35,06625	4,7	3
21.11.2018 19:00	0	4,9	96	1,4	16	21973,1617	35537,07	35,06655	4,6	2
21.11.2018 20:00	0	4,9	96	1,6	14	21358,2776	35685,29	35,06617	4,6	1
21.11.2018 21:00	0	4,7	94	1,5	11	18018,7613	34224,43	35,06537	4,3	1
21.11.2018 22:00	0	4,5	97	1,7	11	14718,9976	25225,93	35,06482	4,2	1
21.11.2018 23:00	0	4,3	97	2	9	13507,8457	22732,8	35,06408	4,1	1
22.11.2018	0	4,3	95	1,7	9	13980,1443	22721,67	35,06322	4,0	1
22.11.2018 01:00	0	4,1	92	2,1	9	14348,3079	22753,79	35,06272	3,9	1
22.11.2018 02:00	0	3,2	92	2,4	11	13552,9187	22670,69	35,06229	3,8	1
22.11.2018 03:00	0	3	95	2,2	9	13810,362	22696,02	35,06332	3,1	1
22.11.2018 04:00	0	3,3	94	3,2	11	16426,7328	26904,1	35,06382	2,8	1
22.11.2018 05:00	0	4,1	86	3,9	14	31979,5551	15784,47	35,06404	2,6	1
22.11.2018 06:00	0	4,1	85	4,1	14	38406,7895	24216,11	35,09505	3,4	1
22.11.2018 07:00	20	3,9	86	3,4	11	30592,9671	35780,07	35,09455	3,5	1
22.11.2018 08:00	51	4,3	82	4,1	14	24438,6514	37384,23	35,09403	4,2	2
22.11.2018 09:00	52	4,7	81	4,7	14	24674,5959	37361,25	35,09639	4,8	2
22.11.2018 10:00	60	5	80	5,3	14	25877,4353	37375,82	35,09883	5,0	2
22.11.2018 11:00	81	5,7	76	4,9	14	24145,987	36997,1	35,10315	5,4	2

Datum u vreme	Globarno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
22.11.2018 12:00	93	6,5	73	4,5	11	24029,1301	34984,87	35,10468	6,6	2
22.11.2018 13:00	56	7	71	4,1	14	24413,9228	36543,39	35,10618	6,9	2
22.11.2018 14:00	25	6,9	76	4,1	14	25470,1163	36819,08	35,10405	7,0	2
22.11.2018 15:00	12	6,6	76	3,5	14	23157,5211	36656,09	35,10132	6,5	2
22.11.2018 16:00	0	6,2	78	3	14	22369,1421	35955,21	35,10116	6,0	2
22.11.2018 17:00	0	5,8	82	2,5	14	22392,6879	35962,65	35,09761	5,1	2
22.11.2018 18:00	0	5,2	86	2,5	11	23242,934	35866,72	35,09687	4,6	2
22.11.2018 19:00	0	4,7	88	2,2	11	23085,5262	35954,73	35,09408	4,2	2
22.11.2018 20:00	0	4,7	84	2,7	14	22639,1452	35958,11	35,09198	4,0	2
22.11.2018 21:00	0	4,5	82	2,6	14	18887,3652	33867,52	35,09048	3,8	2
22.11.2018 22:00	0	4,2	84	1,8	14	15485,6457	33003,73	35,08804	3,7	1
22.11.2018 23:00	0	4	85	2,3	11	16458,2716	33022,05	35,08639	3,5	1
23.11.2018	0	3,9	86	1,9	11	18945,8051	32684,16	35,08605	3,5	1
23.11.2018 01:00	0	3,6	91	2,1	11	14981,607	21616,11	35,08649	3,2	1
23.11.2018 02:00	0	3,5	92	1,4	11	14073,3157	19637,77	35,0875	2,9	1
23.11.2018 03:00	0	3,3	92	1,9	9	14344,078	23026,6	35,08653	2,7	1
23.11.2018 04:00	0	3,1	92	2	9	16132,659	26682,25	35,08672	2,6	1
23.11.2018 05:00	0	3	94	1,8	11	21910,0245	34440,93	35,08795	2,5	1
23.11.2018 06:00	0	1,8	93	2,2	11	32804,1458	37313,84	35,09195	1,6	1
23.11.2018 07:00	13	1,9	93	2,4	11	29146,7691	37388,13	35,09681	1,8	1
23.11.2018 08:00	69	2	92	2,2	9	25695,791	36993,91	35,09823	2,5	2
23.11.2018 09:00	80	4,7	90	2,7	11	23593,9921	36969,63	35,09978	3,6	2
23.11.2018 10:00	118	6	83	2,5	11	20437,7543	36695,76	35,10325	5,2	2
23.11.2018 11:00	121	7,5	77	2,9	11	20472,9143	36024,83	35,10329	6,0	2
23.11.2018 12:00	77	8,6	73	1,7	9	20493,2932	35598,29	35,10206	7,0	2
23.11.2018 13:00	86	8,6	74	1,6	11	19971,1191	35384,57	35,10214	7,7	2
23.11.2018 14:00	27	8,7	72	2,8	14	19971,1191	35309,42	35,09935	7,8	2
23.11.2018 15:00	4	8,3	74	2,9	11	19971,1191	35235,74	35,09921	7,6	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
23.11.2018 16:00	0	7,6	79	3,9	11	19971,1191	35131,53	35,09235	7,5	2
23.11.2018 17:00	0	6	86	4,8	11	19971,1191	35247,46	35,08863	6,3	2
23.11.2018 18:00	0	6	89	3,2	14	19971,1191	35319,97	35,08369	5,7	2
23.11.2018 19:00	0	5,8	89	2,6	14	19971,1191	35367,21	35,0781	5,3	2
23.11.2018 20:00	0	5,7	87	2,8	14	19971,1191	35303,56	35,07488	5,3	2
23.11.2018 21:00	0	5,5	87	3,1	14	19971,1191	34883,81	35,07216	5,0	2
23.11.2018 22:00	0	4,8	88	4,2	14	19971,1191	33735,77	35,06979	4,6	2
23.11.2018 23:00	0	4,7	93	4,3	14	19971,1191	25146,15	35,06881	4,3	2
24.11.2018	0	5	88	3,9	14	19971,1191	22547,32	35,06968	4,1	2
24.11.2018 01:00	0	4,8	90	4,1	14	19971,1191	22500,1	35,06907	4,7	2
24.11.2018 02:00	0	4,6	91	3,9	14	19971,1191	22561,8	35,06786	4,3	2
24.11.2018 03:00	0	4,2	92	4	11	19971,1191	22535,91	35,06893	3,9	2
24.11.2018 04:00	0	4	94	4,9	11	19971,1191	22544,98	35,07087	3,7	3
24.11.2018 05:00	0	4,2	94	3,6	16	19971,1191	26692,43	35,06874	3,5	3
24.11.2018 06:00	0	4,4	93	2,9	14	19971,1191	35444,38	35,06802	4,3	3
24.11.2018 07:00	10	4,4	93	5	14	19971,1191	37382,24	35,06756	4,4	3
24.11.2018 08:00	27	4,6	91	3,6	14	19971,1191	37424,21	35,06767	4,8	4
24.11.2018 09:00	67	5,1	93	3,3	14	19971,1191	37415,4	35,06596	5,5	4
24.11.2018 10:00	65	6,5	85	3,9	11	19971,1191	36415,33	35,06844	6,6	4
24.11.2018 11:00	38	7,2	83	4,5	14	19971,1191	35943,66	35,06908	7,8	4
24.11.2018 12:00	29	7,7	82	4,5	14	19971,1191	35843,45	35,07155	9,6	4
24.11.2018 13:00	15	8,4	80	3,6	14	19944,6647	35819,77	35,07033	11,0	4
24.11.2018 14:00	18	8,4	87	4,1	11	20166,1476	35745,21	35,07329	11,1	4
24.11.2018 15:00	6	8,5	87	2,4	11	19644,9596	35824,15	35,07143	10,4	4
24.11.2018 16:00	0	8,5	87	2,4	14	19374,9065	35819,22	35,0713	10,0	4
24.11.2018 17:00	0	8,4	89	4,2	11	19786,3755	35732,32	35,07243	9,6	4
24.11.2018 18:00	0	7,9	85	5,2	11	19237,1945	34750,75	35,07328	9,3	4
24.11.2018 19:00	0	7,7	87	5	14	18563,3111	27775,6	35,07456	7,2	4

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
24.11.2018 20:00	0	7,6	84	3,8	11	18528,3266	26960,82	35,07718	7,2	5
24.11.2018 21:00	0	7,2	84	3,9	11	16026,9114	22812,24	35,07979	7,0	5
24.11.2018 22:00	0	7	87	3,7	11	14197,7643	22586,15	35,08179	6,8	5
24.11.2018 23:00	0	6,6	86	3,6	14	12481,6058	22568,48	35,08373	6,7	5
25.11.2018	0	5,8	92	3	11	12028,7675	22555,1	35,08455	6,6	5
25.11.2018 01:00	0	5,4	94	2,7	11	12152,2866	22644,98	35,08602	6,5	5
25.11.2018 02:00	0	6,2	88	3,7	11	12472,5881	22548,02	35,08622	6,5	5
25.11.2018 03:00	0	6,1	93	4,4	11	12472,5881	22560,15	35,08814	6,4	5
25.11.2018 04:00	0	6,4	93	4,1	11	12296,6217	22564,98	35,08987	6,4	5
25.11.2018 05:00	0	6,8	92	3,5	11	14231,0861	23004,86	35,09117	6,3	5
25.11.2018 06:00	0	6,9	93	2,3	11	18371,6339	30227,22	35,09153	6,6	5
25.11.2018 07:00	7	6,6	90	1,7	11	20747,7455	33503,08	35,09382	6,5	5
25.11.2018 08:00	22	7	89	2	9	20491,0251	35627,12	35,09813	7,4	5
25.11.2018 09:00	32	8,1	85	3,2	11	18773,0156	35967,11	35,09898	8,4	5
25.11.2018 10:00	37	9,3	84	2,9	11	17259,4745	35786,19	35,10186	9,4	5
25.11.2018 11:00	32	11,2	81	2,9	11	16933,0586	24252,73	35,10289	10,3	5
25.11.2018 12:00	25	10,6	85	4,1	14	18538,7093	22514,85	35,10443	11,1	5
25.11.2018 13:00	23	10,1	90	3,4	14	18977,0898	22480,73	35,10506	11,9	5
25.11.2018 14:00	15	9,9	92	3,4	11	12472,5881	22503,06	35,10916	12,8	5
25.11.2018 15:00	3	9,9	93	3,4	11	18893,1492	23264,52	35,11392	12,6	5
25.11.2018 16:00	0	9,5	96	2,9	11	19372,376	23335,86	35,11596	12,0	5
25.11.2018 17:00	0	9,4	98	3,2	11	19468,5752	23603,95	35,12039	9,0	3
25.11.2018 18:00	0	9,3	98	4	11	19330,8385	24316,75	35,12206	9,0	3
25.11.2018 19:00	0	9,1	96	4,4	11	19709,9049	23046,91	35,1268	8,9	3
25.11.2018 20:00	0	8,4	95	4,8	11	20376,1246	22780,44	35,13006	8,6	3
25.11.2018 21:00	0	8	94	4,2	11	18225,8172	22316,44	35,14097	8,5	3
25.11.2018 22:00	0	7,4	95	3,8	7	15251,4203	22200,23	35,14825	8,4	3
25.11.2018 23:00	0	7,4	95	4,1	7	13377,3257	22288,47	35,15509	8,4	3

