

Na podlagi prvega odstavka 169. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 60/19 - uradno prečiščeno besedilo) Agencija za energijo izdaja

A K T

o načrtu preventivnih ukrepov pri oskrbi z zemeljskim plinom

I. SPLOŠNE DOLOČBE

1. člen

(vsebina)

S tem aktom se določajo infrastrukturni standard, izpolnjevanje infrastrukturnega standarda, standard oskrbe, izpolnjevanje standarda oskrbe, poročanje v zvezi z izpolnjevanjem standarda oskrbe, preventivni ukrepi za zagotavljanje zanesljive oskrbe odjemalcev z zemeljskim plinom (v nadaljnjem besedilu: plin) v Republiki Sloveniji, zlasti zaščitene odjemalcev, in s tem povezane obveznosti podjetij plinskega gospodarstva ter pristojnosti za izvajanje 9. člena Uredbe (EU) št. 2017/1938 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2017 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Uredbe (EU) št. 994/2010 (UL L št. 280 z dne 28. 10. 2017, str. 1; v nadaljnjem besedilu: Uredba 2017/1938/EU).

2. člen

(pomen izrazov)

Izrazi, uporabljeni v tem aktu, imajo enak pomen kot izrazi v Energetskem zakonu (Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, v nadaljnjem besedilu: EZ-1), poleg tega pa imajo posamezni izrazi še naslednji pomen:

- infrastrukturni standard: je tehnična zmogljivost preostale infrastrukture, ki omogoča zadostitev celotnega dnevnega povpraševanja po plinu na območju izračuna, v obdobju izjemno velikega povpraševanja po plinu, ki se statistično pojavlja enkrat v 20 letih, če pride do prekinitve dobave po posamezni največji plinski infrastrukturi in se zagotavlja na podlagi merila N-1;
- plin: je zemeljski plin ali drug plin, ki ga je tehnično mogoče varno dodajati v sistem zemeljskega plina in ga preko njega prenašati;
- pristojni organ: je Agencija za energijo;
- rizična skupina: je skupina držav članic EU iz Priloge I Uredbe 2017/1938/EU;

- standard oskrbe: je zahtevana dnevna količina plina, ki zadošča, da dobavitelj zaščitenim odjemalcem zagotovi dobavo plina odjemalcem v treh mejnih primerih. Prvi mejni primer je sedemdnevno konično obdobje z ekstremno nizkimi temperaturami, kakršno se statistično pojavlja enkrat v 20 letih, drugi mejni primer je 30-dnevno obdobje z izjemno velikim povpraševanjem po plinu, kakršno se statistično pojavlja enkrat v 20 letih, in tretji mejni primer je 30-dnevno obdobje ob motnji na posamezni največji plinski infrastrukturi v povprečnih zimskih razmerah.

II. INFRASTRUKTURNI STANDARD

3. člen

(Določitev in izvajanje infrastrukturnega standarda)

(1) Izpolnjevanje infrastrukturnega standarda se ugotavlja na podlagi merila N-1. Vrednost merila N-1 na državni ravni se izračuna po formuli iz a) točke 3.2 pododdelka Priloge 1, ki je sestavni del tega akta. Območje izračuna je Republika Slovenija.

(2) Operater prenosnega sistema je odgovoren za izpolnitev zahtev infrastrukturnega standarda in si mora, ne glede na izvzetje, prizadevati za zvišanje oziroma izpolnitev infrastrukturnega standarda.

(3) Operater prenosnega sistema pri dolgoročnem načrtovanju in pripravi desetletnega razvojnega načrta omrežja upošteva desetletni načrt za razvoj omrežja za celotno Unijo, ki ga izdela ENTSO-G v skladu z desetim odstavkom 8. člena Uredbe (ES) št. 715/2009 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o pogojih za dostop do prenosnih omrežij zemeljskega plina in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1775/2005 (UL L št. 211 z dne 14. 8. 2009, str. 36). Operater prenosnega sistema predlaga in načrtuje gradnjo ustrezne infrastrukture ob upoštevanju finančnih in ekonomskih učinkov predlaganih naložb.

