

Prirodni plin

Prirodni plin (ili zemni plin) je najmlađe fosilno gorivo. U prirodi se nalazi većinom samostalno (95% zaliha) ili dolazi zajedno s naftom (naftni ili kaptažni plin). Prva moderna upotreba prirodnog plina vezana je uz američki grad Fredonia, država New York gdje je napravljena prva bušotina za prirodni plin 1821. godine i osnovana tvrtka za rasvjetu prirodnim plinom. U također američkom gradu Philadelphia 1836. osnovana je prva gradska tvrtka za distribuciju prirodnog plina. U to vrijeme prirodni plin se pretežito koristi za potrebe rasvjete ulica. Izum Roberta Bunsena 1855. godine, poznatog Bunsenovog plamenika označuje prekretnicu u korištenju prirodnog plina koji tako ulazi i u druga područja primjena poput grijanja, kuhanja i sl. Danas je prirodni plin opće prihvaćeni primarni energent koji se koristi u kućanstvima, energetici i industriji. Njegov udio u korištenju fosilnih goriva raste na uštrb nafte, ali ipak ne toliko kao udio ugljena.

Zalihe prirodnog plina

Zalihe konvencionalnog prirodnog plina dijele se kao i one konvencionalne nafte.

Tablica 1. Dokazane zalihe plina u Svijetu (BP Statistical Review of World Energy, June 2014.)

	At end 1993	At end 2003	At end 2012	At end 2013			
	Trillion cubic metres	Trillion cubic metres	Trillion cubic metres	Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	4.6	5.4	8.7	330.0	9.3	5.0%	13.6
Canada	2.2	1.6	2.0	71.4	2.0	1.1%	13.1
Mexico	2.0	0.4	0.4	12.3	0.3	0.2%	6.1
<b>Total North America</b>	<b>8.8</b>	<b>7.4</b>	<b>11.1</b>	<b>413.7</b>	<b>11.7</b>	<b>6.3%</b>	<b>13.0</b>
Argentina	0.5	0.6	0.3	11.1	0.3	0.2%	8.9
Bolivia	0.1	0.8	0.3	11.2	0.3	0.2%	15.2
Brazil	0.1	0.2	0.5	15.9	0.5	0.2%	21.2
Colombia	0.2	0.1	0.2	5.7	0.2	0.1%	12.8
Peru	0.3	0.2	0.4	15.4	0.4	0.2%	35.7
Trinidad & Tobago	0.2	0.5	0.4	12.4	0.4	0.2%	8.2
Venezuela	3.7	4.2	5.6	196.8	5.6	3.0%	*
Other S. & Cent. America	0.2	0.1	0.1	2.2	0.1	*	24.9
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>5.4</b>	<b>6.8</b>	<b>7.7</b>	<b>270.9</b>	<b>7.7</b>	<b>4.1%</b>	<b>43.5</b>
Azerbaijan	n/a	0.9	0.9	31.0	0.9	0.5%	54.3
Denmark	0.1	0.1	†	1.2	†	*	7.0
Germany	0.2	0.2	0.1	1.7	†	*	5.9
Italy	0.3	0.1	0.1	1.8	0.1	*	7.3
Kazakhstan	n/a	1.3	1.5	53.9	1.5	0.8%	82.5
Netherlands	1.7	1.4	0.9	30.1	0.9	0.5%	12.4
Norway	1.4	2.5	2.1	72.4	2.0	1.1%	18.8
Poland	0.2	0.1	0.1	4.1	0.1	0.1%	27.5
Romania	0.4	0.3	0.1	4.1	0.1	0.1%	10.6
Russian Federation	n/a	30.4	31.0	1103.6	31.3	16.8%	51.7
Turkmenistan	n/a	2.3	17.5	617.3	17.5	9.4%	*
Ukraine	n/a	0.7	0.6	22.7	0.6	0.3%	33.4
United Kingdom	0.6	0.9	0.2	8.6	0.2	0.1%	8.7
Uzbekistan	n/a	1.2	1.1	38.3	1.1	0.6%	19.7
Other Europe & Eurasia	35.6	0.4	0.3	8.8	0.2	0.1%	33.4
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>40.5</b>	<b>42.7</b>	<b>56.5</b>	<b>1999.5</b>	<b>56.6</b>	<b>30.5%</b>	<b>54.8</b>
Bahrain	0.2	0.1	0.2	6.7	0.2	0.1%	12.1
Iran	20.7	27.6	33.6	1192.9	33.8	18.2%	*
Iraq	3.1	3.2	3.6	126.7	3.6	1.9%	*
Kuwait	1.5	1.6	1.8	63.0	1.8	1.0%	*
Oman	0.2	1.0	0.9	33.5	0.9	0.5%	30.7
Qatar	7.1	25.3	24.9	871.5	24.7	13.3%	*
Saudi Arabia	5.2	6.8	8.2	290.8	8.2	4.4%	79.9
Syria	0.2	0.3	0.3	10.1	0.3	0.2%	63.9
United Arab Emirates	5.8	6.0	6.1	215.1	6.1	3.3%	*
Yemen	0.4	0.5	0.5	16.9	0.5	0.3%	46.3
Other Middle East	†	0.1	0.2	8.1	0.2	0.1%	35.3
<b>Total Middle East</b>	<b>44.4</b>	<b>72.4</b>	<b>80.3</b>	<b>2835.4</b>	<b>80.3</b>	<b>43.2%</b>	<b>*</b>

Algeria	3.7	4.5	4.5	159.1	4.5	2.4%	57.3
Egypt	0.6	1.7	2.0	65.2	1.8	1.0%	32.9
Libya	1.3	1.5	1.5	54.7	1.5	0.8%	*
Nigeria	3.7	5.1	5.1	179.4	5.1	2.7%	*
Other Africa	0.7	1.0	1.2	43.3	1.2	0.7%	56.9
<b>Total Africa</b>	<b>10.0</b>	<b>13.9</b>	<b>14.4</b>	<b>501.7</b>	<b>14.2</b>	<b>7.6%</b>	<b>69.5</b>
Australia	1.0	2.4	3.9	129.9	3.7	2.0%	95.8
Bangladesh	0.3	0.4	0.3	9.7	0.3	0.1%	12.6
Brunel	0.4	0.3	0.3	10.2	0.3	0.2%	23.6
China	1.7	1.3	3.3	115.6	3.3	1.8%	28.0
India	0.7	0.9	1.3	47.8	1.4	0.7%	40.2
Indonesia	1.8	2.6	2.9	103.3	2.9	1.6%	41.6
Malaysia	1.8	2.5	1.1	38.5	1.1	0.6%	15.8
Myanmar	0.3	0.4	0.3	10.0	0.3	0.2%	21.6
Pakistan	0.7	0.8	0.6	22.7	0.6	0.3%	16.7
Papua New Guinea	†	†	0.2	5.5	0.2	0.1%	*
Thailand	0.2	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%	6.8
Vietnam	0.1	0.2	0.6	21.8	0.6	0.3%	63.3
Other Asia Pacific	0.3	0.5	0.3	11.5	0.3	0.2%	17.5
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>9.3</b>	<b>12.7</b>	<b>15.2</b>	<b>536.6</b>	<b>15.2</b>	<b>8.2%</b>	<b>31.1</b>
<b>Total World</b>	<b>118.4</b>	<b>155.7</b>	<b>185.3</b>	<b>6557.8</b>	<b>185.7</b>	<b>100.0%</b>	<b>55.1</b>
of which: OECD	14.6	15.3	18.7	678.3	19.2	10.3%	16.0
Non-OECD	103.8	140.4	166.6	5879.5	166.5	89.7%	78.7
European Union	3.7	3.2	1.6	55.6	1.6	0.8%	10.7
Former Soviet Union	35.3	36.9	52.8	1869.5	52.9	28.5%	68.2

\*More than 100 years.

