# Analiza europskog tržišta prirodnog plina

**Kolenda, Luka**

**Master's thesis / Diplomski rad**

**2023**

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **University of Zagreb, Faculty of Economics and Business / Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet**

*Permanent link / Trajna poveznica:* https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:148:596777

*Rights / Prava:* Attribution-NonCommercial-ShareAlike 3.0 Unported/Imenovanje-Nekomercijalno-Dijeli pod istim uvjetima 3.0

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-07-25**

*Repository / Repozitorij:*

REPEFZG - Digital Repository - Faculty of Economcs & Business Zagreb

**Sveučilište u Zagrebu**
**Ekonomski fakultet**
**Integrirani preddiplomski i diplomski sveučilišni studij**
**Poslovna ekonomija – smjer Trgovina i međunarodno poslovanje**

# ANALIZA EUROPSKOG TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA

Diplomski rad

**Luka Kolenda**

**Zagreb, rujan 2023.**

**Sveučilište u Zagrebu**
**Ekonomski fakultet**
**Integrirani preddiplomski i diplomski sveučilišni studij**
**Poslovna ekonomija – smjer Trgovina i međunarodno poslovanje**

# ANALIZA EUROPSKOG TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA
# ANALYSIS OF THE EUROPEAN NATURAL GAS MARKET

Diplomski rad

**Student: Luka Kolenda**
**JMBAG studenta: 0067570382**
**Mentor: Izv. prof. dr. sc. Ines Dužević**

**Zagreb, rujan 2023.**

# SAŽETAK

U diplomskom radu analizirat će se europsko tržište prirodnog plina s naglaskom na energetske politike, kojima države odlučuju i organiziraju korištenje energije iz odabranih izvora energije, čvorišta prirodnog plina, kojima se stvaraju likvidna i razvijena tržišta te lanci opskrbe, odnosno, pravci opskrbe, kojima europske države osiguravaju dostatnu i sigurnu ponudu plina unutar svojih granica. Nadalje, analizom odabranih država Europske unije, rad prikazuje širu sliku o razvijenosti i veličini tržišta različitih geografskih smještaja. Na samom kraju, rad se fokusira na potencijalne opskrbne pravce prirodnog plina, kojima bi EU diversificirala opskrbu te reducirala ovisnost o uvozu ruskog plina.

Cilj ovoga rada je prikazati važnost prirodnog plina kao energetskog resursa te analizirati stanje tržišta prirodnog plina odabranih država članica Europske unije te iznijeti stanje o njihovoj ovisnosti o uvozu ruskog plina.

Stručni doprinos rada prikazan kroz navedene potencijalne opskrbne pravce te ulaganja u postojeću infrastrukturu, kako bi Europska unija osigurala opskrbu plinom.

U ovom radu koristit će se metode analize, sinteze i deskripcije, metode indukcije i dedukcije, metode klasifikacije i komparacije te povijesna metoda.



## Ključne riječi:

Tržište prirodnog plina, europski opskrbni pravci, uvoz ruskog plina, diversifikacija opskrbe, analiza tržišta članica EU.

## ABSTRACT

The thesis will analyse European natural gas market with emphasis on energy policies, through which countries decide and organize utilization of energy from selected energy sources, natural gas hubs, which create liquid and developed markets, and supply chains, namely, supply routes, through which European countries ensure sufficient and secure gas supply within their borders. Furthermore, by analysing selected European Union countries, the paper provides a broader picture of the development and size of markets of various geographical locations. In conclusion, the paper focuses on potential natural gas supply routes, which the EU could use to diversify its supply and reduce its dependence on Russian gas imports.

The goal of this paper is to demonstrate the importance of natural gas as an energy resource and to analyse the state of the natural gas market of selected EU member states, and to present the situation regarding their dependence on the import of Russian gas.

The professional contribution of the paper is demonstrated through the mentioned potential supply routes and investments in the existing infrastructure, in order for the European Union to ensure gas supply.

In this paper, methods of analysis, synthesis, and description, methods of induction and deduction, methods of classification and comparison, and the historical method will be used.



## Keywords:

Natural gas market, European supply routes, Russian gas import, supply diversification, analysis of EU member states' market.

# IZJAVA O AKADEMSKOJ ČESTITOSTI

Izjavljujem i svojim potpisom potvrđujem da je diplomski rad / seminarski rad / prijava teme diplomskog rada isključivo rezultat mog vlastitog rada koji se temelji na mojim istraživanjima i oslanja se na objavljenu literaturu, a što pokazuju korištene bilješke i bibliografija.

Izjavljujem da nijedan dio rada / prijave teme nije napisan na nedozvoljen način, odnosno da je prepisan iz necitiranog izvora te da nijedan dio rada / prijave teme ne krši bilo čija autorska prava.

Izjavljujem, također, da nijedan dio rada / prijave teme nije iskorišten za bilo koji drugi rad u bilo kojoj drugoj visokoškolskoj, znanstvenoj ili obrazovnoj ustanovi.

Iva Kolarek

(vlastoručni potpis studenta)

ZAGREB, 11.09.2023

(mjesto i datum)

# STATEMENT ON THE ACADEMIC INTEGRITY

I hereby declare and confirm by my signature that the final thesis is the sole result of my own work based on my research and relies on the published literature, as shown in the listed notes and bibliography.

I declare that no part of the thesis has been written in an unauthorized manner, i.e., it is not transcribed from the non-cited work, and that no part of the thesis infringes any of the copyrights.

I also declare that no part of the thesis has been used for any other work in any other higher education, scientific or educational institution.

Iva Kolarek

(personal signature of the student)

ZAGREB, 11.09.2023

(place and date)

# SADRŽAJ


1. UVOD ..... 1
   1.1. Predmet i cilj istraživanja ..... 1
   1.2. Metodologija i izvori podataka ..... 1
   1.3. Sadržaj i struktura rada ..... 2
2. EUROPSKO TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA ..... 3
   2.1. Energetska politika ..... 3
      2.1.1. Energetska politika EU ..... 6
      2.1.2. Prirodni plin u energetskoj politici EU-a ..... 7
   2.2. Europska trgovinska čvorišta ..... 13
      2.2.1. Trgovačka čvorišta ..... 16
      2.2.2. Tranzitna čvorišta ..... 17
      2.2.3. Prijelazna čvorišta ..... 19
   2.3. Ponuda i potražnja za plinom ..... 20
3. LANCI OPSKRBE PRIRODNIM PLINOM U EUROPSKOJ UNIJI ..... 24
   3.1. Lanci opskrbe prirodnim plinom ..... 24
   3.2. Opskrbni pravci Europe ..... 30
      3.2.1. Sjeverno more ..... 31
      3.2.2. UPP ..... 33
      3.2.3. Afrika ..... 37
   3.3. Uloga Rusije u europskim opskrbnim pravcima ..... 38
      3.3.1. Sjeverni tok ..... 39
      3.3.2. Jamal-Europa ..... 40
      3.3.3. Ukrajinski koridor ..... 41
4. ANALIZA TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA ODABRANIH DRŽAVA ČLANICA EU. 43
   4.1. Finsko tržište prirodnog plina ..... 43
      4.1.1. Uvoz i izvoz ..... 43
      4.1.2. Infrastruktura ..... 45
      4.1.3. Energetska politika ..... 46
   4.2. Njemačko tržište prirodnog plina ..... 46
      4.2.1. Ponuda i potražnja ..... 47
      4.2.2. Infrastruktura ..... 49
      4.2.3. Energetska politika ..... 50
   4.3. Hrvatsko tržište prirodnog plina ..... 50
      4.3.1. Ponuda i potražnja ..... 50
      4.3.2. Infrastruktura ..... 51
      4.3.3. Energetska politika ..... 52

**4.4. Perspektive razvoja europskog tržišta prirodnog plina ..... 53**
**4.4.1. Mreža plinovoda ..... 53**
**4.4.2. Terminali za UPP ..... 55**
**5. ZAKLJUČAK ..... 57**
**POPIS LITERATURE ..... 60**
**POPIS SLIKA ..... 66**
**POPIS TABLICA ..... 66**
**POPIS GRAFIKONA ..... 66**
**ŽIVOTOPIS ..... 68**

# 1. UVOD

## 1.1. Predmet i cilj istraživanja

Tržište prirodnog plina smatra se, nakon tržišta nafte, najznačajnijim i najpotrebnijim tržištem energetskog sektora. Sastoji se od tri segmenta: „up-stream“ („uzvodno“), gdje se plin pronalazi i proizvodi, „mid-stream“ („srednji tok“), koji uključuje transport prirodnog plina do lokalnih distribucijskih mreža, industrijskih korisnika i elektrana, te „down-stream“ („nizvodno“), gdje plin dolazi do kućanstava i malih poduzeća. Kako bi se cijeli proces neometano odvijao, potrebna su konstantna kapitalna investiranja te unapređenja poslovnih procesa i aktivnosti. Ono što je od izričite važnosti na tržištu su opskrba te distribucija prirodnog plina. Međutim, navedeni čimbenici su, u trenutnoj situaciji na tržištu Europske unije, ugroženi. Invazija Rusije na Ukrajinu dovodi u pitanje uvoz prirodnog plina iz Rusije, koja je najveći opskrbljivač za veliku većinu članica Europske unije. Zbog toga, države članice koje velikim dijelom ovise o uvozu ruskog plina, moraju pronaći alternativne izvore opskrbe, jer je u svakom slučaju ovisnost o jednom izvoru opskrbe veoma rizična situacija. Iz tog razloga, cilj ovoga rada je analizirati stanje tržišta prirodnog plina odabranih država članica Europske unije te donijeti zaključke o njihovoj ovisnosti o uvozu ruskog plina, dok je stručni doprinos rada analiza optimalnih, alternativnih mogućnosti opskrbe prirodnim plinom za odabrane države članice Europske unije, kako bi se smanjila ovisnost o uvozu ruskog plina.

## 1.2. Metodologija i izvori podataka

U ovom radu koristit će se metode analize, sinteze i deskripcije, koje podrazumijevaju razradu i pojašnjenja teorijskih pojmova vezanih uz tematiku rada, zatim metode indukcije i dedukcije, kojima od poznatih pojedinačnih slučajeva dolazimo do općih zakonitosti, i suprotno, te metodom klasifikacije nastojati će se unijeti preglednost rada. Osim navedenog, u radu će se koristiti još i metodom komparacije te povijesnom metodom.

U radu će se provesti kombinirano istraživanje, gdje se kvalitativnim istraživanjem usredotočuje na teorijski i činjenični dio, dok se kvantitativnim istraživanjem dotiče analiza postojećih podataka iz različitih evidencija i arhiva.

U radu će se provesti analiza odabranih država članica Europske unije, kojima najveći udio u potrošnji prirodnog plina zauzima, posredno ili neposredno, uvoz prirodnog plina iz Rusije te će se na temelju analiziranih čimbenika predložiti alternativne varijante, kojima bi se smanjila

ovisnost o ruskom plinu. Države koje ulaze u analizu, odabrane su na temelju metode komparativnog istraživanja, odnosno dizajna najrazličitijih sustava, gdje imaju zajedničku karakteristiku, a to je visok udio uvoza ruskog plina u ukupnoj potrošnji, ali imaju različit geografski smještaj. Države koje ulaze u analizu su Finska, Njemačka te Hrvatska.
Prikazani podaci prikupljeni su sekundarnim istraživanjem, iz relevantnih knjiga te recentnih znanstvenih i stručnih članaka. Kvantitativni podaci, koji su korišteni u drugom dijelu rada, odnosno analizi odabranih država Europske unije, većinom su preuzeti sa dostupnih elektronskih baza podataka kao što su: Eurostat, IEA, OECD, JodiGas, i sl., te internet tražilica, znanstvenih i stručnih članaka. Podaci prikazani u radu vezani su za proizvodnju, potrošnju, uvoz i izvoz prirodnog plina odabranih zemalja, njihove aktualne energetske politike te druge čimbenike na tržištu prirodnog plina.

### 1.3. Sadržaj i struktura rada

Rad se sastoji od 5 poglavlja. Prvo poglavlje je uvod, u kojem su navedeni predmet i cilj istraživanja, metodologija i izvori podataka te sadržaj i struktura rada. U drugom poglavlju opisuje se europsko tržište prirodnog plina, gdje se definiraju aktualna energetska politika EU, trgovina putem trgovinskih čvorišta plina te ponuda i potražnja za plinom i čimbenici koji utječu na iste. Treće poglavlje opisuje načine opskrbe prirodnim plinom, glavne izvore opskrbe za Europsku uniju te se rad fokusira na trgovinu plinom s Rusijom. U četvrtom poglavlju analiziraju se odabrane države EU, gdje se navode glavni elementi trgovine prirodnim plinom te se analizira ovisnost tih država o uvozu ruskog plina. Nakon provedene analize, u radu se kompariraju tri tržišta, gdje se prikazuju pozitivne i negativne strane energetskih politika te se predlažu smjernice, kako bi se tržište moglo razvijati i utvrđeni nedostaci mogli ublažiti. U zadnjem, petom poglavlju, iznosi se zaključak cjelokupnog rada.

# 2. EUROPSKO TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

## 2.1. Energetska politika

Da bi definirali energetsku politiku, prvo moramo definirati što je energija, jer se taj pojam različito interpretira u različitim industrijama.
Energetska ekonomija spada pod granu ekonomije te proučava energetske resurse, proizvode te snage, koje potiču poduzeća i potrošače da opskrbljuju, transformiraju, prenose te iskorištavaju energetske resurse. U ekonomskoj terminologiji, energija označava sve energetske proizvode, nusproizvode te resurse, koji utjelovljuju značajnu fizičku energiju te time pružaju mogućnost rada[1]. Energija je neophodan resurs za sva gospodarstva, kako bi proizvodili dobra i usluge te poboljšali socijalno i ekonomsko blagostanje. Potrebno je u različitim industrijama, kao input u proizvodnji, za prijevoz te kućanstvima za grijanje, kuhanje, osvjetljavanje i napajanje kućanskih uređaja[2].

Energija je oduvijek bila temelj socio-ekonomskog razvoja društva, gdje je kroz povijest služila poboljšanju i unapređenju životnog standarda stanovništva. Od prve upotrebe ugljena za parni stroj, preko prve naftne bušotine i prvog kilometra plinovoda, ta tri energetska resursa, ugljen, nafta i prirodni plin, su u zadnja dva stoljeća eksponencijalno pridonijeli razvoju svih ostalih sektora.
Međutim, s obzirom da se radi o neobnovljivim izvorima energije, iscrpljivanje i korištenje tih izvora dovodi u pitanje njihovu energetsku efikasnost te očuvanje energije. Odgovori na ta pitanja donose se zakonima, pravilima, aktima i drugim instrumentima, odnosno politikama, kojima države, tj. državna tijela, nastoje utjecati i održati stabilna energetska tržišta.

Energetska politika je strategija, kojom se država služi prilikom korištenja energije te prema kojoj odlučuje iz kojih resursa koristiti energiju. Može se donijeti proaktivno u cilju postizanja određenih rezultata ili reaktivno, u smislu rješavanja postojećih problema. Vlada donosi zakone, izdaje mjere te donosi stimulirajuće ili destimulirajuće akte, kako bi implementirala i provela politiku.

[1] Sweeney, J.L. "Energy Economics." *International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences*, 2001, pp. 4513–4520, https://doi.org/10.1016/b0-08-043076-7/04174-7.
[2] Taner, Tolga. *Energy Policy*. *Www.intechopen.com*, 22 July 2020, www.intechopen.com/books/7633. Accessed 9 July 2023.

Naravno, državna intervencija nije uvijek nužna, s obzirom da u današnjem svijetu samo tržište igra veliku ulogu u distribuciji resursa. Međutim, tržište nije uvijek efikasno te dolazi do neravnoteže, zbog čega država upotrebom instrumenata ispravlja nastale nepravilnosti[3].

Ključan dio svake energetske politike su dobro osmišljeni ciljevi. Energetska politika mora imati tri cilja: energija mora biti jeftina, čista i sigurna. Posljedice bilo kakvih globalnih kriza se očituje na dizanje cijena energenata, što dovodi do generalnog poskupljenja i za stanovništvo. Čista energija se odnosi na želju za smanjenjem emisija ugljičnog dioksida u atmosferu, dok sigurnom energijom države nastoje osigurati kontinuiranu i neovisnu opskrbu[4].

Europska Unija pokušava postići energetsku sigurnost ostvarujući sigurnu, priuštivu i održivu energetsku opskrbu. Međutim, navedene stavke su međusobno proturječive i realizacija sva tri cilja istovremeno je nemoguća. Osiguravanje sigurne opskrbe gotovo uvijek donosi dodatne troškove, stvarajući kontradikciju s minimiziranjem istih. Takav rast može nastati preuzimanjem većeg troška energije iz „sigurnih" izvora, nego iz štetnih izvora energije, investicijama u infrastrukturu te političkim troškovima[5].

Činjenica je da Europa nije bogata energetskim resursima, međutim, granice dijeli s regijama koje itekako jesu. Blizina Sjeverne Afrike, Rusije, Sjevernog mora i Bliskog istoka dopušta lakšu i jednostavniju uspostavu energetske trgovine s navedenim regijama. Ono što čini Europu poželjnom regijom za izvoz je razvijeno i unosno tržište te činjenica što članice EU-a plaćaju višu cijenu. S druge strane, specifičnosti globalnog tržišta energije, kao što su opasnosti za transport, povećanja cijena koje usporavaju razvoj, nepouzdani dobavljači te monopolistička uloga OPEC-a, veoma su relevantni rizici za EU. Zbog ovih razloga, iako EU može osigurati adekvatne zalihe, opskrbu energije treba promatrati vrlo pažljivo i vrlo detaljno.

[3] Braun, T. i Glidden, L. (2014.), *Understanding Energy and Energy Policy,* London: Bloomsbury Publishing
[4] Griffin, J.M. (2009.), *A Smart Energy Policy: An Economist's Rx for Balancing Cheap, Clean, and Secure Energy*, London: Yale University Press
[5] Skovliuk, D. (2019.), *Liberalization of Gas Market and Security of Energy Supply in the EU: A thorough study on European energy policy and security strategy,* Saar: AV Akademikerverlag

S obzirom na navedeno, možemo izdvojiti glavne izazove za sigurnu opskrbu energije u EU[6]:

1. Nizak udio u globalnim rezervama i proizvodnji

Europske države doprinose s neznatnim udjelom u cjelokupnoj globalnoj proizvodnji i energetskim rezervama. Krajem 2017., globalnim rezervama prirodnog plina, države EU sudjelovale su s 1,5%, što je neznatno u odnosu na Rusiju s 24,3%, Iranom od 17,3% te Katrom s 12,5%. Kao što smo naveli, EU ima ograničene prirodne resurse nafte, plina i ugljena, što ograničava njezinu sposobnost proizvodnje energije iz tih izvora. Osim toga, velik dio ulaganja se usmjerava na razvoj obnovljivih izvora energije, zbog strogih propisa o zaštiti okoliša i klimatskim promjenama, što povećava troškove proizvodnje energije i smanjuje konkurentnost europskih proizvođača energije u odnosu na neke druge dijelove svijeta.

2. Jaz između domaće proizvodnje i potrošnje

Podaci iz 2021. godine pokazuju da je proizvodnja prirodnog plina u EU iznosila 50.6 mlrd. $m^3$, dok je ukupna potrošnja iste godine iznosila 396.6 mlrd. $m^3$. Navedeno znači da je domaća proizvodnja pokrila tek 12,8% ukupne potrošnje prirodnog plina (Statista,), a za ostali dio potrošnje plin se uvozio. Štoviše, domaća proizvodnja je u negativnom trendu, dok je ukupna potrošnja na stabilnoj razini, što znači da EU iz godine u godinu mora uvoziti sve više.

3. Ovisnost o malom broju dobavljača

Godinu 2016. označio je podatak da je EU od ukupnog uvoza prirodnog plina, uvezla 82% iz samo četiri države: 40,2% iz Rusije, 24,9% iz Norveške, 12,1% iz Alžira te 5,5% iz Katra. Ovo se smatra pravom prijetnjom u slučaju bilo kakvog poremećaja u lancu opskrbe, bilo namjernim potezima državnih institucija tih zemalja ili nenamjernim, zbog nastanka tehničke greške, ekološke katastrofe ili slično (Eurostat). Kako bi se smanjio ovaj rizik za energetsku sigurnost, EU se fokusira na diversifikaciju svojih izvora energije i razvija nove izvore, posebno obnovljive te povećavaju napore u razvoju novih ruta opskrbe energijom, kako bi se izbjegla koncentracija dobavljača iz jedne regije.

[6] Elbassoussy, A. (2019.), European energy security dilemma: major challenges and confrontation strategies, preuzeto 17. siječnja 2023. s https://www.researchgate.net/publication/335269379_European_energy_security_dilemma_major_challenges_and_confrontation_strategies

### 2.1.1. Energetska politika EU

Počeci energetske politike Europske unije naziru se sredinom 20. stoljeća, kada je kao odgovor na nestašicu hrane i goriva te korištenje nafte kao glavnim izvorom energije osnovana Europska zajednica za ugljen i čelik (ECSC), ali prvi konkretni koraci u tom smjeru učinjeni su u 70-im godinama, nakon energetske krize, koja je uzdrmala tržište nafte, gospodarstva SAD-a, europskih država i ostalih zemalja. Odgovor na krizu bilo je osnivanje Europske zajednice za atomsku energiju (EURATOM), koja je bila zadužena za promicanje nuklearne energije u Europi. Tijekom 80-ih, Europska unija usmjerila se na poboljšanje energetske učinkovitosti i smanjenje potrošnje energije. U tom smislu, Europska komisija pokrenula je niz programa kako bi se povećala učinkovitost u sektorima transporta, industrije i građevinarstva.

1990-te obilježene su prebacivanjem fokusa na razvoj obnovljivih izvora energije, kada je usvojena Europska strategija o održivom razvoju, kojom se promiče razvoj obnovljivih izvora energije, energetske učinkovitosti i smanjenje emisija stakleničkih plinova[7].

Kasnije, 2007. godine, EU je usvojila svoj prvi paket klimatskih i energetskih mjera, kojim se postavljaju ciljevi za smanjenje emisija stakleničkih plinova za 20% do 2020. godine, povećanje udjela obnovljivih izvora energije u potrošnji energije za 20% i poboljšanje energetske učinkovitosti za 20% („20/20/20“ paket)[8].

Jedan od bitnijih projekata EU je osnivanje Energetske unije 2015. godine, čiji je cilj pružiti potrošačima u EU sigurnu, održivu, konkurentnu i povoljnu energiju. U toj strategiji, Europska komisija navodi potrebu za integriranim energetskim tržištem, što za sobom povlači uspostavu novih infrastrukturnih projekata za transport energije i razvoj novih tehnologija za proizvodnju i pohranu energije[9].

Trenutno, europska energetska politika usmjerena je na brojne mjere za uspostavu integriranog energetskog tržišta te za osiguranje sigurne opskrbe energijom i održivog

[7] Granić, G. (2019). U susret energetskoj tranziciji, Nafta i Plin, 39 (158), str. 30-40. Preuzeto s: https://hrcak.srce.hr/222602 (Datum pristupa: 11.04.2022)

[8] Korošec, L., i Smolčić Jurdana, D. (2013.), 'POLITIKA ZAŠTITE OKOLIŠA - INTEGRALNI DIO KONCEPCIJE ODRŽIVOG RAZVITKA EUROPSKE UNIJE', *Ekonomski pregled*, 64(6), str. 605-629., preuzeto s https://hrcak.srce.hr/113000

[9] Szulecki, K., Fischer, S., Gullberg, A., T., Sartor, O. (2016.), Shaping the 'Energy Union': between national positions and governance innovation in EU energy and climate policy, *Climate Policy*, *16*(5), 548-567. https://doi.org/10.1080/14693062.2015.1135100

energetskog sektora. U skladu s energetskom unijom, pet glavnih ciljeva energetske politike EU-a su:

- diversificirati europske izvore energije, osigurati energetsku sigurnost s pomoću solidarnosti i suradnje među državama članicama EU-a;
- zajamčiti funkcioniranje potpuno integriranog unutarnjeg energetskog tržišta, omogućujući slobodan protok energije kroz EU putem odgovarajuće infrastrukture i bez tehničkih ili regulatornih prepreka;
- poboljšati energetsku učinkovitost i smanjiti ovisnost o uvozu energije, smanjiti emisije te poticati zapošljavanje i rast;
- dekarbonizirati gospodarstvo i prijeći na niskougljično gospodarstvo u skladu s Pariškim sporazumom;
- promicati istraživanje u području tehnologija niskougljične i čiste energije, u energetskoj tranziciji davati prednost istraživanju i inovacijama te poboljšati konkurentnost[10].