(4) Ocena doseganja infrastrukturnega standarda, merjena z doseganjem merila N-1, na državni ravni je skupaj z uporabljenimi podatki določena v 3.2 pododdelku Priloge 1. Izračun merila N-1 na ravni rizičnih skupin je določen v 2. oddelku I. poglavja (za rizično skupino Alžirija) in v 2. oddelku II. poglavja (za rizični skupini Libija in Ukrajina) Priloge 2, ki je sestavni del tega akta.

III. STANDARD OSKRBE

1. Določitev standarda oskrbe

4. člen

(določitev potrebnih dnevnih količin in odgovornosti)

(1) Dobavitelj plina zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji morajo sprejeti ukrepe, s katerimi zagotovijo oskrbo s plinom zaščitenim odjemalcem v vseh treh primerih iz prvega odstavka 6. člena Uredbe 2017/1938/EU.

(2) Za primer ekstremne temperature v sedemdnevnom koničnem obdobju, ki se statistično pojavlja enkrat v 20 letih:

a) pristojni organ ugotovi povprečno temperaturo v sedmih najhladnejših zaporednih dneh v preteklem koledarskem letu (T_{7n-1}) in povprečno temperaturo v najhladnejšem sedemdnevnom obdobju v zadnjih 20 letih v Republiki Sloveniji (T_{7n-20}) ter z ugotovljenimi temperaturami seznani dobavitelje zaščitenim odjemalcem;

b) dobavitelj zaščitenim odjemalcem ugotovi povprečno dnevno porabo svojih zaščitenih odjemalcev v sedmih najhladnejših zaporednih dneh v preteklem koledarskem letu (Q_{7n-1});

c) pristojni organ izračuna korekcijski faktor (T_n) pri temperaturi 20 °C kot razmerje $(T_n - T_{7n-20}) / (T_n - T_{7n-1})$ in

d) dobavitelj izračuna potrebne dnevne količine plina (Q_7) kot zmnožek povprečne dnevne porabe (Q_{7n-1}) in korekcijskega faktorja iz prejšnje točke.

(3) Dobavitelj zaščitenim odjemalcem mora biti sposoben sedem zaporednih dni zagotavljati potrebne dnevne količine iz d) točke prejšnjega odstavka.

(4) Za primer 30-dnevnega obdobja z izjemno velikim povpraševanjem po plinu, ki se statistično pojavlja enkrat v 20 letih:

a) operater prenosnega sistema ugotovi porabo plina v Republiki Sloveniji za obdobje 30-dnevnega izjemno velikega povpraševanja po plinu v zadnjih 20 letih (Q) in letni odjem uporabnikov prenosnega sistema v Republiki Sloveniji v preteklem letu (Q_T) ter z ugotovitvami seznani pristojni organ;

b) dobavitelj zaščitenim odjemalcem ugotovi predvideno letno porabo svojih zaščitenih odjemalcev (Q_Z);

c) pristojni organ izračuna korekcijski faktor kot razmerje (Q/Q_T) in

d) dobavitelj izračuna potrebne dnevne količine plina (Q_{30}) kot zmnožek predvidene letne porabe iz b) točke tega odstavka in korekcijskega faktorja iz prejšnje točke ($Q_{30} = (Q/Q_T) * Q_Z$).

(5) Dobavitelj zaščitenim odjemalcem mora biti sposoben 30 zaporednih dni zagotavljati potrebne dnevne količine iz d) točke prejšnjega odstavka.

(6) Za primer 30-dnevnega obdobja ob motnji na posamezni največji plinski infrastrukturi v povprečnih zimskih razmerah:

a) pristojni organ ugotovi povprečno temperaturo ($T_{povp.}$) za januar preteklega koledarskega leta in povprečno temperaturo za mesec januar v zadnjih dvajsetih letih ($T_{povp.20}$), ter z ugotovitvami seznaniti dobavitelje zaščitenim odjemalcem;

b) dobavitelj zaščitenim odjemalcem ugotovi povprečno dnevno porabo svojih zaščenih odjemalcev v januarju preteklega koledarskega leta;

c) pristojni organ izračuna korekcijski faktor (T_n) pri temperaturi 20 °C kot razmerje $(T_n - T_{povp.20}) / (T_n - T_{povp.})$ in

d) dobavitelj izračuna potrebno dnevno količino plina kot zmnožek povprečne dnevne porabe iz b) točke tega odstavka in korekcijskega faktorja iz prejšnje točke tega odstavka.