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
26.11.2018	0	7,8	92	4,7	9	12917,9568	22254,17	35,15959	7,1	3
26.11.2018 01:00	0	8	92	4,5	9	11870,1098	22250,97	35,16387	6,9	3
26.11.2018 02:00	0	8,6	97	4,3	11	11869,6722	22243,6	35,16621	6,7	3
26.11.2018 03:00	0	8,5	97	5,3	11	12512,9316	22283,6	35,17082	6,5	3
26.11.2018 04:00	0	8,4	97	4,6	11	13589,9942	23039,33	35,17366	6,4	3
26.11.2018 05:00	0	8,3	96	3,9	11	17575,4364	29050,85	35,1793	8,2	3
26.11.2018 06:00	0	7,9	97	3,5	11	22595,2199	30937,02	35,18607	8,0	3
26.11.2018 07:00	5	8,1	94	3,2	11	21387,9708	30742,17	35,19261	7,9	3
26.11.2018 08:00	15	8,8	94	2,7	11	20043,6758	35005,66	35,19751	8,4	3
26.11.2018 09:00	23	9,2	96	0,9	11	19407,9643	35440,36	35,2002	8,8	3
26.11.2018 10:00	23	9,8	95	1,1	1	19383,2489	35333,22	35,20183	10,0	2
26.11.2018 11:00	36	10,1	94	4,1	25	19559,5117	35374,66	35,20373	10,7	2
26.11.2018 12:00	48	10	94	4,2	25	19142,7443	35328,21	35,20536	11,0	2
26.11.2018 13:00	60	10,2	89	5,2	25	18070,322	35420,06	35,20882	11,3	2
26.11.2018 14:00	45	10,1	87	5,5	27	18063,6543	34442,37	35,21129	11,2	2
26.11.2018 15:00	5	10,3	87	4,5	27	18714,7699	34327,04	35,21484	10,8	2
26.11.2018 16:00	0	9,6	92	3,1	25	19549,9824	34427,92	35,22204	9,5	2
26.11.2018 17:00	0	8,7	92	2,9	25	19990,4657	34570,65	35,22584	9,3	2
26.11.2018 18:00	0	8,3	94	2,7	25	20091,107	35153,05	35,23138	9,0	2
26.11.2018 19:00	0	8,2	92	1,2	25	19960,3265	35191,7	35,23259	8,8	2
26.11.2018 20:00	0	8,3	92	2,2	25	19449,9073	35224,37	35,23767	8,4	2
26.11.2018 21:00	0	8,5	90	3	25	16839,7919	34147,46	35,24037	8,0	2
26.11.2018 22:00	0	8,5	91	3,5	25	13473,5433	33510,48	35,24168	8,2	2
26.11.2018 23:00	0	8,3	92	4	27	10907,3034	23422,08	35,24447	8,0	2
27.11.2018	0	8,2	95	4,2	25	11840,5561	22443,13	35,24477	7,8	2
27.11.2018 01:00	0	8	94	3,6	27	13034,4992	22405,53	35,2451	7,8	2
27.11.2018 02:00	0	7,3	96	4,8	27	12775,0104	22395,34	35,24554	7,3	2
27.11.2018 03:00	0	7,2	96	3,5	27	12887,7746	22374,72	35,24826	6,8	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
27.11.2018 04:00	0	7	96	3,1	27	14435,9706	25621,18	35,24665	6,4	2
27.11.2018 05:00	0	6,6	95	3,4	32	17598,6619	31008,28	35,24551	6,5	2
27.11.2018 06:00	0	6,5	93	2,1	29	23578,6381	35962,64	35,24761	6,3	2
27.11.2018 07:00	7	6,1	92	2,4	34	23544,77	36060,73	35,24817	6,3	2
27.11.2018 08:00	19	5,9	92	3	36	22852,4026	34562,91	35,24937	5,7	2
27.11.2018 09:00	19	5,8	92	2,4	36	21802,1866	36697,75	35,25372	5,5	2
27.11.2018 10:00	19	5,8	92	2	36	21041,663	37108,04	35,25366	5,3	3
27.11.2018 11:00	21	5,7	92	2,7	36	21431,1958	37128,59	35,25267	5,0	3
27.11.2018 12:00	25	5,7	89	2,9	36	21667,3792	37092,92	35,24927	4,7	3
27.11.2018 13:00	29	5,8	85	3,4	36	21123,9729	37095,2	35,2473	4,2	3
27.11.2018 14:00	17	5,9	85	4	36	20975,5504	37033,06	35,24397	3,9	3
27.11.2018 15:00	2	5,5	87	4,3	36	21664,3917	37076,66	35,24556	3,6	3
27.11.2018 16:00	0	4,8	88	4,4	2	22835,7773	36665,03	35,24565	4,5	3
27.11.2018 17:00	0	4	89	5,2	2	21370,9159	36820,55	35,25249	4,0	3
27.11.2018 18:00	0	3,6	91	4,6	36	23265,9381	36856,42	35,25631	3,5	3
27.11.2018 19:00	0	3,1	89	5	36	24537,1128	36864,31	35,25862	2,6	3
27.11.2018 20:00	0	2,8	90	5,2	36	23302,0017	36857,43	35,25866	2,4	3
27.11.2018 21:00	0	2,5	90	4,5	36	19207,3216	34701,85	35,25755	1,7	3
27.11.2018 22:00	0	2,2	90	4,8	2	15729,9876	33421,34	35,25673	1,2	3
27.11.2018 23:00	0	1,9	90	4,9	36	14806,0287	32916,87	35,25627	0,8	3
28.11.2018 00:00	0	1,5	92	5,5	36	15745,3514	23224,29	35,25717	1,7	3
28.11.2018 01:00	0	0,9	95	5,9	36	15302,7874	22330,2	35,25751	1,4	2
28.11.2018 02:00	0	0,8	97	5,1	34	14796,6606	22360,05	35,25507	1,1	2
28.11.2018 03:00	0	0,2	98	4,6	36	15432,3529	22317,95	35,25471	0,7	2
28.11.2018 04:00	0	-0,2	98	3,7	34	17812,271	26162,9	35,25223	0,4	2
28.11.2018 05:00	0	-0,3	98	3,5	32	26889,2536	35149,82	35,25046	0,1	2
28.11.2018 06:00	0	-0,3	98	3,4	32	38434,8159	36999,08	35,24945	-0,4	2
28.11.2018 07:00	4	-0,6	99	3,4	32	37576,473	37112,85	35,24794	-0,5	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
28.11.2018 08:00	13	-0,5	100	3,2	29	33600,9875	37783,18	35,24821	-0,8	2
28.11.2018 09:00	34	-0,2	100	3,2	29	29381,5154	37849,28	35,24754	-0,8	2
28.11.2018 10:00	36	0,1	95	3,2	29	26738,9235	37913,96	35,24936	-0,8	2
28.11.2018 11:00	32	0,2	93	3,8	32	27239,1929	37776,34	35,25806	-0,7	2
28.11.2018 12:00	25	0,5	90	3,7	32	26912,8697	37837,51	35,25806	-0,6	2
28.11.2018 13:00	16	0,8	86	2,9	29	26189,6373	37835,4	35,26381	0,4	2
28.11.2018 14:00	9	1,2	86	2,8	34	25834,6472	37838,82	35,26784	1,1	2
28.11.2018 15:00	3	1	91	2,2	29	26047,2321	37637,67	35,26894	1,0	2
28.11.2018 16:00	0	1	90	2,9	32	25959,1925	37112,06	35,26919	0,6	2
28.11.2018 17:00	0	0,9	91	2,2	32	25828,3224	37158,65	35,26817	0,0	2
28.11.2018 18:00	0	0,8	91	1,2	27	25836,6361	37237,48	35,26473	0,4	2
28.11.2018 19:00	0	1	90	1,7	29	25757,5176	37128,27	35,26214	0,9	2
28.11.2018 20:00	0	1,3	86	1,8	34	24411,4017	36782,21	35,25683	1,1	2
28.11.2018 21:00	0	1,4	80	2,3	32	20218,2197	33777,43	35,25319	1,0	2
28.11.2018 22:00	0	1,1	81	2,4	32	17097,0287	33745,95	35,25028	0,8	2
28.11.2018 23:00	0	0,8	83	2	32	16036,7605	33068,53	35,25031	0,6	2
29.11.2018	0	0	93	2,3	32	16532,0057	22988,05	35,25161	0,5	2
29.11.2018 01:00	0	-0,4	96	1,9	32	16282,0463	22427,83	35,24522	0,2	2
29.11.2018 02:00	0	-0,5	98	1,5	32	15820,4193	22442,07	35,23844	0,1	2
29.11.2018 03:00	0	-0,6	96	0,9	27	15977,367	22503,49	35,23492	-0,1	2
29.11.2018 04:00	0	-0,5	94	0,3	27	17731,9964	26895,73	35,22773	-0,5	2
29.11.2018 05:00	0	-0,5	94	0,3	20	23729,9707	37024,85	35,23134	-0,5	2
29.11.2018 06:00	0	-0,3	94	0,7	11	36384,8545	37027,61	35,22741	-0,7	2
29.11.2018 07:00	7	-0,2	93	1,1	11	35733,4806	37201,72	35,22526	-0,5	2
29.11.2018 08:00	24	0	93	1,5	11	32354,0778	37726,12	35,21803	-0,2	2
29.11.2018 09:00	36	0,8	93	2	11	27147,8187	38023,76	35,20905	0,2	2
29.11.2018 10:00	23	1,8	95	2,4	14	26634,3607	37945,51	35,19685	0,6	2
29.11.2018 11:00	58	1,8	87	4	14	26046,014	37986,25	35,18593	1,9	2

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
29.11.2018 12:00	125	2,2	74	4,6	11	24824,2644	37945,67	35,17331	1,7	3
29.11.2018 13:00	65	2,6	67	4,1	14	12472,5881	38006,38	35,16302	1,2	3
29.11.2018 14:00	33	2,4	71	4,9	14	25340,6251	37947,45	35,15179	2,5	3
29.11.2018 15:00	8	1,8	70	4,9	11	26353,1965	37978,01	35,13791	2,2	3
29.11.2018 16:00	0	0,4	74	5,5	11	29638,0706	38072,1	35,12778	1,4	3
29.11.2018 17:00	0	-0,4	67	5,2	11	33641,1271	38136,35	35,12154	0,0	3
29.11.2018 18:00	0	-1	72	5,2	14	34095,0408	38096,92	35,11658	-2,0	3
29.11.2018 19:00	0	-1,4	65	5	14	34762,5949	38089,42	35,11121	-2,1	4
29.11.2018 20:00	0	-2,1	64	5,6	11	32044,2742	37523,74	35,11074	-2,6	4
29.11.2018 21:00	0	-2,2	64	5,3	11	23867,7782	35253,86	35,11128	-3,4	4
29.11.2018 22:00	0	-2,9	68	5,6	14	19582,0221	33575,55	35,11106	-4,0	4
29.11.2018 23:00	0	-3,4	72	5,6	14	18579,4533	32972,16	35,11131	-4,5	4
30.11.2018	0	-3,8	76	6,2	14	19108,3201	23753,27	35,11136	-3,8	4
30.11.2018 01:00	0	-3,8	74	6,6	14	19244,7277	23186,03	35,11287	-4,4	4
30.11.2018 02:00	0	-4	75	6,3	14	18604,4388	23109,33	35,11316	-4,9	4
30.11.2018 03:00	0	-4,4	72	7,2	14	19016,5158	23131,53	35,1133	-5,3	5
30.11.2018 04:00	0	-4,6	74	6,9	14	21207,9459	31172,5	35,11304	-5,6	5
30.11.2018 05:00	0	-4,8	74	6,5	14	30626,7983	37022,36	35,11218	-6,0	5
30.11.2018 06:00	0	-5,2	75	6,2	14	48413,158	37043,57	35,10939	-5,1	5
30.11.2018 07:00	14	-5	69	5,7	14	48670,5341	37811,89	35,10627	-5,2	5
30.11.2018 08:00	58	-4,6	70	6	14	43581,1748	37814,85	35,10207	-4,9	5
30.11.2018 09:00	102	-3,7	74	5,7	14	38502,6049	37801,97	35,09785	-4,0	5
30.11.2018 10:00	133	-2,7	72	6	14	35399,2837	37607,95	35,09087	-2,7	5
30.11.2018 11:00	145	-2	66	5,9	14	32118,9701	37613,55	35,08611	-1,8	5
30.11.2018 12:00	136	-1,4	71	6,1	11	29000,8632	37691,77	35,08217	-1,0	5
30.11.2018 13:00	102	-0,9	74	6,4	11	28304,4775	37895,58	35,0795	-0,4	5
30.11.2018 14:00	46	-0,7	60	5,7	11	28213,3802	37839,99	35,08065	0,0	5
30.11.2018 15:00	6	-0,9	63	6,3	11	30847,0799	37813,3	35,07998	0,4	5