### 2.1.2. Prirodni plin u energetskoj politici EU-a

Na kapitalno intenzivnom tržištu prirodnog plina, kupoprodaja se vršila na temelju dugoročnih ugovora, kojima proizvođači osiguravaju sigurna i pravovremena plaćanja na onoliki period koji im je potreban da pokriju iznos investicija u pronalazak izvora, proizvodnju te potreban prijevoz. S druge strane, kupci osiguravaju dugoročnu i sigurnu opskrbu plinom. S obzirom na stratešku važnost tržišta prirodnog plina za gospodarstvo, u industriji nailazimo na visok stupanj državnog vlasništva na svim razinama, točnije, vertikalno integrirane korporacije u većinskom vlasništvu državnih tijela, vezane dugogodišnjim ugovorima[11]. Takvi ugovori sadržavali su antikonkurentske klauzule, kao što su:

- Odredišne klauzule („destination clauses“) – kojima je kupac ugovorno spriječen preprodavati prirodni plin bilo gdje osim u područja navedena u ugovoru;
- Klauzule ograničenja upotrebe – kojima kupac ne smije koristiti plin u svrhe drugačije nego što su navedene u ugovoru;

[10] Europski parlament (b.d.), Energetska politika: opća načela, preuzeto 20. siječnja 2023. s https://www.europarl.europa.eu/factsheets/hr/sheet/68/energetska-politika-opca-nacela

[11] Herweg, N. (2017.), *European Union Policy-Making: The Regulatory Shift in Natural Gas Market Policy*, Cham: Palgrave Macmillan

- „Take-or-pay“ klauzule – kojima je kupac (u ovom slučaju dobavljač, tj. distributer) ugovorno vezan preuzeti minimalno dogovorenu količinu prirodnog plina po unaprijed dogovorenoj cijeni.

Tržište prirodnog plina još uvijek se u velikoj mjeri vodi na temelju dugoročnih ugovora s kompleksnim cjenovnim klauzulama, što sprječava mogućnost nastajanja zdrave konkurencije. S obzirom na činjenicu da su prirodni plin i nafta u određenim sektorima de facto supstituti te zbog nedostatka „gas-to-gas“ tržišta, cijena prirodnog plina indeksirana je naftnoj cijeni na tržištu. Međutim, Europska unija regulatornim mjerama i uredbama, već dugi niz godina pokušava liberalizirati tržište. Počeci liberalizacije očituju se donošenjem Prvog energetskog paketa, u kojem se nalazi prva Direktiva prirodnog plina 98/30/EC (među ostalim i direktiva električne energije), kojom se nastojalo uspostaviti zajednička pravila u transportu, distribuciji, opskrbi te skladištenju prirodnog plina. Odnosno, donose se uredbe o organizaciji i funkcioniranju sektora prirodnog plina (uključujući ukapljeni prirodni plin – UPP), pristupa tržištu, operativnim sustavima te kriterijima i procedurama primjenjivim u dodjeli ovlasti za transport, distribuciju, opskrbu i skladištenje prirodnog plina. Cilj Direktive je stvaranje jedinstvenog europskog tržišta prirodnog plina, integriranog, konkurentnog i reguliranog na razini EU[12]. Da bi se navedeno i ostvarilo, Direktivom su propisane obveze, a neke od njih su:

- Nijedno poduzeće za transport, skladištenje, distribuciju te opskrbu prirodnog plina i/ili UPP-a ne smije diskriminirati između ostalih poduzeća ili razina poduzeća na tržištu, posebice u situaciji pogodovanja povezanim poduzećima;
- Dosljedno provođenje knjigovodstvenih razdvajanja plinskih djelatnosti (transport, distribucija, skladištenje) vertikalno integriranih poduzeća, gdje svaka djelatnost mora imati zasebna financijska izvješća (račun dobiti i gubitka, bilanca);
- Države članice moraju osigurati otvorenost tržišta, tj. liberalizaciju, kako bi kvalificirani potrošači (kućanstva i industrijski potrošači) mogli imati slobodan izbor opskrbljivača, gdje je propisana otvorenost minimalno 20% ukupne godišnje potrošnje plina na tržištu prirodnog plina države članice (povećavajući se na 28% nakon pet godina od implementacije prve Direktive te na 33% nakon dvadeset godina od implementacije).

[12] Europski parlament i Vijeće Europske unije (1998.), *DIRECTIVE 98/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 June 199 concerning common rules for the internal market in natural gas* [e-publikacija], preuzeto s: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A31998L0030

Ono što se u suštini htjelo postići prvom Direktivom je otvaranje, tj. liberalizacija tržišta prirodnog plina te poduzimanje prvih koraka prema restrukturiranju industrije i uvjeta za ulazak u sustav, tako da se omogući reguliran pristup trećim stranama („third party access – TPA“) cjelokupnom sustavu i postave temelji za razdvajanja plinskih djelatnosti. Međutim, kako se morao iznijeti točan raspored svih aktivnosti, kojima bi se Direktiva i provela, Europsko vijeće sastalo se dva puta, u ožujku i travnju 2001. godine, u Stockholmu, ali nijedna odluka vezana uz energetska pitanja nije donesena. Štoviše, u prosincu 2001. godine, objavljeno je prvo izvješće koje je pokazalo razočaravajuće rezultate na tržištu. Do tada, Europska nacionalna tržišta plina okarakterizirale su visoke tarife i tarifne razlike, visoka tržišna koncentracija te nedostatne raščlane djelatnosti u pravnom smislu. Kako bi se navedeno i riješilo, održan je Madridski Forum, gdje su se u prosincu i siječnju 2002. godine vodile opsežne rasprave između Europske komisije, Vijeća europskih energetskih regulatora (CEER), potrošačkih udruga te trgovaca, na kojoj su se naposljetku usvojile Smjernice za dobru praksu vezane za TPA usluge, tarifni modele i uravnoteženja. Ovim smjernicama nastojalo se razjasniti uloge i odgovornosti glavnih aktera u transportu plina, osigurati primjenu principa nediskriminacije, olakšati vanjsku trgovinu i potrošački izbor kroz optimizaciju konkurentnosti na unutarnjem tržištu te izbjeći poremećaje u trgovini[13]. Iako smjernice nisu zakonski obvezujuće, njima se htjelo doprinijeti stvaranju potpuno operativnog unutarnjeg tržišta prirodnog plina[14].

U ožujku 2002. godine, na plenarnoj sjednici Europskog parlamenta, donijet je prvi prijedlog druge Direktive, a na snazi od kolovoza 2003. godine, kojom se potpuno otvaraju tržišta konkurenciji te se uspostavlja obveza svake države članice prilagoditi zakonodavstvo i osigurati uvjete deregulacije. Trećim stranama uspostavlja se pristup transportnim i distribucijskim mrežama te UPP postrojenjima, što otvara mogućnost ulaska novih dobavljača na tržište i potrošači time imaju slobodu izbora dobavljača plina. U svakoj državi članici, operatori sustava (poduzeća za transport, skladištenje, distribuciju prirodnog plina i/ili UPP-a) moraju osigurati transparentan pristup sustavu svim korisnicima, zasnivan na pravednim tarifama, objektivno primjenjivane. Jedna od bitnijih stavki Direktive je postavljanje

[13] Europski parlament i Vijeće Europske unije (2003.), *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* [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32003L0055

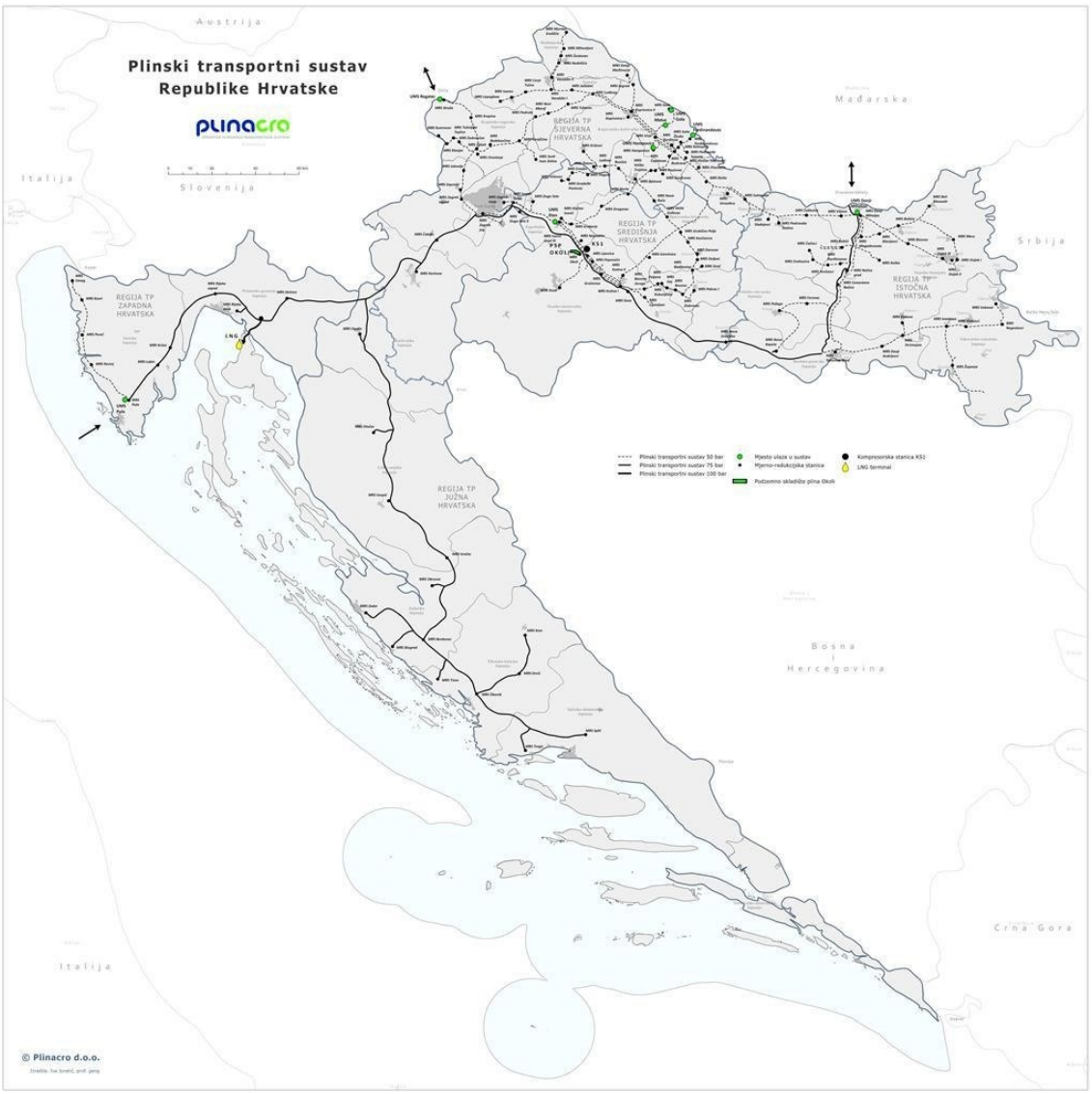
[14] Nadine, H. (2008.), European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?, preuzeto 20. siječnja 2023. s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-gas-market-liberalisation-are-regulatory-regimes-moving-towards-convergence/

minimalnih standarda, kako bi se osigurala maksimalna zaštita korisnika (većinom potrošača), kao što su pravo na promjenu dobavljača, transparentni ugovorni uvjeti i opće informacije, osigurani mehanizmi rješavanja sporova i sl. Kako bi se cijela mreža, tj. tržište, odvijalo besprijekorno, prema Direktivi, svaka država članica mora imenovati neovisno regulatorno tijelo, koje je odgovorno za kontrolu pridržavanja nediskriminatornog principa, razine transparentnosti i konkurencije te tarifa i metoda njihovog računanja. Temeljem toga, Europska Komisija uspostavlja Europsku Udrugu regulatora elektroenergetskog i plinskog tržišta („ERGEG – European Regulators' Group for Electricity and Gas“) u kojoj se nalaze sva nacionalna regulatorna tijela država članica, kako bi se konsolidirao razvoj unutarnjeg tržišta te osigurala dosljedna primjena odredaba Direktive[15]. Međutim, unatoč razvoju tržišta individualnih država, Komisija je provela evaluaciju energetskog sektora od 2005. do 2007. godine te se otkrilo da još uvijek postoje značajne prepreke u stvaranju kompetitivnog prekograničnog tržišta, gdje potrošači još uvijek nisu mogli uživati prednosti liberalizacije. Razlog tome je snažan utjecaj postojećih energetskih korporacija, uglavnom još u državnom vlasništvu, koje drže dominantnu poziciju na tržištu te vješto izbjegavaju konkurenciju u vidu novih poduzeća na tržištu.

Rezultati evaluacije doveli su do stvaranja prijedloga treće Direktive, koja je 25. srpnja 2009. godine i stupila na snagu te ju Europska komisija zamišlja kao krajnje sredstvo za uspostavljanje jedinstvenog liberaliziranog EU tržišta prirodnog plina.
Direktivom se uspostavio ulazno-izlazni sustav, u kojem trgovci, distributeri i dobavljači plina neovisno rezerviraju kapacitete plina na ulazima (fizička ili virtualna točka, gdje korisnici sustava, kao što su dobavljači, uvode određenu količinu plina u plinovod) i izlazima (fizička ili virtualna točka, gdje određena količina plina izlazi iz plinovoda u svrhe korisnika sustava) u transportnom sustavu, što omogućuje transparentniji sustav te veću fleksibilnost za korisnike.

[15] EUR-Lex Access to European Union law (b.d.), Internal market for natural gas, preuzeto 21. siječnja 2023. s https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/internal-market-for-natural-gas.html

*Slika 1 Plinski transportni sustav Republike Hrvatske*




*Izvor: https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=162*

Kako bi se poboljšala međudržavna povezanost i trgovina, pravila na nacionalnoj razini mijenjaju se u mrežne kodekse i smjernice na EU razini. Trećom direktivom definirano je 12 takvih kodeksa, koji obuhvaćaju sljedeća područja: pravila u vezi sa sigurnošću i pouzdanošću mreže, pravila priključivanja na mrežu, pravila pristupa trećih strana, pravila razmjene podataka i naplate, pravila u vezi s interoperabilnosti, operativni postupci u izvanrednoj situaciji, pravila raspodjele kapaciteta i upravljanja zagušenjem, pravila trgovanja, u vezi s tehničkim i operativnim pružanjem usluga pristupa mreži i uravnoteživanjem sustava, pravila u vezi s transparentnošću, pravila uravnoteživanja, uključujući s mrežom povezana pravila o postupku nominacije, pravila o naknadama za neravnotežu i pravila za operativno uravnoteživanje između mreža operatora transportnih

sustava, pravila u vezi s usklađenim tarifnim strukturama za transport te energetska učinkovitost plinskih mreža[16]. Za razvoj i provedbu kodeksa u navedenim područjima, Europska komisija osniva Agenciju za suradnju energetskih regulatora (ACER) i Europsku mrežu operatora prijenosnog sustava za plin (ENTSOG). ACER pomaže u osiguravanju pravilnog funkcioniranja europskog tržišta plina i električne energije. Pruža podršku nacionalnim regulatornim tijelima u provedbi njihove regulatorne uloge na razini Europe te, prema potrebi, koordinira njihov rad, dok je svrha ENTSOG-a razvoj mrežnih kodeksa za tržište i sustav, redovito informiranje europskog tržišta o ponudi i potražnji za plinom te pružanje zajedničkih operativnih alata kako bi se osigurala pouzdanost mreže.

Trećom Direktivom došlo je do stvaranja kompletnog pravnog okvira, kojim se definiraju sva prava i obveze svih korisnika sustava na tržištu. Rezultati evaluacije stanja tržišta prirodnog plina od strane Europske komisije bili su itekako pozitivni, gdje je implementacija razdvajanja mrežnih djelatnosti od djelatnosti proizvodnje i opskrbe imala pozitivan utjecaj na ulazak novih poduzeća i stvaranje zdrave konkurencije. Štoviše, procjena utvrđuje da se integracija tržišta ubrzala zbog povećanja prekogranične trgovine, kao i sve veće suradnje između operatora transportnih sustava i nacionalnih regulatornih tijela[17].

Među glavnim akterima tržišta prirodnog plina nalaze se operatori transportnih sustava, odnosno poduzeća, kojima je glavna svrha transport energije (u ovom slučaju prirodnog plina) na nacionalnoj ili regionalnoj razini, koristeći postojeću infrastrukturu. Kako bi poduzeće bilo certificirano kao jedan od operatora prijenosnog sustava, mora uskladiti svoje poslovanje s pravima i obvezama definiranim u trećoj Direktivi za prirodni plin (Direktiva 2009/73/EC). Koristeći ulazno-izlazni sustav, operatori transportnih sustava ugovaraju određene kapacitete na ulaznim i izlaznim točkama, odnosno, na temelju postojećih plinovoda ugovaraju određene kapacitete na interkonekciji. Takve lokacije nazivamo trgovinskim čvorištima plina[18].

[16] Europski parlament i Vijeće Europske unije (2009.), *UREDBA (EZ) br. 715/2009 EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mrežama za transport prirodnog plina i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1775/2005* [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/ALL/?uri=celex:32009R0715

[17] Europska komisija (2021.), *Evaluation Report Accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast)* [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2021%3A457%3AFIN&qid=1639998727689

[18] Europska komisija (2022.), *Prijedlog UREDBE VIJEĆA o uspostavi mehanizma za korekciju tržišta radi zaštite građana i gospodarstva od pretjerano visokih cijena* [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX:52022PC0668

## 2.2. Europska trgovinska čvorišta

Trgovinsko čvorište može biti fizičko i virtualno ili samo jedno od te dvije vrste. Ono predstavlja mjesto promjene vlasništva nad plinom u procesu kupnje, odnosno prodaje. Spoj nekoliko plinovoda čini fizičko čvorište, dok se na virtualnom vlasništvo mijenja unutar samog plinovoda ili mreže plinovoda. Čvorištem upravlja operator čvorišta („hub operator"), poduzeće koje organizira kupoprodaju, ali i u nekim slučajevima transport plina iz čvorišta ili u čvorište. Fizički promet većinom zauzimaju dugoročni ugovori između dvije strane, međutim, plinskim direktivama došlo je do liberalizacije tržišta te dolazi do slobodnog pristupa treće strane, što znači da mora postojati određena količina plina za trgovinu, koju proizvođači i dobavljači nude kupcima na čvorištima. Time se stimulira konkurentnost i razvoj tržišta, odnosno olakšava ulaz novih sudionika[19]. Ovakav način trgovine obično se provodi putem spot ili terminskih ugovora, što omogućava kupcima i prodavačima određivanje cijene plina na dan trgovanja (spot) ili u točno određeno vrijeme u budućnosti (terminski).

Osim ponude i potražnje, cjenovno određivanje prirodnog plina na trgovinskim čvorištima uspostavlja se i na temelju drugih čimbenika, poput klimatskog vremena, razina zaliha te globalnih energetskih cijena plina, ali i drugih sirovina. S obzirom na promjene navedenih čimbenika, cijene brzo fluktuiraju te trgovci plinom na čvorištima moraju brzo reagirati na nove tržišne informacije, kako bi ostali konkurentni.

Jedna od ključnih prednosti trgovanja na trgovinskim čvorištima plina je mogućnost stvaranja transparentnog i efikasnog tržišta prirodnog plina. Štoviše, ovim načinom trgovanja prirodnim plinom osnažuje se energetska sigurnost i stabilnost stvaranjem raznovrsnijih izvora opskrbe plinom te smanjivanjem ovisnosti o jednom dobavljaču ili opskrbnom pravcu. Takvu situaciju možemo povezati s Europom.

Sljedeća karta pokazuje sva operativna trgovinska čvorišta plinom na kraju 2020. godine u Europi. Čvorišta su kategorizirana bojama u sljedećim razinama: Zrela, Aktivna, Siromašna i Neaktivna.

[19] Philippou, S. (2022.), *Natural gas, liquefied natural gas and electricity markets*, doktorski rad, Birkbeck, Sveučilište u Londonu, London

*Slika 2 Europska tržišta i čvorišta prirodnog plina 2020. godine*

*Izvor: Heather, P. (2021., srpanj), European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/*

Postoji pet ključnih karakteristika prema kojima se evaluira zrelost pojedinog trgovinskog čvorišta, a to su:

- Sudionici na tržištu – što je broj aktivnih sudionika veći, to je čvorište bliže ostvarenju zrelosti;
- Instrumenti trgovanja – važna karakteristika u međusobnoj usporedbi čvorišta;
- Obujam trgovanja – karakteristika koja je povezana s tržišnom aktivnošću i razvojem te je bitan znak važnosti čvorišta;
- Indeks razmjenjivosti („Tradability index“) – ICIS indeks, u upotrebi s drugim ključnim pokazateljima, pomaže u određivanju dubine, likvidnosti i transparentnosti trgovinskog čvorišta;

- Omjer trgovanih i fizičkih količina („Churn rates“) – stopa kojom se mjeri koliko se puta trgovalo jednom jedinicom prirodnog plina od početne prodaje od strane proizvođača i konačne kupnje od strane potrošača[20].

Korištenjem jednostavne metodologije, svako se čvorište boduje po pojedinoj karakteristici. Sustav bodovanja omogućuje svakom čvorištu postizanje maksimalno 15 bodova, gdje su razredi podijeljeni tako, da ostvari li čvorište od 12 do 15 bodova, klasificira se kao zrelo, ostvari li od 8 do 11 bodova, klasificira se kao aktivno, ostvari li od 5 do 7 bodova, klasificira se kao slabo tržište te ako ostvari od 1 do 4 boda, klasificira se kao neaktivno čvorište.

*Slika 3 Sustav bodovanja europskih čvorišta po pojedinoj karakteristici, 2020. godine*

| 2020 | 5 KEY ELEMENTS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| HUB | Active Market Participants* | Traded Products** | Traded Volumes | Tradability Index (Q4) | Churn Rate*** | Score /15**** |
| TTF | 225 | 49 | 46690 | 20 | 60.0 | 15 |
| NBP | 166 | 39 | 10060 | 17 | 11.2 | 13 |
| PSV | 112 | 24 | 1455 | 16 | 1.9 | 10 |
| NCG | 126 | 23 | 1965 | 15 | 2.1 | 9 |
| VTP | 110 | 19 | 1010 | 14 | 2.0 | 9 |
| GPL | 99 | 21 | 1350 | 16 | 1.6 | 9 |
| TRF | 46 | 19 | 890 | 15 | 1.6 | 7 |
| PVB | 55 | 13 | 145 | 0 | 0.2 | 6 |
| ZEE | 45 | 12 | 235 | 5 | 0.5 | 6 |
| ZTP | 32 | 10 | 235 | 7 | 0.5 | 5 |
| VOB | 41 | 11 | 95 | 6 | 0.4 | 5 |

*Izvor: Heather, P. (2021., srpanj), European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/*

Bodovanjem svako čvorište pripada pojedinoj kategoriji te samim kategoriziranjem, razlikujemo njihove zadaće te razvojne mogućnosti[21].