†Less than 0.05.

\*Less than 0.05%.

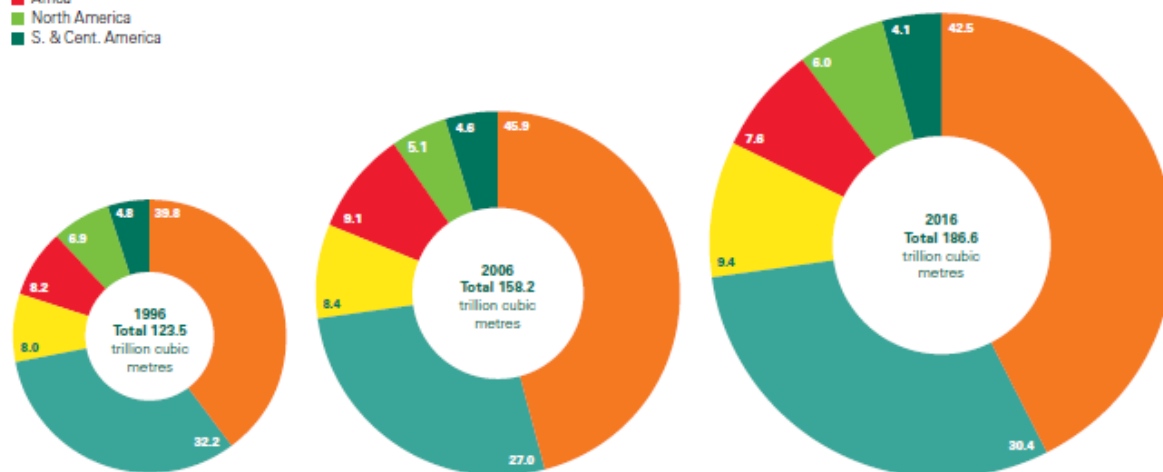
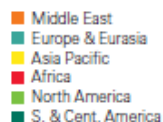
n/a not available.

Notes: Proved reserves of natural gas – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

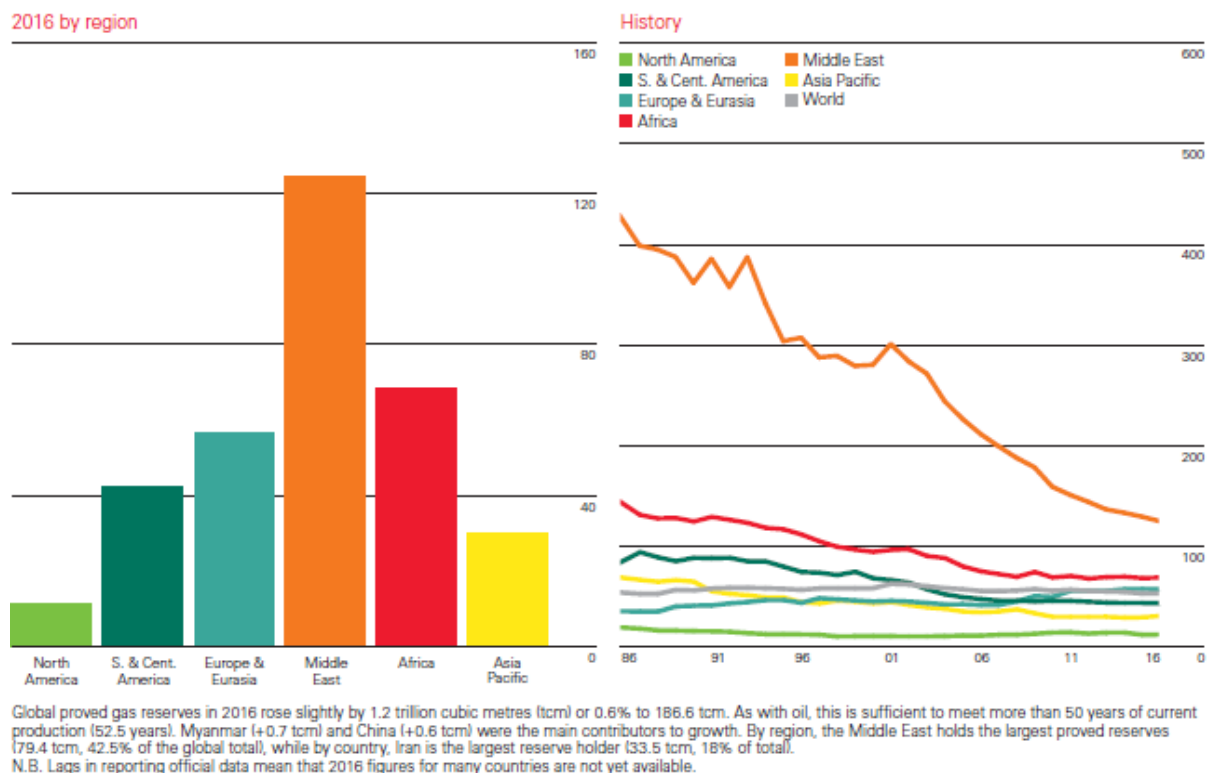
Reserves-to-production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate.

Source of data – The estimates in this table have been compiled using a combination of primary official sources and third-party data from Cediz and the OPEC Secretariat.

Raspored zaliha prirodnog plina sličan je kao i kod nafte. Glavne zalihe nalaze se na Srednjem Istoku posebice u Iranu koji posjeduje gotovo petinu svjetskih rezervi i Qatar s nešto više od 13%. U Europi Rusija ostvaruje potpunu dominaciju u zalihamu s gotovo 17%, a zemlje bivšeg SSSR-a, u kojima se i nadalje ne može isključiti snažan ruski utjecaj, gotovo 29%. Iako sve ostale zemlje imaju relativno male postotne udjele u svjetskim rezervama, apsolutni iznosi tih količina nisu zanemarivi pa imaju velik značaj za sigurnost opskrbe tih zemlja ili šire regije. Grafički prikaz udjela zaliha prirodnog plina po regijama dan je slikom 1. Slika 2. pokazuje R/P (Z/P) omjera po regijama kao i povijesni pregled tih vrijednosti. I dalje je uočljiva dominacija Srednjeg Istoka.