(7) Dobavitelj zaščitenim odjemalcem mora biti sposoben 30 zaporednih dni zagotavljati potrebne dnevne količine iz d) točke prejšnjega odstavka.

(8) Pri izračunu potrebnih količin iz drugega, četrtega in šestega odstavka tega člena mora dobavitelj zaščitenim odjemalcem upoštevati število zaščenih odjemalcev in njihov odjem oziroma njihovo karakteristiko odjema na dan sestave poročila iz 6. člena tega akta.

(9) Dobavitelji iz prvega odstavka tega člena, ki ne razpolagajo s podatki o porabi zaščenih odjemalcev za preteklo koledarsko leto, pri izračunu količin iz drugega, četrtega in šestega odstavka tega člena upoštevajo predvideno porabo zaščenih odjemalcev v relevantnem obdobju.

(10) Dobavitelji, ki dobavljajo plin dobaviteljem zaščitenim odjemalcem, izračunajo količine iz drugega, četrtega in šestega odstavka tega člena kot vsoto količin posameznih dobaviteljev zaščitenim odjemalcem.

(11) Dobavitelji zaščitenim odjemalcem morajo za količine, določene v skladu z drugim, četrtem in šestim odstavkom tega člena, zakupiti tudi zadostne zmogljivosti za prenos teh količin plina na vstopni točki oziroma izkazati, da lahko pridobijo potrebne zmogljivosti (npr. s članstvom na ustrezni platformi).

2. Poročanje

5. člen

(poročanje količin in števila odjemalcev)

(1) Operaterji prenosnega in distribucijskih sistemov vsako leto do konca marca sporočijo pristojnemu organu število zaščenih odjemalcev plina, priključenih na njihova omrežja ob koncu preteklega leta, in njihovo porabo v preteklem letu.

(2) Distributer toplote za daljinsko ogrevanje, ki distribuira toploto, proizvedeno s pomočjo plina brez možnosti za hiter prehod na drug vir energije, vsako leto do konca marca sporoči pristojnemu organu porabo plina v preteklem letu za oskrbo s toploto, ločeno za gospodinjstve odjemalce in osnovne socialne službe, ki so določene v 168. členu EZ-1.

6. člen

(poročanje o zagotavljanju standarda oskrbe)

(1) Dobavitelji plina zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji morajo pripraviti poročilo o zagotavljanju standarda oskrbe, ki vsebuje:

a) izračunane potrebne dnevne količine plina iz d) točk drugega, četrtega in šestega odstavka 4. člena tega akta;

b) natančen opis ukrepov in predviden način izvajanja ukrepov za zagotavljanje teh količin oziroma izpolnjevanja standarda oskrbe in navedbo morebitnih omejitev pri zakupu zadostnih zmogljivosti in

c) dokazila o zmožnosti izpolnjevanja predvidenih ukrepov za izpolnjevanje standarda oskrbe.

(2) Dobavitelji plina zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji posredujejo poročilo iz prejšnjega odstavka pristojnemu organu vsako leto do konca avgusta za naslednje enoletno obdobje, ki se začne s 1. oktobrom istega leta. Za izračun potrebnih količin iz d) točk drugega, četrtega in šestega odstavka 4. člena tega akta uporabijo obrazce, ki jih objavi pristojni organ na svoji spletni strani do konca julija istega leta. Na zahtevo pristojnega organa morajo v roku 14 dni od prejema zahteve svoje poročilo ustrezno spremeniti oziroma dopolniti.