[20] Heather, P., Petrovich, B. (2017., svibanj), *European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration* (OIES Energy Insights Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-updated-analysis-liquidity-maturity-barriers-market-integration/

### 2.2.1. Trgovačka čvorišta

S obzirom na obujam trgovanja, broj sudionika na tržištu i druge čimbenike, NBP i TTF su najrazvijenija, odnosno, zrela čvorišta u Europi. Sučeljavanje ponude i potražnje na ova dva tržišta dovodi do formiranja cijene plina, koja utječe skoro na cijelu regiju. TTF, odnosno „Title Transfer Facility“, zadnjih godina bilježi znatan porast ukupnog volumena trgovanja, gdje podaci iz 2020. godine pokazuju porast od 16% u odnosu na 2019. godinu. Štoviše, te godine, na TTF-u, trgovalo se četiri puta više nego na konkurentnom NBP-u. Nizozemsko čvorište u 2020. činilo je čak 79% ukupnog volumena trgovanja na europskom tržištu. Na slici 4 prikazan je ukupni volumen trgovanja prirodnim plinom u 2020. godini, gdje TTF bilježi 46 690 TWh, što je otprilike ekvivalentno 6 godina potrošnje prirodnog plina u kućanstvima SAD-a (vodeći se podacima o ukupnom broju kućanstava i prosječnoj potrošnji prirodnog plina u SAD-u iz 2022. godine)[22].

*Slika 4 Ukupni volumen trgovanja na europskim čvorištima prirodnog plina 2018., 2019. te 2020. godine*

| 2020 | TOTAL TRADED VOLUMES* (TWh) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **HUB** | **2008** | **2011** | **2018** | **Δ% =>** | **2019** | **Δ% =>** | **2020** |
| TTF | 560 | 6295 | 28220 | +43 | 40390 | +16 | 46690 |
| NBP | 10620 | 18000 | 15105 | -17 | 12480 | -19 | 10060 |
| NCG | EST.215 | 880 | 1760 | +25 | 2205 | -11 | 1965 |
| PSV | 160 | 185 | 1060 | +36 | 1440 | +1 | 1455 |
| GPL | EST.145 | 310 | 1150 | +20 | 1375 | -2 | 1350 |
| VTP | CEGH 165 | CEGH 170 | 650 | +34 | 870 | +16 | 1010 |
| TRF | PEG N 185 | PEG N 430 | 780 | +24 | 970 | -8 | 890 |
| ZEE | 500 | 870 | 460 | -17 | 380 | -38 | 235 |
| ZTP | n/a | n/a | 150 | +27 | 190 | +24 | 235 |
| PVB | n/a | n/a | 100 | +30 | 130 | +12 | 145 |
| VOB | n/a | n/a | 80 | +19 | 95 | ⇔ | 95 |

*Izvor: Heather, P. (2021., srpanj), European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/*

[21] Heather, P. (2021., srpanj), *European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge* (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/

[22] Heather, P. (2020., svibanj), *European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF* (OIES Energy Comment Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/

S druge strane, NBP, odnosno, „National Balancing Point“, britansko je trgovinsko čvorište, koje je postiglo svoju zrelost u samo pet godina svojeg postojanja te je prihvaćeno kao model, po kojem je EU, u 1990-im, bazirala svoju viziju jedinstvenog liberaliziranog tržišta. Svoj vrhunac, NBP je doživjelo 2017. godine, kada je ukupni volumen trgovanja prirodnim plinom iznosio 20 970 TWh. Međutim, nakon toga, tržište doživljava pad volumena trgovanja, zbog činjenice da se kupoprodaja na NBP čvorištu odvijala u penijima („pence/therm“), a ne u eurima („euros/MWh“), što je bilo poželjnija valuta „kontinentalnim“ Europljanima. Taj nedostatak se pretvorio u prednost na TTF-u (gdje se trgovanje odvija u eurima), koje je u to vrijeme postalo zrelo čvorište te je došlo do dodatnog pojačanja likvidnosti te volumena trgovanja. Međutim, NBP je i dalje ostalo vodeće, zrelo čvorište te cjenovna odrednica za Britansko otočje i LNG brodove usmjerene prema Ujedinjenom Kraljevstvu[23].

S obzirom na najveći ukupni volumen trgovanja i odličnu likvidnost, NBP i TTF postali su određivači cijena („price setters“) za velik dio Europe, međutim, kao što smo naveli, ovdje se govori o primarno trgovačkim čvorištima, čija je primarna zadaća odvijanje kupoprodaje instrumentima između ulagača.

### 2.2.2. Tranzitna čvorišta

Tranzitna čvorišta su stvarne, odnosno „fizičke točke“, gdje trgovci mogu sudjelovati u trgovini prirodnim plinom, međutim, primarna uloga takvih čvorišta je olakšati daljnji tranzit velikih količina prirodnog plina te regulirati opskrbu i protok plina plinovodima. Imajući navedeno u vidu, glavna karakteristika ovih čvorišta je kapacitet skladištenja plina, prema kojoj pod ovu skupinu spadaju čvorišta ZEE („Zeebrugge Hub“) u Belgiji i CEGH VTP („Central European Gas Hub Virtual Trading Point“) u Austriji (nadalje u tekstu: CEGH).

ZEE je fizičko čvorište, smješteno neposredno od plinovoda i ostalih plinskih instalacija, u sjeverozapadnoj Belgiji, izvan grada Zeebrugge. ZEE je geografski optimalno pozicionirano, odnosno, sama lokacija čvorišta osigurava lakši protok plina od i prema Njemačkoj, Velikoj Britaniji, Nizozemskoj, Norveškoj, Francuskoj, obližnjem LNG terminalu, ali i Belgijskoj

[23] Heather, P. (2020., svibanj), *European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF* (OIES Energy Comment Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/

nacionalnoj mreži plinovoda. Međutim, velika mana ovog čvorišta je nedovoljno razvijena trgovačka mreža, što je negativno utjecalo na uspon na europskom tržištu u odnosu na ostala europska čvorišta.
Podaci od 2018. do 2020. pokazuju pad volumena trgovanja na ZEE čvorištu, gdje je ukupni volumen trgovanja 2019. iznosio 380 TWh, što je 17% manje nego razina 2018. (460 TWh), a 2020. čak 38% manje nego 2019. (235 TWh). Jedan od razloga pada trgovanja, kao i kod NBP-a, je postavljanje vrijednosti u penijima, a s obzirom na veliku povezanost ZEE i NBP čvorišta, pad trgovanja na NBP-u imao je neposredan i značajan utjecaj na ZEE čvorištu[24].

Međutim, kao što smo spomenuli, glavna uloga čvorišta je tranzit prirodnog plina. Samom lokacijom, čvorište dobiva na značenju, jer predstavlja središte dva toka: istok/zapad, od Rusije do Velike Britanije te sjever/jug, od Norveške do Južne Europe. Štoviše, na istoj lokaciji se nalazi UPP terminal, što jača njihovu poziciju, jer se radi o vrsti plina s velikim potencijalom kao budućim gorivom za brodove i kamione.

CEGH čvorište uspostavljeno je 2002. godine, od strane OMV Gas International GmbH. Radi se o fizičkom čvorištu, s infrastrukturom velikog kapaciteta, međutim, glavna ideja je bila uspostava čvorišta za trgovinu, a ne uravnoteženje tržišta (upravljanje protokom plinovoda u slučaju poremećaja na tržištu, kao što je povećana/smanjena potražnja/ponuda). Čvorište se nalazi u Baumgartenu, području na istočnom dijelu Austrije te je direktno spojena sa Slovačkim i Mađarskim plinovodima. Trans Austria Gas (u daljnjem tekstu: TAG) plinovod povezuje CEGH s Italijom, dok ga TAG i SOL plinovodi povezuju sa Slovenijom. Ovakva povezanost predstavlja veliku prednost u uravnoteženju tržišta. Kroz prvih nekoliko godina postojanja, čvorište je nastojalo što transparentnije prikazati trgovanja i druge operativne aktivnosti, što je postigla objavljivanjem registriranih i aktivnih trgovaca plinom od listopada 2005. godine[25].

Na čvorište dolazi više od trećine prirodnog plina koji dolazi iz Rusije u Europu i predstavlja prvo veće tranzitno čvorište za plin s istoka. Kao što smo naveli, zbog svog geografskog položaja predstavlja jako dobru lokaciju za međunarodnu trgovinu plinom, a zbog velikog

[24] Heather, P. (2020., svibanj), *European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF* (OIES Energy Comment Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/
[25] Heather, P. (2012.), *Central European Gas Hubs: Are they fit for purpose?,* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies University of Oxford

kapaciteta skladištenja i velikog broja skladišta plina u Austriji, osigurava visok stupanj fleksibilnosti i sigurnosti opskrbe[26].

### 2.2.3. Prijelazna čvorišta

Prijelaznim čvorištima smatramo ona koja su počela s liberalizacijom tržišta te ponudom instrumenata trgovanja, međutim, nisu još dosegla visok stupanj razvijenosti. Iako je teško dospjeti do razvijenosti kao što su NBP i TTF, na europskom tržištu to čak i ne mora biti nužno s obzirom na sveukupni okvir europskog trgovanja plinom. U ovu kategoriju uključujemo dva njemačka čvorišta, „NetConnect Germany" (u daljnjem tekstu: NCG) i „Gaspool" (u daljnjem tekstu: GPL) te talijansko čvorište „Punto di Scambio Virtuale" (u daljnjem tekstu: PSV).

PSV uspostavljeno je 2003. godine kao virtualno čvorište, upravljano od strane vodećeg operatora u Italiji, SNAM Rete Gas. Trgovina se najviše odvija preko OTC tržišta, bez obzira što se uključuje sve veći broj operatera i klirinških kuća na tržište, kojima je udio i dalje neprimjetan. U usporedbi s ostalim europskim čvorištima, PSV je imalo slabiji rast, ali i dalje pozitivnog trenda. U počecima, ulazak na talijansko tržište nije bilo lako, zbog činjenice što su se sva trgovanja, informacije te komunikacije odvijale na talijanskom jeziku. To je predstavljalo jednu, iako banalnu, od većih prepreka za ulazak na tržište. S vremenom je došlo do oplemenjivanja tržišta s više prijevoda.
Zbog svoje pozicije, PSV ima mogućnost biti cjenovna odrednica za južnu Europu, za što u Italiji postoji jaka politička volja. Od 2011. godine, kada je PSV bilo rangirano na sedmom mjestu po veličini i trgovanju na europskom tržištu, SNAM Rete Gas je investiralo u velikim količinama i naporima, da bi 2020. godine, PSV bilo rangirano na četvrtom mjestu po količini trgovanja[27].

Stvaranje današnjeg tržišta prirodnog plina u Njemačkoj započelo je spajanjem 19 zona balansiranja od 2009. do 2011. godine. Tada su nastala NCG i GPL čvorišta, gdje NCG čvorište pokriva istočnu i južnu regiju Njemačke, kao što su Bavarija, Saska, Tiringija te

[26] Heather, P. (2021., srpanj), *European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge* (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/
[27] Heather, P. (2012.), *Central European Gas Hubs: Are they fit for purpose?,* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies University of Oxford

dijelove regije Baden-Württemberg, dok GPL čvorište pokriva sjevernu i zapadnu regiju, poput Donja Saska, Bremen, Hamburg te dijelove regije Sjeverna Rajna-Vestfalija.
2012. godine, nakon stvaranja ta dva čvorišta, pokrenuta je inicijativa za spajanje i ta preostala dva u novo čvorište. Ideja je odbačena, zbog puno veće troškovne strane nego ikakve potencijalne koristi za potrošača te zbog toga što daljnja konsolidacija tržišnih područja nije bila hitna. Nakon nekoliko dodatnih inicijativa, 2017. godine, započele su konzultacije i sastanci o spajanju te je izglasana i odobrena skica amandmana. Glavna točka i argument bilo je povećanje i poboljšanje likvidnosti. Dogovoren je i početak novog tržišnog područja, srpanj 2021. i naziv čvorišta, „Trading Hub Europe" (u daljnjem tekstu: THE). Prvih šest mjeseci čvorište nije zadovoljilo očekivanje, gdje je protok informacija bio slab, nedovoljno transparentan te bi mrežni sustav na tjednoj bazi krahirao. Iako je volumen trgovanja imao pozitivan trend doduše slabog nagiba, omjer trgovanih i fizičkih količina („Churn rate") nije ispunjavao očekivane razine. Štoviše, omjer je bio daleko od zrelog likvidnog čvorišta.

Međutim, iako je trgovanje na novom THE čvorištu započelo s ne ispunjenim očekivanjima, čvorište je i dalje na idealnoj poziciji zahvaljujući lokaciji u središtu Europe, visokoj razini kvalitete te sustav prilagođen korisnicima. S obzirom na navedeno, očekivanja su velika, ali čvorište ima potencijal postati središnje polazište za daljnje prekogranične distribucije između pojedinih Europskih tržišta[28].

### 2.3. Ponuda i potražnja za plinom

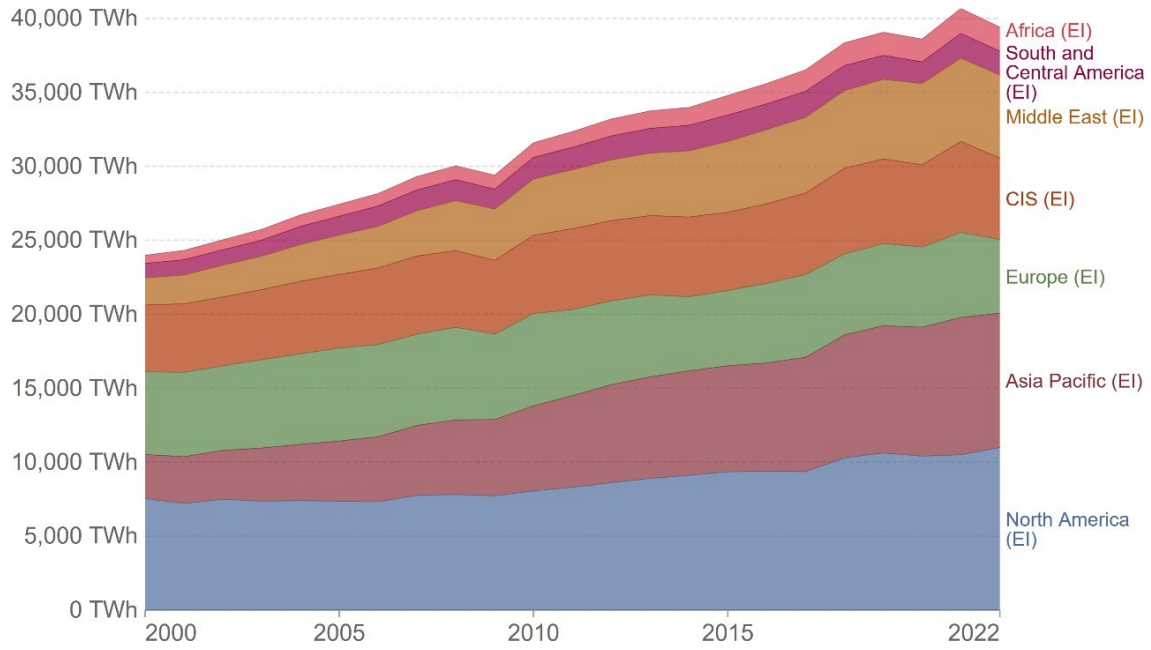
S obzirom na specifičnosti tržišta prirodnog plina, postoji veliki broj faktora koji utječu na formiranje cijene, kretanje ponude i potražnje te balansiranja tržišta. Jedni od glavnih čimbenika na ponudbenoj strani čine: razina proizvodnje prirodnog plina, razina uskladištenog prirodnog plina te razina neto izvoza prirodnog plina, dok na potražnoj strani čine: promjene klime, razina gospodarske razvijenosti te dostupnost i cijene ostalih goriva/izvora energije[29].

[28] Heather, P. (2021., srpanj), *European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge* (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/
[29] World Energy Council (2016.), *World Energy Resources 2016*, London: World Energy Council

Poboljšanja u tehnologiji istraživanja i proizvodnje omogućila su rast dokazanih rezervi prirodnog plina u posljednjem desetljeću. 2020. godine, dokazano je 188 trilijuna kubnih metara, što je povećanje od 4% u odnosu na razine iz 2010. godine (180 tcm). Većina ovih rezervi nalazi se na Srednjem Istoku (40%; ~76 tcm) i Rusiji (20%; ~37 tcm)[30].

U drugom desetljeću, svjetska proizvodnja prirodnog plina zabilježila je stabilan rast, ,gdje najveću proizvodnju bilježi Sjeverna Amerika, s rastom od 43%, promatrajući razdoblje od 2010. do 2020. godine. Razlozi takvog rasta nalaze se u tehnološkom razvoju, gdje imamo razvoj hidrauličkog frakturiranja te horizontalnog bušenja, što je omogućilo vađenje prirodnog plina iz dosad nepristupačnih izvora, kao što je plin iz škriljevca. Za razliku od Sjeverne Amerike, na drugom kraju imamo Europu sa smanjenjem proizvodnje od 29%, u istom razdoblju. S obzirom da je Europa siromašna izvorima prirodnog plina, kontinuirano iscrpljivanje postojećih izvora dovelo je do smanjenja proizvodnje. Osim navedenog, Europa se nalazi u energetskoj tranziciji, gdje države pokušavaju postati predvodnici u implementaciji i korištenju obnovljivih izvora energije, smanjujući emisije stakleničkih plinova[31].

*Slika 5 Trend rasta svjetske potrošnje prirodnog plina po regijama, u teravat satima (TWh), u periodu od 2000. do 2022. godine*




*Izvor: https://ourworldindata.org/grapher/natural-gas-consumption-by-region*

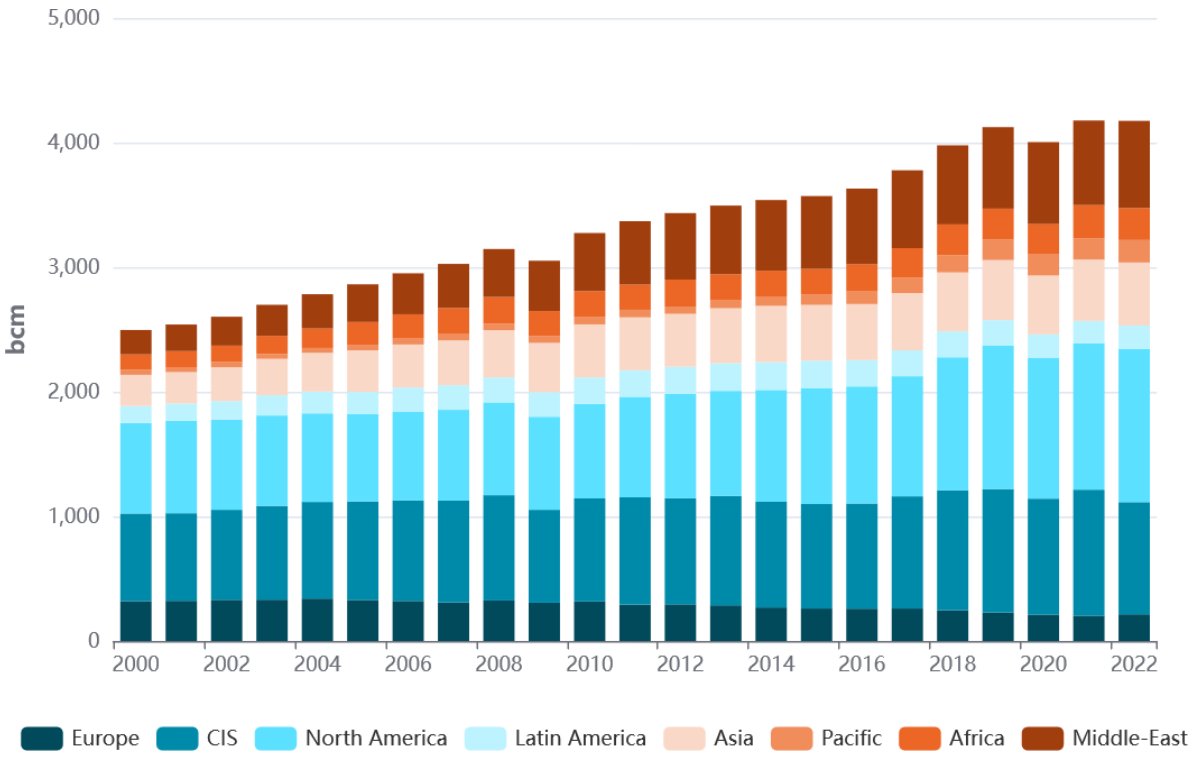
[30] BP (2021.), *Statistical Review of World Energy*, 70. izd., London: BP p.l.c.
[31] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

Međutim, bez obzira na pad proizvodnje u nekim regijama, globalna proizvodnja prirodnog plina u zadnjem desetljeću povećala se za čak 23% od 2010. do 2020. godine. Rast je rezultat sve rasprostranjenijeg korištenja tehnologije frakturiranja i vađenja plina iz škriljevca, činjenici da je prirodni plin ekološki prihvatljivije fosilno gorivo uspoređujući ga s ugljenom i naftom te razvoju tržišta UPP-a, što omogućava transport plina preko velikih udaljenosti i otvaranje novih tržišta.

Kada govorimo o potražnji za prirodnim plinom, većinom se osvrćemo na razvijenost gospodarstva. Tijekom gospodarskog rasta, povećanje potražnje za dobrima i uslugama u industrijskom i komercijalnom sektoru, mogu rezultirati povećanjem potrošnje prirodnog plina. Povećanja potrošnje iznimno su visoka u industrijskom sektoru, gdje se prirodni plin koristi kao gorivo i sirovina u proizvodnji proizvoda, kao što su gnojiva i farmaceutski proizvodi.

U zadnjem desetljeću došlo je do generalnog povećanja potrošnje prirodnog plina. Regionalna povećanja se razlikuju, kao što imamo Sjevernu Ameriku, gdje je do povećanja došlo zbog razvoja tehnologije frakturiranja te zamjene ugljena kao primarnog goriva u proizvodnji električne energije te Kine, gdje je do povećanja potrošnje došlo zbog širenja industrijskog sektora, urbanizacije i politika korištenja ekološki prihvatljivijih izvora energije.

*Slika 6 Trend rasta svjetske proizvodnje prirodnog plina po regijama, u milijardama kubičnih metara (bcm), u periodu od 2000. do 2022. godine*




*Izvor: https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html*

Najveće relativno povećanje potrošnje doživjela je Azija, s povećanjem od 47%, od 2010. do 2020. godine. Nakon Azije slijedi Sjeverna Amerika, s povećanjem od 27%. Iako je došlo do prosječnog povećanja potrošnje, nisu sve regije pridonijele tom rezultatu, nego naprotiv, u Europi, trend kretanja potrošnje je zapravo negativan. Od 2010. do 2020. godine, došlo je do smanjenja od 11%, što je rezultat smanjene industrijske proizvodnje/aktivnosti, povećano korištenje obnovljivih izvora energije, uvođenje različitih politika u cilju energetske tranzicije i smanjenja emisija stakleničkih plinova[32].

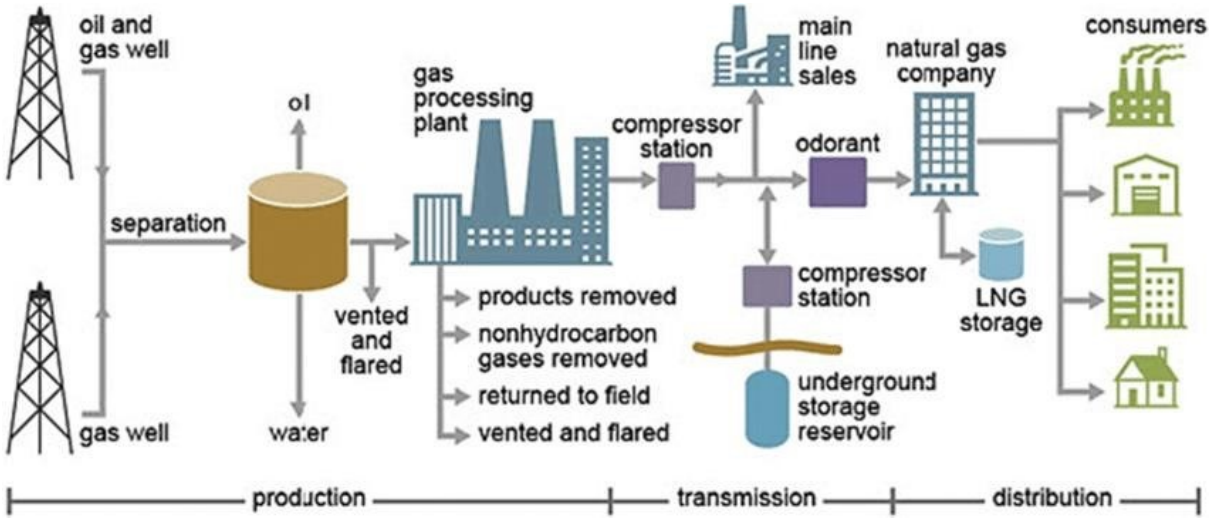
[32] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

# 3. LANCI OPSKRBE PRIRODNIM PLINOM U EUROPSKOJ UNIJI

## 3.1. LANCI OPSKRBE PRIRODNIM PLINOM

Lanci opskrbe u energetskoj industriji su kapitalno intenzivni te sudionike svih lanaca opskrbe možemo kategorizirati u tri skupine: istraživanje i proizvodnja; skladištenje i transport te distribucija plina.