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeFo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
30.11.2018 16:00	0	-1,9	68	5,4	11	35435,4311	37787,18	35,08008	-0,3	5
30.11.2018 17:00	0	-2,7	74	4,5	11	34199,1202	37726,73	35,07763	-1,5	5
30.11.2018 18:00	0	-3,6	80	3,6	11	37366,6581	37606,32	35,07639	-3,3	4
30.11.2018 19:00	0	-4,6	81	3,2	11	38224,1132	37576,19	35,07159	-4,0	4
30.11.2018 20:00	0	-5,2	84	3	11	36953,6327	36247,96	35,06802	-5,5	3
30.11.2018 21:00	0	-5,5	84	2,8	11	25398,6681	33809,14	35,06529	-6,0	3
30.11.2018 22:00	0	-5,3	82	2,8	9	19760,4884	31802,76	35,06053	-6,3	3
30.11.2018 23:00	0	-5	80	3,4	11	18930,6598	29536,22	35,05708	-6,2	3
1.12.2018	0	-4,8	85	3,4	11	17696,9251	22256,85	35,05429	-6,1	3
1.12.2018 01:00	0	-5,4	86	3,3	11	18548,6857	22215,78	35,05109	-6,0	3
1.12.2018 02:00	0	-6	87	2,9	11	20012,9224	22115,09	35,04718	-5,8	3
1.12.2018 03:00	0	-6	87	2,4	11	19859,3501	22200,76	35,04227	-5,6	3
1.12.2018 04:00	0	-6,3	89	2,4	11	20643,7713	22124,27	35,03834	-5,5	3
1.12.2018 05:00	0	-7	89	2,1	11	23071,4548	33010,77	35,03485	-5,3	3
1.12.2018 06:00	0	-7,5	88	2	11	36548,9539	37488,54	35,03093	-7,3	3
1.12.2018 07:00	10	-7,4	91	1,5	9	50472,0804	37577,19	35,02726	-7,2	3
1.12.2018 08:00	35	-6,8	89	1,4	11	48367,8887	37568,01	35,02354	-6,5	3
1.12.2018 09:00	58	-5,4	90	1,4	14	40619,0508	37667,71	35,01898	-5,2	3
1.12.2018 10:00	128	-3,9	86	0,7	27	34922,1563	37534,9	35,01578	-3,9	3
1.12.2018 11:00	56	-2,4	78	1,1	29	31331,42	37571,88	35,01221	-3,1	3
1.12.2018 12:00	80	-1,8	76	0,9	32	29822,7012	37545,36	35,01059	-1,0	3
1.12.2018 13:00	52	-0,7	76	0,8	34	27552,4231	37497,57	35,00985	-0,8	1
1.12.2018 14:00	15	-0,7	74	0,9	32	28055,744	37500,29	35,00951	-0,7	1
1.12.2018 15:00	5	-0,8	74	0,4	36	28093,6826	37627,43	35,00885	-0,6	1
1.12.2018 16:00	0	-0,9	76	1	36	29997,3211	37568,12	35,00778	-0,9	1
1.12.2018 17:00	0	-0,9	77	1,1	36	32260,5181	37576,19	35,00661	-1,4	1
1.12.2018 18:00	0	-1	79	1	2	31267,1368	37581,32	35,00331	-2,0	1
1.12.2018 19:00	0	-0,9	79	0,8	9	31872,2069	37593,03	34,99981	-2,3	1

Datum u vreme	Globalno Sunčevo zračenje (J/cm ²)	Temperatura spoljašnjeg vazduha (°C)	Relativna vlažnost vazduha (%)	Srednja satna brzina vetra (m/s)	Prevladavajući smer vetra po satu (1/10 stepena)	Potrošnja prirodnog gasa za Novi Sad (m ³)	Potrošnja prirodnog gasa TeTo-Novi Sad (m ³)	Donja toplotna moć prirodnog gasa, Hd (MJ/m ³)	Prognozirana spoljašnja temperatura vazduha (°C)	Prognozirana srednja satna brzina vetra (m/s)
1.12.2018 20:00	0	-1,2	84	1,2	4	29239,5781	37249,46	34,99657	-1,0	1
1.12.2018 21:00	0	-1,7	91	0,5	36	22324,1615	34644,04	34,9931	-1,1	1
1.12.2018 22:00	0	-2,2	90	1,2	2	18833,4525	32305,54	34,9906	-1,3	1
1.12.2018 23:00	0	-2,7	91	2	11	17768,9274	29414,96	34,98863	-1,6	1

8.2 PRILOG 2: REZULTATI „DICKY – FULLER“ TESTA – ZIMSKI REŽIM

SUMMARY INPUT 1								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,149528616							
R Square	0,022358807							
Adjusted R Square	0,022155004							
Standard Error	0,133156997							
Observations	4799							
ANOVA								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	1,945211549	1,945211549	109,7081403	2,12985E-25			
Residual	4797	85,05458007	0,017730786					
Total	4798	86,99979162						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	0,031930334	0,003587066	8,901518004	7,67634E-19	0,024898039	0,038962629	0,024898039	0,038962629
X Variable 1	-0,044499758	0,004248525	-10,47416537	2,12985E-25	-0,052828816	-0,0361707	-0,052828816	-0,0361707
			OK					

SUMMARY INPUT 2								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,286331138							
R Square	0,081985521							
Adjusted R Square	0,081794148							
Standard Error	31,55377274							
Observations	4799							
ANOVA								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	426540,2	426540,1662	428,4077783	3,14888E-91			
Residual	4797	4776088	995,6405739					
Total	4798	5202628						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	5,463431208	0,526433	10,37819928	5,71606E-25	4,431380212	6,495482205	4,431380212	6,495482205
X Variable 1	-0,163966968	0,007922	-20,69801387	3,14888E-91	-0,179497465	-0,14843647	-0,179497465	-0,14843647
			OK					

SUMMARY INPUT 3								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,108822862							
R Square	0,011842415							
Adjusted R Square	0,01163642							
Standard Error	1,611577576							
Observations	4799							
ANOVA								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	149,3090825	149,3090825	57,488873	4,05625E-14			
Residual	4797	12458,68342	2,597182284					
Total	4798	12607,9925						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	0,117230941	0,028024547	4,183152114	2,9263E-05	0,062289977	0,172171906	0,062289977	0,172171906
X Variable 1	-0,023640083	0,003117864	-7,582141716	4,05625E-14	-0,029752526	-0,017527641	-0,029752526	-0,017527641
			OK					

SUMMARY INPUT 4								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,200951							
R Square	0,040381							
Adjusted R Square	0,040181							
Standard Error	6,066942							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	7430,045361	7430,045361	201,8607205	6,60551E-45			
Residual	4797	176566,9294	36,80778183					
Total	4798	183996,9748						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	6,713985	0,480762669	13,96527861	1,78471E-43	5,771469292	7,656499948	5,771469292	7,656499948
X Variable 1	-0,08084	0,005689562	-14,20776972	6,60551E-45	-0,091990145	-0,069681841	-0,091990145	-0,069681841
			OK					

SUMMARY INPUT 5								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,109803742							
R Square	0,012056862							
Adjusted R Square	0,011850912							
Standard Error	1,62850198							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	155,2560871	155,2561	58,54260648	2,38931E-14			
Residual	4797	12721,7337	2,652019					
Total	4798	12876,98979						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	0,119443191	0,028324984	4,216885	2,52263E-05	0,063913231	0,17497315	0,063913231	0,17497315
X Variable 1	-0,024075015	0,00314652	-7,65131	2,38931E-14	-0,030243638	-0,017906392	-0,030243638	-0,017906392
			OK					

SUMMARY INPUT 6								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,293242338							
R Square	0,085991069							
Adjusted R Square	0,085800531							
Standard Error	218,4977551							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	21545996,51	21545996,51	451,3075788	8,56797E-96			
Residual	4797	229014867,2	47741,26897					
Total	4798	250560863,7						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	153,8616154	7,898451701	19,47997167	2,10816E-81	138,3770275	169,3462032	138,3770275	169,3462032
X Variable 1	-0,171984543	0,008095676	-21,24400101	8,56797E-96	-0,18785578	-0,156113305	-0,18785578	-0,156113305
			OK					

SUMMARY INPUT 7								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,288713648							
R Square	0,083355571							
Adjusted R Square	0,083164484							
Standard Error	212,9498661							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	19781452,94	19781452,94	436,2178619	8,68645E-93			
Residual	4797	217532655,2	45347,64545					
Total	4798	237314108,2						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	149,2216496	7,77620854	19,18951233	3,91348E-79	133,9767144	164,4665849	133,9767144	164,4665849
X Variable 1	-0,166707733	0,007981859	-20,88582921	8,68645E-93	-0,182355837	-0,15105963	-0,182355837	-0,15105963
			OK					

SUMMARY INPUT 8								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,291807528							
R Square	0,085151633							
Adjusted R Square	0,084960921							
Standard Error	212,6853235							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	20197081,97	20197081,97	446,4918992	7,78442E-95			
Residual	4797	216992519,7	45235,04684					
Total	4798	237189601,7						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	151,9664959	7,814886941	19,44577023	3,91327E-81	136,6457333	167,2872585	136,6457333	167,2872585
X Variable 1	-0,170164739	0,008053094	-21,13035492	7,78442E-95	-0,185952497	-0,154376981	-0,185952497	-0,154376981
			OK					

SUMMARY OUTPUT								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,293463171							
R Square	0,086120632							
Adjusted R Square	0,085930122							
Standard Error	209,7606505							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	19890060,25	19890060,25	452,0516477	6,09375E-96			
Residual	4797	211065747,7	43999,53048					
Total	4798	230955808						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	152,2953107	7,770695257	19,5986724	2,44601E-82	137,061184	167,5294373	137,061184	167,5294373
X Variable 1	-0,172027523	0,008091032	-21,26150624	6,09375E-96	-0,187889657	-0,15616539	-0,187889657	-0,15616539
			OK					

8.3 PRILOG 3: REZULTATI „DICKEY – FULLER“ TESTA – LETNJI REŽIM

SUMMARY INPUT 1								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,139455906							
R Square	0,01944795							
Adjusted R Square	0,01924354							
Standard Error	0,126269299							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	1,516940075	1,516940075	95,14213407	2,8504E-22			
Residual	4797	76,48305992	0,015943936					
Total	4798	78						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	0,027330063	0,003342611	8,176262993	3,71323E-16	0,020777013	0,033883113	0,020777013	0,033883113
X Variable 1	-0,038895899	0,003987653	-9,754082944	2,8504E-22	-0,046713528	-0,03107827	-0,046713528	-0,03107827
			OK					

SUMMARY INPUT 2								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,224409201							
R Square	0,05035949							
Adjusted R Square	0,050161524							
Standard Error	49,0580407							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	612226,6138	612226,6138	254,3851799	7,66517E-56			
Residual	4797	11544898,44	2406,691357					
Total	4798	12157125,05						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	10,65549772	0,976609195	10,91070796	2,14475E-27	8,740895783	12,57009965	8,740895783	12,57009965
X Variable 1	-0,100368198	0,006292891	-15,94945704	7,66517E-56	-0,112705151	-0,088031245	-0,112705151	-0,088031245
			OK					

SUMMARY INPUT 3								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,155810511							
R Square	0,024276915							
Adjusted R Square	0,024073513							
Standard Error	1,899462239							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	430,6237434	430,6237434	119,3539079	1,84109E-27			
Residual	4797	17307,36876	3,607956797					
Total	4798	17737,9925						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	1,075715194	0,102100525	10,5358439	1,12418E-25	0,875551338	1,275879051	0,875551338	1,275879051
X Variable 1	-0,0484165	0,004431748	-10,92492142	1,84109E-27	-0,057104759	-0,039728241	-0,057104759	-0,039728241
			OK					

SUMMARY INPUT 4								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,193713632							
R Square	0,037524971							
Adjusted R Square	0,03732433							
Standard Error	7,772025604							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	11297,15437	11297,15437	187,025411	8,54332E-42			
Residual	4797	289759,8204	60,40438199					
Total	4798	301056,9748						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	4,914618602	0,376313507	13,05990487	2,49698E-38	4,176871536	5,652365667	4,176871536	5,652365667
X Variable 1	-0,075066725	0,00548905	-13,67572342	8,54332E-42	-0,08582778	-0,06430567	-0,08582778	-0,06430567
			OK					

SUMMARY INPUT 5								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,274342798							
R Square	0,075263971							
Adjusted R Square	0,075071197							
Standard Error	20,03981509							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	156792,9344	156792,9344	390,426303	1,3052E-83			
Residual	4797	1926447,324	401,5941888					
Total	4798	2083240,258						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	24,08369196	1,254420629	19,19905605	3,29975E-79	21,6244522	26,54293172	21,6244522	26,54293172
X Variable 1	-0,149073296	0,007544498	-19,75920806	1,3052E-83	-0,163863972	-0,134282621	-0,163863972	-0,134282621
			OK					