(3) Poročilo iz prvega odstavka tega člena lahko v imenu dobaviteljev plina zaščitenim odjemalcem, ki plina sami ne uvažajo, pripravi njihov dobavitelj. V tem primeru mora v poročilu navesti:

a) za katere dobavitelje zaščitenim odjemalcem poroča;

b) število zaščitenih odjemalcev posameznega dobavitelja zaščitenim odjemalcem ob koncu preteklega leta in

c) količine plina, ki pripadajo posameznemu dobavitelju zaščitenim odjemalcem.

(4) Dobavitelji plina zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji, ki med obdobjem, na katerega se nanaša poročilo, pridobijo nove ali izgubijo obstoječe zaščitene odjemalce, katerih skupna predvidena poraba znaša več kot 10 odstotkov količin, predvidenih v obstoječem poročilu, oziroma se odjemna karakteristika zaščitenih odjemalcev spremeni tako, da se količina njihovega porabljenega plina spremeni za več kot 10 odstotkov, morajo najkasneje v roku 10 dni od nastopa opisanih sprememb pristojnemu organu posredovati ustrezno spremenjeno oziroma dopolnjeno poročilo.

(5) Dobavitelj plina zaščitenim odjemalcem, ki prične z izvajanjem dejavnosti med enoletnim obdobjem iz drugega odstavka tega člena, mora prvo poročilo, ki se nanaša na obdobje do vključno 30. septembra, izdelati v treh mesecih od začetka opravljanja dejavnosti.

7. člen

(objava pristojnega organa)

(1) Pristojni organ letno na svoji spletni strani objavi skupne količine plina iz d) točk drugega, četrtega in šestega odstavka 4. člena tega akta in morebitne omejitve glede prenosnih zmogljivosti, če bi te ovirale dobavitelje, da zagotovijo oskrbo zaščiteneh odjemalcev.

(2) Pristojni organ na svoji spletni strani objavi, s katerimi pristojnimi organi sosednjih držav članic EU je sodeloval pri izvajanju šestega odstavka 8. člena Uredbe 2017/1938/EU.

IV. OBVEZNOSTI PODJETIJ PLINSKEGA GOSPODARSTVA IN PREVENTIVNI UKREPI

8. člen

(obveznosti)

(1) Operaterji prenosnega in distribucijskih sistemov morajo zagotavljati ustrezne zmogljivosti na meji med sosednjimi prenosnimi in distribucijskimi sistemi za zagotavljanje prenosa za zanesljivost oskrbe s plinom ter sodelovati z operaterji teh sistemov pri izmenjavi podatkov in usklajenem delovanju tudi v primeru ogrožene zanesljivosti oskrbe s plinom.

(2) Podjetja plinskega gospodarstva morajo ukrepe za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom izvajati pregledno in nediskriminativno, tako da ne kršijo pravil notranjega trga s plinom niti ne izkrivljajo prave vrednosti oskrbe.

(3) V običajnih razmerah in v primerih, določenih s standardom oskrbe, mora dobavitelj plina zaščiteneim odjemalcem v celoti zagotavljati zadostne količine plina za oskrbo svojih zaščiteneh odjemalcev.

(4) V obdobjih, ko je razglašena katera od stopenj krize, mora dobavitelj plina zaščiteneim odjemalcem zagotavljati zadostne količine plina za oskrbo svojih zaščiteneh odjemalcev, kolikor dolgo je to mogoče.

9. člen

(preventivni ukrepi)

(1) Dobavitelji zaščiteneim odjemalcem morajo zagotoviti ustrezno razpršitev portfelja svojih dobavnih virov plina. Del potrebne energije za oskrbo zaščiteneh odjemalcev lahko dobavitelji zagotovijo z alternativnimi viri energije in z ukrepi na strani povpraševanja.

(2) Dobavitelj zaščiteneim odjemalcem, ki uvaža plin v Republiko Slovenijo, mora zagotoviti ustrezno razpršitev portfelja svojih dobavnih virov tako, da je sposoben uvoziti v Republiko Slovenijo količine plina, ki so namenjene oskrbi zaščiteneh odjemalcev, ki jim dobavlja plin neposredno in količine, ki jih prodaja drugim dobaviteljem zaščiteneh odjemalcev.