*Slika 7 Prikaz simplificiranog lanca opskrbe prirodnim plinom*




*Izvor: J.-Sharahi, S., Khalili-Damghani, K., Abtahi, A.-R., Komijan, A., R., (2021.), A New Network Data Envelopment Analysis Models to Measure the Efficiency of Natural Gas Supply Chain, Operational Research – An International Research, Vol. 21, br. 3, https://www.researchgate.net/publication/332022346_A_new_network_data_envelopment_analysis_models_to_measure_the_efficiency_of_natural_gas_supply_chain*

Proizvodnja se odvija na poljima, koja uglavnom imaju više vlasnika te svaki vlasnik ima proizvođačka prava, koja su ugovorno regulirana i propisana. Ta prava omogućuju vlasniku proizvodnju, odnosno vađenje plina, u rasponu s definiranim minimalnim i maksimalnim količinama, u određenom vremenskom intervalu. Kao što je navedeno u drugom poglavlju, većina proizvedenog prirodnog plina trguje se s „take-or-pay“ klauzulama, gdje se kupac obvezuje kupovati određenu količinu, kroz određeni vremenski period, u intervalima. Kupac određuje količine, koje proizvođač mora osigurati. Unutar opskrbnog lanca prirodnog plina, istraživanje i proizvodnja spada pod takozvani „up-stream“ segment[33].

[33] Creti, A., Villeneuve, B. (2004., 01. rujan), LONGTERM CONTRACTS AND TAKE-OR-PAY CLAUSES IN NATURAL GAS MARKET, *Energy Studies Review,* 13(1), preuzeto s https://energystudiesreview.ca/esr/article/view/466

U počecima energetske industrije, prirodni plin bio je samo nusproizvod, koji se dobivao tijekom vađenja nafte. Međutim, nakon razvoja infrastrukture te samog istraživanja prednosti prirodnog plina, započela je njegova uporaba u industriji te samim kućanstvima. Danas su još uvijek naftne korporacije glavni sudionici u vađenju i proizvodnji prirodnog plina, ali razvijaju se novi oblici poduzeća, kojima je glavna aktivnost unutar plinske industrije.

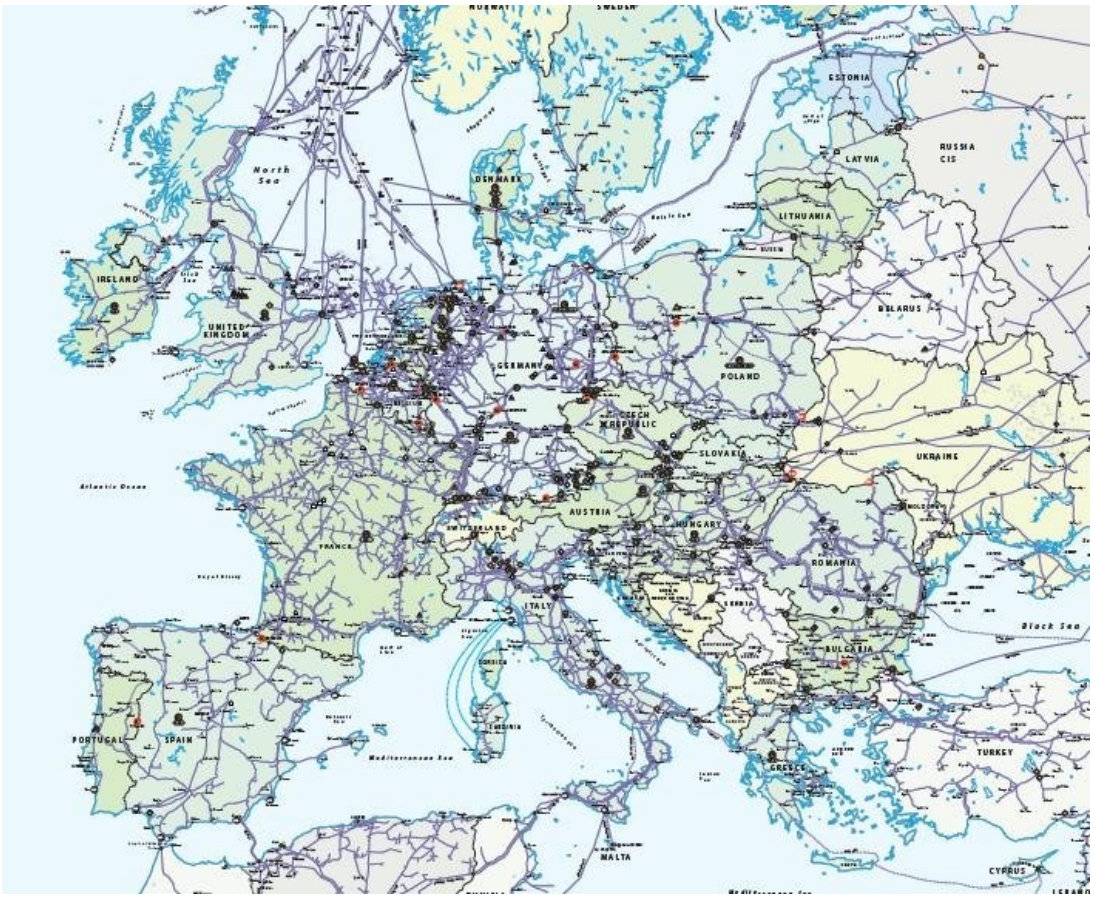
Pet najvećih proizvođača prirodnog plina, prema podacima iz 2021., bili su:

- Gazprom – korporacija u državnom vlasništvu (Rusija) s otprilike 50% dionica u vlasništvu države. 2021. godine bili su najveći proizvođač prirodnog plina na svijetu, proizvevši 516 milijardi kubičnih metara (u daljnjem tekstu: bcm) prirodnog plina;
- PetroChina – iako je ova korporacija pod državnim vlasništvom, većina operativnih aktivnosti organizirana su putem podružnice javno uvrštene na burzu, PetroChina Company. 2021. godine proizveli su 125 bcm prirodnog plina;
- Sinopec – druga po veličini korporacija u energetskom sektoru Kine, proizvela je 34 bcm prirodnog plina u 2021. godini. Osim proizvodnje, korporacija je uključena i u middle-stream segment (transport plina), rafiniranje te jedna je od vodećih korporacija kemijske proizvodnje;
- ExxonMobil – proizveli su oko 88 bcm prirodnog plina, sjedište im je u Irving, Texasu, a njihovim dionicama trguje se na burzi NYSE. Istraživačke i proizvođačke aktivnosti vrše u 39 zemalja, dok tradicionalnim pristupom u proizvodnji plin vade u 17 zemalja;
- BP – britanska korporacija sa sjedištem u Londonu naftni i plinski je gigant, čije se operacije i aktivnosti protežu cijelim opskrbnim lancem. 2021. godine, proizvodnja im bilježi oko 82 bcm prirodnog plina. Svoje poslovanje šire od Sjeverne i Južne Amerike, preko Bliskog Istoka te do Jugoistočne Azije. Osim naftne i plinske proizvodnje, veliki su tržišni sudionici i u petrokemijskoj industriji[34].

Nakon proizvodnje, plin se prenosi putem plinovoda, dospijevajući u mrežu plinovoda i ovaj segment uobičajeno nazivamo „mid-stream“ segment. Transportom, skladištenjem i trgovinom, ovaj segment povezuje proizvođače i korisnike te osigurava efikasnu protočnost plina od proizvodnih polja do potrošačkog tržišta.

[34] Carpenter, J., W. (2023., 18. travanj), The Top Natural Gas Companies in the World, *Investopedia*, preuzeto s https://www.investopedia.com/articles/markets/030116/worlds-top-10-natural-gas-companies-xom-ogzpy.asp

*Slika 8 Europska mreža prirodnog plina 2021. godine*



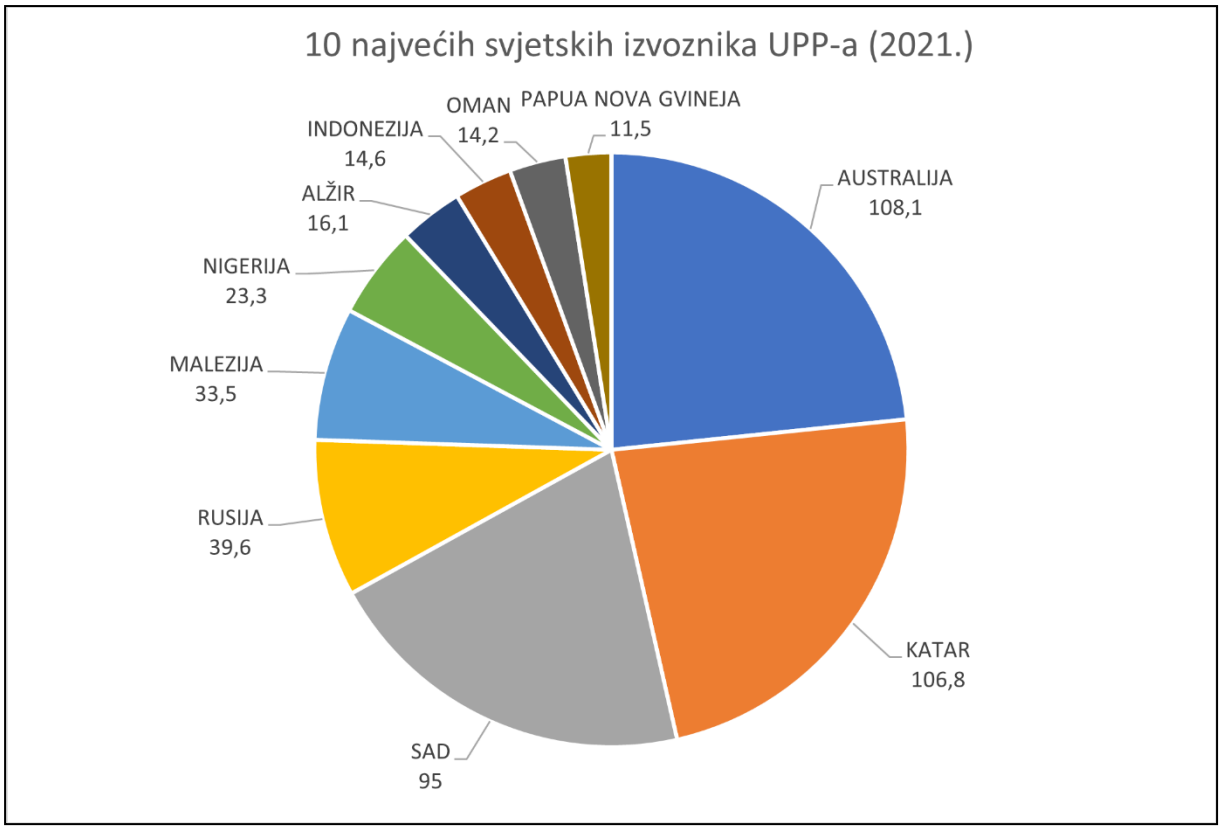

*Izvor: https://www.entsog.eu/maps#transmission-capacity-map-2021*

Ključna komponenta „mid-stream" segmenta obuhvaća razgranatu mrežu plinovoda, povezujući i omogućavajući prekograničnu trgovinu. Osim proizvodnih polja, na počecima plinovoda možemo pronaći i UPP terminale, koji također igraju važnu ulogu u međunarodnoj trgovini, olakšavajući transport na velike udaljenosti, tako da se prirodni plin pretvori u tekući oblik na ekstremno niskoj temperaturi, smanjujući volumen za oko 600 puta te se putem specijaliziranih tankera prenosi u UPP terminal, gdje se regasificira. Terminali omogućuju pristup globalnom tržištu, gdje proizvodno orijentirane države mogu izvoziti plin i na druga, teško dostupna tržišta[35]. Najveći izvoznici UPP-a u 2021. godini su Australija (108 bcm), Katar (107 bcm), SAD (95 bcm), Rusija (40 bcm), Malezija (34 bcm), Nigerija (23 bcm), Alžir (16 bcm) te Indonezija (15 bcm)[36].

[35] Tomasgard, A., Rømo, F., Fodstad, M., Midthun, K. (2007.), Optimization Models for the Natural Gas Value Chain, u: Hasle, G., Lie, K.-A., Quak, E. (ur.), *Geometric Modelling, Numerical Simulation, and Optimization* (str. 521-558.), Dordrecht: Springer

[36] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

*Grafikon 1 10 najvećih svjetskih izvoznika UPP-a (2021.)*




*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2022*

Kako bi cijela mreža plinovoda i protok plina funkcionirali bez greške, operatori prijenosnog sustava (u daljnjem tekstu: „OPS“) zaduženi su za transport i tranzit plina te različite slične aktivnosti, uključujući izgradnju plinskog transportnog sustava. Da bi svi europski operatori bili povezani i koordinirani, osnovana je Europska mreža operatora prijenosnog sustava za plin (u daljnjem tekstu: „ENTSOG“), čija je zadaća olakšavati i poboljšavati suradnju OPS-a diljem Europe te osigurati razvoj paneuropskog prijenosnog sustava u skladu s energetskim i klimatskim ciljevima EU-a. Većina zadataka ENTSOG-a definirana je trećom Direktivom, točnije Uredbom br. 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća, što uključuje razvoj mrežnih kodeksa za rad sustava i tržišta, razrađivanje desetogodišnjeg plana razvoja prijenosne mreže, pružanje redovitih informacija o ponudi i potražnji plina za europsko tržište te pružanje zajedničkih instrumenata za upravljanje mrežom, kako bi osigurali usklađeno funkcioniranje mreže u uobičajenim uvjetima i stanju nužde.

Od osnutka, članovi ENTSOG-a pružali su široku pokrivenost Europskog tržišta prirodnog plina. U prosincu 2010. godine, godinu dana nakon osnutka (1. prosinac 2009), njihov statut je mijenjan, odnosno prilagođen, omogućujući pristup operatorima izuzetima iz trećeg energetskog paketa, definirajući ih kao pridruženim partnerima. Nadalje, u veljači 2011. godine, dodatnom izmjenom omogućen je i pristup operatorima trećih zemalja, odnosno, zemalja kandidata za ulazak u EU te članicama Energetske zajednice ili EFTA-e (Europsko udruženje za slobodnu trgovinu), definirajući ih kao promatrače. S obzirom na navedeno, ENTSOG trenutno broji 44 punopravnih članica, 1 pridruženog partnera i 10 promatrača[37].

*Slika 9 Članice, pridruženi partneri i promatrači Europske mreže operatora prijenosnog sustava za plin (ENTSOG)*

*Izvor: https://www.entsog.eu/members*

Budući da operatori prijenosnog sustava upravljaju ogromnim količinama prirodnog plina, moraju postojati drugi sudionici u opskrbnom lancu, koji će takvu količinu plina moći

[37] ENTSOG (b.d.), About ENTSOG, preuzeto 24. lipnja 2023. s https://www.entsog.eu/about-entsog

raspodijeliti u lokalnu/regionalnu distribucijsku mrežu te izravno do krajnjih korisnika. Takvi sudionici su operatori distribucijskog sustava (u daljnjem tekstu: „ODS“), kojima je zadaća na mjerno regulacijskim stanicama preuzeti plin od OPS-a, obraditi ga za komercijalnu uporabu (reducira tlak i odorizira plin) te pomoću sustava distribucijske mreže (međumjesnih i mjesnih plinovoda, distribucijskih regulacijskih stanica – DRS-a i obračunskih mjernih mjesta - OMM) isporučiti krajnjim kupcima. Za izvršenje navedenih zadaća distribucije, poduzimaju se aktivnosti poput:

1. Slobodan i nepristran pristup distribucijskoj mreži, koji obuhvaća utvrđivanje energetskih uvjeta i izdavanje energetskih suglasnosti, ugovaranje i realizacija priključaka na mrežu te ugovaranje javne usluge distribucije plina s opskrbljivačima plinom.

2. Pogon i održavanje mreže radi pouzdane i kontinuirane isporuke plina, koji obuhvaćaju vođenje pogona mreže (tradicionalno i daljinsko vođenje – dispečerski centar), nabava plina za pokriće mrežnih gubitaka plina, redoviti pregledi i kontrola propusnosti te održavanje svih sastavnica mreže (plinovodi, katodna zaštita, DRS-e i OMM), stalna dežurstva radi hitnih otklanjanja kvarova na mreži i instalacijama korisnika mreže, odoriziranje plina prepoznatljivim neugodnim mirisom, očitavanje količina isporučenoga plina (ručno, daljinsko – sustav SCADA), prekidi i/ili smanjenja/nastavak isporuke plina zbog radova na mreži ili zbog krivnje kupca, u slučaju kriznoga stanja, na zahtjev opskrbljivača plinom i na zahtjev kupca, zamjene i umjeravanja plinomjera, zaštita okoliša;

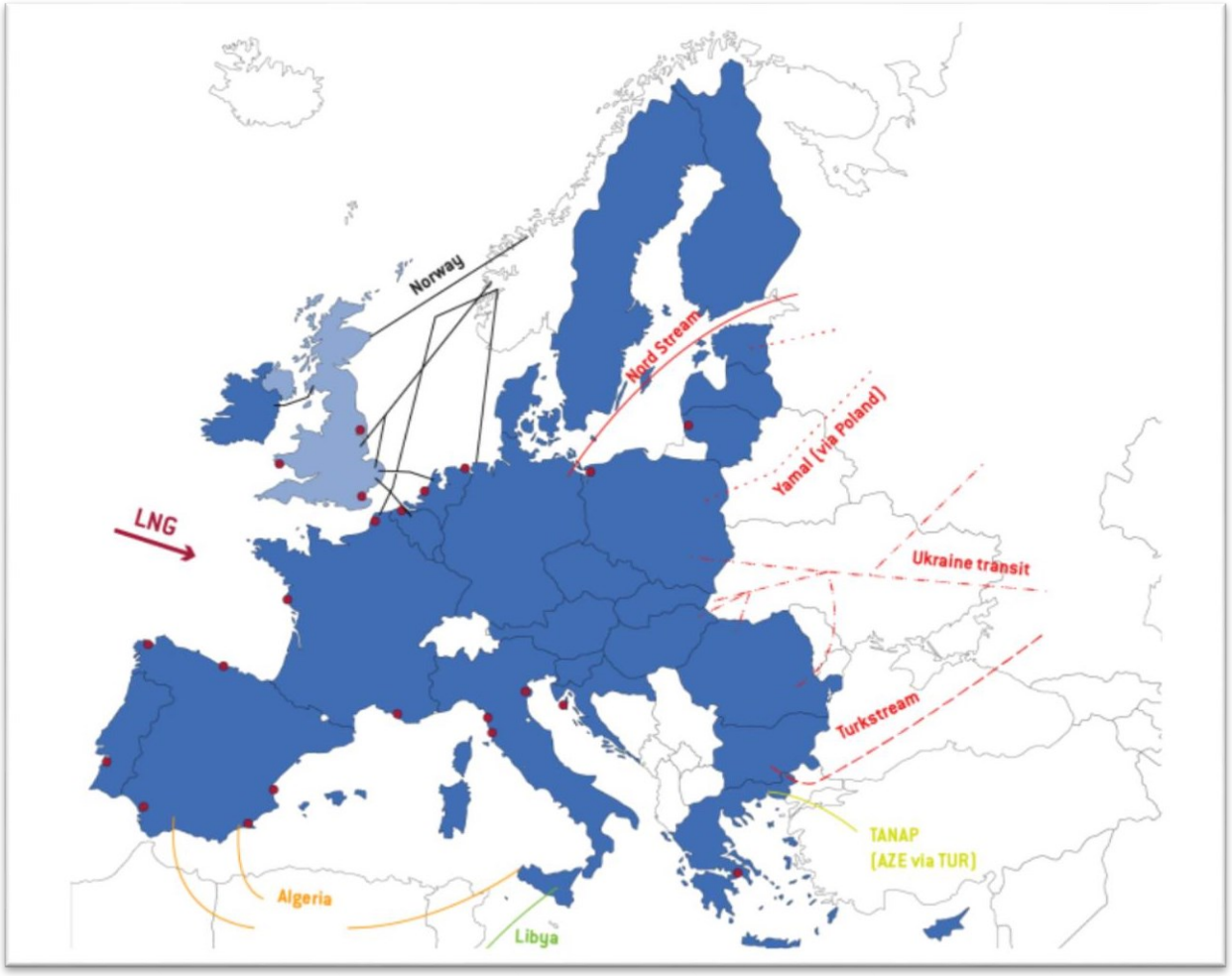
3. Unapređenje poslovanja i tehnološki razvoj, a sastoji se od glavnih radnji, kao što su tehnička potpora, vođenje tehničke dokumentacije i katastra vodova, dijagrami i analize opterećenja te mrežna pravila plinskog distribucijskog sustava.

4. Razvoj distribucijske mreže, koji obuhvaća planiranje razvoja distribucijske mreže, predlaganje investicijskih planova, realizaciju donesenih investicijskih planova – poslovi inženjeringa te tehničku kontrolu izgradnje distribucijske mreže[38].

[38] HEP (b.d.), Distribucija plina, preuzeto 24. lipnja 2023.s https://www.hep.hr/plin/o-nama/djelatnosti-hep-plina/distribucija-plina/1534

## 3.2. OPSKRBNI PRAVCI EUROPE

*Slika 10 Glavni opskrbni pravci prirodnog plina u EU*




*Izvor: https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports*

Početak moderne povijesti europskog prirodnog plina smatra se 1959. godina, kada je otkriveno plinsko polje Groningen u Nizozemskoj te plinska polja u Sjevernom moru pod teritorijem Ujedinjenog Kraljevstva, što je popraćeno znatnim otkrićima prirodnog plina u Norveškoj, u ranim 1970-im godinama. Dok je Ujedinjeno Kraljevstvo imalo veliko domaće tržište, koje je moralo zadovoljiti vlastitom proizvodnjom, Norveška nije imala, što im je omogućilo povećanje izvoza te izgradnju plinovoda prema kontinentalnoj Europi i Ujedinjenom Kraljevstvu.

Opće poznata činjenica o visokom udjelu uvoza ruskog plina potiče iz polovice 20. stoljeća, kada je Rusija, s namjerom iskorištavanja svoje uloge kao velikog izvoznika prirodnog plina, izgradila veliku mrežu plinovoda i tako oslabiti energetsku neovisnost zapadnog dijela

Europe. Rusija je svoju proizvodnju smjestila u Sibir, što je zahtijevalo kapitalno intenzivne projekte, koji su trajali godinama, čime su povezali plinovode s masivnim nalazištima plina. Od 1970. do 1980., uvoz Ruskog plina povećao se od 3.4 bcm do 26 bcm godišnje, dok su 1990. godine količine uvezenog plina iz Rusije dospijevale i do 63 bcm, što je Europu činilo glavnim izvoznim tržištem za Rusiju.