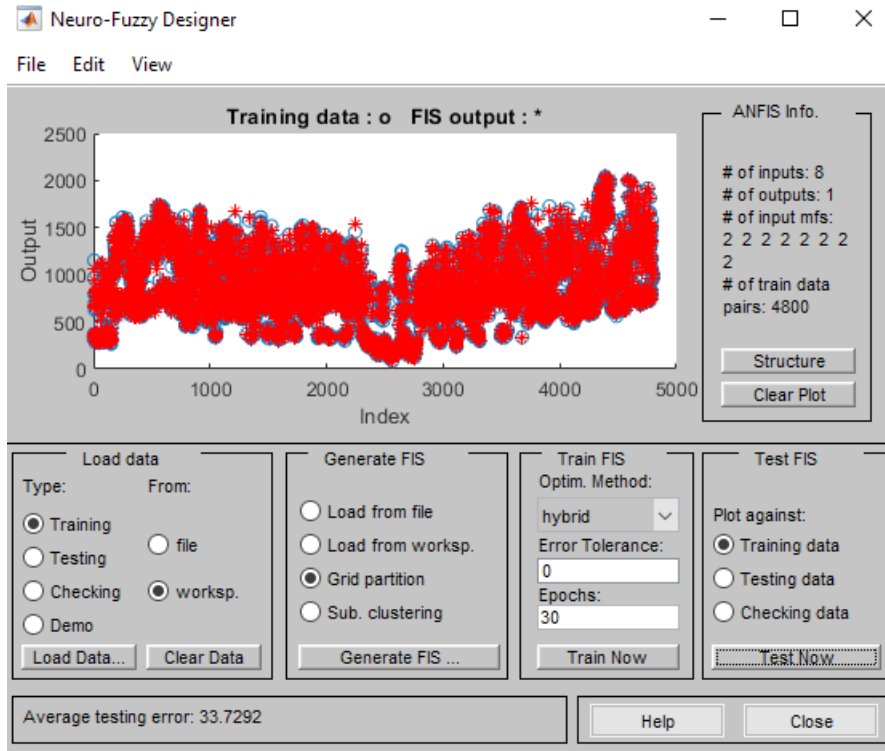
SUMMARY INPUT 6								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,274785762							
R Square	0,075507215							
Adjusted R Square	0,075314492							
Standard Error	20,13004965							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	158761,1862	158761,1862	391,7911694	6,93338E-84			
Residual	4797	1943835,058	405,2188989					
Total	4798	2102596,244						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	24,35573829	1,265502271	19,24590642	1,42679E-79	21,87477343	26,83670315	21,87477343	26,83670315
X Variable 1	-0,150109682	0,007583704	-19,7937154	6,93338E-84	-0,16497722	-0,135242144	-0,16497722	-0,135242144
			OK					

SUMMARY INPUT 7								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,283881075							
R Square	0,080588465							
Adjusted R Square	0,080396801							
Standard Error	20,66269691							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	179517,4464	179517,4464	420,4677115	1,21866E-89			
Residual	4797	2048064,968	426,9470436					
Total	4798	2227582,415						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	26,14279011	1,309878046	19,95818633	3,357E-85	23,57482838	28,71075184	23,57482838	28,71075184
X Variable 1	-0,160969893	0,007850157	-20,50530935	1,21866E-89	-0,176359801	-0,145579985	-0,176359801	-0,145579985
			OK					

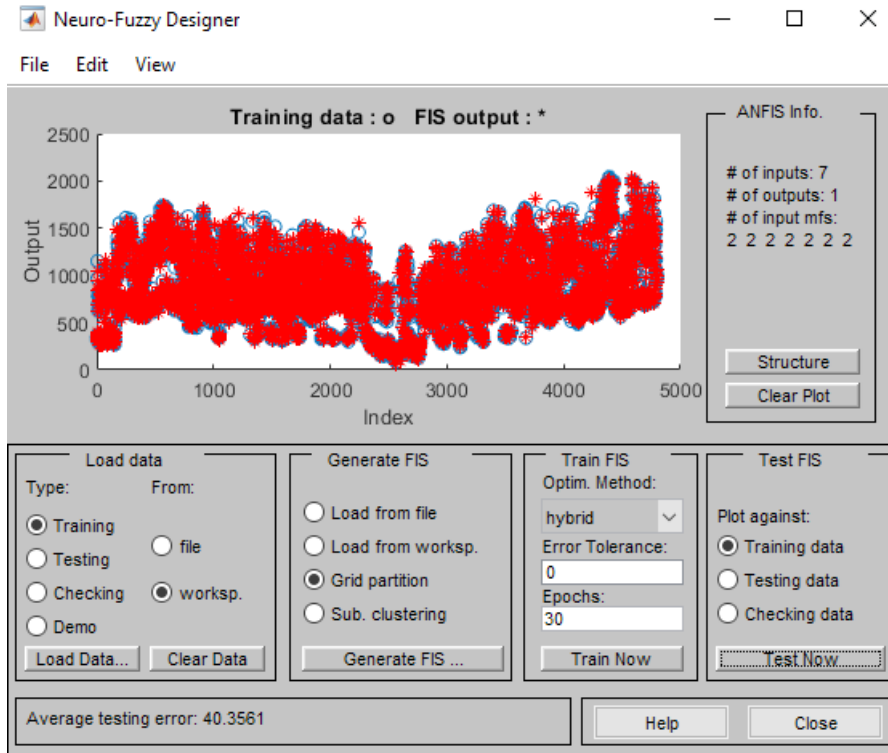
SUMMARY OUTPUT								
<i>Regression Statistics</i>								
Multiple R	0,278431541							
R Square	0,077524123							
Adjusted R Square	0,07733182							
Standard Error	19,48692183							
Observations	4799							
<i>ANOVA</i>								
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>			
Regression	1	153086,9069	153086,9069	403,1359813	3,63291E-86			
Residual	4797	1821613,368	379,7401225					
Total	4798	1974700,275						
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	25,1358954	1,283708868	19,58068222	3,39268E-82	22,61923726	27,65255354	22,61923726	27,65255354
X Variable 1	-0,154825493	0,007711106	-20,07824647	3,63291E-86	-0,169942798	-0,139708188	-0,169942798	-0,139708188
			OK					

8.4 PRILOG 4: DETALJI REZULTATA ANFIS MODELA ZIMSKOG REŽIMA U MATLAB OKRUŽENJU

Zimski model – podaci o vremenskoj prognozi uključeni (učenje)



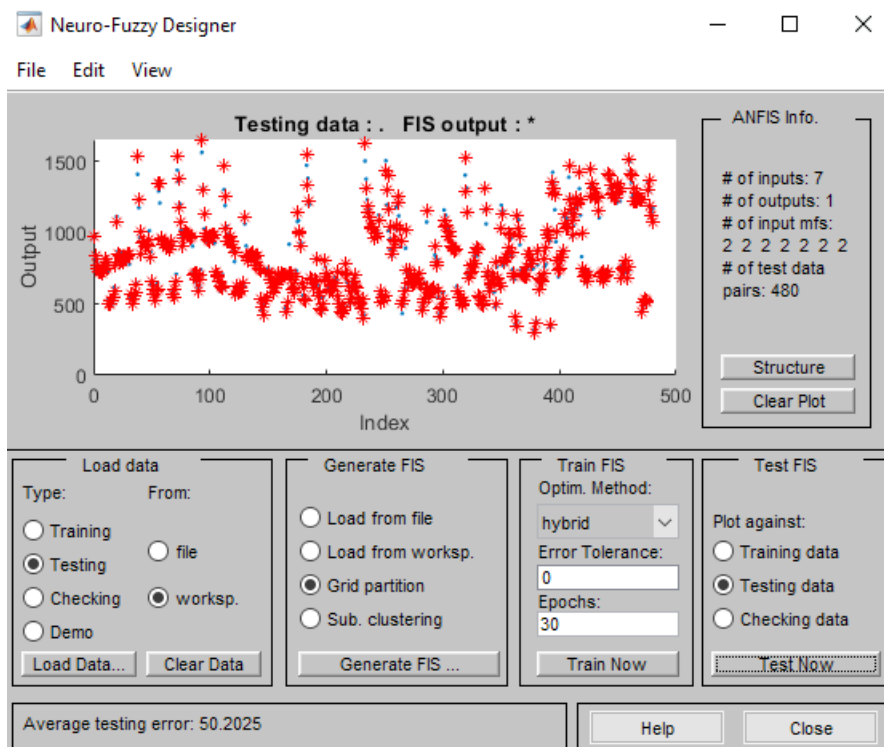
Zimski model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred) (učenje)



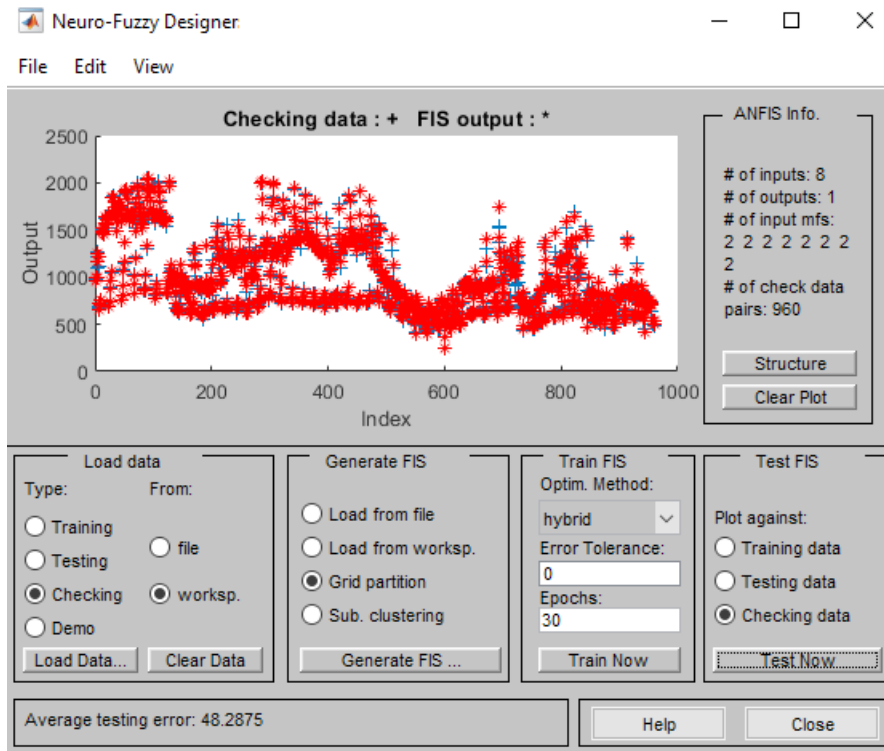
Zimski model – podaci o vremenskoj prognozi uključeni (testiranje)



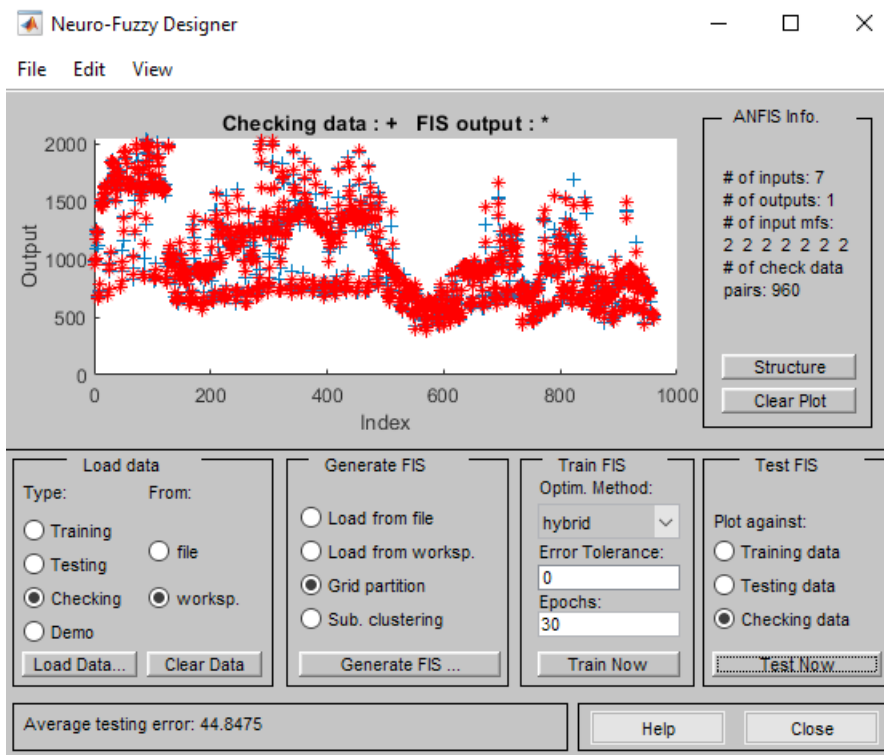
Zimski model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred) (testiranje)



Zimski model – podaci o vremenskoj prognozi uključeni (provera)