(3) Dobavitelj iz prejšnjega odstavka mora z ustrezno razpršitvijo svojih dobavnih virov zagotoviti zadostne količine plina za oskrbo zaščiteneh odjemalcev tudi v primerih, ko pride do prekinitve dobav čez mejno povezovalno točko Ceršak.

(4) Dobavitelj zaščitenej odjemalcem, ki uvaža plin v Republiko Slovenijo, lahko izpolnjevanje obveznosti iz drugega in prejšnjega odstavka s pogodbo prenese na drugega dobavitelja, ki uvaža plin v Republiko Slovenijo.

(5) Potrebne dnevne količine energije za oskrbo zaščiteneh odjemalcev se lahko zagotavljajo tudi tako, da dobavitelj namesto plina omogoči odjemalcem uporabo drugih (alternativnih) virov energije. Te količine energije se odštejejo od količin, ki jih dobavitelji zagotavljajo z uvozom plina.

(6) Dobavitelji zaščitenej odjemalcem lahko za zagotovitev zanesljive oskrbe uporabijo tudi ukrepe na strani povpraševanja, kot so povečanje energetske učinkovitosti, prehod na druge energetske vire ali drugi ukrepi, ki zmanjšujejo potrebne količine plina.

(7) Dobavitelji zaščitenej odjemalcem o izpolnjevanju obveznosti iz tega člena letno poročajo v okviru načina izpolnjevanja standarda oskrbe v skladu z b) točko prvega odstavka 6. člena tega akta.

V. KONČNI DOLOČBI

10. člen

(prenehanje uporabe predpisa)

Z dnem uveljavitve tega akta preneha veljati Akt o preventivnem načrtu ukrepov pri oskrbi z zemeljskim plinom (Uradni list RS, št. 2/15, 9/17 in 41/18).

11. člen

(uveljavitev akta)

Ta akt začne veljati naslednji dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Št. 132-12/2019-01/210

Maribor, dne 23. decembra 2019

EVA

Predsednica sveta
Agencije za energijo
Ivana Nedižavec Korada

PRILOGA 1

Načrt preventivnih ukrepov v skladu s Prilogo VI Uredbe 2017/1938/EU

Načrt preventivnih ukrepov izdaja pristojni organ, to je Agencija za energijo.

V skladu s Prilogo I Uredbe 2017/1938/EU Republika Slovenija sodeluje v treh rizičnih skupinah:

- Alžirija, v kateri so: Grčija, Španija, Francija, Hrvaška, Italija, Malta, Avstrija, Portugalska, Slovenija;
- Ukrajina, v kateri so: Bolgarija, Češka republika, Nemčija, Grčija, Hrvaška, Italija, Luksemburg, Madžarska, Avstrija, Poljska, Romunija, Slovenija, Slovaška in
- Libija, v kateri so: Hrvaška, Italija, Malta, Avstrija, Slovenija.

1. Opis sistema

1.1 Kratek opis regionalnih plinskih sistemov za rizične skupine

Kratek opis regionalnih plinskih sistemov z glavnimi podatki za vse tri rizične skupine, v katerih sodeluje Slovenija, je v Prilogi 2.

1.2 Kratek opis slovenskega plinskega sistema

(a) Glavni številčni podatki o porabi plina

Prevzeta količina zemeljskega plina v slovenski prenosni sistem na vseh treh vstopnih točkah skupaj je leta 2018 znašala 13.261 GWh, leta 2017 pa 22.782 GWh. Poleg tega je bilo prevzetih v letu 2018 še 26 GWh, leta 2017 pa 32 GWh plina neposredno iz tujega distribucijskega sistema.

Oddana količina v druge prenosne sisteme je leta 2018 znašala 3.798 GWh, leta 2017 pa 13.100 GWh. Lastna raba prenosnega sistema je v letu 2018 znašala 15 GWh, v letu 2017 pa 37 GWh (3,5 milijonov Sm³). Porazdelitev porabe in število odjemalcev glede na vrsto odjema kaže Tabela P1-1.