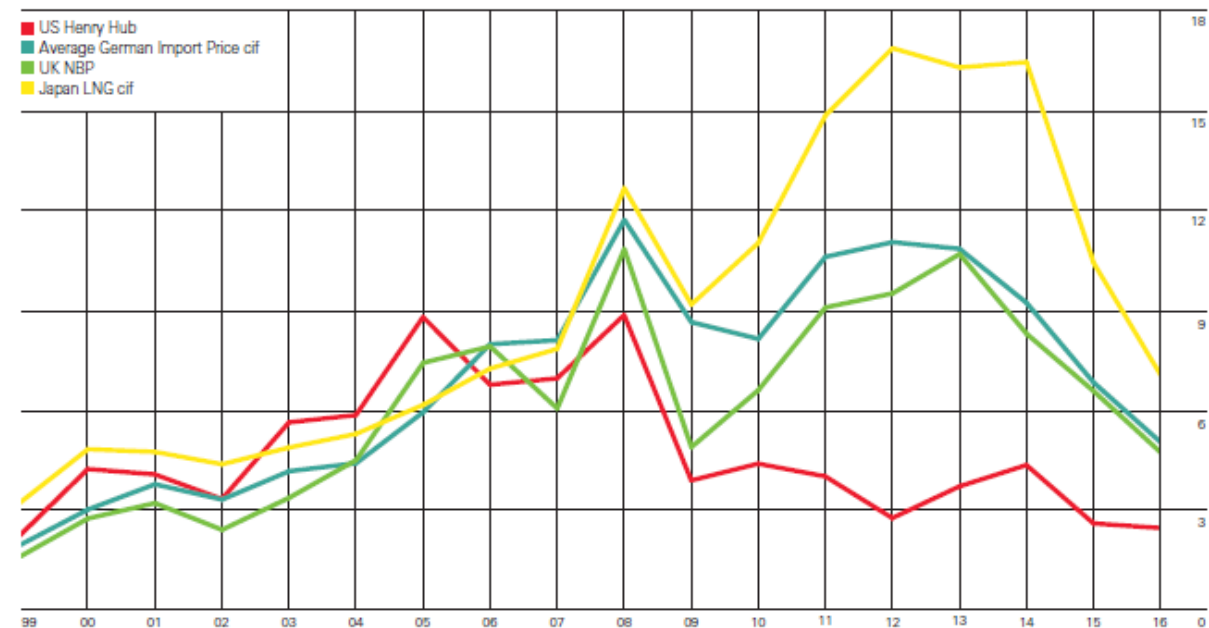


Slika 1. Udio pojedinih svjetskih regija u zalihamu prirodnog plina s pregledom ukupnih zaliha (izvor: BP Statistical Review of World Energy 2017.)



Slika 2. R/P omjer pojedinih svjetskih regija (izvor: BP Statistical Review of World Energy 2017.)

U tablici 1. i na slici 1. primjećuje se snažan porast zaliha prirodnog plina u SAD-u, dvostruko više nego 1993. isključivo zbog početka eksploatacije nekonvencionalnog plina. Ovo je činjenica koja je znatno utjecala na energetiku daleko izvan granica te zemlje. Sada su SAD sposobne pokriti svoje cjelokupne potrebe za prirodnim plinom te su u potpunosti postale neovisne o uvozu. Rezultat povećane ponude domaćeg plina doveo je do pada njegove cijene na američkom tržištu (slika 3.) čime je u domaćoj energetici postao konkurentan ugljenu.



Slika 3. Cijene prirodnog plina (USD/10<sup>6</sup>Btu, 1kWh=3412Btu) na nekim točkama trgovanja

Na istoj slici vidi se odnos cijena i na ostalim tržištima, u Europi (žuta i zelena linija) i u Japanu koji prirodni plin uvozi isključivo pomorskim putem (LNG), a uvoz je drastično povećan nakon katastrofe u nuklearci Fukushima početkom ožujka 2011. godine.

### Nekonvencionalni plin

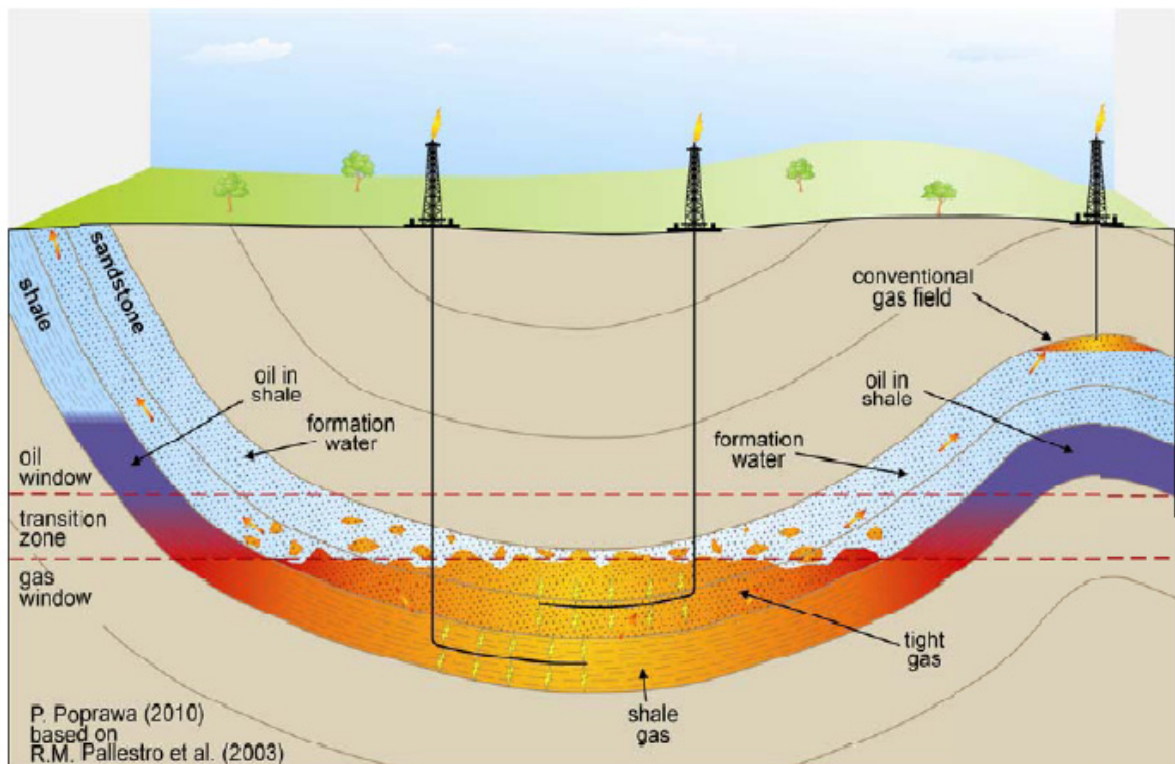
Prema slici 4. iz poglavlja o nafti vidljiv je značajan porast udjela prirodnog plina iz nekonvencionalnih ležišta. u sljedećih nekoliko godina taj bi postotak trebao u SAD-u dosegnuti i 50% ukupne proizvodnje u toj zemlji. Tržišne posljedice te činjenice upravo su prokomentirane. Zalihe nekonvencionalnog plina nalaze se u sljedećim geološkim formacijama:

- slabopropusni pješčenjaci (tight gas),
- frakturirani škriljevci (shale gas),
- plin iz ležišta ugljena (coal bed methane),
- metan otopljen u dubokim akviferima i
- ležišta hidrata

U prva dva slučaja radi se o tipovima stijena koje imaju slabu propusnost te je potrebno primijeniti tehnologije horizontalnog bušenja i hidrauličkog frakturiranja kako bi se ta propusnost povećala. Ove tehnologije uključuju korištenje velikih količina vode, pijeska i odgovarajućih kemikalija uz dvojbene tvrdnje o minimalnom utjecaju na okoliš.

Plin iz ležišta ugljena je plin koji je uzročnik nesreća u rudnicima ugljena, a eksploatacija prirodnog plina iz takvih ležišta je složena i skupa.

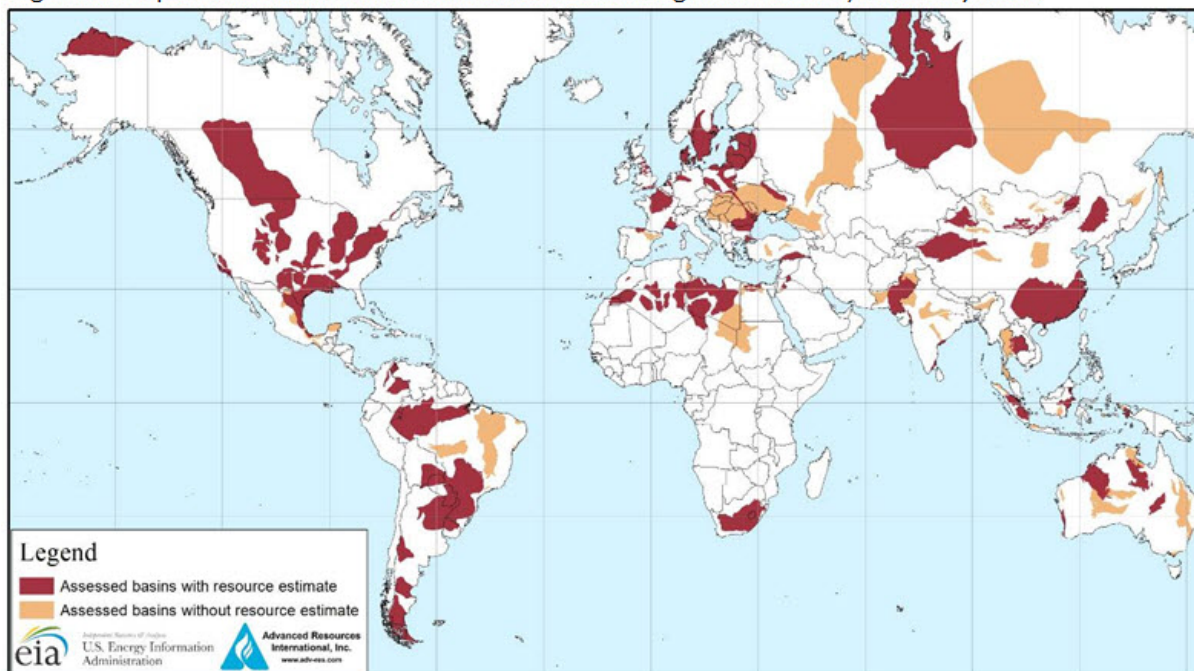
Ostala dva oblika predstavljaju prirodni plin koji je otopljen u vodi (akvifer) pri uvjetima visokog tlaka i temperature a hidrati su oblik vodenog leda koji u svojoj kristalnoj strukturi ima praznine ispunjene plinom. Neki od navedenih oblika nekonvencionalnih ležišta prikazani su slikom 4.



Slika 4. Razni tipovi nekonvencionalnih ležišta prirodnog plina

Nalazišta nekonvencionalnog plina postoje i u drugim dijelovima Svijeta što prikazuje slika 5., iako se intenzivno eksploatira samo u SAD-u. U Europi se za sada ne nazire početak njegove eksploatacije prvenstveno zbog još nedovoljno istraženog utjecaja na okoliš. Nesumnjivo, u bližoj ili daljoj budućnosti nekonvencionalna fosilna goriva će kako u Europi tako i drugdje zauzimati važno mjesto u osiguranju dovoljnih količina energenata.

Figure 1. Map of basins with assessed shale oil and shale gas formations, as of May 2013



Source: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from ARI based on data from various published studies

Slika 5. Zalihe nekonvencionalnog plina i nafte u Svijetu (izvor: EIA-US Energy Information Administration)

### Zalihe prirodnog plina u Hrvatskoj

Zalihe prirodnog plina u Hrvatskoj su značajne, ali ipak nedostatne za podmirivanje vlastite potrošnje. Područja na kojima se nalaze glavna nalazišta prirodnog plina u Hrvatskoj su područje sjevernog Jadrana (pored Pule) i Podravine (Molve). Za sada nema naznaka da bi se mogla otkriti nova nalazišta. Domaćom proizvodnjom se podmiruje približno dvije trećine vlastitih potreba s naznakom da i potrošnja i proizvodnja prirodnog plina u Hrvatskoj bilježe višegodišnji pad.