Što se tiče južne Europe, plinovod „Trans-Mediterranean“, s protokom plina iz Alžira, preko Tunisa do Sicilije, započeo je 1983. godine, dok je drugi važan plinovod „Maghreb-Europe“ završen 1996. te povezuje Alžir, Maroko, Španjolsku i Portugal. Osim plinovoda iz Alžira, prvi UPP brodovi dolazili su također iz Alžira, do Ujedinjenog Kraljevstva i Francuske, međutim, kako je tehnologija ukapljivanja i regasifikacije prirodnog plina zahtjevna i skupa, stopa rasta UPP-a u Europi bila je jako niska u ranim 1990-im godinama. Od tada, novim razvojem tehnologije, UPP postao je jako tražen proizvod, što je dovelo do ubrzanog građenja terminala širom Europe[39].

### 3.2.1. Sjeverno more

Proizvodnja norveškog prirodnog plina započela je 1977. godine, na poljima „Ekofisk“ i „Frigg“, potkrijepljena ugovorima s kontinentalnom Europom i Ujedinjenim Kraljevstvom. Razvoj drugih izvora plina bitno je zaostao u razdoblju prije liberalizacije tržišta, zbog potrebe pronalaska europskih kupaca voljnih potpisati dugoročne ugovore, nedostatkom izvora financiranja nove izvozne plinske infrastrukture te zbog vladinih ograničenja. Otkrićem i iskorištavanjem polja „Troll“ između 1979. i 1983. godine te ugovaranjem novih ugovora s kontinentalnom Europom, ograničenja razvoja plinskih izvora su nestala[40].

Danas, zbog izrazito velike razlike između domaće potrošnje i proizvodnje, što govori podatak da je 2021. godine, godišnja potrošnja prirodnog plina u Norveškoj iznosila 5,5 milijardi kubičnih metara, a proizvodnja 119 milijardi kubičnih metara, Norveška uspijeva biti drugi glavni izvoznik prirodnog plina u Europu, nakon Rusije[41].

Zbog veoma razgranate mreže plinovoda, Norveška ima izvrsnu povezanost s kontinentalnom Europom, ali i s Velikom Britanijom. Najduži plinovod „Franpipe“, dug 840 kilometara, povezuje terminal „Draupner E“, u Sjevernom moru, s terminalom u Francuskoj, u gradu

[39] Stern, J., P. (2005.), *The Future of Russian Gas and Gazprom*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies

[40] Heather, P. (2021., srpanj), *European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge* (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/

[41] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

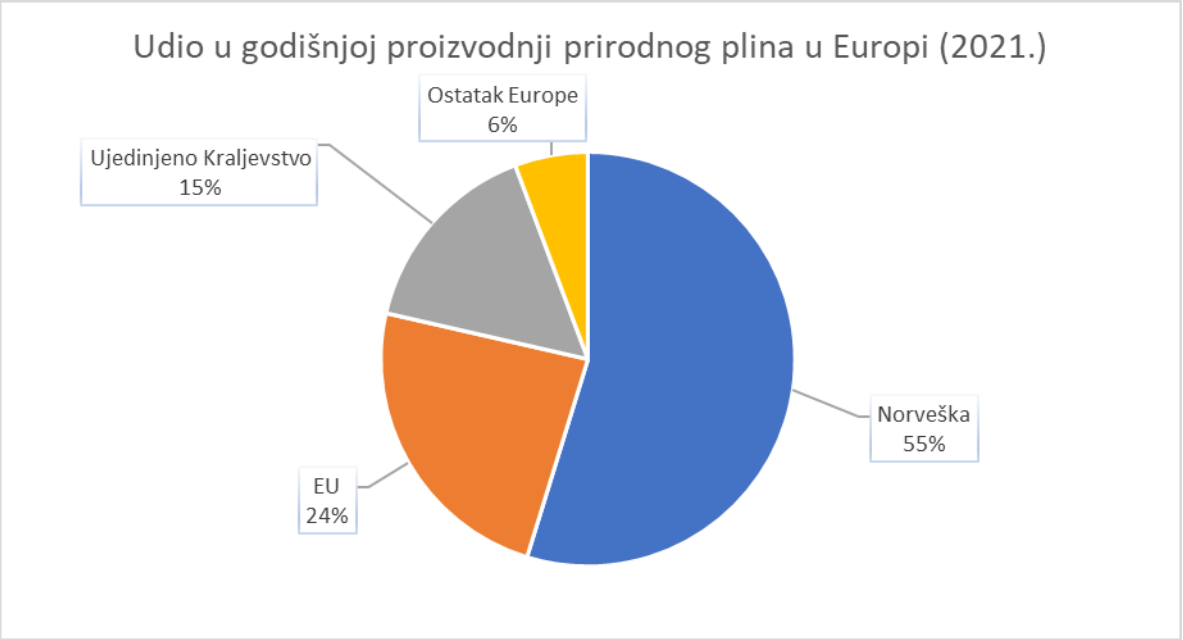
Dunkirk. Međutim, postoji još duži plinovod, „Langeled“, koji je odvojen u dva dijela, ali ukupna duljina iznosi 1164 kilometara, povezujući norveški grad Nyhavnu i britanski grad Easington. S obzirom na navedeno, u 2021. godini, norveški prirodni plin čini 23% ukupnog uvoza u EU[42].

*Slika 11 Mreža plinovoda na norveškom kontinentalnom pojasu*

*Izvor: https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/*

[42] Norwegian Petroleum (b.d.), THE OIL AND GAS PIPELINE SYSTEM, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/#gas-pipelines

*Grafikon 2 Udjeli u ukupnoj godišnjoj proizvodnji prirodnog plina u Europi 2021. godine*




*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2022*

### 3.2.2. UPP

Razvoj tržišta UPP-a značajno je utjecao na razvoj globalnog tržišta prirodnog plina od 1960-ih, a posebno u 21. stoljeću. Transport UPP-a zahtjeva određene korake u cijelom opskrbnom lancu, koji se mogu grupirati u proizvodnju plina (crpljenje iz plinskih polja), ukapljivanje, transport te uplinjavanje. U svakoj kategoriji postoje troškovi, koji utječu na konačnu konkurentnost UPP-a u odnosu na druge izvore energije ili na profitabilnost investicije na UPP tržištu[43]. Osim upotrebljene tehnologije, troškovi variraju i s obzirom na mjesto ukapljivanja, što je povezano s lokalnom infrastrukturom ukapljivanja. Također ovise o zemlji uvoznici, gdje možda postoje klimatski uvjeti koji sprječavaju upotrebu određene tehnologije uplinjavanja. Štoviše, troškovi su promjenjivi te se s vremenom mijenjaju pod utjecajem ponude i potražnje[44].

[43] Hönig, V., Prochazka, P., Obergruber, M., Smutka, L., Kučerova, V. (2019) Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU. Energies 2019, 12, 1565. Preuzeto s: https://doi.org/10.3390/en12081565 (Datum pristupa: 20.04.2022)

[44] Gałczyński, M., Ruszel, M., Turowski, P., Zajdler, R., Zawisza, A. (2017.), *Global LNG Market*, Warszawa: Ignacy Lukasiewicz Energy Policy Institute

Države, koje imaju pristup uvoznim terminalima UPP-a, daleko su otpornije na povremene šokove na tržištu i mogućim prekidima opskrbe plinom u cijelom lancu, nego države ovisne o jednom ili dva dobavljača prirodnog plina.

U 2021. godini, uvoz UPP-a iznosio je 32% ukupnog uvoza prirodnog plina EU-a, gdje su najveći izvozni partneri: SAD s 39% u ukupnom uvozu UPP-a, Katar s 28% te Rusija s 22%[45].

*Slika 12 EU infrastruktura UPP terminala*

*Izvor: https://www.consilium.europa.eu/hr/documents-publications/library/library-blog/posts/think-tank-review-june-2022/*

EU planira izgraditi velik broj UPP terminala, dok su trenutno u funkciji 28 terminala, od kojih su najveći po godišnjem kapacitetu regasifikacije:

[45] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

*Tablica 1 Najveći terminali UPP-a u EU*

| Terminal | Država | Početak rada | Godišnji kapacitet regasifikacije (bcm) | Vlasništvo |
|---|---|---|---|---|
| South Hook | Ujedinjeno Kraljevstvo | 2009. | 760 | Exxon Mobil, QatarEnergy, TotalEnergies |
| Isle of Grain | Ujedinjeno Kraljevstvo | 2005. | 688 | National Grid |
| Barcelona | Španjolska | 1969. | 603 | Enagas |
| Dunkirk | Francuska | 2017. | 459 | Publigaz |
| Gate Terminal | Nizozemska | 2011. | 424 | Nederlandse Gasunie |
| Cartagena | Španjolska | 1989. | 417 | Enagas |
| Huelva | Španjolska | 1988. | 417 | Enagas |
| Montoir de Bretagne | Francuska | 1980. | 353 | Engie |
| Zeebrugge | Belgija | 1987. | 318 | Publigaz |
| Adriatic Floating | Italija | 2009. | 318 | Exxon Mobil, QatarEnergy, Snam |

*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.statista.com/statistics/1101321/largest-lng-import-terminals-europe/*

U 2021. godini, američka proizvodnja plina dosegla je najvišu razinu od 934.2 milijardi kubičnih metara, čemu su pridonijele ogromne rezerve prirodnog plina. Iste godine, Aljaska bilježi najveći godišnji porast rezervi plina, za skoro tri puta više nego 2020. godine, dok Teksas zauzima drugo mjesto, sa 38% većim rezervama nego 2020. godine.

Ukupni izvoz SAD-a 2021. iznosio je 179 bcm, odnosno 19% ukupne proizvodnje te godine, u čemu izvoz UPP-a iznosi 95 bcm, odnosno 53% ukupnog izvoza. S obzirom na naftne šokove tijekom 20. stoljeća, SAD morale su osigurati dovoljno prirodnog plina za potrošnju, što su i napravili izgradnjom UPP terminala za uplinjavanje. Nakon krize, iste terminale su prenamijenili za ukapljivanje te su pomoću njih osigurali stabilne izvozne pravce[46]. U sljedećoj tablici nalaze se najveći UPP terminali u SAD-u, prema najvećem godišnjem kapacitetu regasifikacije, u 2021. godini:

[46] EIA (2022.), *Proved Reserves of Crude Oil and Natural Gas in the United States, Year-End 2021* [e-publikacija], preuzeto s: https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/

*Tablica 2 Najveći terminali UPP-a u SAD-u*

| Terminal | Početak rada | Godišnji kapacitet regasifikacije (bcm) | Vlasništvo |
|---|---|---|---|
| Sabine Pass | 2016. | 76,5 | Cheniere Energy |
| Freeport | 2008. | 39 | Zachary Hastings |
| Cove Point | 2018. | 26 | Dominion Energy |
| Cameron | 2020. | 19 | Sempra Energy |
| Corpus Christi | 2019. | 14 | Cheniere Energy |
| Everett Marine | 1971. | 7 | Exelon Corporation |
| Elba Island | 1996. | 4,5 | Kinder Morgan |
| Penuelas | 2000. | 3 | Gas Natural |
| EcoElectrica | 1987. | 2 | Naturgy Energy Group |
| San Juan | 2009. | 2 | New Fortress Energy |

*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.statista.com/statistics/1263943/largest-operational-lng-terminals-by-capacity-us/*

Drugi po redu važan izvoznik UPP-a u EU je Katar. S obzirom na ukupnu površinu od 11.5 tisuća $km^2$ i nešto više od 2.6 milijuna stanovnika, iznenađujući je podatak da je Katar proizveo 177 bcm prirodnog plina 2021. godine. Većinu plina crpe iz plinskog polja „North Field“, lociranog na sjeveroistoku zemlje, čiji se dio također nalazi u teritorijalnim vodama Irana, pod nazivom „South Pars“. Radi se o najvećem plinskom polju na svijetu, sa oko 51 trilijun kubičnih metara rezervi plina[47]. Kako bi iskoristili takav potencijal, ulagali su enormna sredstva u izgradnju UPP infrastrukture te su 2021. godine prepoznati kao drugi najveći izvoznik UPP-a u svijetu[48].

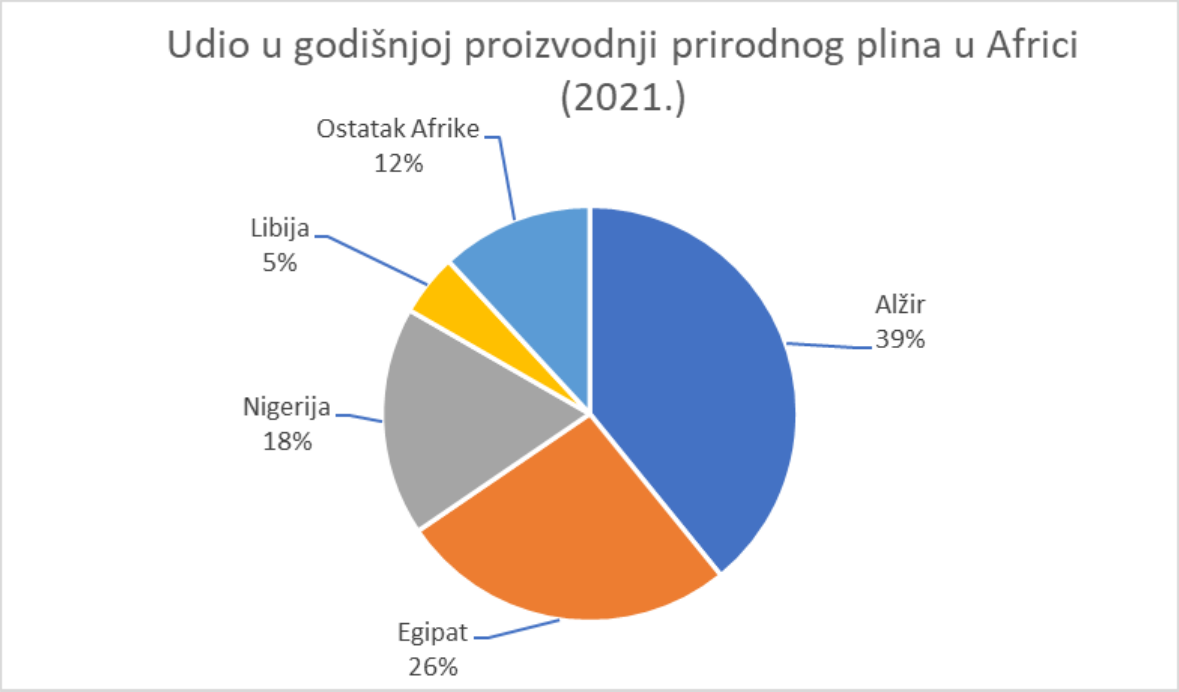
Ukupni kapacitet EU-a za uvoz UPP-a je značajan te u mogućnosti je zadovoljiti 40% ukupne trenutne potražnje za plinom. Međutim, u nekim regijama diljem Europe, postoje infrastrukturna ograničenja, dok nekoliko zemalja EU povećava svoje kapacitete za uvoz UPP-a, ubrzanim ulaganjima u UPP terminale. Prema popisu „Projekti od strateškog interesa“ (PCI projekti), strategija UPP uključuje popis ključnih infrastrukturnih projekata, kojima se osigurava korist od UPP-a za svaku zemlju članicu EU-a[49].

[47] Britannica (b.d.), Qatar, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://www.britannica.com/place/Qatar
[48] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.
[49] Europska komisija (b.d.), Projects of Common Interest, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en

### 3.2.3. Afrika

Afrika ima važnu ulogu u globalnom istraživanju, izvozu i opskrbi prirodnog plina, s ukupnom proizvodnjom od 257.5 milijardi kubičnih metara 2021. godine, što je malo više od 6% ukupne svjetske proizvodnje te godine. S obzirom na ulogu izvoznika, ova regija nalazi se na petom mjestu, prema udjelu u svjetskom izvozu, gdje je 2021. godine izvozila 96.5 milijardi kubičnih metara[50].

*Grafikon 3 Udjeli u godišnjoj proizvodnji prirodnog plina u Africi 2021. godine*




*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2022*

Trenutno, Europa uvozi afrički plin preko dva bitna plinovoda, izgrađena krajem 20. stoljeća, a to su „Trans-Mediterranean“ (Transmed) prema jugu Italije te „Maghreb-Europe“ (Maghreb) prema Španjolskoj. Najveći proizvođač afričkog plina, Alžir, 2021. godine zauzima 39% ukupne afričke proizvodnje, odnosno 108.5 milijardi kubičnih metara, gdje se 58% odnosi na izvoz, a ostatak na domaću potrošnju, dok je ukupni uvoz Alžirskog plina u Europu iznosio 34.1 milijardu kubičnih metara (9% ukupnog uvoza Europe) u 2021. godini,

[54] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

čineći Alžir trećim glavnim izvoznikom prirodnog plina u Europu[51]. Većinu svog plina Alžir crpi sa polja „Hassi R` Mel“, pored istoimenog grada, iz kojeg kreću već spomenuti plinovodi. Transmed je plinovod dug 2 475 kilometara, transportirajući plin od Alžira, preko Tunisa, do Sicilije te je izgrađen 1983. godine, dok je Maghreb plinovod dug 1 620 kilometara, povezujući Alžir i Španjolsku, preko Maroka. Obe države su glavna izvozna tržišta za Alžir, što zbog dugoročnih ugovora, što zbog dodatnih kupoprodajnih ugovora na spot tržištu[52].

### 3.3. Uloga Rusije u europskim opskrbnim pravcima

S obzirom na veličinu i povijest države, Rusija se ubraja u jednu od svjetskih velesila, gdje sama veličina države donosi velike prednosti, kao što je bogatstvo prirodnim resursima. Među područjima s najvećim rezervama plina nalaze se Uralski Okrug, Jamalo-Nenets Okrug te poluotok Jamal na sjeveru, u kojima se otprilike nalazi 23 trilijuna kubičnih metara prirodnog plina. Sjeverozapadno od poluotoka Jamal, u Barentsovom moru, nalaze se velika nalazišta plina, gdje je procijenjena količina na 5,8 trilijuna kubičnih metara. „Shtokman“ polje, u zapadnom dijelu Barentsovog mora, procjenjuje se na 3,9 trilijuna, dok istočno od Urala, na istoku Sibira, pronađena su polja s procijenjenom količinom od 3 trilijuna kubičnih metara, međutim, Gazprom procjenjuje cijelo područje istočnog Sibira te Dalekoistočni Okrug, koji se proteže sve do Pacifičkog oceana, na 53 trilijuna kubičnih metara[53].

Od početka razvoja plinske industrije, Rusija je iz godine u godinu bilježila sve veću proizvodnju te je 2021. godine dosegla 701,7 milijardu kubičnog metra proizvedenog prirodnog plina. S obzirom da je iste godine ukupna domaća potrošnja iznosila 474,6 milijardi kubičnih metara, Rusija je izvozila 241,3 bcm prirodnog plina, od kojih je 167 milijardi kubičnih metara bilo namijenjeno isključivo europskom tržištu[54]. Budući da je udaljenost ruskih plinskih polja te izvoznih tržišta velika, morali su iznimno puno ulagati u adekvatnu infrastrukturu. Danas imamo više opskrbnih pravaca iz Rusije prema Europi, od kojih su najvažniji:

[51] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.
[52] Hayes, M., H. (2004., svibanj), *Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects*, (Program on Energy and Sustainable Development working paper series, br. 27), preuzeto s: https://pesd.fsi.stanford.edu/publications/algeria
[53] Grama, Y. (2012.), The Analysis of Russian Oil and Gas Reserves, *International Journal of Energy Economics and Policy*, *2*(2), 82-91.
[54] BP (2022.), *bp Statistical Review of World Energy*, 71. izd., London: BP p.l.c.

- Sjeverni tok
- Jamal-Europa
- Ukrajinski koridor

### 3.3.1. Sjeverni tok

2005. godine u Berlinu, uspostavljen je sporazum, između ruskog Gazprom-a te njemačkih multinacionalnih korporacija BASF i E.ON, s ciljem izgradnje plinovoda od grada Vyborg na sjeverozapadu Rusije i lučkog grada Lubmin, na sjeveru Njemačke. Prva faza uključivala je polaganje prvog dijela vodova s kapacitetom od 27,5 milijardi kubičnih metara godišnje, dok se u drugoj fazi izgradio drugi dio vodova, kako bi se udvostručila opskrba na otprilike 55 milijardi kubičnih metara godišnje. Plin se crpi sa plinskih polja „Yuzhno-Russkoye“, „Ob-Taz Bay“ te „Shtokman“, koje je, kako smo već naveli, jedno od najvećih svjetskih plinskih polja s procijenjenim rezervama od 3,2 – 3,8 milijardi kubičnih metara, što u prenesenom značenju može pokriti otprilike sedam godina potrošnje plina u EU.

*Slika 13 Plinovodi Sjeverni tok 1 i Sjeverni tok 2*

*Izvor: https://www.aljazeera.com/news/2022/1/25/ukraine-russia-what-is-nord-steam-2-and-why-is-it-contentious*

Izgradnja plinovoda Sjeverni tok 2, započela je 2018. godine, prateći sličan pravac kao i Sjeverni tok 1. Završena je u rujnu 2021. godine, ali plinovod još nije operativan. Oba energetska projekta podigli su više kontroverznih tema u pogledu skoro svih segmenata, kao što su ekologija, ekonomija, energetska sigurnost, pravni te geopolitički aspekti. Sjeverni tok 2 podržan je od strane Njemačke i Austrije, koji navode pouzdanu, ekološki prihvatljivu i jeftinu energetsku opskrbu, dok oporbu čine Poljska, Baltičke države, SAD te Ukrajina, koje argumentiraju da je plinovod ekološki neprihvatljiv, u suprotnosti s energetskom sigurnosti EU te je neuskladiv s energetskim zakonodavstvom EU[55].

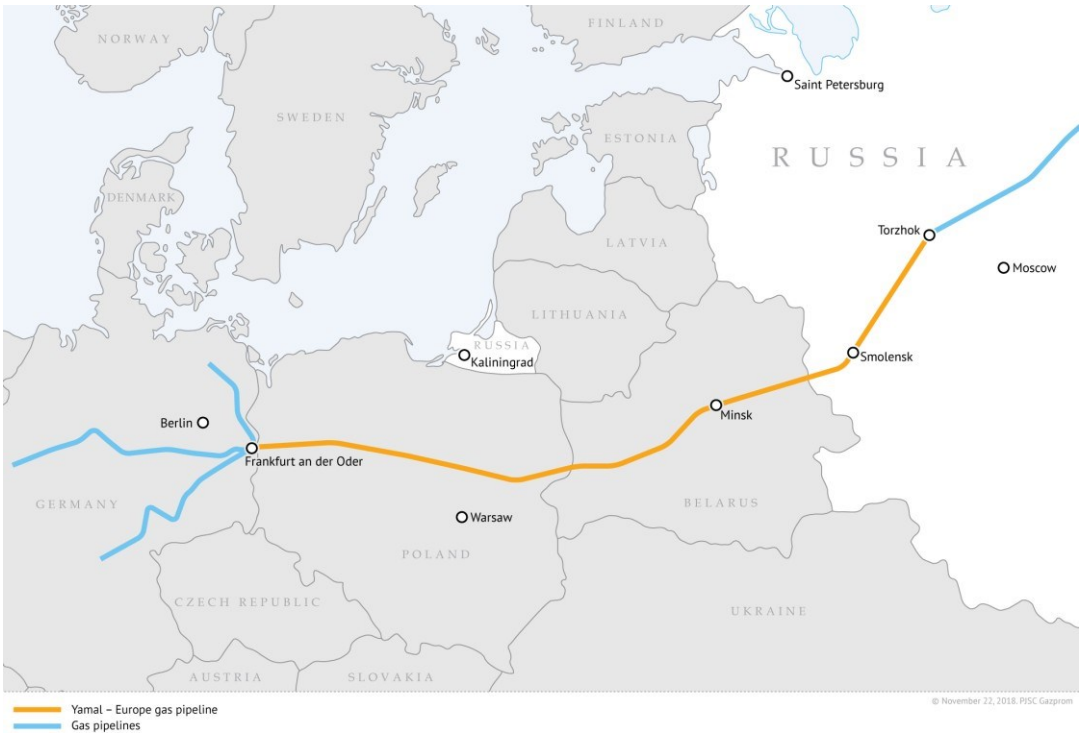
### 3.3.2. Jamal-Europa

Plinovod Jamal izgrađen je 1999. godine, dok je svoj maksimalni kapacitet od 33 milijardi kubičnih metara po godini, dosegao 2006. godine. Plinovod je dug 2.552 kilometra te plin crpljen iz plinskog polja „Urengoyskoye" dovodi od grada Torzhok u Rusiji, kroz Bjelorusiju i Poljsku, do Frankfurta na Odri u Njemačkoj. Cilj izgradnje ove rute bila je diverzifikacija opskrbnih pravaca Rusije prema Europi, međutim, s obzirom da plinovod ne ide kroz Ukrajinu, postavljalo se pitanje namjernog isključivanja Ukrajine iz opskrbnog lanca i smanjenjem primitaka od naknada tranzita. Gazprom je odbijao ovakve tvrdnje te su naglašavali da se radi o poboljšanju fleksibilnosti i pouzdanosti opskrbe ruskog plina u Europu, kao glavni cilj ove investicije. Iako se projekt tako prezentirao, u suštini su i dalje postojali ekonomski i politički interesi, gdje je Gazprom htio iskoristiti obje strane plinovoda. Na „up-stream" dijelu, vađenje prirodnog plina iz plinskih polja bilo je u najmanju ruku zahtjevno, zbog oštre arktičke klime te nepristupačnog terena, dok je na „down-stream" dijelu Gazprom uočio priliku povećati utjecaj u distribuciji ruskog plina na europska tržišta, posebno Njemačkog[56].