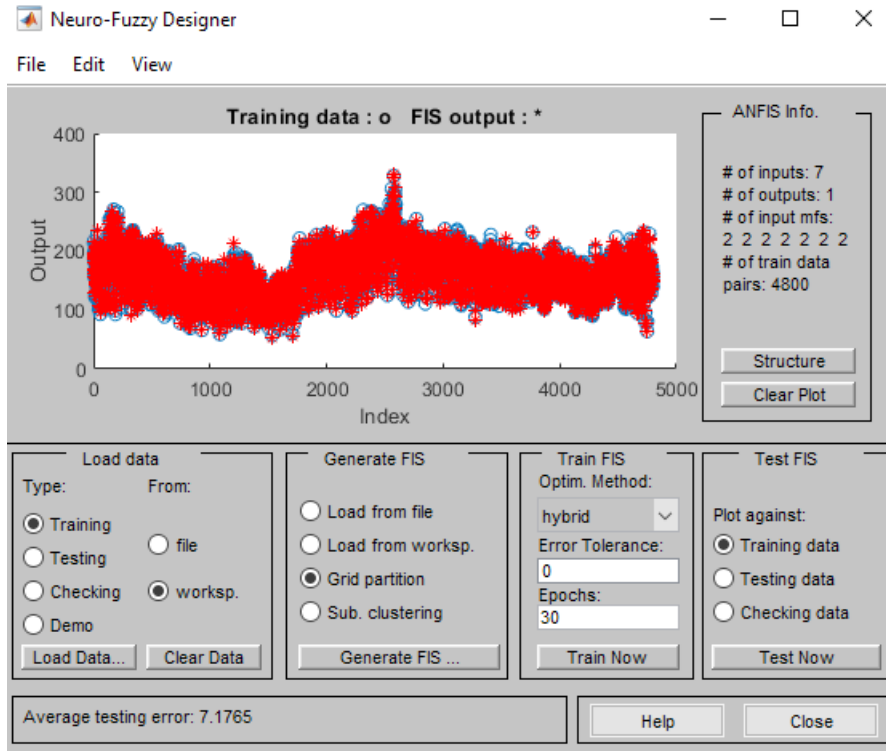


Zimski model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred) (provera)

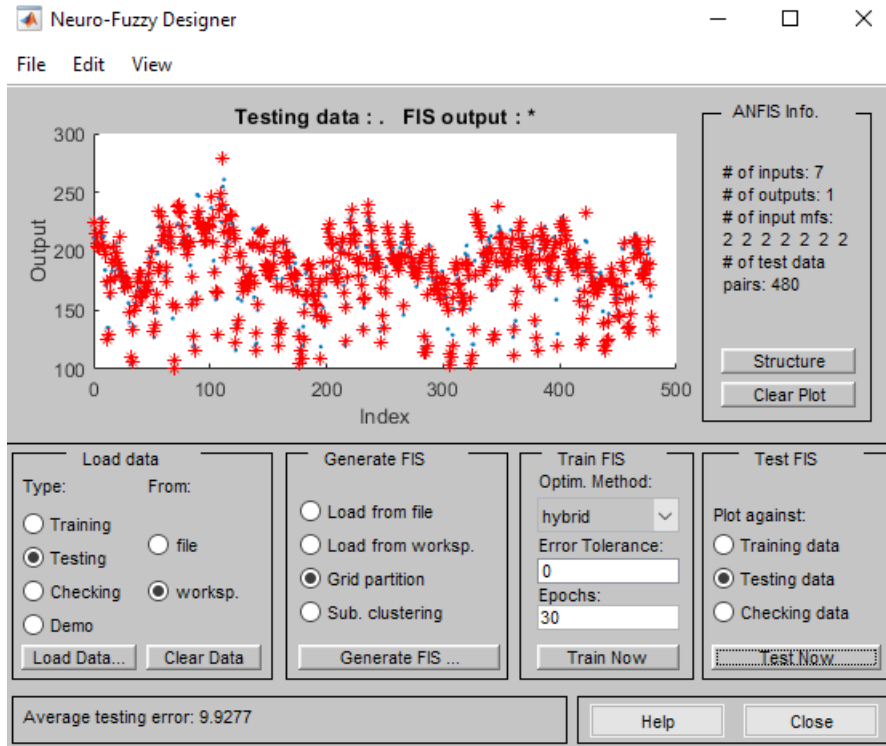


8.5 PRILOG 5: DETALJI REZULTATA ANFIS MODELA LETNJEG REŽIMA U MATLAB OKRUŽENJU

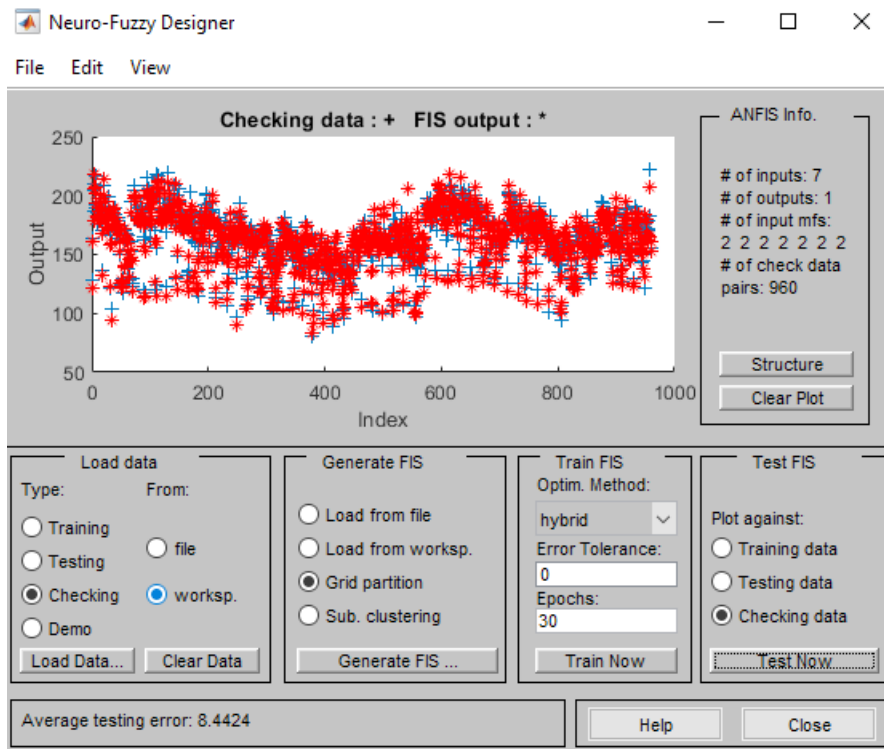
Letnji model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred) (učenje)



Letnji model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred) (testiranje)



Letnji model – bez podataka o vremenskoj prognozi (koriste se temperature vazduha za sat unapred)
(provera)



8.6 PRILOG 6: MIŠLJENJE O DOKTORSKOJ DISERTACIJI – DR KONSTANTIN SIMONOV, GENERALNI DIREKTOR FONDA ZA NACIONALNU ENERGETSKU SIGURNOST RUSKE FEDERACIJE (ORIGINAL RUSKI JEZIK)



ФОНД НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Отзыв на докторскую диссертацию Душана В.Баятовича «Модели энергоперехода и прогнозирования систем снабжения природным газом»

Работа Д.Баятовича представляется фундаментальным взглядом на текущее состояние энергетики, и в особенности газового рынка. Она выполнена по принципу научной дедукции и дает детальное описание всей энергетической «матрешки»: мы видим анализ мировой энергетики, потом изучаются отдельные региональные рынки, в том числе европейский, наконец, в работе представлен детальный разбор процессов, происходящих в энергетическом комплексе Республики Сербия. Работа содержит не только анализ нынешнего состояния и текущих событий, но и попытку выделить ключевые тенденции трансформации энергетических рынков, на их основе дать прогноз о пути эволюции мировой и европейской энергетики. Особое внимание уделяется роли природного газа в этих процессах. Работа выполнена на огромном эмпирическом материале, представленные выводы логически и фактически обоснованы.

Сегодня как никогда актуален честный и именно научный разговор о судьбе энергетики. К сожалению, научный анализ сегодня заменяется политическими лозунгами, под которые потом уже подгоняются нужные, заранее сделанные выводы. Особенно заметен такой подход при построении прогнозов. Прогнозы о будущем энергетики сегодня в подавляющем большинстве строятся не на основании реалий, а на базе искусственно сформулированной и весьма идеологизированной картине будущего, причем будущего зачастую безальтернативного. Это на самом деле то, чтобы было принято назвать *wishful thinking* – а именно прогнозирование без опоры на реальные факты.

Зачастую под благими лозунгами построения углеродно-нейтрального общества скрывается полный отказ от понимания экономики энергетики, а также технологии создания надежных для потребителя энергетических систем. Естественно, сегодня было бы странным отрицать необходимость решения климатических проблем. Однако слишком легковесно звучат прогнозы о том, что уже через 20-30 лет углеводороды перестанут быть товаром, они не будут использоваться в мировой энергетике и будут полностью заменены возобновляемыми видами энергии. Мне как российскому исследователю удивительно читать энергетические прогнозы европейских коллег, которые все больше напоминают мне экономические и политические прогнозы, которые делались в СССР. Последние исходили не из научного анализа мировой экономики, а из тезиса о неизбежности победы коммунистической формации. И уже потом, на основании этого предположения, «научно» доказывалось, как именно и в какие сроки это произойдет. И вот уже 30 лет как не существует самого СССР, не говоря уже о судьбе прогнозов о неизбежной победе коммунистической идеологии в планетарном масштабе.

Работа Баятовича ценна прежде всего обилием расчетов и описанием энергетической реальности, основанном строго на цифрах. Которые в том числе показывают, что если мы хотим в процессе энергетического перехода сохранить надежность энергетических систем, а также задумываемся о стоимости энергии и тепла для конечных потребителей, то по крайней мере не стоит забывать про особую роль природного газа в энергетике. Природный газ – самое благоприятное для экологии ископаемое топливо, которое к тому же может служить основой для производства водорода, популярность которого нарастает в ЕС.

Традиционная энергетика на самом деле не утратила своего потенциала роста, о чем убедительно говорит работа Баятовича. Ее отличают стабильность энергоснабжения, надежность поставок энергоносителей, доступность цен. Сюда можно добавить и реальную способность отвечать на современные экологические и климатические выводы, соответствовать всем требованиям по выбросам парниковых газов.

Позволю сделать вывод о том, что есть две уже устоявшихся и сформировавшихся ценности традиционных энергоносителей. Первая – это надежность и непрерывность поставок в требуемых объемах. Что наглядно показала только что прошедшая зима – после нескольких теплых лет в Европе

2

вернулись морозы, и закрыть энергобаланс без роста спроса на природный газ оказалось невозможным. А нужный объем предложения обеспечили прежде всего газопроводы и подземные хранилища газа – то есть традиционная энергетика. Вторая - относительная дешевизна для покупателя. К ней можно добавить третью, сформировав своеобразную «триаду комфортного потребления» - это минимизация воздействия на окружающую среду. Природный газ, которому отведена значительная часть диссертации Баятовича, обладает всеми возможностями, чтобы полностью соответствовать этой триаде.

Исследование Баятовича фактически является энциклопедией современного рынка газа. Он описан во всех деталях и со стороны спроса, и со стороны предложения, показаны новации в сфере ценообразования, описаны модели долгосрочных и краткосрочных контрактов, трансформация биржевой торговли, роль СПГ в создании глобального газового рынка.

Полностью согласен с автором, что в ближайшее время доля природного газа в энергобалансе большинства стран мира будет расти. Это касается даже одержимой зеленой энергетикой Европы. Ей невозможно осуществить отказ от угольной генерации и атомной энергии, не увеличивая при этом потребление газа. Развитие ВИЭ просто не будет покрывать возникающего дефицита мощности. Не случайно в диссертации говорится о возможности роста импорта газа Европейским союзом на 100 млрд кубометров к 2040 году.

Особенно важен природный газ для энергетики Сербии, и это убедительно объясняется в работе Баятовича. Прежде всего это связано с высокой долей угля в энергобалансе Сербии. Это важный вопрос с учетом нежелания ЕС рассматривать даже варианты модернизации угольных станций, хотя сегодня уже созданы современные технологии улавливания вредных выбросов. Поэтому по политическим мотивам уголь откажется под жестким давлением европейских регуляторов, это неизбежно. Взгляд экономиста четко показывает, что если уголь замещать исключительно зеленой энергией, это приведет к банальному росту стоимости электроэнергии (и это даже оставляя за скобками технические аспекты, такие как необходимость надежного функционирования энергетических сетей, объединяющих большое количество генераторов мелкой и средней мощности с резкими колебаниями в выработке электроэнергии). Особой становится роль газа при пиковых нагрузках –

например, в зимний период, когда проблемы с «зеленой» генерацией становятся более очевидными.

Работа показывает перспективные направления развития газовой отрасли. Это прежде всего решения по снижению выбросов парниковых газов как при добыче газа, так и при его транспортировке, в том числе новые системы улавливания парниковых газов, а также технологии производства водорода и метановодородных смесей.

Еще один из выводов диссертации, с которым я полностью согласен, является необходимость принятия решений в области развития энергетики на основании экономических расчетов. Этот момент принципиален. Увы, сегодня экономика зачастую вытесняется политикой. Это напрямую касается поставок российского газа. Возьмите ситуацию с газопроводом «Северный поток-2», в котором многие европейцы отказываются увидеть коммерческий смысл, хотя он довольно очевиден – этот маршрут банально на 1800 км. короче старого маршрута от Нового Уренгоя через Украину. Естественно, это дает огромную экономию на себестоимости транспортировки, что отказываются признавать европейские политики. Россия как поставщик вовсе не настаивает на каких-то особых условиях для себя. Очевидно, что это прерогатива европейцев развивать и поставки СПГ, и строить газопроводы из других стран. Россия не мешает этому, это очевидное суверенное право ЕС. Однако довольно странно, когда российский газ пытаются убрать из честной коммерческой конкуренции. Даже во времена СССР, когда Советский Союз и Западная Европа были антагонистическими идеологическими противниками, мы не наблюдали такой дискриминации российских поставок.