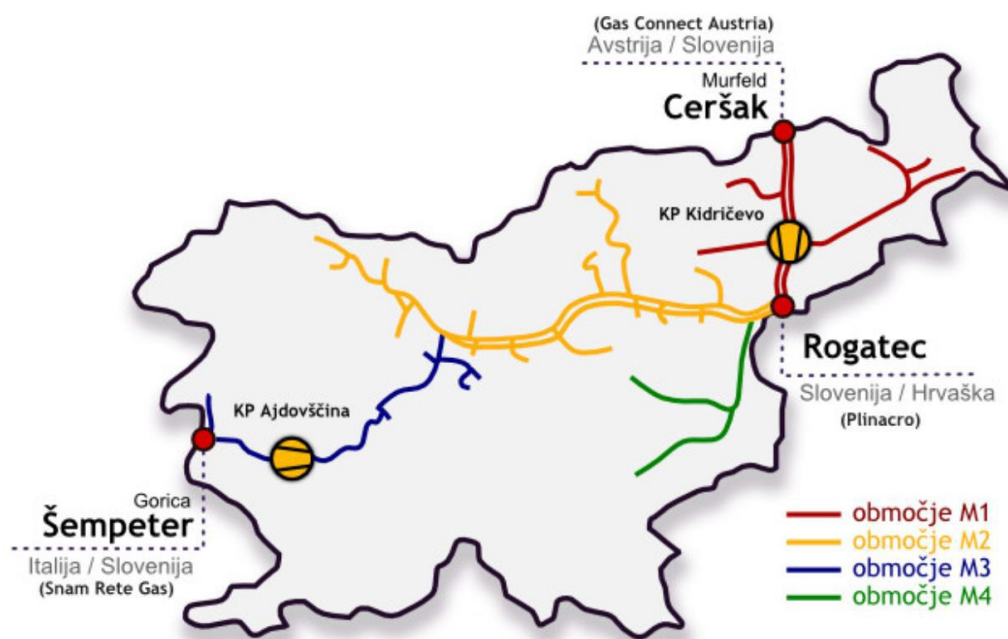
Odjemalci glede na vrsto odjema	2016		2017		2018	
	Število odjemalcev	Poraba odjemalcev [GWh] [10 ⁶ Sm ³]	Število odjemalcev	Poraba odjemalcev [GWh] [10 ⁶ Sm ³]	Število odjemalcev	Poraba odjemalcev [GWh] [10 ⁶ Sm ³]
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	132	5.864 545	135	5.520 513	139	5.315 494

Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	13.724	2.225 207	13.782	2.323 216	14.246	2.367 220
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	34		35	612 57	29	636 59
Gospodinski odjemalci	119.583	1.186 110	119.678	1.202 112	120.228	1.156 107
Skupaj odjemalci	133.473	9.275 862	133.630	9.657 897	134.642	9.474 880

Tabela P1-1: Število in poraba odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2016, 2017 in 2018

(b) Delovanje plinskega sistema na nacionalni ravni

Slovenski prenosni plinovodni sistem je konec leta 2018 obsegal 1.174 km plinovodov, kompresorski postaji v Kidričevem in Ajdovščini ter 247 merilno-regulacijskih oz. drugih postaj.



Slika P1-1: Shema prenosnega plinovodnega sistema v Republiki Sloveniji z relevantnimi točkami

Relevantna točka	Tehnična zmogljivost	Skupno pogodbeno zakupljena zmogljivost	Največja dnevna izkoriščenost tehnične zmogljivosti	Povprečna mesečna izkoriščenost tehnične zmogljivosti	Največja mesečna izkoriščenost tehnične zmogljivosti
	[GWh/dan]	[GWh/dan]	[%]	[%]	[%]

	[10 ⁶ Sm ³ /dan]	[10 ⁶ Sm ³ /dan]			
Ceršak - vstop	139,155 12,964	54,987 5,123	71,7 (26.2.2018)	26,2 (leto 2018)	41,7 (feb. 2018)
Rogatec vstop	7,731 0,720	1,005 0,094	-	-	-
Rogatec- izstop	68,289 6,362	10,577 0,985	39,2 (26.2.2018)	14,3 (leto 2018)	19,0 (mar. 2018)
Šempeter- vstop	28,316 2,638	1,707 0,159	60,1 (31.7.2018)	0,5 (leto 2018)	2,2 (avg. 2018)
Šempeter- izstop	25,742 2,398	0 0	99,2 (26.2.2018)	2,8 (leto 2018)	12,8 (feb. 2018)
Izstop v Slovenijo	81,171 7,562	56,659 5,278	79,2 (28.2.2018)	35,5 (leto 2018)	57,2 (feb. 2018)