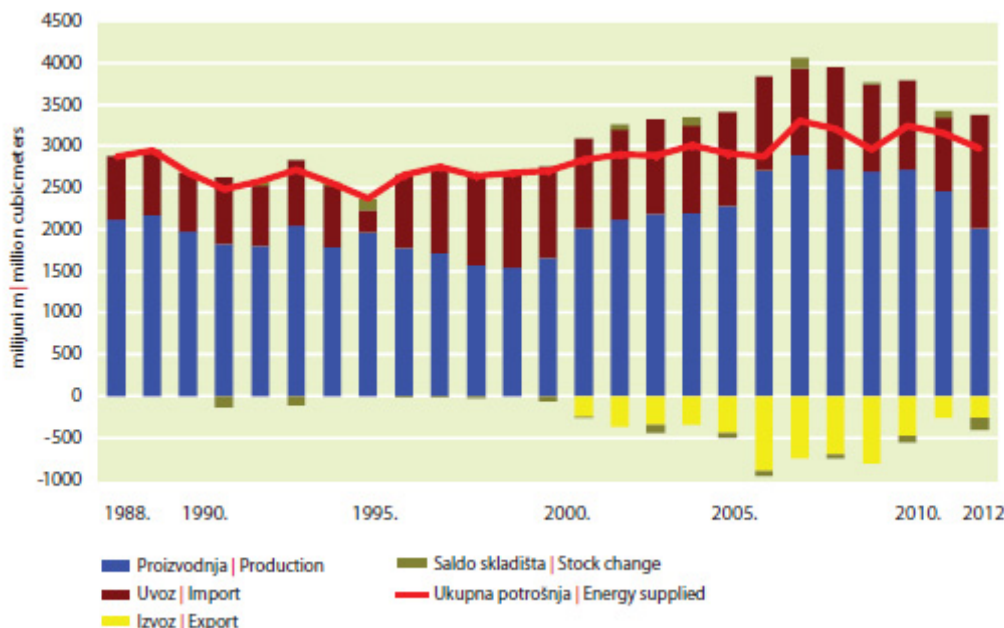
Tablica 2. Zalihe i proizvodnja prirodnog plina u Hrvatskoj od 2002.-2012.

Prirodni plin Natural Gas	1990.	1995.	2000.	2005.	2010.	2011.	2012.
Rezerve Reserves	48 475,3	38 878,8	29 204,5	30 358,6	31 587,1	23 959,9	24 214,3
Proizvodnja Production	1 982,3	1 966,4	1 658,5	2 283,4	2 727,2	2 471,5	2 013,1

Izvor | Source: Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva | Ministry of economy, labour and entrepreneurship, EIHP

Slika 6. Prikazuje trendove vezane uz proizvodnju i potrošnju prirodnog plina u razdoblju od 1988. do 2012. Uočljiv je sve nepovoljniji omjer potrošnje i proizvodnje obzirom da je

eksploatacijski vijek polja u Podravini u završnoj fazi te proizvodnja pada. To znači da će Hrvatska s vremenom postajati još ovisnija o uvozu tog energenta.



Slika 6. Bilanca prirodnog plina u Hrvatskoj (izvor: Energija u Hrvatskoj 2012.)

### Sastav i svojstva prirodnog plina

Prirodni plin na ležištima gdje se pojavljuje samostalno ima od 70% (Molve, RH) pa do nešto iznad 80% (Alžir) metana ( $\text{CH}_4$ ) te po nekoliko postotaka viših ugljikovodika, etilena  $\text{C}_2\text{H}_6$ , propana  $\text{C}_3\text{H}_8$  i ostalih tzv.  $\text{C}_4+$  ugljikovodika. Ovisno o ležištu prirodni plin može sadržavati ugljični dioksid ( $\text{CO}_2$ ) (23% Molve), sumporovodik ( $\text{H}_2\text{S}$ ) (65ppm masenih na Molve) te vode ( $\text{H}_2\text{O}$ ) i žive (Hg). Viši ugljikovodici se izdvajaju za druge namjene, a ostali sastojci jer su otrovni (Hg) i/ili kiseli pa izazivaju koroziju cjevovoda ( $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{S}$ ).

Prirodni plin koji se isporučuje potrošačima sadrži od 92% do 99% metana, a ostatak do 100% čine ugljični dioksid od 0,05% do 0,09%, dušik od 0,4% do 2,95 te viši ugljikovodici (izvor: Strelec i suradnici, Plinarski priručnik, 6. izdanje, Energetika marketing, 2001.). To je plin bez boje, mirisa i okusa, pa se zbog sigurnosti upotrebe odorira spojevima na bazi sumpora kako bi se u slučaju istjecanja osjetio neugodan miris. U granicama koncentracije u zraku od 4,2% do 17,4% je eksplozivan.

### Priprema prirodnog plina za potrošnju

Prirodni plin s ležišta prethodno navedenog sastava potrebno je obraditi prije isporuke potrošačima. Postupci obrade ili čišćenja sastoje se od sljedećeg:

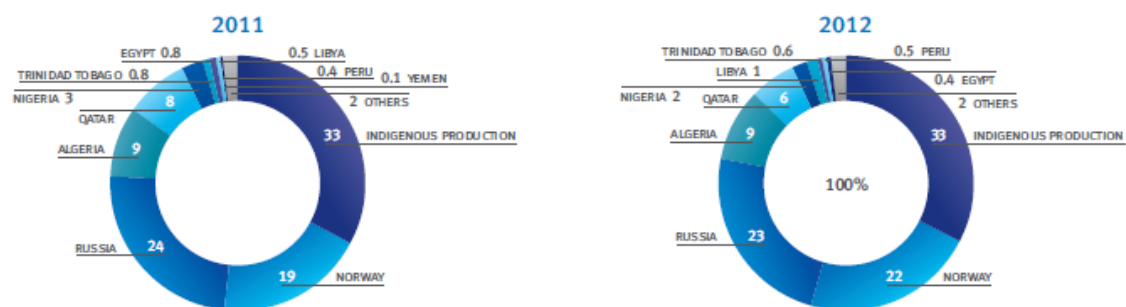
- uklanjanja kiselih plinova  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  i COS (karbonil sulfid), od kojih su zadnja dva i otrovni, te uklanjanja žive,
- uklanjanja vlage i naposljetku
- odvajanja viših ugljikovodika s dva i više atoma ugljika ( $\text{C}_2+$ ) postupkom degazolinaže. Etan, propan, butan itd. služe kao sirovine u petrokemijskoj industriji, pa je etan primjerice sirovina za proizvodnju etilena koji se koristi za proizvodnju polietilena.

Nakon opisane obrade na ležištu prirodni plin spreman je za isporuku potrošačima. Udaljenosti koje treba savladati su od nekoliko desetina pa do više tisuća kilometara. Prirodni

plin transportira se kopnenim putem, plinovodima ili morskim putem pomoću specijalnih brodova (LNG-Liquified Natural Gas tehnologija).