В диссертации Баятовича приятно наблюдать именно экономически обоснованный анализ, лишенный политических лозунгов, которые, на мой взгляд, недопустимы в подлинно научных работах. «У газопроводов нет серьезной альтернативы. Для Республики Сербии, континентальной страны, это особенно характерно», - пишет автор. При этом в работе говорится и о возможности получения СПГ- например, через терминал на о.Крк в Хорватии или СПГ-терминал в Александрополе на севере Греции. Но совершенно справедлив вывод о том, что решение о СПГ-терминалах должны быть экономически мотивированными, а не политически обоснованными. Опыт последних лет показывает, что Европа обросла избыточной инфраструктурой по приему СПГ, загрузка которой пока находится на весьма низком уровне,

4

даже несмотря на рост поставок сжиженного газа в последние годы. Кроме того, только сейчас в ЕС стали задумываться об объеме выбросов парниковых газов, которые образуются при сжижении газа. Оказалось, что СПГ проигрывает трубопроводным поставкам с точки зрения влияния на климат. Это уже привело к отказу ряда европейских компаний от контрактов с американскими производителями СПГ - можно привести соответствующее решение французской Engie не подписывать осенью 2020 года контракт с американской NextDecade на импорт сжиженного природного газа.

«Что касается СПГ, то он все еще не является конкурентоспособным на рынке Республики Сербия», - справедливо полагает автор. Это вопрос коммерческий, и он должен решаться на основе экономической конкуренции со стороны различных поставщиков, которые должны иметь возможность бороться за европейский рынок. При этом потребитель должен иметь гарантии поставок в пиковые периоды, чего зачастую не обеспечивают поставщики сжиженного газа.

Безусловно, это право Сербии использовать и другие источники газа. Но было бы правильно дать возможность России предложить более выгодные условия поставок. Что в том числе достигается и через создание новой инфраструктуры, которая полностью соответствует европейским регуляторным правилам. В конце концов Европа декларирует приверженность честной конкуренции – вот ее бы и хотелось вернуть на европейский рынок газа. Отрадно, что все же идет развитие проекта «Турецкий поток», что Сербия получила возможность получать газ по новому маршруту. Я не так уверен, как автор, что украинский маршрут сохранится в качестве полноценного после завершения пятилетнего контракта, но принципиально важна сама возможность развития новой инфраструктуры, позволяющей снижать себестоимость поставок потребителям в Европе. Ведь европейская диверсификация задумывалась именно как предпосылка для снижения цен для потребителей. Значит, российский трубопроводный газ должен иметь возможность конкурировать с СПГ. Трубопроводы часто спешат похоронить, хотя сегодня в мировой торговле газом поставки по трубопроводам в 1,6 раза превышают межстрановую торговлю СПГ. Аналогичным образом говорится о скором отмирании долгосрочных контрактов, и именно в развитии СПГ-бизнеса часто видится основной драйвер спотового рынка. Но, скажем, сегодня для получения кредитов для строительства нового СПГ-завода вам нужно будет предоставить

5

банкам твердые обязательства по сбыту вашего газа – то есть те же самые долгосрочные контракты.

В работе мы видим подробный анализ темпов газификации Сербии, детальный прогноз развития инфраструктуры, спроса на газ. По сути, это полноценная Энергетическая стратегия Сербии, лишенная политической демагогии и построенная на экономикоцентричном подходе, который зачастую сегодня игнорируется в Европе.

Между тем, это может создать серьезные проблемы в будущем. Скажем, сегодня абсолютный хедлайнер в энергетических дискуссиях в Европе - это водород. При этом еще нет даже сформированного рынка водорода, а также четкого понимания его конкурентоспособности. Зато уже есть цветовая дифференциация водорода в зависимости от типа его производства. Проблема только в том, что себестоимость производства зеленого водорода крайне велика. Но по политическим мотивам обсуждение перспектив производства голубого или бирюзового водорода ведется весьма избирательно. Но ведь Парижское соглашение ставит целью не дискриминацию газа, а сокращение выбросов парниковых газов. Эта цель вообще-то достигается при производстве голубого водорода, что могло бы иметь и климатический, и экономический эффект.

В работе представлен интересный разбор современных методик прогнозирования спроса на газ и цен на это т товар. Я впервые встречаю столь детальный анализ прогнозирования потребления газа. Но мы видим, что даже с точки зрения спроса пока возможно только краткосрочное прогнозирование. Слишком сложным и многофакторным оказывается процесс. Да и сами переменные вроде погоды склонны к невысокой предсказуемости. На фоне этой диссертации удивительнее читать уверенные прогнозы ряда экспертов о том, какой будет мировая энергетика через 100 лет вперед. Собственно, приятно, что Баятович избежал этого соблазна менторства. Все его выводы подкреплены цифрами и расчетами, что делает исследование законченным и фундаментальным. А другим европейским экспертам следует обратить внимание: если потребление газа мы можем прогнозировать только на несколько часов вперед, ты выдавать безальтернативные прогнозы на десятилетия просто ненаучно. Возможно, в будущих исследованиях Баятович обратит внимание на низкое качество прогнозов о развитии мирового рынка энергетики, которые мы читали в последние 10-15 лет.

Понятна осторожность автора при оценке последствий применения Третьего энергетического пакета в Европейском Союзе. Баятович не только ученый, но и крупный практик, прекрасно понимающий, что на самом деле происходит на европейском рынке газа. При этом Сербия уже взяла на себя определенные обязательства по имплементации европейского законодательства. Однако в самом ЕС нет честных исследований относительно того, какие проблемы выявило применение Третьего энергопакета. Например, что при разделении газовых компаний забыли по сегмент хранения газа. И что никто не несет функцию гарантирующего поставщика в период пиковых нагрузок. Считается, что это должен сделать спотовый рынок. Однако, как мы видим, далеко не все решения в европейской энергетике принимаются на основе рыночных законов.

Сегодня многие европейские страны стоят перед выбором своей энергетической стратегии. Если в их основу лягут только политизированные благие пожелания, это может привести к печальным экономическим последствиям. Было бы гораздо лучше, если бы целеполагание велось на базе полноценных и качественных научных изысканий, примером которых и является диссертация Баятовича. Тогда государства Европы смогут избежать многих ошибок. Современная наука вполне могла бы помочь повысить эффективность традиционной энергетики, в том числе и с точки зрения выполнения задач в области климатической политики.

Диссертация Баятовича представляется полноценным масштабным научным исследованием, которое может иметь большое практическое значение при планировании дальнейших изменений в энергетике Сербии. Выявленные закономерности развития газового рынка и энергетики в целом, представленные прогностические модели имеют большую как научную, так и практическую ценность.

Константин Симонов, генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности



8.7 PRILOG 7: MIŠLJENJE O DOKTORSKOJ DISERTACIJI – DR KONSTANTIN SIMONOV, GENERALNI DIREKTOR FONDA ZA NACIONALNU ENERGETSKU SIGURNOST RUSKE FEDERACIJE (PREVOD NA SRPSKI JEZIK)

Rad D. Bajatovića predstavlja fundamentalni pogled na trenutno stanje u energetici, a posebno situacije na tržištu gasa. Disertacija je izrađena na principu naučne dedukcije i u njoj je predstavljen detaljan opis celokupne energetske „matrjoške“. Prikazana je analiza svetske energetike, zatim se proučavaju pojedinačna regionalna tržišta, uključujući i evropsko, i na kraju, u radu je predstavljena detaljna analiza procesa koji se odvijaju u energetskom kompleksu Republike Srbije. Osim analize trenutnog stanja i trenutnih događaja, autor se, takođe, potrudio da u svom radu istakne ključne trendove u transformaciji energetske tržišta i da na osnovu njih da prognozu puta evolucije svetske i evropske energetike. Posebna pažnja je posvećena ulozi prirodnog gasa u ovim procesima. Rad je obuhvatio ogroman empirijski materijal, izneti zaključci su logički i činjenično potkrepljeni.

U današnje vreme je, kao nikada pre, aktualan iskren i, upravo, naučni razgovor o sudbini energetskog sektora. Nažalost, naučna analiza se danas zamenjuje političkim parolama, kojima se zatim naknadno prilagođavaju potrebni, unapred izvedeni, zaključci. Takav pristup posebno je primetan prilikom izrade prognoza. Ogromna većina prognoza koje se tiču budućnosti energetike ne zasnivaju se na činjenicama, već se izvode na osnovu veštački formulisane i veoma ideologizovane slike budućnosti, pri čemu je ta budućnost često bezalternativna. U stvari, to je ono što se obično naziva „wishful thinking“ - predviđanje bez oslanjanja na stvarne činjenice.

Često se pod dobronamernim parolama o formiranju ugljenički neutralnog društva skriva potpuno odbijanje razumevanja ekonomije energije, kao i tehnologije stvaranja energetske sistema koji su pouzdani za potrošača. Naravno, danas bi bilo čudno negirati potrebu za rešenjem klimatskih problema. Ipak, previše površno zvuče prognoze da će već za 20-30 godina ugljovodonici prestati da budu roba, da se neće koristiti u svetskoj energetici i da će u potpunosti biti zamenjeni obnovljivim izvorima energije. Kao ruskog istraživača, iznenađuje me kada čitam energetske prognoze evropskih kolega koje me sve više podsećaju na ekonomske i političke prognoze koje su postojale za vreme SSSR-a. One nisu bile osnovane na naučnim analizama svetske ekonomije, već su polazile od teze o neizbežnoj pobedi komunističke formacije. I tek kasnije, na osnovu ove pretpostavke, „naučno“ je dokazano kako će se tačno i u kom roku to dogoditi. I eto, prošlo je već 30 godina od kako SSSR ne postoji, a da ne govorimo o sudbini prognoza koje su se ticale sigurne pobe komunističke ideologije na planetarnom nivou.

Rad Bajatovića je vredan, pre svega, zbog obilja proračuna i opisa energetske realnosti koji je zasnovan isključivo na brojevima, a oni, između ostalog, pokazuju da, ako želimo da tokom procesa energetske tranzicije sačuvamo pouzdanost energetske sistema, a takođe, da razmišljamo o ceni energije i toplote za krajnje potrošače, onda bar ne treba da zaboravimo posebnu ulogu prirodnog gasa u energetici. Prirodni gas je ekološki najprihvatljivije fosilno gorivo koje takođe može poslužiti kao osnova za proizvodnju vodonika, čija popularnost u EU raste.

Tradicionalna energetika, zapravo, nije izgubila svoj potencijal rasta, o čemu ubedljivo svedoči Bajatovićeve disertacija. Nju odlikuje stabilnost snabdevanja ener-

gijom, pouzdanost isporuka energenata i pristupačnost cena. Ovome se može dodati i stvarna sposobnost da se odgovori na savremene ekološke i klimatske zaključke i da se ispune svi zahtevi u vezi sa emisijom gasova sa efektom staklene bašte.

Usudiću se da zaključim da postoje dve već uspostavljene i formirane vrednosti tradicionalnih energenata. Prva je pouzdanost i kontinuitet isporuka u zahtevanim količinama. To je jasno pokazala poslednja zima– posle nekoliko toplih godina u Evropu su se vratili mrazevi i ispostavilo se da je nemoguće zatvoriti energetske bilans bez povećanja potražnje za prirodnim gasom. Pri tome su potreban obim ponude obezbedili pre svega gasovodi i podzemna skladišta gasa, odnosno tradicionalna energetika. Druga je – relativna pristupačnost za kupca. Može joj se dodati i treća vrednost, sa kojom se formira neka vrsta „trijade komforne potrošnje“, a to je minimiziranje uticaja na životnu sredinu. Prirodni gas, kome je posvećen značajan deo Bajatovićeve disertacije, ima sve mogućnosti da u potpunosti odgovara ovoj „trijadi“.

Bajatovićevo istraživanje faktički predstavlja enciklopediju savremenog tržišta gasa. Tržište je opisano sa svim detaljima kako sa aspekta potražnje, tako i sa aspekta ponude, predstavljene su inovacije u sferi formiranja cena, opisani su modeli dugoročnih i kratkoročnih ugovora, transformacija berzanske trgovine i uloga TPG-a u formiranju globalnog tržišta gasa.

U potpunosti se slažem sa autorom da će u bliskoj budućnosti udeo prirodnog gasa u energetskom bilansu većine zemalja sveta rasti. To se odnosi čak i na Evropu, koja je fokusirana na zelenu energetiku. Ona ne može da izbaciti upotrebu uglja i nuklearne energije, a da pri tom ne dođe do povećanja potrošnje gasa. Razvoj obnovljivih izvora energije jednostavno neće pokriti nastali deficit kapaciteta. Nije slučajno što se u disertaciji govori o mogućnosti povećanja uvoza gasa od strane Evropske unije za 100 milijardi kubnih metara do 2040. godine.