[55] Russel, M. (2021.), *The Nord Stream 2 pipeline: Economic, environmental and geopolitical issues* [e-publikacija], preuzeto s https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)690705

[56] Lee, J.-S., Connolly, D. (2016.), Pipeline Politics between Europe and Russia: A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War, *The Korean Journal of International Studies*, *14*(1), 105-129. https://www.kjis.org/journal/view.html?uid=175&pn=lastest&vmd=Full

*Slika 14 Plinovod Jamal-Europa*




*Izvor: https://www.euractiv.com/section/energy/news/eastbound-gas-flows-resume-on-russian-yamal-europe-pipeline/*

### 3.3.3. Ukrajinski koridor

Ukrajina je dugi niz godina bila glavni sudionik opskrbnog lanca ruskog prirodnog plina, što potvrđuje visoko razvijena ukrajinska mreža plinovoda. Osim očigledne geografske prednosti, postojeća mreža je izgrađena većinom zbog činjenice što je Ukrajina bila glavni proizvođač prirodnog plina tijekom 1960-ih i 1970-ih u bivšem Sovjetskom Savezu. Tijekom 1950-ih, polja prirodnog plina u zapadnoj Ukrajini su bila najvažnija u cijelom Sovjetskom Savezu, jer su činila oko 50% ukupne godišnje proizvodnje, što je iznosilo 5-6 milijardi kubnih metara prirodnog plina godišnje. Nakon 1980-ih, ukrajinski prijenosni sustav uglavnom je korišten kao tranzitni sustav plina iz Rusije, do zapadnih Europskih zemalja[57]. Ovaj koridor sastoji se od više bitnih plinovoda, od kojih su najbitniji: „Bratstvo“, „Soyuz“ i „Trans-Balkan“.

[57] Božić, F., Karasalihović Sedlar, D., Smajla, I., Ivančić, I. (2021.) Analysis of Changes in Natural Gas Physical Flows for Europe via Ukraine in 2020, *Energies*, *14*(16), 5175. https://doi.org/10.3390/en14165175

*Slika 15 Glavni plinovodi preko Ukrajinskog koridora*

*Izvor: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=15411*

Plinovodi „Bratstvo“ i „Soyuz“ dio su veće mreže plinovoda „Urengoy-Pomary-Uzhgorod“, koji je dugačak 4.451 kilometara. Izgradnja plinovoda „Bratstvo“ završena je 1967. godine u tadašnjem Sovjetskom Savezu, kada je plinovod i stavljen u upotrebu, a maksimalni kapacitet iznosi oko 32 milijarde kubičnih metara u godini. Ovaj plinovod bio je od iznimne važnosti za Rusiju, jer je u 80-im i 90-im predstavljao 70% ukupnog izvoza ruskog plina u Zapadnu Europu, ali je bio i prvi izvozni opskrbni pravac plina. U sveukupnoj mreži plinovoda, plin se otprema od polja „Urengoy“, na sjeverozapadu Sibira, preko Slovačke, u Zapadnu Europu.

„Soyuz“ u prijevodu „Savez“ ili „Unija“, crpi plin iz polja „Orenburg“ te ulazi kroz grad Novopskov, u istočnom dijelu Ukrajine, a dugačak je 2.675 km. Na zapadu Ukrajine, plin se prenosi u Rumunjsku, Mađarsku i Slovačku, a zatim se iz Slovačke prenosi u Središnju i Zapadnu Europu. Osim za Europu, ovaj plinovod je bitan i za samu Rusiju, jer opskrbljuje i svoje gradove, kao što su Volgograd, Krasnodar i Saratov[58].

Plinovod „Trans-Balkan“ je zapravo odjeljak plinovoda „Soyuz“ te se račva blizu grada Harkiv, na istoku Ukrajine, kojim se opskrbljuje jug Ukrajine, ali i Turska, Bugarska i Rumunjska. Maksimalan kapacitet je oko 27 milijardi kubičnih metara plina godišnje, međutim, kako se izgradio te stavio u upotrebu plinovod „Turski tok“, protok plina kroz „Trans-Balkan“ drastično je smanjen te je 2020. godine iznosio 1-2 milijarde kubičnih metara plina.

[58] Pirani, S., Yafimava, K. (2016., veljača), *Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints* (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-across-ukraine-post-2019-pipeline-scenarios-gas-flow-consequences-and-regulatory-constraints/

# 4. ANALIZA TRŽIŠTA PRIRODNOG PLINA ODABRANIH DRŽAVA ČLANICA EU

U ovom poglavlju analizirat će se pojedino tržište prirodnog plina odabranih država članica EU, na temelju ovisnosti o uvozu ruskog plina u ukupnoj potrošnji. Države koje ulaze u analizu, odabrane su na temelju metode komparativnog istraživanja, odnosno dizajna najrazličitijih sustava, gdje imaju zajedničku karakteristiku, a to je visok udio uvoza ruskog plina u ukupnoj potrošnji, ali imaju različit geografski smještaj. Države koje ulaze u analizu su Finska, Njemačka te Hrvatska.

## 4.1. Finsko tržište prirodnog plina

Prirodni plin igra relativno malu ulogu u Finskom energetskom sustavu, međutim, što se tiče proizvodnje i sličnih djelatnosti u velikim industrijama, prirodni plin je ključan faktor.
Finsku je dugi niz godina karakteriziralo malo i izolirano tržište, koje nije moralo primjenjivati smjernice EU direktiva plina. Međutim, od 01. siječnja 2020. godine, Finska otvara svoje tržište, čime je sudionicima na tržištu odobrena jednogodišnja ovlast nad odredbama i uvjetima za alokaciju plina te uslugama prijenosa i distribucije.
Do otvaranja tržišta, cijela infrastruktura plina te upravljačke aktivnosti bile su pod nadzorom državnog poduzeća Gasum, što je, nakon otvaranja tržišta, pripalo novoosnovanom državnom poduzeću, Gasgrid Finland Oy, koje predstavlja jedinog operatora prijenosnog sustava za plin u Finskoj[59].

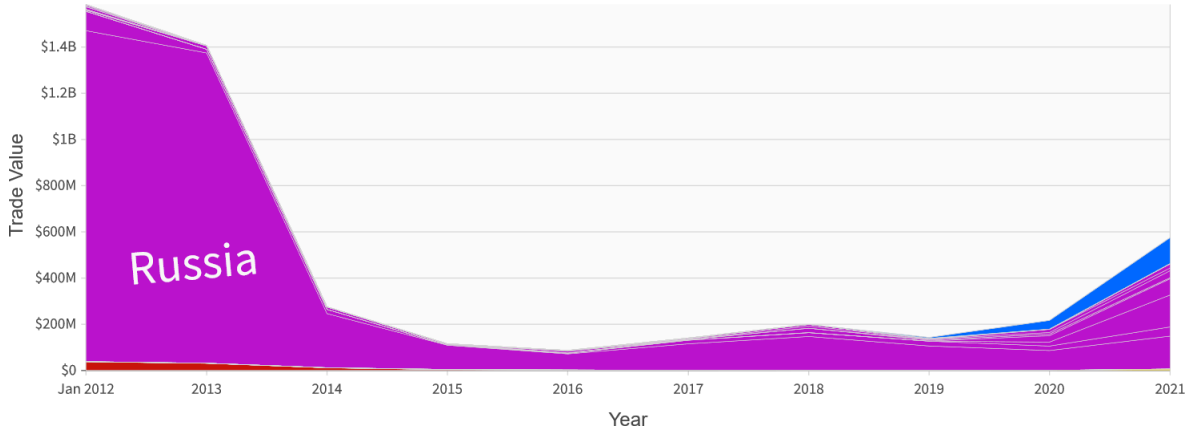
### 4.1.1. Uvoz i izvoz

S obzirom da Finska nema domaću proizvodnju, u potpunosti je ovisna o uvozu prirodnog plina. Do 2020. godine, primarni i skoro jedini izvor plina bila je Rusija, međutim, u želji za diverzifikacijom izvora opskrbe, 2018. započeta je izgradnja plinovoda „Balticconector“, koji povezuje Estoniju i Finsku. Plinovod dug 153 kilometra podijeljen je na tri dijela: podmorskih 77 kilometra od grada Inkoo na jugu Finske do grada Paldiski na sjeveru Estonije; 55 kilometra od grada Paldiski do grada Kiili u Estoniji, gdje se spaja na europsku mrežu plinovoda (nakon izgradnje plinovoda „GIPL“; Poljska – Litva) te 21 kilometar od grada Inkoo do grada Siuntio u Finskoj, gdje se spaja na finsku mrežu plinovoda. U funkciji je od

[59] IEA (2023.), Finland 2023 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/finland-2023

siječnja 2020. godine. Rusija je do 2021. bila glavni izvor plina, zauzimajući 75% ukupnog uvoza prirodnog plina, međutim, kako je Gasum odbio plaćati prirodni plin u ruskim rubljima, Gazprom je prekinuo opskrbu plinovodima te od svibnja 2022. Finska ne uvozi plin iz Rusije. Od tog trenutka, Finska je pojačala opskrbu putem novoizgrađenog plinovoda Balticconnector, ali dostupan kapacitet nije dovoljan kako bi se pokrila potražnja tijekom zime[60].

*Grafikon 4 Ukupni uvoz prirodnog plina u Finskoj, u američkim dolarima, u razdoblju od 2012. do 2021. godine.*




*Izvor: https://oec.world/en/visualize/stacked/hs92/import/fin/all/52711/2012.2021/*

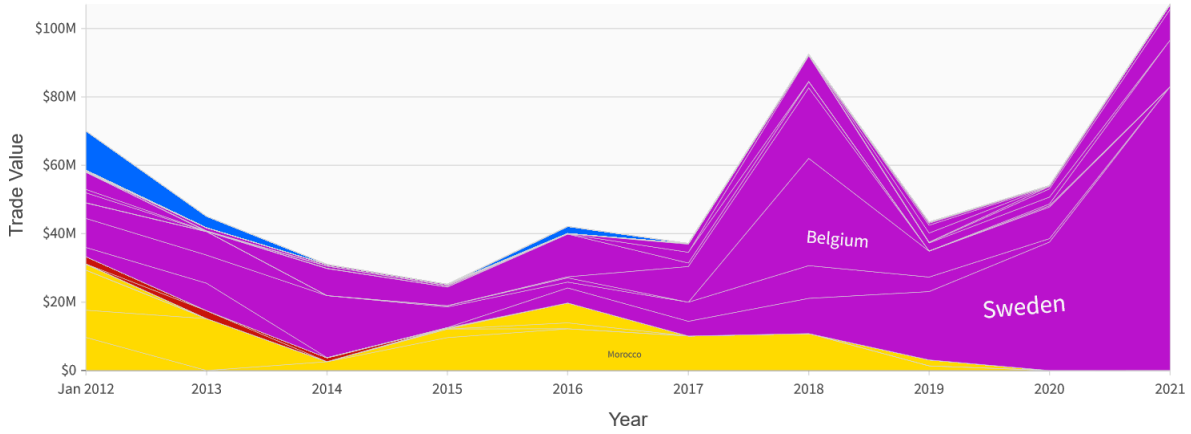
Kao što možemo vidjeti, od 2012. do 2019. godine, Rusija zauzima najveći udio u ukupnom uvozu prirodnog plina, što se zapravo od 2019. do 2021. smanjilo. Primjećujemo nagli pad vrijednosti ukupnog uvoza tijekom 2013. godine, uglavnom zbog povoljne ugovorene cijene za plin s glavnim trgovinskim partnerom, Rusijom. Kako je cijena prirodnog plina indeksirana uz cijenu nafte, ugovorom su odredile 50%-tnu indeksaciju, što je bilo i više nego povoljno za Finsku.
2020. godine udio ruskog plina opada te ga zamjenjuje uvoz UPP-a te uvoz europskog plina preko novoizgrađenog plinovoda Balticconnector-a.

S obzirom na nedostatak domaće proizvodnje, Finski izvoz prirodnog plina ne igra veliku ulogu u trgovini s trgovinskim partnerima te podaci o njihovom izvozu mogu biti zavaravajući. Podaci iz grafikona 5 pokazuju da Finska izvozi prirodni plin Švedskoj te

[60] Europska komisija (b.d.), Balticconnector gas pipeline up and running since 1 January 2020, preuzeto 02. kolovoza 2023. s https://commission.europa.eu/news/balticconnector-gas-pipeline-and-running-1-january-2020-2020-01-08_en

Belgiji, međutim, radi se o tranzitnim količinama, koje Finska ne upotrebljava za svoje potrebe, nego su namijenjene za druga odredišta.

*Grafikon 5 Ukupni izvoz prirodnog plina Finske, u američkim dolarima, u razdoblju od 2012. do 2021. godine.*




*Izvor: https://oec.world/en/visualize/stacked/hs92/export/fin/all/52711/2012.2021/*

### 4.1.2. Infrastruktura

Finska sadrži ograničenu infrastrukturu prirodnog plina, koja se sastoji od dva prekogranična pristupa plinskoj mreži, tri UPP terminala te mreže plinovoda, kojom se uglavnom opskrbljuju industrijski korisnici i postrojenja za kogeneraciju prirodnog plina.

Glavni opskrbni pravac je do svibnja 2022. bio plinovod iz Rusije dug 1310 kilometra, s ulazom u mrežu kod grada Imatra na istoku Finske. Nakon puštanja u rad već spomenuti plinovod Balticconnector te plinovod „GIPL“ (Poljska – Litva), Finska dobiva pristup europskoj mreži plinovoda.

Osim novog plinovoda, Finska se opskrbljuje putem tri UPP terminala, od kojih je jedan Pori UPP terminal na zapadnoj obali, stavljen u upotrebu 2016. godine, s ukupnom zapremninom od 30 000 milijardi kubičnih metara. Industrijski korisnici dobivaju UPP putem lokalne mreže plinovoda te brodovima i kamionima za prijevoz plina.

Manga UPP terminal nalazi se na samom sjeveru Finske te je stavljen u upotrebu 2019. godine, s ukupnom zapremninom od 50 000 milijardi kubičnih metara, a također opskrbljuje industrijske korisnike putem lokalne mreže plinovoda i kamionima za prijevoz plina.

Hamina UPP terminal nalazi se blizu Helsinkija, stavljen je u upotrebu u listopadu 2022. godine, s ukupnom zapremninom od 30 000 milijardi kubičnih metara. Međutim, ovaj

terminal je, za razliku od prva dva, spojen na glavnu distribucijsku mrežu prirodnog plina te godišnje opskrbljuje do 170 milijuna kubičnih metara plina cijelo tržište[61].

### 4.1.3. Energetska politika

Trenutna Finska energetska politika fokusira se na strategije kojima bi postigli EU ciljeve za 2030. godinu te postigli ugljičnu neutralnost do 2035. godine. Ključni ciljevi odnose se na postupno ukidanje uvoza fosilnih goriva iz Rusije, promicanje grijanja bez izgaranja (na električnu, solarnu i sličnu energiju) te elektrifikaciju cijelog energetskog sustava.
Kako bi diversificirali opskrbu plina, 2020. godine Finska je otvorila svoje tržište puštanjem u pogon plinovod Balticconnector. S obzirom da je njihovo tržište prirodnog plina tek nedavno otvoreno, očekuje se povećanje izvora opskrbe prirodnog plina, ali i biogoriva te UPP-a.
Prema vladinoj odluci, kako bi Finska bila spremna na poremećaje na tržištu u vidu uvoza, počeli su nagomilavati i puniti skladišta u količinama koje bi zadovoljile prosječnu potrošnju u trajanju od pet mjeseci. Štoviše, započeta je suradnja između Baltičkih država i Finske, kako bi spojili svoja tržišta, bez ulaznih i izlaznih naplata u tranzitu plina na unutarnjim granicama. Uz navedeno, započet je projekt stvaranja proširene suradnje, gdje bi Finska, Estonija, Latvija i Litva formirale regionalno tržište, s olakšanom trgovinom između članica, bez naplate tranzita i sličnih nameta[62].

## 4.2. Njemačko tržište prirodnog plina

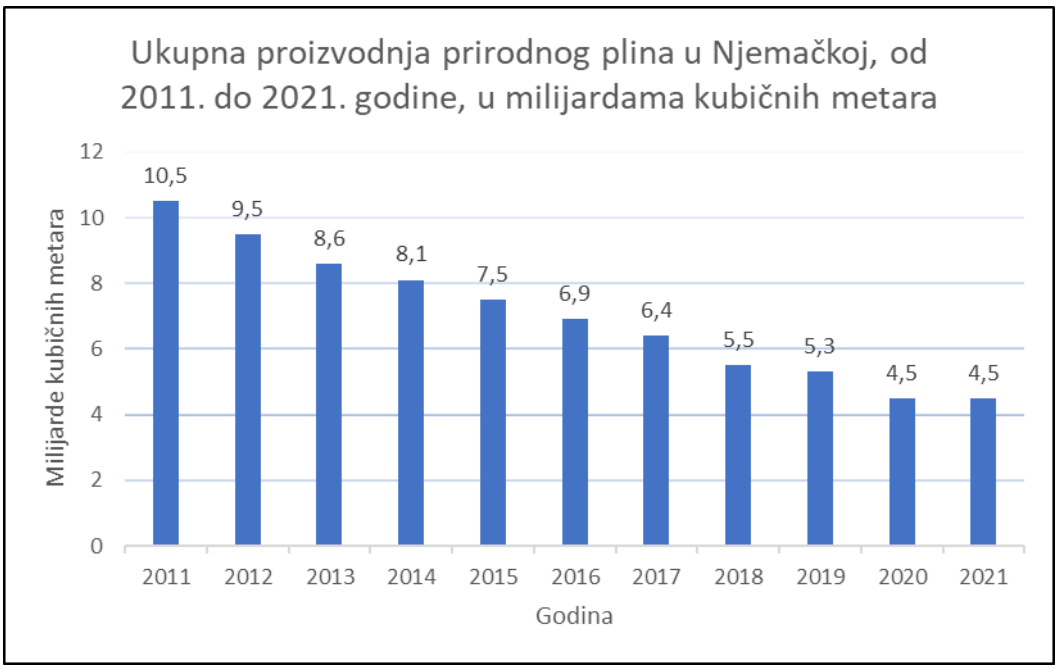
Njemačko tržište je u potpunoj suprotnosti od Finskog, jer je u Njemačkoj prirodni plin drugi najvažniji izvor energije, nakon nafte. Međutim, u zadnjem desetljeću, domaća proizvodnja plina nalazi se u negativnom trendu, što rezultira povećanom ovisnošću o uvozu, gdje najveći udio zauzima plin iz Rusije te Nizozemske. Navedeno potvrđuju podaci iz 2020. i 2021. godine, gdje u 2021. domaća proizvodnja iznosi 4,5 milijardi kubičnih metara, što je pad od 133% u odnosu na 2011. (10,5).

[61] IEA (2023.), Finland 2023 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/finland-2023
[62] IEA (2023.), Finland 2023 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/finland-2023

### 4.2.1. Ponuda i potražnja

Prema grafikonu 6, uočljiv je negativan trend domaće proizvodnje prirodnog plina, većinom zbog postepene zabrane korištenja nekonvencionalne metode izvlačenja plina, tj. hidrauličnog frakturiranja, što je skoro jedina metoda kojom su se služile korporacije pri proizvodnji plina. Zbog istraživanja, koja su pokazala štetne utjecaje navedene metode, gdje se hidraulička tekućina (koja sadrži određene kemikalije) ubrizgava pod visokim tlakom u bušotinu, njemačka vlada donijela je niz zakona o zaštiti prirode, koji stvaraju veliku prepreku u procesu odobrenja novih bušenja[63].

*Grafikon 6 Ukupna proizvodnja prirodnog plina u Njemačkoj, od 2011. do 2021. godine, u milijardama kubičnih metara*




*Izvor: Vlastita izrada prema podacima dostupnim na: BP (2022.), Statistical Review of World Energy, 71. izd., London: BP p.l.c.*

Kako bi nadomjestili generalno nisku domaću proizvodnju, koja je u negativnom trendu, te zadovoljili visoku potrošnju, Njemačko tržište karakteristično je visokom razinom uvoza plina, poglavito iz Rusije, Nizozemske i Norveške.

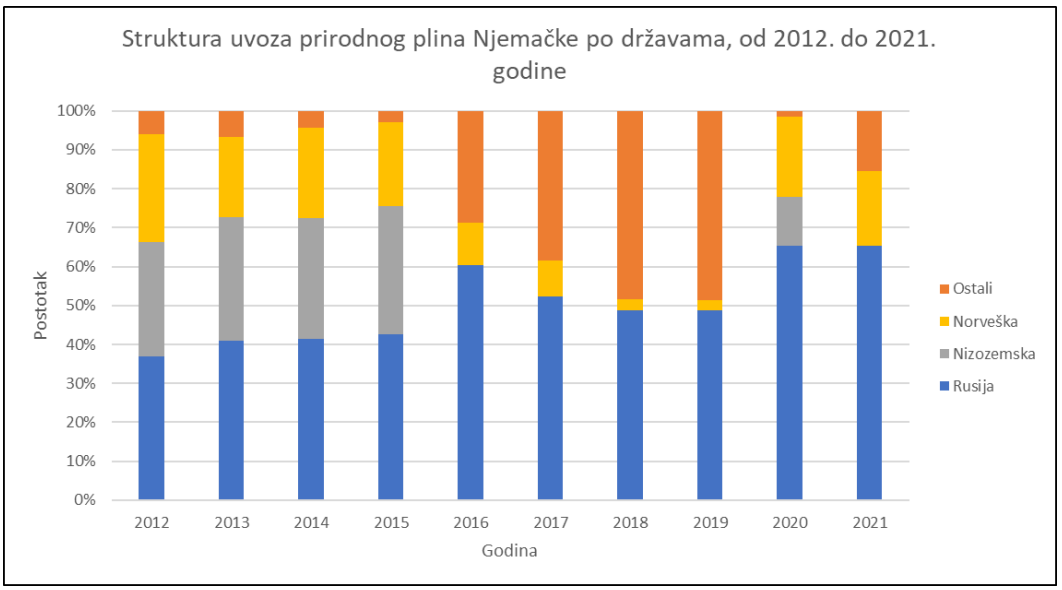
Već duži niz godina Njemačka zauzima prvo mjesto u ukupnoj potrošnji prirodnog plina, s potrošenih 90,5 milijardi kubičnih metara u 2021. godini, što je 15,8% ukupne potrošnje u

[63] IEA (2020.), Germany 2020 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/germany-2020

cijeloj Europi. Sektori s najvećom upotrebom prirodnog plina kao primarnog energenta su kućanstva i industrija[64].