### Transport prirodnog plina plinovodima. Najvažniji postojeći planirani dobavni pravci

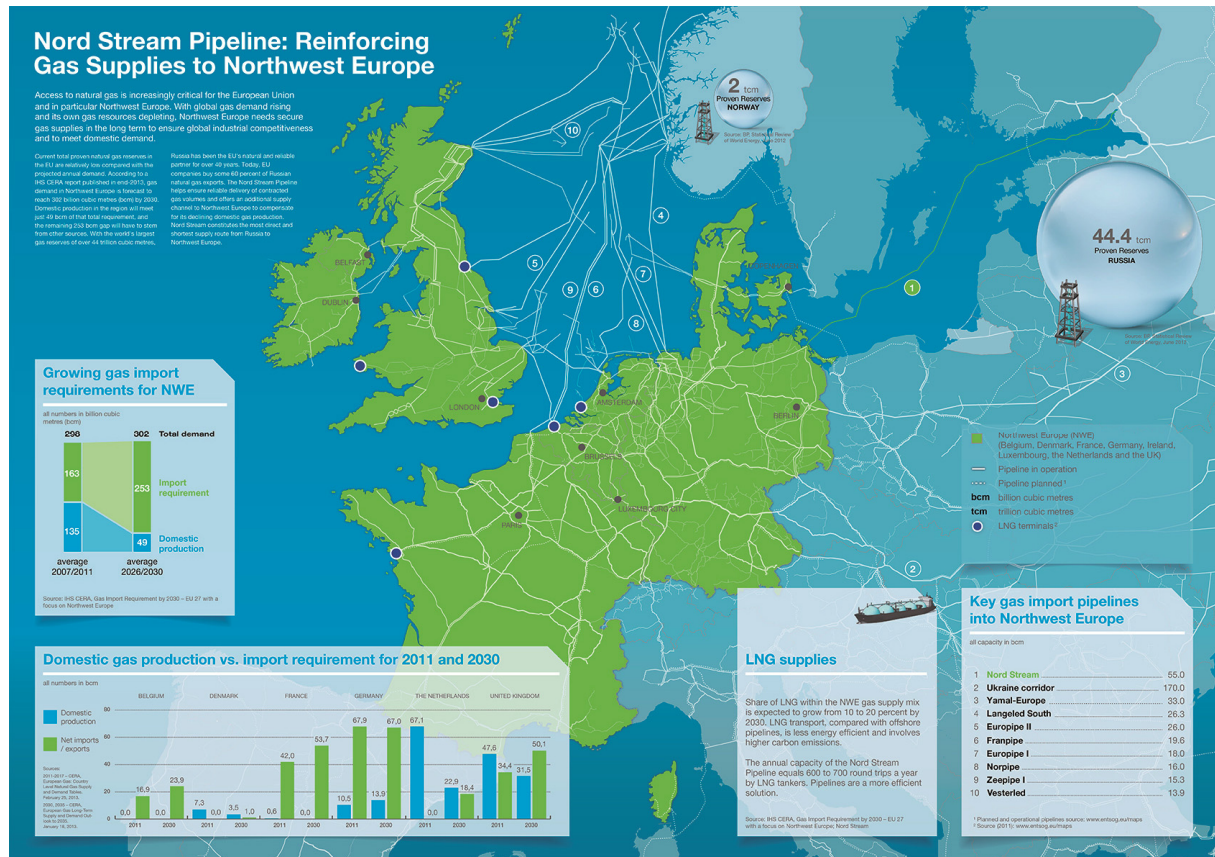
Plinovodi koji spajaju nalazišta plina s određenim područjem tj. tržištem čine transportni sustav koji je karakterističan po visokim tlakovima (70 bar i više) i velikim promjerima (1000mm i više). Plinovodi prolaze teritorijem više država koje se tako opskrbljuju prirodnim plinom. Države su također međusobno povezane cjevovodima koji se nazivaju interkonekcijama. Tako je stvorena vrlo složena mreža plinovoda koji omogućuju sigurnu opskrbu i u tehničkom smislu, i u smislu korištenja više dobavnih pravaca. Opskrba prirodnim plinom Europske Unije najovisnija je o ruskom plinu, potom o plinu iz Sjevernog mora (Norveška, Nizozemska, Velika Britanija), a zatim ostalim dobavnim pravcima. Struktura opskrbe prirodnim plinom za EU-28 prikazana je slikom 8. za godine 2011. i 2012. (izvor. eurogas.org). Navedeni podaci potkrjepljuju prethodno navedenu činjenicu o ovisnosti o uvoznom plinu, i to prvenstveno iz Rusije. Međutim ni tu nisu sve članice EU u jednakoj situaciji. Zapadna Europa osim plina iz Norveške dobiva i plin iz Rusije, ali ne isključivo najriscantnijim dobavnim pravcem preko Ukrajine. Najnovije završeni projekt Sjeverni tok (Nord Stream) omogućio je dobavu plina izravno iz Rusije, dnom Baltičkog mora do Njemačke. Prikaz tog projekta sa osnovnim brojčanim pokazateljima dan je na slici 8.



Slika 7. Udio pojedinih segmenata opskrbe prirodnim plinom za EU-28.

Za jugoistočni dio Europe sav prirodni plin dolazi iz Rusije i to plinovodima koji prolaze preko Ukrajine. Izgradnjom projekta „Nord Stream“ (slika 8.) važnost ukrajinskog dobavnog pravca za zemlje Zapadne Europe (posebno Njemačku) je smanjena što je zemlje jugoistoka Europe dovelo u još veću ovisnost o tom pravcu. Hrvatska je u dosta povoljnijoj situaciji jer znatan dio potrošnje (i do 60%) osigurava iz proizvodnje na vlastitom teritoriju. Smanjenjem vlastite proizvodnje, a i očekivanim povećanjem potrošnje i Hrvatska će postajati sve ovisnija o tom dobavnom pravcu. Na taj način ugrožena je sigurnost opskrbe (security of supply) cijelog europskog jugoistoka, posebno u svjetlu činjenice vrlo loših odnosa između Rusije i Ukrajine. S ciljem smanjenja ovisnosti o ruskom plinu Europska Unija i SAD potiču realizaciju projekata koji bi trebali dovesti plin iz drugih regija. Kao najvažniji tu se može spomenuti projekt „Nabucco“ koji treba povezati izvore prirodnog plina u Azerbejdžanu i jugoistok Europe. Taj plinovod predstavlja konkurenciju ruskom projektu „Južni tok“ ali u ovom trenutku nije izgledna realizacija niti jednog od ta dva projekta. Sastavni dio projekta „Nabucco“ su projekti „TAP (Transadriatic Pipeline između Grčke i Italije)“ i „IAP (Ionian Adriatic Pipeline između Grčke i juga Hrvatske, preko Crne Gore)“. Do ova dva plinovoda plin bi trebao dolaziti „Turskim tokom“ koji predstavlja zajednički rusko turski projekt u kojem bi se podmorskim plinovodom kroz Crno More ruski plin dovodio u plinovod TANAP (Trans Anadolian Pipeline) koji pak dovodi plin iz Kaspijskog bazena do jugoistočne Europe.

Očito je da je Turska ključna zemlja za dobavu ruskog i azerbejdžanskog plina za navedeno područje.



Slika 8. Mreža zapadno europskih plinovoda s osloncem na „Nord stream“

Realizacija takvih projekata ponajprije ovisi o financijskim i političkim okolnostima. Plin ipak mora stići do potrošača, a za to postoji niz postojećih plinovoda unutar pojedinih država koji su sa susjednim državama povezani spojnim plinovodima tzv. interkonekcijama.

U Hrvatskoj postoji dobro razvijena plinska infrastruktura na visokom tlaku a taj sustav nazivamo transportnim sustavom (slika 9.). Njime upravlja tvrtka Plinacro d.o.o.