Prirodni gas je posebno važan za energetiku u Srbiji, a to je uverljivo objašnjeno u Bajatovićevoj disertaciji. To je, pre svega, vezano za veliki udeo uglja u energetskom bilansu Srbije. Ovo je važno pitanje, s obzirom na to da EU nije spremna da razmatra čak i opcije modernizacije postrojenja za proizvodnju uglja, iako su danas već stvorene moderne tehnologije za sakupljanje štetnih emisija. Zbog toga će se, iz političkih razloga, ugalj naći pod jakim pritiskom evropskih regulatora, to je neizbežno. Ekonomsko gledište jasno pokazuje da, ako se ugalj zameni isključivo zelenom energijom, to će dovesti do povećanja cene električne energije (a ovo čak izostavljajući tehničke aspekte, poput potrebe za pouzdanim funkcionisanjem energetskih mreža koje objedinjuju veliki broj malih i srednjih generatora sa velikim fluktuacijama u proizvodnji električne energije). Uloga gasa postaje posebna pri maksimalnim opterećenjima – na primer, u zimskom periodu, kada problemi sa „zelenom“ proizvodnjom postaju očigledniji.

Disertacija pokazuje perspektivne pravce za razvoj gasnog sektora. To su, pre svega, rešenja za smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte kako tokom proizvodnje gasa, tako i tokom njegovog transporta, uključujući nove sisteme za sakupljanje gasova sa efektom staklene bašte, kao i tehnologije za proizvodnju vodonika i smeša metana i vodonika.

Još jedan od zaključaka disertacije, sa kojim se u potpunosti slažem, jeste to da je odluka u oblasti razvoja energetike neophodno donositi na osnovu ekonomskih

proračuna. Ovo je od suštinske važnosti. Nažalost, ekonomiju danas često potiskuje politika. To se direktno odnosi na isporuke ruskog gasa. Uzmimo situaciju sa gasovodom „Severni tok 2“, u kojem mnogi Evropljani odbijaju da vide komercijalni smisao, iako je on sasvim očigledan – ova trasa je otprilike za 1800 km kraća od stare trase, od Novog Urengoja preko Ukrajine. To, naravno, omogućava ogromne uštede u ceni transporta, a što evropski političari odbijaju da priznaju. Rusija, kao dobavljač, uopšte ne insistira ni na kakvim posebnim uslovima za sebe. Očigledno je da se radi o privilegijama Evropljana da razvijaju i isporuke TPG-a, kao i da grade gasovode iz drugih zemalja. Rusija ne stoji tome na putu, to je očigledno suvereno pravo EU. Međutim, prilično je neobično kada pokušavaju da uklone ruski gas iz poštene komercijalne konkurencije. Čak i u doba SSSR-a, kada su Sovjetski Savez i Zapadna Evropa bili antagonistički ideološki protivnici, nije bilo takve diskriminacije ruskih isporuka.

U Bajatovićevoj disertaciji je prijatno bilo susresti se sa ekonomski opravdanom analizom, lišenom političkih parola, koje su, po mom mišljenju, nedopustive u istinski naučnim radovima. „Gasovodi nemaju ozbiljnu alternativu. Ovo je naročito izraženo za Republiku Srbiju koja je kontinentalna zemlja“, piše autor. Pri tome se u radu pominje i mogućnost dobijanja TPG-a, na primer, preko terminala na ostrvu Krku u Hrvatskoj ili TPG terminala Aleksandropolis na severu Grčke. Ali sasvim je ispravan zaključak da odluka o TPG terminalima treba da bude ekonomski motivisana, a ne politički nametnuta. Iskustvo poslednjih godina pokazuje da je Evropa pretrpana suvišnom infrastrukturom za prijem TPG-a, čije je opterećenje i dalje na vrlo niskom nivou, čak i uprkos rastu snabdevanja tečnim gasom tokom poslednjih godina. Osim toga, EU je tek sada počela da razmišlja o količini emisije gasova sa efektom staklene bašte koje nastaju prilikom utečnjavanja gasa. Ispostavilo se da TPG gubi u odnosu na snabdevanje cevovodima, u smislu uticaja na klimu. To je već dovelo do toga da je niz evropskih kompanija odbilo da potpiše ugovor sa američkim proizvođačima TPG-a, kao što je, na primer, odluka francuske kompanije „Engie“ da u jesen 2020. godine ne potpiše ugovor sa američkom kompanijom „NextDecade“ za uvoz tečnog prirodnog gasa.

„Što se tiče TPG-a, on još uvek tržišno nije konkurentan za Republiku Srbiju“, s pravom konstatuje autor. Ovo je komercijalno pitanje i ono treba da se rešava na osnovu ekonomske konkurencije od strane različitih dobavljača koji moraju imati mogućnost da se takmiče za evropsko tržište. Pri tome, potrošač treba da dobije garancije za snabdevanje tokom perioda najvećeg opterećenja, što često dobavljači tečnog gasa ne obezbeđuju.

Naravno, Srbija ima pravo da koristi i druge izvore gasa. Ipak, bilo bi ispravno pružiti Rusiji mogućnost da ponudi povoljnije uslove isporuke. To se, između ostalog, postiže izgradnjom nove infrastrukture koja u potpunosti odgovara evropskim regulatornim pravilima. Na kraju, Evropa propagira kako treba da postoji poštena konkurencija – to je upravo ono što bismo želeli da se vrati na evropsko tržište gasa. Raduje me to što se projekat „Balkanski tok“ ipak razvija i što je Srbija dobila priliku da gas dobija novom trasom. Nisam sasvim siguran u to, kao ni sam autor, da će ukrajinska trasa ostati kompletna nakon isteka petogodišnjeg ugovora, ali je suštinski važna sama mogućnost razvoja nove infrastrukture koja će uticati na smanjenje troškova isporuke za potrošače u Evropi. Na kraju krajeva, evropska diversifikacija i jeste zamišljena kao preduslov za niže cene za potrošače. Dakle, ruski gas iz ce-

vovoda treba da ima mogućnost da bude konkurentan TPG-u. Često se žuri da se cevovodi zatvore, iako su danas u globalnoj trgovini gasom isporuke cevovodima 1,6 puta veće od međudržavne trgovine TPG-om. Na isti način se govori i o skorom ukidanju dugoročnih ugovora, a upravo se u razvoju biznisa sa TPG-om često vidi glavni pokretač SPOT tržišta. Međutim, recimo ovako, danas da biste dobili kredite za izgradnju novog postrojenja za TPG, morate da dostavite bankama čvrste garancije za prodaju vašeg gasa – to jest, iste te dugoročne ugovore.

U disertaciji vidimo detaljnu analizu tempa gasifikacije Srbije, detaljnu prognozu razvoja infrastrukture i potražnje za gasom. U suštini, ovo je kompletna energetska strategija Srbije, lišena političke demagogije i zasnovana na ekonomski usmerenom pristupu koji se danas u Evropi često zanemaruje.

Međutim, ovo bi moglo stvoriti ozbiljne probleme u budućnosti. Recimo da je danas apsolutno glavna tema u energetske diskusijama u Evropi – vodonik. Pri tome, ne postoji čak ni formirano tržište vodonika, kao ni jasno razumevanje njegove konkurentnosti. Međutim, zato već postoji diferencijacija boja vodonika u zavisnosti od vrste njegove proizvodnje. Jedini problem je što su troškovi proizvodnje zelenog vodonika izuzetno visoki. Iz političkih razloga, rasprava o izgledima za proizvodnju plavog ili tirkiznog vodonika vodi se veoma selektivno. Pariski sporazum nema za cilj diskriminaciju gasa, već smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte. Ovaj cilj se zapravo postiže u proizvodnji plavog vodonika, koji bi mogao imati i klimatski i ekonomski efekat.

U disertaciji je predstavljena zanimljiva analiza savremenih metoda predviđanja potražnje za gasom i cena za ovu robu. Prvi put se susrećem sa tako detaljnom analizom predviđanja potrošnje gasa. Ipak, vidimo da je čak i sa stanovišta potražnje za sada moguće samo kratkoročno predviđanje. Pokazalo se da je proces previše složen i višefaktorski. Pa i same promenljivosti, poput vremenskih prilika, sklone su niskoj predvidljivosti. U svetlu ove disertacije zanimljivo je čitati sigurna predviđanja brojnih stručnjaka o tome kakva će biti svetska energetika za narednih 100 godina. U stvari, odlično je što Bajatović nije podlegao ovom iskušenju mentorstva. Svi njegovi zaključci potkrepljeni su brojevima i proračunima, što čini studiju potpunom i temeljnom. Drugi evropski stručnjaci treba da obrate pažnju na sledeće: ako možemo predviđati potrošnju gasa samo nekoliko sati unapred, onda je zaista nenaučno davati bezalternativne prognoze za više decenija. Možda će u budućim studijama Bajatović obratiti pažnju na nizak kvalitet prognoza u vezi sa razvojem svetskog tržišta energetike, sa kojima smo se sretali tokom proteklih 10-15 godina.

Razumljiv je oprez autora prilikom procene posledica primene Trećeg energetskog paketa u Evropskoj uniji. Bajatović nije samo naučnik, već je i istaknuti praktičar koji savršeno razume šta se zaista događa na evropskom tržištu gasa. Pri tome, Srbija je već preuzela određene obaveze vezane za implementaciju evropskog zakonodavstva. Međutim, u samoj EU ne postoji pošteno istraživanje o tome koje probleme je otkrila primena Trećeg energetskog paketa. Kao, na primer, to da se prilikom podele gasnih kompanija zaboravilo na segment skladištenja gasa i da niko nema funkciju dobavljača koji pruža garancije tokom perioda najvećeg opterećenja. Smatra se da to treba da obavi SPOT tržište. Međutim, kako vidimo, ne donose se sve odluke u evropskoj energetici na osnovu tržišnih zakona.

Danas su mnoge evropske zemlje suočene sa izborom energetske strategije za sebe. Ako se on zasniva samo na politizovanim dobrim namerama, to može dovesti

do žalosnih ekonomskih posledica. Bilo bi mnogo bolje da se postavljanje ciljeva vrši na osnovu kompletnih i kvalitetnih naučnih istraživanja, kakva je disertacija Dušana Bajatovića. Tada bi evropske države mogle da izbegnu mnoge greške. Savremena nauka bi mogla da pomogne u povećanju efikasnosti tradicionalne energetike, između ostalog, i sa aspekta izvršenja zadataka u oblasti klimatske politike.

Bajatovićeva disertacija kompletna je naučna studija velikog obima koja može biti od velikog praktičnog značaja prilikom planiranja daljih promena u energetici Srbije. Otkriveni obrasci razvoja tržišta gasa i energetike u celini, kao i predstavljeni modeli predviđanja imaju veliku kako naučnu, tako i praktičnu vrednost.