Unutar sektora industrije, oko 10% potrošnje otpada na petrokemijsku industriju, koja je općenito najveći industrijski potrošač energije. Udio potrošnje kućanstva se smanjio od vrijednosti u ranim 2000-im godinama, kada je potrošnja tog sektora zauzimala više od trećine ukupne potrošnje prirodnog plina. Većinom se koristi za potrebe grijanja, a količina potrošnje ovisi o temperaturama. Potražnja za plinom u kućanstvima generalno je veća tijekom zimskih mjeseci te može biti i tri puta veća nego potražnja tijekom ljeta.

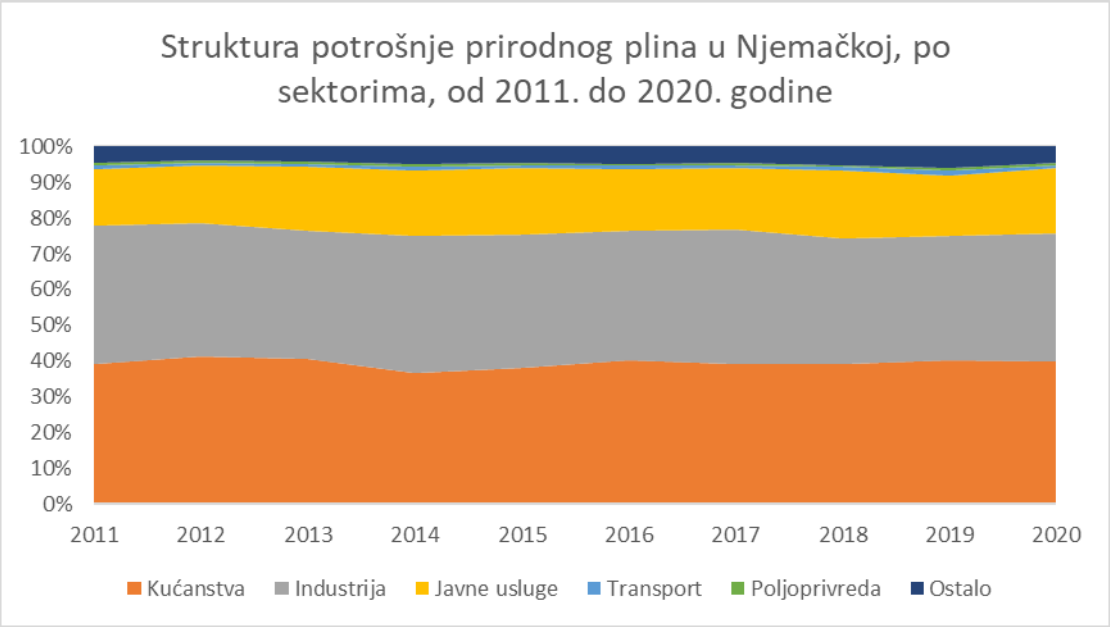
*Grafikon 7 Struktura uvoza prirodnog plina Njemačke, po državama, od 2012. do 2021. godine*




*Izvor: Vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_GAS_custom_7252758/default/table?lang=en*

[64] BP (2022.), Statistical Review of World Energy, 71. izd., London: BP p.l.c.

*Grafikon 8 Struktura potrošnje prirodnog plina u Njemačkoj, po sektorima, od 2011. do 2020. godine*




*Izvor: Vlastita izrada prema podacima dostupnim na: https://www.iea.org/countries/germany*

### 4.2.2. Infrastruktura

S obzirom na geografsku lokaciju, Njemačka služi kao važna tranzitna država, u kojoj se nalazi mreža plinovoda duga oko 511 tisuća kilometara. Budući da je Rusija jedna od najvažnijih izvora plina, tako je i povezanost plinovodima s Rusijom od izričite važnosti. Njemačka opskrbljuje i zadovoljava svoju potražnju za plinom pomoću tri postojeća plinovoda: Jamal-Europa, Ukrajinski koridor te Sjeverni tok.

Osim Rusije, Njemačka uvozi plin iz Norveške putem tri plinovoda: „Norpipe“ te „Europipe“ 1 i 2, s maksimalnim kapacitetom od 54 milijardi kubičnih metara plina. Pristupne točke u Njemačkoj su Dornun i Emden na sjeveru. Iako je Njemačka jedno od najvažnijih, ako ne i najvažnije, tržište prirodnog plina u Europi, oni nemaju terminale za UPP, međutim, s obzirom na regionalnu povezanost mrežom plinovoda, Njemačka indirektno ima pristup terminalima kao što su Rotterdam, Zeebrugge te Dunkerque[65].

[65] IEA (2020.), Germany 2020 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/germany-2020

#### 4.2.3. Energetska politika

Tematika energetske i klimatske politike od ključne je važnosti za industrijsku državu kao što je Njemačka. Trenutni, ali i budući fokus energetske politike odnosit će se na sigurnost energetske opskrbe, zaštitu okoliša te pristupačnost. S obzirom da se radi o državi koja je u zadnja dva, čak i tri, desetljeća bila jedna od predvodnica u zagovaranju ekološke osviještenosti, glavni cilj njihove politike je uspostava ekološki prihvatljive opskrbe energijom, kroz poboljšanu energetsku efikasnost i upotrebu obnovljivih izvora energije.
Iako upotreba obnovljivih izvora energije raste, prirodni plin je i dalje ključan u svim aspektima njemačkog tržišta. S obzirom na navedeno, diversifikacija opskrbnih pravaca je jedan od glavnih načina osiguranja energetske opskrbe, čemu pridonosi i razvoj te proširenje infrastrukture prirodnog plina, s naglaskom na iskorištavanje potencijalnih nalazišta plina u Sjevernom moru, kojima prethodi i izgradnja potencijalnih UPP terminala[66].

### 4.3. Hrvatsko tržište prirodnog plina

Kao i ostala tržišta EU članica, hrvatsko tržište plina regulirano je Trećim energetskim paketom EU, koji je stupio na snagu 2013. godine. Usvojeni su brojni zakoni, kao što su Zakon o energiji, Zakon o tržištu električne energije te posebno Zakon o tržištu plina, kojim se reguliraju sljedeće djelatnosti: transport plina, distribucija plina, organiziranje tržišta plina, opskrba plinom, skladištenje plina te upravljanje terminalom za UPP[67]. S obzirom na veličinu i razvijenost tržišta, Hrvatska uvelike ovisi o aktivnostima i odlukama koje se provode na većim razinama unutar EU, stoga nije u poziciji određivati, odnosno postavljati, tržišne uvjete, kao što tu poziciju uživa Njemačka.

#### 4.3.1. Ponuda i potražnja

Proizvodnja prirodnog plina u Hrvatskoj relativno i apsolutno je opadala od 2010. godine, kada je iznosila 3,7 milijardi kubičnih metara plina te je mogla pokriti 84% ukupne potrošnje iste godine. Plin se proizvodi iz 17 plinskih polja, gdje se proizvodnja najviše odnosi na ležišta Podravine i Međimurja, te 11 polja u podmorju. Prerada izvađenog plina vrši se u

[66] Savezno ministarstvo gospodarstva i zaštite klime (2019.), *Integrated National Energy and Climate Plan* [e-publikacija], preuzeto s: https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en
[67] Zakon o tržištu prirodnog plina, Narodne novine br. 18/18., (2018.)

postrojenju Centralne plinske stanice Molve, koja je kroz povijest tri puta nadograđivana. Izgradnjom prvog dijela, puštenog u rad 1980., kapacitet obrade iznosio je 1 milijun kubičnih metara po danu, da bi puštanjem u rad nadograđenog dijela isti kapacitet iznosio 3 milijuna kubičnih metara po danu. Od 1993. postrojenje se sastoji od tri dijela, s ukupnim kapacitetom od 5 milijuna kubičnih metara po danu[68].

Osim mreže plinovoda, 2021. distribucijskoj i transportnoj mreži priključio se terminal UPP-a na Krku. Sastoji se od FSRU-u broda (plutajuća jedinica za prihvat, skladištenje i uplinjavanje prirodnog plina) i kopnenog dijela. Izgradnjom terminala Hrvatska je pridodala diversifikaciji opskrbe prirodnim plinom, što se može vidjeti u vrijednostima ugovorenih kapaciteta, koji su u plinskoj godini 2020/2021 iznosili 1,88 milijardi kubičnih metara, a 2022/2023 2,54 milijardi kubičnih metara.

*Tablica 3 Pojednostavljena energetska bilanca prirodnog plina Hrvatske, od 2012. do 2021. godine*

| U milijardama kubičnih metara | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Proizvodnja | 2 | 1,9 | 1,7 | 1,9 | 1,6 | 1,5 | 1,2 | 1 | 0,8 | 0,7 |
| Uvoz | 1,4 | 1,3 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 1,8 | 1,6 | 2 | 2,1 | 2,3 |
| Izvoz | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,02 | 0,1 | 0,01 | 0,01 | 0,1 |
| Ukupna potrošnja | 3 | 2,8 | 2,4 | 2,5 | 2,6 | 3 | 2,8 | 2,9 | 3 | 2,9 |

*Izvor: vlastita izrada prema podacima dostupnim na: ENERGIJA U HRVATSKOJ, GODIŠNJI ENERGETSKI PREGLED 2021*

Trend smanjene proizvodnje dovodi do povećane potrebe za uvozom, što se i povijesno gledano dogodilo. Ukupnu potrošnju prati nestabilan trend od 2012. do 2016., koji se kreće od 2,4 do 3 milijarde kubičnih metara plina. Unutar navedenog razdoblja, došlo je do značajnog pada potrošnje u sektoru energetske transformacije (toplane, kotlovnice, plinare), gdje je 2012. iznosila 1,3 milijarde kubičnih metara, a 2016. 0,9 milijardi kubičnih metara. Iako je proizvodnja ranijih godina mogla pokriti veliki dio ukupne potrošnje, 2021. pokriva tek 25%. Glavni udio u ukupnoj potrošnji zauzima potražnja za plinom kao izvorom grijanja, gdje se nalaze i industrijska potražnja i potražnja kućanstava, što je zauzimalo 61% ukupne potrošnje u 2021. godini[69].

### 4.3.2. Infrastruktura

[68] Perković, T., Krunić, F. (2021.), Bogata povijest proizvodnje prirodnog plina u Hrvatskoj. Nafta i Plin, 41 (167 ), str. 39-45, preuzeto s: https://hrcak.srce.hr/257465

[69] Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja (2022.), *Energija u Hrvatskoj 2021* [e-publikacija], preuzeto s: https://eihp.hr/

Hrvatsko tržište prirodnog plina sastoji se od 2.544 kilometara duge mreže plinovoda te jednog UPP terminala. Proizvodnja plina u Hrvatskoj obavlja jedino INA d.d., koja je obvezna transportirati plin do sudionika u distribucijskom i transportnom sustavu. Kako bi se zaštitio interes državljana te omogućio siguran pristup prirodnom plinu, INA je obvezna prvo ponuditi plin distributerima unutar Hrvatske, a tek se onda plin prodaje na tržištima izvan Hrvatske. Kako bi tržište funkcioniralo te bilo transparentno, pod stalnim je nadzorom Hrvatskog operatora tržišta energije (HROTE). Proizvedeni plin nudi se na tržištu operatorima transportnog sustava, u slučaju hrvatskog tržišta, poduzeću Plinacro. Kao jedan od glavnih sudionika u distribucijskom i transportnom sustavu, poduzeće je dužno osigurati siguran i pouzdan transportni sustav za sve sudionike. Kako bi aktivnosti ostale transparentne, a tržište osigurano, poduzeće je obvezno izvještavati o trenutnom stanju transportnog sustava prirodnog plina te projekcijama o potrebnim nadogradnjama i proširivanjima sustava. Kao jedini veleprodajni dobavljač plina imenovan je HEP, koji lokalne dobavljače opskrbljuje plinom po reguliranoj cijeni. Trenutno je aktivno 13 lokalnih operatera distribucijskog sustava, koji osim aktivnosti opskrbljivanja prirodnim plinom, obvezni su održavati i razvijati distribucijski sustav[70].

### 4.3.3. Energetska politika

Trenutne aktivnosti i mjere, koje se provode na tržištu prirodnog plina, određene su Strategijom energetskog razvoja RH. Zbog svojstva najmanje emisije ugljikova dioksida od svih fosilnih goriva, prirodni plin igra i igrat će veliku ulogu u budućem tržištu prirodnog plina EU. S obzirom na to, Hrvatska ulaže velike napore u izgradnju nove infrastrukture, prilagođavanje zakonodavstva novim investicijama u tržište prirodnog plina te poboljšavanje i osiguravanje opskrbnog lanca na tržištu.

Trenutno, energetska politika odnosi se na dekarbonizaciju, energetsku učinkovitost, energetsku sigurnost, unutarnje energetsko tržište te istraživanje, inovacije i konkurentnost, dok unutar energetske sigurnosti, aktima i zakonima Hrvatska nastoji osigurati operativnu sigurnost opskrbe plinom (Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za Republiku

[70] Plinacro (2020.), *Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2021. – 2030.* [e-publikacija], preuzeto s: https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=698

Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine). Štoviše, Hrvatska ima potencijal postati među glavnim opskrbljivačima ove regije, čemu pridonosi izgrađeni UPP terminal na Krku[71].

## 4.4. Perspektive razvoja europskog tržišta prirodnog plina

Kako bi EU osigurala sigurnu opskrbu prirodnog plina, Europska komisija donijela je nekoliko prijedloga, kojima bi se isto i ispunilo. Najpopularniji prijedlog je postupno smanjivanje potrošnje prirodnog plina, što je u posljednjem desetljeću iznimno bitno, jer se ionako raznim zakonima i mjerama nastoji smanjiti iskorištavanje fosilnih goriva kao izvora energije. Povećanje cijena prirodnog plina generalno bi trebalo dovesti do smanjene potražnje, dok bi se isto trebalo dogoditi i dodatnim mjerama, kojima se nastoji promovirati i sve više iskorištavati obnovljive izvore energije. Međutim, povrat investicija, odnosno rezultati, takvih mjera tek se vide u dugom roku[72]. Drugi prijedlog Europske komisije je diversifikacija izvora opskrbe kojom svaka država osigurava dotok plina za svoje potrebe. S obzirom na navedeno, dva načina kojima EU može osigurati opskrbu prirodnim plinom su izgradnja novih te proširenje kapaciteta postojećih plinovoda te izgradnja novih te nadogradnja postojećih terminala za UPP.

### 4.4.1. Mreža plinovoda

Jedan od glavnih projekata izgradnje plinovoda je plinovod „EastMed“. Radi se o spajanju europske mreže plinovoda s Istočnim Mediteranom putem potpuno novog opskrbnog pravca. Plinovod bi, kao jedna od ključnih izvoznih ruta spomenute regije, imao početni kapacitet oko 10 milijardi kubičnih metara, što bi se naknadnim nadogradnjama povećalo na 20 milijardi kubičnih metara. 1.900 kilometara dug plinovod sastojao bi se od 1.300 kilometara podvodnog dijela, koji spaja podvodna plinska polja sa Izraelom, Ciprom i Kretom; 600 kilometara dijela kroz Zapadnu Grčku; te zadnjih 210 kilometara do Italije spajajući se na

[71] Ministarstvo zaštite okoliša i energetike (2019.), *Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za Republiku Hrvatsku* [e-publikacija], preuzeto s: https://mingor.gov.hr/

[72] Berger, E., Bialek, S., Garnadt, N., Grimm, V., Other, L., Salzmann, L., Schnitzer, M., Truger, A., Wieland, V. (2022) A potential sudden stop of energy imports from Russia: Effects on energy security and economic output in Germany and the EU. IMFS Working Paper Series, Institute for Monetary and Financial Stability, Goethe-Universität Frankfurt a. M. 2022 (166), str. 1-24. Preuzeto s: http://hdl.handle.net/10419/253539 (Datum pristupa: 11.05.2022)

plinovod „Poseidon“. Ovim putem, Europa bi dobila još jedan opskrbni pravac, iz plinskih polja Levantskog mora[73].

Zbog neprekidne potpore EU te glavnog investitora projekta, IGI Poseidon S.A., EastMed plinovod danas je tehnički izvediv i konkurentan projekt, kojim bi se dugoročno osigurala povezanost resursa iz Levantskog mora i tržišta unutar EU. Što se tiče financijske odluke, Grčka, Cipar i Izrael pregovaraju već niz godina. Procijenjeni iznos investicije iznosio bi oko 7 milijardi dolara, a rok izgradnje 2025[74].
Osim spomenutog pravca sa izvorom iz Istočnog Mediterana, u procesu je projekt, kojim bi se omogućilo otvaranje novog energetskog koridora za regiju srednjeistočne Europe, jugoistočne Europe i zapadnog Balkana u okviru Južnog plinskog koridora, s ciljem uspostavljanja novog smjera opskrbe prirodnim plinom s Bliskog istoka, iz Kaspijske regije i iz spomenutog istočnog Mediterana. Riječ je o izgradnji Jonsko – Jadranskog plinovoda (IAP), koji se temelji na ideji da se postojeći hrvatski plinovodni sustav preko Crne Gore i Albanije poveže s Transjadranskim plinovodom. Ukupna duljina IAP-a bila bi 511 kilometara, od Splita do albanskog grada Fieri, dok bi kapacitet iznosio 5 milijardi kubičnih metara plina. Planirani završetak i puštanje plina kroz plinovod je 2025. godina[75].

Strategijama EU-a za diverzifikaciju opskrbe prirodnog plina, kao što su izgradnja „EastMed“ i Jonsko - Jadranskog plinovoda, postaje očito da unija strateški djeluje, kako bi smanjili ovisnost o pojedinačnim izvorima i povećali ukupnu energetsku sigurnost. „EastMed“ plinovod, koji povezuje istočno Sredozemlje i Europu, i odvojena Jonsko-Jadranska veza koja se spaja na Trans Adriatic Pipeline (TAP), utjelovljuju ovu ambiciju diverzifikacije. Kroz rad smo analizirali tri EU tržišta prirodnog plina, gdje se mogu primijetiti različite spremnosti i razine potencijala. Finska s ograničenom, ali rastućom infrastrukturom plina, koju predstavlja plinovod „Balticconector“, povijesno se jako oslanja na ruske isporuke, pokazujući potrebu i izazove diverzifikacije. Nasuprot tome, Njemačka stoji kao središnji europski čvor s kompleksnom infrastrukturnom dinamikom poput plinovoda „Nord Stream“, balansirajući između diverzifikacije i poticanja korištenja obnovljive energije. Strateški položaj Hrvatske,

[73] IGI POSEIDON (b.d.), EastMed-Poseidon, preuzeto 05. kolovoza 2023. s https://igi-poseidon.com/project/eastmed-poseidon/
[74] Troulis M. (2019.), THE EAST MED PIPELINE PROJECT: EUROPE'S FOURTH ENERGY ARTERY, *Civitas Gentium*, preuzeto s:
https://www.academia.edu/42358533/The_East_Med_pipeline_project_Europes_fourth_energy_artery
[75] Plinacro (b.d.), Jonsko – Jadranski plinovod (IAP), preuzeto 05. kolovoza 2023. s https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=1222

naglašen terminalom za ukapljeni prirodni plin na Krku i njegovim potencijalnim vezama s Jonsko-Jadranskim plinovodom, donosi prilike vezane uz ekonomsku održivost i sazrijevanje infrastrukture.

### 4.4.2. Terminali za UPP

Kako je u zadnjem desetljeću općenito došlo do ogromne potražnje za infrastrukturom i korištenjem tehnologije UPP-a, situacija je dodatno pojačana ratom u Ukrajini. Od početka rata, EU je odobrila opskrbu od skoro 90 milijardi kubičnih metara plina godišnje putem UPP tehnologije. S obzirom na to, mnoge države članice investiraju znatne količine sredstava u UPP infrastrukturu, točnije uvozne UPP terminale, čija je ukupna iskorištenost u EU u 2021. iznosila 60%, što znači da postoji viška kapaciteta. Jedini problem kod ovog pristupa je lokacija terminala s viškom kapaciteta, jer se nalaze u Španjolskoj, koja nema dobru kopnenu povezanost plinovodima s centralnom Europom. Kao što smo spomenuli, veliki broj članica ulaže u izgradnju uvoznih terminala, međutim, izgradnja tih postrojenja planirana je tek za nekoliko godina, što nije prihvatljivo, s obzirom na trenutnu situaciju s ratom u Ukrajini.

Rješenje za navedeni problem su FSRU brodovi, odnosno plutajuće jedinice za prihvat, skladištenje i uplinjavanje. Kratkoročnim rješenjem, obalne države EU unajmile bi FSRU brodove od drugih država te stavili ih u upotrebu. Iako ne povećavaju opskrbu plinom, koriste se kako bi države proširile uvozni kapacitet plina u kratkom roku, jer se novi brodovi mogu izgraditi za manje od godinu dana, postoji manje zakonodavnih i regulatornih zapreka u odnosu na obalne UPP terminale te se mogu premještati s jedne na drugu lokaciju. 2020. godine, u svijetu, u korištenju su bila 43 FSRU broda, s ukupnim kapacitetom od 236 milijarde kubičnih metara, što je značajno više nego ukupni uvoz plina u EU iz Rusije.
Kada govorimo o izvoru opskrbe UPP-om, glavni izvoznik prema EU bile su Sjedinjene Američke Države, s kojima je EU stvorila komisiju, kako bi smanjili ovisnost EU o uvozu fosilnih goriva iz Rusije. Do 2030. godine, Europska komisija je u dogovoru s članicama, ugovorila 50 milijardi kubičnih metara uvezenog UPP-a[76].

[76] Ravikumar, A.P., Bazilian, M. i Webber, M.E. (2020., 26. svibanj), The US role in securing the European Union's near-term natural gas supply, preuzeto s: https://www.nature.com/articles/s41560-022-01054-1#citeas

Kako smo spomenuli ulogu terminala za UPP na Krku, istraživanja te aktualne energetske politike pokazuju sve veću ulogu Hrvatske kao glavnog opskrbljivača Centralne Europe. Na dugi rok, planira se izgradnja regionalnog transportnog čvorišta, ali potencijalno i trgovinskog, što će zahtijevati velika ulaganja u postojeću infrastrukturu, kako bi sustav opskrbe i transporta prirodnog plina postao što fleksibilniji. Da bi se isto i ispunilo, potrebno je izgraditi što više prekograničnih transportnih točaka, izgraditi nove pravce plinovoda sa Slovenijom, spojiti Hrvatsku mrežu sa plinovodom TAP, kojim se Europa opskrbljuje iz Azerbajdžana, pomoću spomenutog plinovoda IAP. S obzirom na sve, terminal UPP-a na Krku igra veliku ulogu u postizanju sigurne opskrbe plinom Njemačke i Austrije, gdje će biti potrebno intenzivirati suradnju sa Slovenijom, dok samo proširenje kapaciteta može potaknuti i promjenu Mađarske energetske politike te novu suradnju između država, gdje se Mađarska već dugi niz godina fokusira isključivo na dobavu plina iz Rusije[77].

[77] Paszkowski M. (2023., 12. travanj), Croatia plans to build a regional gas hub, preuzeto s: https://ies.lublin.pl/en/comments/croatia-plans-to-build-a-regional-gas-hub/

# 5. ZAKLJUČAK

Može se reći da je svjetski napredak povezan s otkrićima izvora energije, unaprjeđenja tehnologije iskorištavanja istih te eksponencijalne transformacije jedne mjerne jedinice energije u drugi oblik. Opće poznata činjenica je da SAD dominira u svim aspektima energetskog sektora, gdje spada otkrivanje novih rezervi, tehnološkom napretku u proizvodnji, sigurnom i pouzdanom transportnom i distribucijskom sustavu te donošenju i provođenju potpore putem efikasnog strukturiranja zakonodavstva. Naime, sve nabrojane prednosti čine superioran energetski sektor, međutim, kako smo kroz ovaj rad zaključili, Europa nije jedno od takvih tržišta. Kroz povijest, Europska nalazišta energetskih resursa bila su minorna u odnosu na ostatak svijeta, poput Afrike, koja je bogata mineralima i dragim kamenjem te Bliskog istoka bogatog naftom. S obzirom na to, Europa je oduvijek ovisila o uvozu resursa, kako bi zadovoljila rastuću potrošnju.