Sustav omogućuje povezivanje proizvodnih polja u Podravini i sjevernom Jadranu, uvoza na interkonekcijama iz Slovenije i Mađarske te podzemnog skladišta plina Okoli sa potrošačima koji mogu biti spojeni izravno na transportni sustav (npr. Petrokemija d.d. iz Kutine, HEP-proizvodnja itd.) ili preko distribucijskih sustava koji rade na srednjim i niskim tlakovima, a na koje su spojena kućanstva i poslovni subjekti (poduzetništvo). Hrvatski transportni sustav svojim južnim krakom prema Dalmaciji i Crnoj Gori (puna i crtkana linija) ima potreban kapacitet za prihvata plina koji bi u budućnosti došao planiranim projektom IAP.

### Akumulacijska sposobnost transportnog sustava

Zahvaljujući činjenici da su plinovi, pa tako i prirodni plin stlačivi, u transportnom sustavu je moguće u određenim granicama pokriti nejednolikost potrošne odnosno razlike ulaza i izlaza iz transportnog sustava. Bude li izlaz u transportni sustav veći od ulaza tj. Od potrošnje u transportnom sustavu (cjevovodu) će nastupiti akumulacija mase prirodnog što će se očitovati u porastu tlaka u sustavu. Bude li potrošnja tj. izlaz iz transportnog sustava veći od ulaza, ta će se razlika namiriti iz raspoložive mase plina unutar cjevovoda što će dovesti do pada tlaka



u sustavu. Maksimalni i minimalni tlak predstavljaju donju i gornju granicu intervala tlakova koji omogućavaju sigurno i nesmetano funkcioniranje sustava.

### Podzemna skladišta plina

Važnu ulogu u svakom plinskom sustavu imaju podzemna skladišta plina koja imaju funkciju pohranjivanja (skladištenja) plina u razdoblju manje potrošnje, uobičajeno kasnijem proljeću i ljeti, koja se onda koristi u razdoblju veće potrošnje tijekom zimskih mjeseci u sezoni grijanja. Skladišta se nalaze u pravilu u geološkim strukturama koje su prije sadržavale zalihe plina, a nakon što su iscrpljena privedena su ovoj svrsi. Hrvatska ima jedno skladište prirodnog plina koje se nalazi u Moslavini u selu Okoli kapaciteta oko 600 milijuna prostornih metara plina. Zbog svojih karakteristika tj. ograničenog kapaciteta povlačenja to skladište ne može u potpunosti pokriti vršnu potrošnju tijekom vrlo hladnog vremena što se mora nadomještati interventnim uvozom plina. Stoga se planira izgradnja još dva skladišta plina u Grubišnom Polju i Beničancima. Zemlje u okruženju, posebno Mađarska, Austrija itd. imaju velike kapacitete skladišta što je vrlo važno za nesmetano funkcioniranje tržišta plina u ovom dijelu Europe.



Slika 9. Transportni sustav Republike Hrvatske

## Ukapljeni prirodni plin

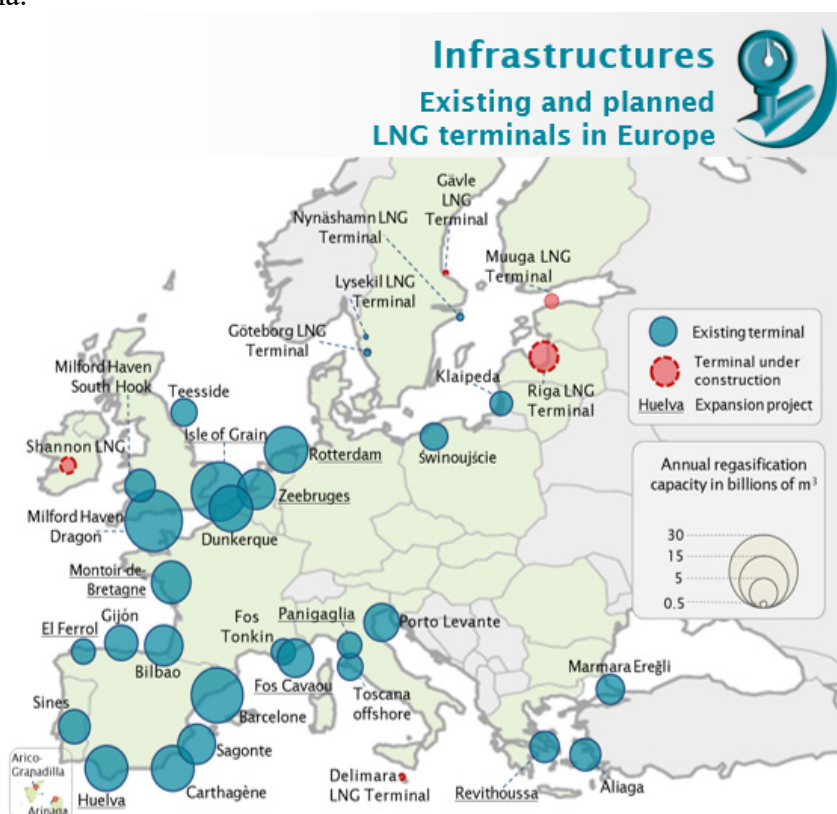
Pod ukapljenim prirodnim plinom (UPP) podrazumijevamo prirodni plin koji je hlađenjem na  $161^{\circ}\text{C}$  pri atmosferskom tlaku preveden u kapljevitog agregatnog stanje. Uobičajena je još engleska kratica istog pojma, a to je LNG (Liquified Natural Gas).

Plin se ukapljuje na mjestu koje je blizu nalazišta plina i to nakon postupka čišćenja od nepoželjnih sastojaka kao je prethodno opisano. Ukapljeni plin ukrcava se u posebne tankere za prijevoz te vrste tereta i prevozi se do odredišta. Tankeri su tehnološki vrlo složeni brodovi koji moraju osigurati da plin ostane u kapljevitom stanju cijelim putem do odredišta, a također zadovoljiti vrlo stroge sigurnosne uvjete. To se postiže toplinskom izolacijom spremnika u kojima se plin nalazi tijekom transporta.

U luci odredišta plin se vraća natrag u plinovito stanje (uplinjava se) prije nego sa utisne u transportni plinovod.

Samo postrojenje (terminal) za uplinjavanje može se nalaziti na kopnu (onshore) ili na moru (offshore). Ako se nalazi na moru postoje dva osnovna tipa LNG terminala:

- GBS - Gravity Base Structure gdje se radi o opremi koja je u odgovarajućem betonskom kućištu velikih dimenzija položena na morsko dno i
- FSRU – Floating Storage and Regasification Unit gdje se radi o LNG tankeru prilagođenom za tu svrhu koji osim uplinjavanja omogućuje i skladištenje određenih količina ukapljenog plina.