Dr Konstantin Simonov,
Generalni direktor Fonda za nacionalnu energetsku sigurnost
Ruske federacije

8.8 PRILOG 8: BIOGRAFIJA I BIBLIOGRAFIJA




BIOGRAFIJA I BIBLIOGRAFIJA	
Ime i prezime:	DUŠAN BAJATOVIĆ
Datum i mesto rođenja:	29. 11. 1967. RAVNO SELO, VRBAS
Datum, mesto završetka studija, naziv fakulteta na kome je kandidat stekao diplomu	OSNOVNE Novi Sad, Fakultet tehničkih nauka - Elektrotehnika, 1988–1993. i Zaječar, Fakultet za menadžment, 1999–2003.
	MASTER Novi Sad, Fakultet tehničkih nauka, 1. 7. 2017.
	DOKTORSKE Novi Sad, Fakultet tehničkih nauka, 2017–2021.
Sadašnje zaposlenje, profesionalni status, ustanova ili preduzeće:	<p>Generalni direktor JP Srbijagas – 2009 – do danas Direktor Gastrans i južni tok DOO – 2011 – do danas Predsednik Nadzornog odbora PSG Banatski Dvor Predsednik Nadzornog odbora osiguravajuće kuće Sogaz Zamenik predsednika Nadzornog odbora Jugorosgaz Zamenik Predsednika Upravnog odbora kompanije „South Stream Serbia AG Zug“ Narodni poslanik u Skupštini Republike Srbije – 2006 – do danas Predsednik Saveta Centra Ruskog Geografskog Društva u Srbiji – 2017 – do danas</p>
KRETANJE U POSLU: Ustanova, fakultet, univerzitet ili firma, trajanje zaposlenja i funkcija (navesti sva)	<p>Generalni direktor JP Srbijagas – 2009 – do danas Direktor Gastrans i južni tok DOO – 2011 – do danas Predsednik Nadzornog odbora PSG Banatski Dvor Predsednik Nadzornog odbora osiguravajuće kuće Sogaz Zamenik predsednika Nadzornog odbora Jugorosgaz Zamenik Predsednika Upravnog odbora kompanije „South Stream Serbia AG Zug“ Narodni poslanik u Skupštini Republike Srbije Narodni poslanik Parlamenta Srbije i Crne Gore – 2004–2006 TV Most, Novi Sad 2001–2004 Ministarstvo ekonomije AP Vojvodine – 1996. Služba opštih poslova organa AP Vojvodine – 1995. Kompanija Jugoplast, Vrbas – 1994.</p>
Članstvo u stručnim i naučnim asocijacijama	<p>Predsednik saveta Ruskog geografskog društva u Srbiji Član međunarodne akademije tehnoloških nauka, Moskva, Rusija Član Saveza mašinskih i elektrotehničkih inženjera i tehničara Srbije (SMEITS)</p>

Objavljene publikacije	<p>1. (M23) Bajatović, D., Anđelković, A., Ćosić, I., Maksimović, R. (2020). Application of Predictive Models for Natural Gas Needs - Current State and Future Trends Review. Tehnički vjesnik, 27 (2), 648-655.</p> <p>2.(M21a) Anđelković, A., Bajatović, D. (2020) Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction, Journal of Cleaner Production, 2019, Vol. 266, 122096, ISSN 0959-6526 (Environmental Sciences; 18/251; IF 2018=6,395)</p> <p>3. (M21) Todorović, D., Tomić, M., Bojanić, R., Bajatović, D., Anđelković, A. (2020) A comparative analysis of a heat pump application with grey wastewater source for domestic hot water preparation in hotels. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 141, 559–572.</p> <p>4. (M33) Bajatović, D., Anđelković, A. (2020) Comprehensive analysis of key parameters for the city-scale natural gas consumption, SpliTech2020 – 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies, Bol and Split, Croatia, September 23–26, Paper ID:1570662485</p> <p>5. (M53) Bajatović, D. (2019) GAZOVOE URAVNENIE - PROBLEMY POSTAVKI PRIRODNOGO GAZA V RESPUBLIKE SERBIJA, NAUKA I TEHNIKA V GAZOVOJ PROMYŠLENNOSTI, BROJ 4, 65-74, ISSN: 2070-6820</p> <p>6. Bajatović, D. (2019) Gasna jednačina – izazovi snabdevanja prirodnim gasom Republike Srbije (izdanje na srpskom i engleskom), Zbornik radova sa okruglog stola „Gasna jednačina – izazovi snabdvanja gasom“ strane 45-83 (Srpska Akademija nauka i umetnosti – ogranak u Novom Sadu, Novi Sad, Srbija, ISBN 978-86-81125-99-1)</p>			
Priznanja, nagrade i odlikovanja za profesionalni rad	<p>Medalja Puškina - Za doprinos u razvoju i jačanju srpsko-ruskih odnosa – Ukaz Predsednika Ruske federacije (2021. godine)</p> <p>Povelja Kapetan Miša Anastasijević – 2016. i 2019. godine</p> <p>Počasna zahvalnica predsednika Ruskog geografskog društva, 2018. godine</p> <p>Junska nagrada Regionalne privredne komore Novi sad u 2016. godini</p> <p>Biznis Partner u 2016. godini za najbolju kompaniju jugoistočne Evrope u oblasti transporta, distribucije, skladištenja i trgovine prirodnim gasom</p> <p>Zahvalnica BIA – za izuzetan doprinos i zalaganje u oblasti očuvanja bezbednosti 2015. godine</p> <p>Orden Svetog Cara Konstantina 2011. godine dobijenog od Patrijarha srpskog Pavla</p> <p>Diploma društva računovođa Novog Sada u 2011. godini</p> <p>Zlatni dinar Cara Dušana u 2011. godini od Kluba Privrednih novinara Srbije</p> <p>Najmenadžer jugoistočne i srednje Evrope – Sarajevo 2011. godine</p> <p>Deloitte - TOP 500 u 2011. godini</p> <p>Klub privrednih novinara Srbije – zlatna plaketa za privredni potez 2009. godine</p>			
Sertifikati, projekti	<p>ECDL Core Certificate – poznavanje i upotreba računara u svakodnevnom radu</p> <p>The International Center for Language Training and Professional communication – St. Petersburg – Poznavanje Ruskoj jezika - Nivo C1</p> <p>Evropski Univerzitet – Fakultet za evropski biznis i marketing – potvrda o položenom ispitu Engleskog jezika – srednji 1 nivo (Nivo B1 / skala Saveta Evrope)</p>			
Poznavanje stranog jezika (Ocene znanja od 1 do 5 – ocena 5 je najveća, a ocena 1 najniža)	Jezik	Čitanje	Govor	Pisanje
	RUSKI	5	5	5
	ENGLISKI	4	4	4
	SRPSKI	MATERNJI		

This author profile is generated by Scopus [Learn more](#)

Bajatović, Dušan

[University of Novi Sad, 21000 Novi Sad, Serbia](#) [Show all author info](#)

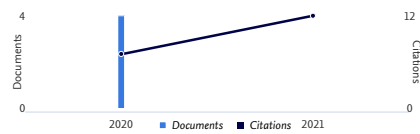
 57215659237  <https://orcid.org/0000-0003-1604-0317>  Is this you? [Connect to Mendeley account](#)

[Edit profile](#) [Set alert](#) [Potential author matches](#) [Export to SciVal](#)

Metrics overview

4 Documents by author
19 Citations by 16 documents
3 *h*-index [View *h*-graph](#)

Document & citation trends



[Analyze author output](#) [Citation overview](#)

Most contributed Topics 2016–2020

Natural Gas Consumption; Electricity Demand; Autoregressive Integrated Moving Average

3 documents

Heat Pumps; Waste Heat Utilization; Drainage Water

1 document

[View all Topics](#)

4 Documents ^{New} Cited by 16 Documents 0 Preprints 7 Co-Authors Topics

[Export all](#) [Add all to list](#)

Sort by: [Date \(newest\)](#)

[View list in search results format](#)

[View references](#)

[Set document alert](#)

Conference Paper

Comprehensive analysis of key parameters for the city-scale natural gas consumption

0
Cited by

Bajatovic, D., Andelkovic, A.S.

2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies, SpliTech 2020, 2020, 9243816

[View abstract](#) [View at Publisher](#) [Related documents](#)

Article

Integration of weather forecast and artificial intelligence for a short-term city-scale natural gas consumption prediction

11
Cited by

Andelković, A.S., Bajatović, D.

Journal of Cleaner Production, 2020, 266, 122096

[View abstract](#) [View at Publisher](#) [Related documents](#)

Article • Open Access

A comparative analysis of a heat pump application with grey wastewater source for domestic hot water preparation in hotels

4
Cited by

Todorović, D., Tomić, M., Bojanić, R., Bajatović, D., Andelković, A.S.

Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 2020, 141(1), pp. 559–572

[View abstract](#) [View at Publisher](#) [Related documents](#)

Review • Open Access

Application of predictive models for natural gas needs-current state and future trends review

4
Cited by

Bajatović, D., Andelković, A.S., Čosić, I., Maksimović, R.

Tehnicki Vjesnik, 2020, 27(2), pp. 648–655

[View abstract](#) [View at Publisher](#) [Related documents](#)

< Previous [1](#) Next >

Display [10 results](#)

[Back to top](#)

Овај Образац чини саставни део докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта који се брани на Универзитету у Новом Саду. Попуњен Образац укоричити иза текста докторске дисертације, односно докторског уметничког пројекта.

План третмана података

Назив пројекта/истраживања
МОДЕЛИ ТРАНЗИЦИЈЕ И ПРЕДВИЂАЊА СИСТЕМА СНАБДЕВАЊА ПРИРОДНИМ ГАСОМ
Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање
а) Универзитет у Новом Саду, Факултет техничких наука б) в)
Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
Индустријско инжењерство - Инжењерски менаџмент
1. Опис података
<i>1.1 Врста студије</i> <i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i> Докторска дисертација
<i>1.2 Врсте података</i> а) квантитативни б) квалитативни
<i>1.3. Начин прикупљања података</i> а) анкете, упитници, тестови б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи в) генотипови: навести врсту _____ г) административни подаци: навести врсту _____ д) узорци ткива: навести врсту _____ ђ) снимци, фотографије: навести врсту _____

е) текст, навести врсту Литературни извори

ж) мапа, навести врсту _____

з) остало: описати Очитавања сатних мерења (ЈП Србијагас) потрошња природног гаса, доњих топлотних моћи, метеоролошки подаци (РХМЗ Републике Србије), јавни подаци релевантних институција које се баве проблематиком у гасном сектору

1.3 Формат података, употребљене скале, количина података

1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:

а) Ехсел фајл, датотека .xlsx

б) SPSS фајл, датотека _____

в) PDF фајл, датотека .pdf

г) Текст фајл, датотека .docx

д) JPG фајл, датотека .jpg, .tiff

е) Остало, датотека _____

1.3.2. Број записа (код квантитативних података)

а) број варијабли Велики број

б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.) Велики број

1.3.3. Поновљена мерења

а) да

б) не

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) временски размак између поновљених мера је _____

б) варијабле које се више пута мере односе се на _____

в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као _____

Напомене: _____

Да ли формати и софтвер омогућавају дељење и дугорочну валидност података?

а) Да

б) Не

Ако је одговор не, образложити _____

2. Прикупљање података

2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент, навести тип **Очитавања сатних мерења (ЈП Србијагас) потрошња природног гаса, доњих топлотних моћи, метеоролошки подаци (РХМЗ Републике Србије), јавни подаци релевантних институција које се баве проблематиком у гасном сектору**

б) корелационо истраживање, навести тип _____

ц) анализа текста, навести тип **Прикупљање података анализом доступне литературе**

д) остало, навести шта _____

2.1.2 Навести врсте мерних инструмената или стандарде података специфичних за одређену научну дисциплину (ако постоје).

2.2 Квалитет података и стандарди

2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да **Не**

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? _____

б) Да ли се кориснику матрице препоручује замена недостајућих података? Да **Не**

в) Ако је одговор да, навести сугестије за третман замене недостајућих података

2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати

Коришћени су подаци од релевантних институција које поседују процедуре за контролу очитаних података.

2.2.3. На који начин је извршена контрола уноса података у матрицу?

3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.1. Подаци ће бити депоновани у _____ репозиторијум.

3.1.2. URL адреса _____

3.1.3. DOI _____

3.1.4. Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

а) Да

б) Да, али после ембарга који ће трајати до _____

в) **Не**

Ако је одговор не, навести разлог

Аутор нема право да без сагласности дели прикупљене податке. У оквиру Прилога докторске дисертације дат је извод и форма прикупљених података о сатним читавањима. Подаци се могу упитом затражити од релевантних институција (ЈП Србијагас и РХМЗ)

3.1.5. Подаци неће бити депоновани у репозиторијум, али ће бити чувани.

Образложење

3.2 Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен? _____

3.2.1. Навести метаподатке на основу којих су подаци депоновани у репозиторијум.

Ако је потребно, навести методе које се користе за преузимање података, аналитичке и процедуралне информације, њихово кодирање, детаљне описе варијабли, записа итд.

3.3 Стратегија и стандарди за чување података

3.3.1. До ког периода ће подаци бити чувани у репозиторијуму? _____

3.3.2. Да ли ће подаци бити депоновани под шифром? Да Не

3.3.3. Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? Да Не

3.3.4. Да ли се подаци морају уклонити из отвореног приступа после извесног времена?

Да Не

Образложити

4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

Овај одељак МОРА бити попуњен ако ваши подаци укључују личне податке који се односе на учеснике у истраживању. За друга истраживања треба такође размотрити заштиту и сигурност података.

4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности (https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

4.1.2. Да ли је истраживање одобрено од стране етичке комисије? Да **Не**

Ако је одговор Да, навести датум и назив етичке комисије која је одобрила истраживање

4.1.2. Да ли подаци укључују личне податке учесника у истраживању? Да **Не**

Ако је одговор да, наведите на који начин сте осигурали поверљивост и сигурност информација везаних за испитанике:

- а) Подаци нису у отвореном приступу
- б) Подаци су анонимизирани
- ц) Остало, навести шта

5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

- а) јавно доступни
- б) доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области
- ц) затворени

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести под којим условима могу да их користе:

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести на који начин могу приступити подацима:

5.4. Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

6. Улоге и одговорност

6.1. Навести име и презиме и мејл адресу власника (аутора) података

Душан Бајатовић, емаил: dusan.ns009@gmail.com

6.2. Навести име и презиме и мејл адресу особе која одржава матрицу с подацима

6.3. Навести име и презиме и мејл адресу особе која омогућује приступ подацима другим истраживачима

Душан Бајатовић, емаил: dusan.ns009@gmail.com