Osnivanjem raznih agencija i institucija, od svog osnutka, EU je pokušavala efikasno upravljati i usmjeravati proizvodnju, distribuciju te korištenje energetskih resursa. Tako je s tri Direktive prirodnog plina, u velikoj većini, liberalizirala tržišta prirodnog plina svojih članica. Ono što se htjelo postići je poduzimanje potrebnih koraka prema restrukturiranju industrije i uvjeta za ulazak u sustav, tako da se omogući reguliran pristup trećim stranama cjelokupnom sustavu i postave temelji za razdvajanja plinskih djelatnosti. Većina smjernica, odnosno pravila, odnosila su se na sudionike na tržištu, od kojih su glavni akteri operatori transportnih sustava, odnosno poduzeća, kojima je glavna svrha transport plina na nacionalnoj ili regionalnoj razini.

Nadalje, s obzirom da je došlo do liberalizacije tržišta i lakšeg pristupa trećim stranama, došlo je i do liberalizacije kupoprodaje na tržištu, koja su uređena na trgovinskim čvorištima. Radi se o fizičkim i virtualnim (ili samo jedno od navedenog), koje predstavlja mjesto promjene vlasništva nad plinom u procesu kupnje, odnosno prodaje plina. Čvorište je razvijeno koliko i samo tržište na kojem se nalazi i stoga najrazvijenija europska čvorišta su Nizozemski TTF i Britanski NBP. Najpoznatiji instrument mjerenja razvijenosti tržišta je likvidnost, koja se računa temeljem pet ključnih elemenata: broj sudionika na tržištu, instrumenti trgovanja, obujam trgovanja, indeks razmjenjivosti te omjer trgovanih i fizičkih količina.

Iako Europa nema dovoljne izvore energetskih resursa, kroz povijest izgrađena je zadovoljavajuća infrastruktura, kojom se cijeli kontinent opskrbljuje. Opskrba domaćom proizvodnjom nije velika, ali od velikog su značaja prva otkrivena plinska polja Groningen ( u Nizozemskoj) te plinska polja u Sjevernom moru pod teritorijem Ujedinjenog Kraljevstva. Sam rad fokusira se na ovisnost EU o uvozu ruskog plina, što je prisutno još od polovice 20. stoljeća, kada je Rusija, s namjerom iskorištavanja svoje uloge kao velikog izvoznika prirodnog plina, izgradila veliku mrežu plinovoda i tako oslabila energetsku neovisnost zapadnog dijela Europe. Južni dio Europe poznat je po dva plinovoda, „Trans-Mediterranean“ i „Maghreb-Europe“, dok osim plinovoda, prvi UPP brodovi dolazili su iz Alžira do UK i Francuske.

U ovom radu, analizirali smo tri tržišta prirodnog plina, i to Finske, Njemačke i Hrvatske. Finsko tržište prirodnog plina, u odnosu na ostala dva, izuzetno je malo te mreža plinovoda pokriva skoro jedino južni dio države. Njihova potrošnja prirodnog plina većinom se odnosi na industrijsku potrošnju, s obzirom da se veliki dio potrošnje na grijanje pokriva biomasom. U nadi diversifikacije izvora opskrbe prirodnim plinom, Finska je izgradila plinovod „Balticconnector“, koji povezuje Finsku s Estonijom te putem plinovoda „GIPL“, Finska je umrežena u europsku mrežu plinovoda.

Njemačko tržište prirodnog plina među najvećim je i najstarijim tržištima Europe, s najvećom potrošnjom prirodnog plina. Najveći trgovinski partner im je Rusija, od kojih uvoze plin putem plinovoda Jamal-Europa, Sjeverni tok te Ukrajinskim koridorom. Energetska i klimatska politika Njemačke je od izuzetne važnosti, jer je Njemačka u zadnja dva ili tri desetljeća bila jedna od predvodnica u zagovaranju ekološke osviještenosti. Njemačka upotreba obnovljivih izvora raste, međutim, prirodni plin im je i dalje ključan u svim aspektima tržišta.

Hrvatsko tržište asocirano je s donedavnom zadovoljavajućom proizvodnjom, kojom se 2010. godine pokrivalo 84% ukupne potrošnje. S vremenom, proizvodnja je u zadnjem desetljeću padala, a utjecaj relativno novog UPP terminala na dugi rok još moramo vidjeti. Padom proizvodnje, Hrvatska je morala nadomjestiti rastuću potrošnju, što je dovelo do ovisnosti o uvozu ruskog plina, preko Mađarske, Slovenije i Austrije. Infrastruktura tržišta relativno je mala u usporedbi s Njemačkom, jer u Hrvatskoj postoji samo jedan proizvođač plina (INA d.d. te samo jedan veleprodajni dobavljač plina (HEP).

Cilj ovoga rada je prikazati važnost prirodnog plina kao energetskog resursa te analizirati stanje tržišta prirodnog plina odabranih država članica Europske unije te iznijeti stanje o njihovoj ovisnosti o uvozu ruskog plina, dok je stručni doprinos rada prikazan kroz navedene potencijalne opskrbne pravce te ulaganja u postojeću infrastrukturu, kako bi Europska unija osigurala opskrbu plinom.

POPIS LITERATURE

Berger, E., Bialek, S., Garnadt, N., Grimm, V., Other, L., Salzmann, L., Schnitzer, M., Truger, A., Wieland, V. (2022) A potential sudden stop of energy imports from Russia: Effects on energy security and economic output in Germany and the EU. IMFS Working Paper Series, Institute for Monetary and Financial Stability, Goethe-Universität Frankfurt a. M. 2022 (166), str. 1-24. Preuzeto s: http://hdl.handle.net/10419/253539 (Datum pristupa: 11.05.2022)

Božić, F., Karasalihović Sedlar, D., Smajla, I., Ivančić, I. (2021) Analysis of Changes in Natural Gas Physical Flows for Europe via Ukraine in 2020. Energies 2021, 14, 5175. Preuzeto s: https://doi.org/10.3390/en14165175 (Datum pristupa: 20.04.2022)

BP (2021.), Statistical Review of World Energy, 70. izd., London: BP p.l.c.

BP (2022.), Statistical Review of World Energy, 71. izd., London: BP p.l.c.

Braun, T. i Glidden, L. (2014.), Understanding Energy and Energy Policy, London: Bloomsbury Publishing

Britannica (b.d.), Qatar, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://www.britannica.com/place/Qatar

Carpenter, J., W. (2023., 18. travanj), The Top Natural Gas Companies in the World, Investopedia, preuzeto s https://www.investopedia.com/articles/markets/030116/worlds-top-10-natural-gas-companies-xom-ogzpy.asp

Creti, A., Villeneuve, B. (2004., 01. rujan), LONGTERM CONTRACTS AND TAKE-OR-PAY CLAUSES IN NATURAL GAS MARKET, Energy Studies Review, 13(1), preuzeto s https://energystudiesreview.ca/esr/article/view/466

EIA (2022.), Proved Reserves of Crude Oil and Natural Gas in the United States, Year-End 2021 [e-publikacija], preuzeto s: https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/

Elbassoussy, A. (2019.), European energy security dilemma: major challenges and confrontation strategies, preuzeto 17. siječnja 2023. s https://www.researchgate.net/publication/335269379_European_energy_security_dilemma_major_challenges_and_confrontation_strategies

ENTSOG (b.d.), About ENTSOG, preuzeto 24. lipnja 2023. s https://www.entsog.eu/about-entsog

EUR-Lex Access to European Union law (b.d.), Internal market for natural gas, preuzeto 21. siječnja 2023. s https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/internal-market-for-natural-gas.html

Europska komisija (2021.), Evaluation Report Accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen (recast) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural

gases and for hydrogen (recast) [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2021%3A457%3AFIN&qid=1639998727689

Europska komisija (2022.), Prijedlog UREDBE VIJEĆA o uspostavi mehanizma za korekciju tržišta radi zaštite građana i gospodarstva od pretjerano visokih cijena [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX:52022PC0668

Europska komisija (b.d.), Balticconnector gas pipeline up and running since 1 January 2020, preuzeto 02. kolovoza 2023. s https://commission.europa.eu/news/balticconnector-gas-pipeline-and-running-1-january-2020-2020-01-08_en

Europska komisija (b.d.), Projects of Common Interest, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en

Europski parlament (b.d.), Energetska politika: opća načela, preuzeto 20. siječnja 2023. s https://www.europarl.europa.eu/factsheets/hr/sheet/68/energetska-politika-opca-nacela

Europski parlament i Vijeće Europske unije (1998.), DIRECTIVE 98/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 June 199 concerning common rules for the internal market in natural gas [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A31998L0030

Europski parlament i Vijeće Europske unije (2003.), 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 [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32003L0055

Europski parlament i Vijeće Europske unije (2009.), UREDBA (EZ) br. 715/2009 EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mrežama za transport prirodnog plina i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1775/2005 [e-publikacija], preuzeto s https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/ALL/?uri=celex:32009R0715

Gałczyński, M. et al. (2017) Global LNG Market. Warszawa: Ignacy Lukasiewicz Energy Policy Institute

Grama, Y. (2012.), The Analysis of Russian Oil and Gas Reserves, International Journal of Energy Economics and Policy, 2(2), 82-91.

Granić, G. (2019). U susret energetskoj tranziciji, Nafta i Plin, 39 (158), str. 30-40. Preuzeto s: https://hrcak.srce.hr/222602 (Datum pristupa: 11.04.2022)

Griffin, J.M. (2009.), A Smart Energy Policy: An Economist's Rx for Balancing Cheap, Clean, and Secure Energy, London: Yale University Press

Hayes, M., H. (2004., svibanj), Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects, (Program on Energy and Sustainable Development working paper series, br. 27), preuzeto s: https://pesd.fsi.stanford.edu/publications/algeria

Heather, P. (2012.), Central European Gas Hubs: Are they fit for purpose?, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies University of Oxford

Heather, P. (2020., svibanj), European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF (OIES Energy Comment Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-the-supremacy-of-ttf/

Heather, P. (2021., srpanj), European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-german-hubs-about-to-merge/

Heather, P., Petrovich, B. (2017., svibanj), European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration (OIES Energy Insights Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-updated-analysis-liquidity-maturity-barriers-market-integration/

HEP (b.d.), Distribucija plina, preuzeto 24. lipnja 2023.s https://www.hep.hr/plin/o-nama/djelatnosti-hep-plina/distribucija-plina/1534

Herweg, N. (2017.), European Union Policy-Making: The Regulatory Shift in Natural Gas Market Policy, Cham: Palgrave Macmillan

Hönig, V., Prochazka, P., Obergruber, M., Smutka, L., Kučerova, V. (2019) Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU. Energies 2019, 12, 1565. Preuzeto s: https://doi.org/10.3390/en12081565 (Datum pristupa: 20.04.2022)

IEA (2023.), Finland 2023 Energy Policy Review [e-publikacija], preuzeto s: https://www.iea.org/reports/finland-2023

IGI POSEIDON (b.d.), EastMed-Poseidon, preuzeto 05. kolovoza 2023. s https://igi-poseidon.com/project/eastmed-poseidon/

Korošec, L., i Smolčić Jurdana, D. (2013.), 'POLITIKA ZAŠTITE OKOLIŠA - INTEGRALNI DIO KONCEPCIJE ODRŽIVOG RAZVITKA EUROPSKE UNIJE', Ekonomski pregled, 64(6), str. 605-629., preuzeto s https://hrcak.srce.hr/113000

Lee, J.-S., Connolly, D. (2016.), Pipeline Politics between Europe and Russia: A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War, The Korean Journal of International Studies, 14(1), 105-129. https://www.kjis.org/journal/view.html?uid=175&pn=lastest&vmd=Full

Lisin, E., Marishkina, Y., Strielkowski, W., Streimikiene, D. (2017) Analysis of competitiveness: energy sector and the electricity market in Russia, Economic Research-Ekonomska Istraživanja, 30:1, 1820-1828. Preuzeto s: https://doi.org/10.1080/1331677X.2017.1392887 (Datum pristupa: 02.04.2022)

Nadine, H. (2008.), European gas market liberalisation: Are regulatory regimes moving towards convergence?, preuzeto 20. siječnja 2023. s

https://www.oxfordenergy.org/publications/european-gas-market-liberalisation-are-regulatory-regimes-moving-towards-convergence/

Ministarstvo gospodarstva (2020.), Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. [e-publikacija], preuzeto s: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2020_03_25_602.html

Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja (2022.), Energija u Hrvatskoj 2021 [e-publikacija], preuzeto s: https://eihp.hr/

Ministarstvo zaštite okoliša i energetike (2019.), Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan za Republiku Hrvatsku [e-publikacija], preuzeto s: https://mingor.gov.hr/

Neumann, A., Edmonds, J., Emberson, D., Gabriel S.A., Holz, F., Karstad, P.I., Klöckner, C.A., Nord, L.O., Rúa J., Pollet, B.G., Rasmussen, P., Skar, C., Sørensen, A., Tomasgard, A., Yu, S. (2021): The role of natural gas in Europe towards 2050. NETI Policy Report 01/2021, NTNU, Trondheim, Norway. Preuzeto s: https://www.ntnu.edu/energytransition/the-role-of-natural-gas-in-europe-towards-2050 (Datum pristupa: 02.04.2022)

Norwegian Petroleum (b.d.), THE OIL AND GAS PIPELINE SYSTEM, preuzeto 25. lipnja 2023. s https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/#gas-pipelines

Paszkowski M. (2023., 12. travanj), Croatia plans to build a regional gas hub, preuzeto s: https://ies.lublin.pl/en/comments/croatia-plans-to-build-a-regional-gas-hub/

Perković, T., Krunić, F. (2021). Bogata povijest proizvodnje prirodnog plina u Hrvatskoj. Nafta i Plin, 41 (167 ), str. 39-45. Preuzeto s: https://hrcak.srce.hr/257465 (Datum pristupa: 21.06.2022.)

Pietrzak, M.B., Igli´nski, B., Kujawski, W., Iwa´nski, P. (2021) Energy Transition in Poland—Assessment of the Renewable Energy Sector. Energies 2021, 14, 2046. Preuzeto s: https:// doi.org/10.3390/en14082046 (Datum pristupa: 20.04.2022)

Pirani, S., Yafimava, K. (2016., veljača), Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints (OIES Research Papers Publications), preuzeto s https://www.oxfordenergy.org/publications/russian-gas-transit-across-ukraine-post-2019-pipeline-scenarios-gas-flow-consequences-and-regulatory-constraints/

Philippou, S. (2022) Natural gas, liquefied natural gas and electricity markets. [Thesis] (Unpublished) Preuzeto s: https://ethos.bl.uk/OrderDetails.do?uin=uk.bl.ethos.852371 (Datum pristupa: 20.05.2022)

Plinacro (2020.), Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2021. – 2030. [e-publikacija], preuzeto s: https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=698

Plinacro (b.d.), Jonsko – Jadranski plinovod (IAP), preuzeto 05. kolovoza 2023. s https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=1222

Radić Đozić, J. (2021) Koncept energetske sigurnosti u suvremenim sigurnosnim studijama, Međunarodne studije, XXI(2), str. 37-61. Preuzeto s: https://doi.org/10.46672/ms.21.2.2 (Datum pristupa: 20.05.2022)

Ravikumar, A.P., Bazilian, M. i Webber, M.E. (2020., 26. svibanj), The US role in securing the European Union's near-term natural gas supply, preuzeto s: https://www.nature.com/articles/s41560-022-01054-1#citeas

Russel, M. (2021.), The Nord Stream 2 pipeline: Economic, environmental and geopolitical issues [e-publikacija], preuzeto s https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)690705

Savezno ministarstvo gospodarstva i zaštite klime (2019.), Integrated National Energy and Climate Plan [e-publikacija], preuzeto s: https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

Schubert, S.R., Pollak, J., Brutschin, E. (2014) Two futures: EU-Russia relations in the context of Ukraine. Eur J Futures Res, 2 (52). Preuzeto s: https://doi.org/10.1007/s40309-014-0052-7 (Datum pristupa: 11.05.2022)

Sekulić, G. (2018). Strateška uloga naftovoda u opskrbi energijom Europske unije, Nafta i Plin, 38 (154), str. 39-57. Preuzeto s: https://hrcak.srce.hr/204431 (Datum pristupa: 11.04.2022)

Skovliuk, D. (2019.), Liberalization of Gas Market and Security of Energy Supply in the EU: A thorough study on European energy policy and security strategy, Saar: AV Akademikerverlag

Smajla, I., Crneković, R., Karasalihović Sedlar, D., Božić, F. (2020) Potential of Croatian liquefied natural gas (LNG) terminal in supplying regional natural gas markets. Rudarsko-geološko-Naftni Zbornik, 35(4). Preuzeto s: https://doi.org/10.17794/rgn.2020.4.8 (Datum pristupa: 10.05.2022)

Stern, J., P. (2005.), The Future of Russian Gas and Gazprom, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies

Stonis, D., (2021) DIVERSIFICATION OF GAS SUPPLIES AS A CORNERSTONE OF GAS SECURITY IN THE FRAMEWORK OF THE THREE SEAS INITIATIVE. Three Seas Economic Journal, 2. str. 1-8. Preuzeto s: https://doi.org/10.30525/2661-5150/2021-2-1 (Datum pristupa: 10.05.2022)

Sweeney, J.L. "Energy Economics." International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences, 2001, pp. 4513–4520, https://doi.org/10.1016/b0-08-043076-7/04174-7

Szulecki, K., Fischer, S., Gullberg, A.T., Sartor, O. (2016) Shaping the 'Energy Union': between national positions and governance innovation in EU energy and climate policy. Climate Policy, 16 (5), str. 548-567. Preuzeto s: https://doi.org/10.1080/14693062.2015.1135100 (Datum pristupa: 10.05.2022)

Taner, Tolga. Energy Policy. Www.intechopen.com, 22 July 2020, www.intechopen.com/books/7633 (Datum pristupa: 09.07.2023)

Tomasgard, A., Rømo, F., Fodstad, M., Midthun, K. (2007.), Optimization Models for the Natural Gas Value Chain, u: Hasle, G., Lie, K.-A., Quak, E. (ur.), Geometric Modelling, Numerical Simulation, and Optimization (str. 521-558.), Dordrecht: Springer

Troulis M. (2019.), THE EAST MED PIPELINE PROJECT: EUROPE'S FOURTH ENERGY ARTERY, Civitas Gentium, preuzeto s: https://www.academia.edu/42358533/The_East_Med_pipeline_project_Europes_fourth_energy_artery

Vidaković, D., Glavaš, H., Pavelić, K. (2016) Mogućnosti primjene suvremenih strategija održavanja za složene tehničke sustave. U: Raos, P., ur. ZBORNIK RADOVA 7. MEĐUNARODNOG SKUPA O PRIRODNOM PLINU, TOPLINI I VODI, 28-30 rujan 2016, Osijek, Strojarski fakultet u Slavonskom Brodu, str. 243-253

Vrdoljak, I. (2019) Energetska sigurnost u Republici Hrvatskoj. U: Toth, I., ur. Dani kriznog upravljanja: Krizno upravljanje, državna sigurnost i sigurnost lokalnih zajednica. Šibenik: Veleučilište Velika Gorica, str. 35-49.

Weiss, R., Saastamoinen, H., Ikäheimo, J., Abdurafikov, R., Sihvonen, T., Shemeikka, J., (2021) Decarbonised District Heat, Electricity and Synthetic Renewable Gas in Wind- and Solar-Based District Energy Systems, J. sustain. dev. energy water environ. syst., 9(2), str. 1-22. Preuzeto s: https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d8.0340 (Datum pristupa: 20.05.2022)

World Energy Council (2016) World Energy Resources 2016. London: World Energy Council

Zakon o tržištu prirodnog plina, Narodne novine br. 18/18., (2018.)

POPIS SLIKA

*Slika 1 Plinski transportni sustav Republike Hrvatske* ..... *11*
*Slika 2 Europska tržišta i čvorišta prirodnog plina 2020. godine* ..... *14*
*Slika 3 Sustav bodovanja europskih čvorišta po pojedinoj karakteristici, 2020. godine* ..... *15*
*Slika 4 Ukupni volumen trgovanja na europskim čvorištima prirodnog plina 2018., 2019. te 2020. godine* ..... *16*
*Slika 5 Trend rasta svjetske potrošnje prirodnog plina po regijama, u teravat satima (TWh), u periodu od 2000. do 2022. godine* ..... *21*
*Slika 6 Trend rasta svjetske proizvodnje prirodnog plina po regijama, u milijardama kubičnih metara (bcm), u periodu od 2000. do 2022. godine* ..... *23*
*Slika 7 Prikaz simplificiranog lanca opskrbe prirodnim plinom* ..... *24*
*Slika 8 Europska mreža prirodnog plina 2021. godine* ..... *26*
*Slika 9 Članice, pridruženi partneri i promatrači Europske mreže operatora prijenosnog sustava za plin (ENTSOG)* ..... *28*
*Slika 10 Glavni opskrbni pravci prirodnog plina u EU* ..... *30*
*Slika 11 Mreža plinovoda na norveškom kontinentalnom pojasu* ..... *32*
*Slika 12 EU infrastruktura UPP terminala* ..... *34*
*Slika 13 Plinovodi Sjeverni tok 1 i Sjeverni tok 2* ..... *39*
*Slika 14 Plinovod Jamal-Europa* ..... *41*
*Slika 15 Glavni plinovodi preko Ukrajinskog koridora* ..... *42*

POPIS TABLICA

*Tablica 1 Najveći terminali UPP-a u EU* ..... *35*
*Tablica 2 Najveći terminali UPP-a u SAD-u* ..... *36*
*Tablica 3 Pojednostavljena energetska bilanca prirodnog plina Hrvatske, od 2012. do 2021. godine* ..... *51*

POPIS GRAFIKONA

*Grafikon 1 10 najvećih svjetskih izvoznika UPP-a (2021.)* ..... *27*
*Grafikon 2 Udjeli u ukupnoj godišnjoj proizvodnji prirodnog plina u Europi 2021. godine* ..... *33*
*Grafikon 3 Udjeli u godišnjoj proizvodnji prirodnog plina u Africi 2021. godine* ..... *37*

*Grafikon 4 Ukupni uvoz prirodnog plina u Finskoj, u američkim dolarima, u razdoblju od 2012. do 2021. godine.* ..... *44*
*Grafikon 5 Ukupni izvoz prirodnog plina Finske, u američkim dolarima, u razdoblju od 2012. do 2021. godine.* ..... *45*
*Grafikon 6 Ukupna proizvodnja prirodnog plina u Njemačkoj, od 2011. do 2021. godine, u milijardama kubičnih metara* ..... *47*
*Grafikon 7 Struktura uvoza prirodnog plina Njemačke, po državama, od 2012. do 2021. godine* ..... *48*
*Grafikon 8 Struktura potrošnje prirodnog plina u Njemačkoj, po sektorima, od 2011. do 2020. godine* ..... *49*

# ŽIVOTOPIS

**OSOBNI PODACI:**

**Ime i prezime:** Luka Kolenda

**E-mail:** luka.kolenda@gmail.com

**OBRAZOVANJE:**

- 2017 – danas: Ekonomski fakultet Sveučilišta u Zagrebu
- 2013 – 2017: Treća ekonomska škola u Zagrebu – stečeno zvanje: Ekonomist

**STEČENO ZVANJE:** ekonomist

**RADNO ISKUSTVO:**

- rujan 2022 – danas: Specijalist za kreditnu analizu, OTP banka d.d.
- kolovoz 2020 – kolovoz 2022: Student u Odjelu za faktoring, OTP banka d.d.

**KOMPETENCIJE I VJEŠTINE:**

- Poznavanje i razumijevanje poslovne dokumentacije (narudžbenica, otpremnica, CMR, cesije, i slično)
- Izraženo analitičko razmišljanje
- Odlično poznavanje rada na računalu i računalnim programima
- Poznavanje i aktivno korištenje MS Office programa (posebno Excel, Word)
- Stečena ažurnost te organiziranost
- Aktivno korištenje engleskog jezika u govoru i pismu
- Želja za učenjem, radom te samoostvarivanjem
- Spremnost na rad u timu
- Spremnost na rad u stresnim situacijama
- Vozačka dozvola – B kategorija