Source : GIIGNL (2016), GLE (2015)

Slika 10. LNG uvozni terminali u Europi – promjer kruga označava kapacitet u mlrd.  $\text{m}^3$

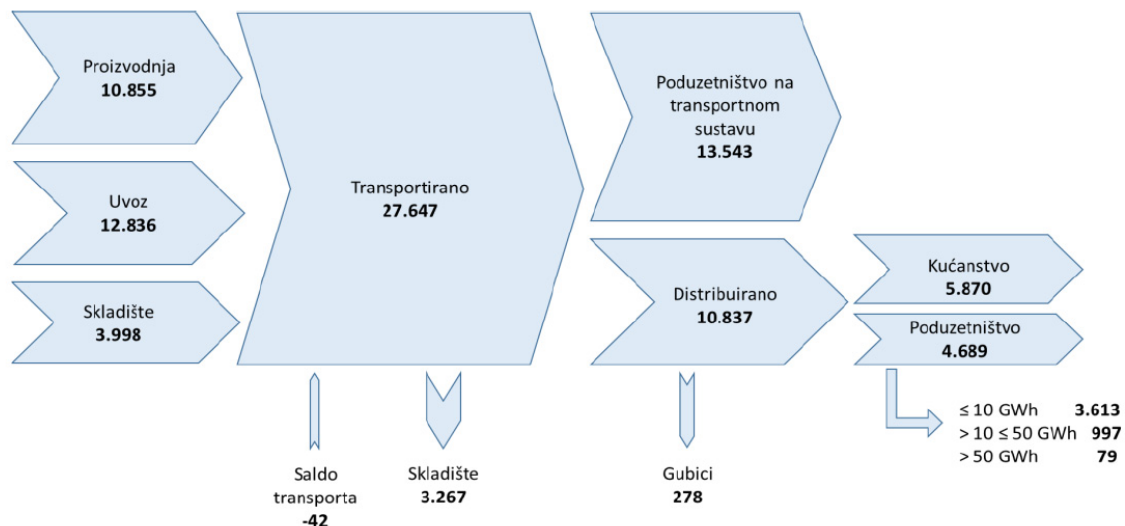
Ovaj način transporta skuplji je od onog plinovodima, ali je tako moguće povezati veće udaljenosti i istovremeno smanjiti ovisnost o jednom dobavnom pravcu te na taj način povećati sigurnost opskrbe neke države ili regije. Kapaciteti uvoznih terminala u Europi prikazani su slikom 10. Glavne zemlje iz kojih se uvozi ukapljeni prirodni plin su Katar,

Sastavio i priredio: prof.dr.sc. Igor Sutlović

Alžir, Nigerija itd. U Hrvatskoj je izgrađen LNG terminal u Omišlju na otoku Krku kapaciteta 2,6mlrd. m<sup>3</sup> godišnje. Terminal je FSRU tipa i u funkciji je od 1. siječnja 2021. godine.

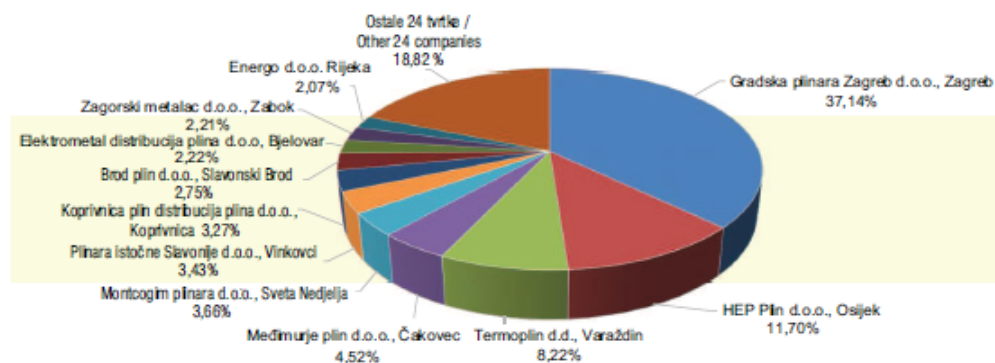
### Tržište prirodnog plina u Republici Hrvatskoj

Hrvatska predstavlja malo tržište prirodnog plina. U zadnjih par godina potrošnja plina se kreće oko 2,7 mlrd m<sup>3</sup> s trendom blagog porasta. Najveća zabilježena potrošnja plina bila je 2007. i iznosila je 3,3 mlrd m<sup>3</sup>. Struktura tržišta plina u Hrvatskoj prikazana je slikom 11.



Slika 11. Struktura tržišta plina u Republici Hrvatskoj u GWh ( $1\text{m}^3 \cong 9,261\text{kWh}$ ) (izvor: Godišnje izvješće HERA-e za 2016.)

Potrošači spojene izravno na transportni sustav u 2016. preuzeli su nešto manje od pola transportiranih količina, od toga 40% količine odnosi se na Petrokemiju d.d. iz Kutine (pretežito neenergetska potrošnja) i 34% na HEP d.d. (za energetske transformacije). Druga polovica transportiranih količina isporučuje se potrošačima spojenim na distribucijski sustav, kućanstvima koja troše 54% distribuirane količine i malom i srednjem poduzetništvu s preostalim udjelom količine plina na distribucijskom sustavu.



Slika 12. Udio pojedinih distribucijskih tvrtki u količinama prirodnog plina preuzetog iz transportnog sustava u 2015. (izvor: Energija u Hrvatskoj 2015.)

Za razliku od transportnog sustava u distribucijskom sustavu vladaju srednji i niski tlakovi, značajno niži od onih u transportnom sustavu. Distribucijski sustavi Hrvatskoj u nadležnosti su jedinica lokalne uprave (županija i gradova) koje daju koncesiju ovlaštenim tvrtkama (distributerima) za izgradnju, održavanje i razvoj distribucijske infrastrukture. Iz slike 12.

može se uočiti veliki nesrazmjer među količinama plina preuzetog iz transportnog sustava od strane pojedinih tvrtki koje obavljaju djelatnost distribucije. GPZ Zagreb d.o.o. ima najveći udio od 37,1% (malo iznad 400 mil. m<sup>3</sup>), slijedi HEP-Plin d.o.o. Osijek s 11,7% (126 mil. m<sup>3</sup>), Termoplin Varaždin d.d. s 8,2% (90 mil. m<sup>3</sup>) itd. Neke tvrtke djelatnost distribucije obavljaju na više područja. Uočava se koncentracija najviše distribuiranih količina oko velikih gradova osim Rijeke sa svega 2,07%. Mreža distribucijskih plinovoda u gradovima je gušća s većom distribuiranom količinom plina i većim brojem priključaka po jedinici duljine mreže. Nasuprot tome u područjima manjih gradova i općina manji broj potrošača raspoređen je na veću duljinu mreže uz manje distribuirane količine što takvu mrežu čini skupljom za održavanje.