Opomba: Podatki o zmogljivostih se nanašajo na dan 1. 1. 2019, podatki o izkoriščenosti tehnične zmogljivosti so za leto 2018

Tabela P1-2: Zmogljivost prenosnega plinovodnega sistema na relevantnih točkah

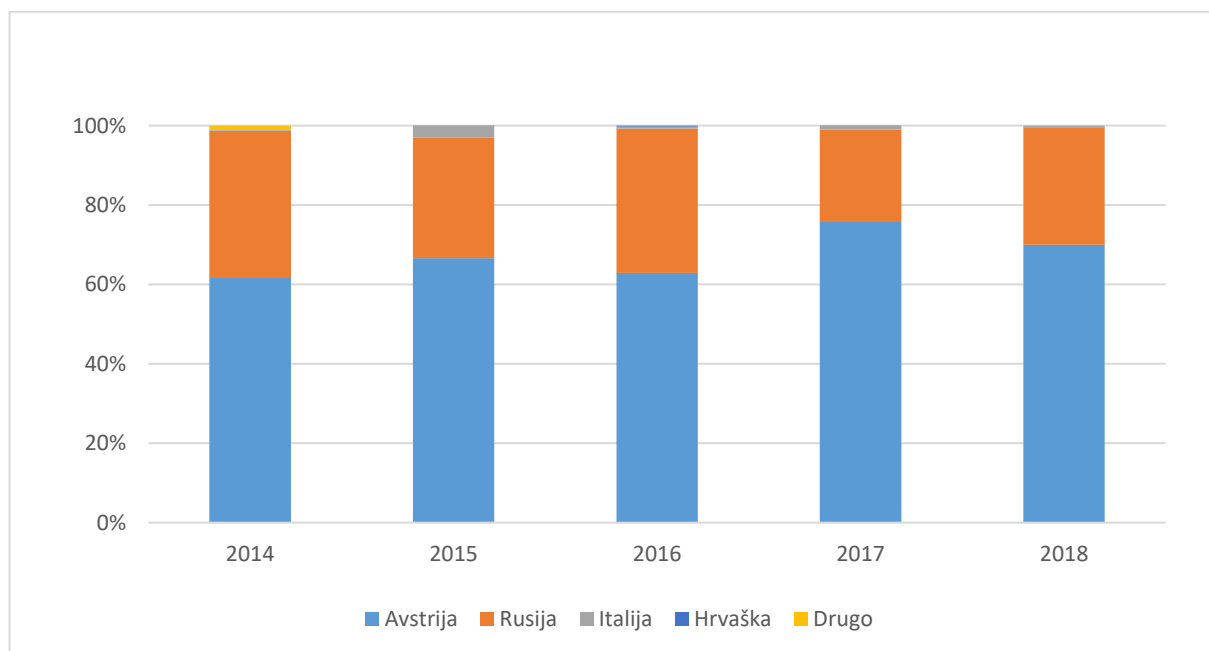
(c) Ključna infrastruktura za zanesljivost oskrbe

Ključna infrastruktura za zanesljivost oskrbe v Sloveniji so plinovodi M1, M2, M3 in M4, kompresorski postaji Kidričevo in Ajdovščina, mejne merilno-regulacijske postaje Ceršak, Šempeter pri Gorici in Rogatec.

(d) Razčlenitev izvorov uvoza plina

Slovenija uvaža ves plin za vse odjemalce v Sloveniji.

Slika P1-2 prikazuje, da slovenski dobavitelji največ plina kupijo v Avstriji na plinskem vozlišču v Baumgartnu in v avstrijskih skladiščih.



Slika P1-2: Viri zemeljskega plina v obdobju 2014 - 2018

Količine zemeljskega plina, kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb, so v letu 2016 znašale okrog polovice, v letu 2017 več kot 62 %, v letu 2018 pa več kot 61 % celotne količine kupljenega plina za slovenski trg. Delež dolgoročnih pogodb je pomemben za zanesljivost oskrbe v obdobju morebitnega pomanjkanja.

(e) Vloga skladiščenja v državi članici

V Sloveniji ni skladišč plina.

(f) Vloga domače proizvodnje

Na ozemlju Republike Slovenije je plinska vrtina, iz katere se črpa zelo majhna količina plina. Načrpani plin ne vstopa v slovenski, temveč neposredno v hrvaški plinovodni sistem. Z vidika delovanja trga v Sloveniji in oskrbe slovenskih odjemalcev ni domače proizvodnje plina.

(g) Vloga plina v proizvodnji električne energije

V Sloveniji sta dve plinski elektrarni, katerih osnovna dejavnost je proizvodnja električne energije, vsaka ima več kot eno proizvodno enoto. Obe elektrarni imata možnost prehoda na drugo gorivo, to je ekstra lahko kurilno olje. Čeprav proizvedeta malo električne energije, so njune proizvodne enote pomembne za zagotavljanje zanesljivega obratovanja elektroenergetskega sistema. Zagotavljajo pomemben del sistemske rezerve moči, konkretno ročne rezerve za povrnitev frekvence. Ti elektrarni tudi nista ključnega pomena za podporo proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov.

Instalirana moč	2016 [MW]	2017 [MW]	2018 [MW]
Vse elektrarne v Sloveniji ¹	3.537	3.491	3.584
Plinske elektrarne ²	371	371	374
Delež plinskih elektrarn	10,49 %	10,63 %	10,44 %

Tabela P1-3: Instalirana moč plinskih elektrarn v primerjavi z vsemi elektrarnami v Sloveniji

Proizvedena električna energija	2016 [GWh]	2017 [GWh]	2018 [GWh]
Vse elektrarne v Sloveniji	13.030	12.457	12.579
Plinske elektrarne ³	11,42	46,11	22,27
Delež plinskih elektrarn	0,09 %	0,37 %	0,18 %

¹ Upoštevana je slovenska polovica NEK

² Plinske elektrarne z osnovno dejavnostjo proizvodnja električne energije

³ Enako kot opomba 2

Tabela P1-4: Proizvedena električna energija v plinskih elektrarnah v primerjavi s celotno proizvodnjo v Sloveniji

Plinski elektrarni⁴, katerih osnovna dejavnost je proizvodnja električne energije, sta za proizvodnjo električne energije v letu 2016 porabili 31,41 GWh plina, kar je 0,34 % celotne letne porabe plina, v letu 2017 144,55 GWh, kar je 1,5 % letne porabe, in v letu 2018 62,34 GWh, kar je 0,66 % letne porabe plina v istem letu.

Poleg navedenih v Sloveniji deluje tudi nekaj manjših elektrarn, ki za proizvodnjo električne energije uporabljajo zemeljski plin v soproizvodnji s toploto. Celotna moč soproizvodnih elektrarn je 134,6 MWe, vendar le del teh elektrarn za soproizvodnjo uporablja plin. Delež proizvedene električne energije v soproizvodnih objektih na plin je ocenjen na manj kot 3 % celotne proizvedene električne energije v Sloveniji.

(h) Vloga ukrepov za energetske učinkovitost in njihov vpliv na letno končno porabo plina

Republika Sloveniji s širokim naborom ukrepov spodbuja rabo obnovljivih virov energije in povečevanje energetske učinkovitosti pri končnih odjemalcih energije, ki jih tudi sofinancira javni sklad. Delež porabe gospodinjstev v skupni porabi plina je zelo nizek (v letu 2017 okoli 12,5 % in v letu 2018 12,24 %). Navedeni ukrepi prispevajo k postopnemu zniževanju porabe plina predvsem pri gospodinjstvih odjemalcih, vendar ta učinek celotne porabe plina v državi ne zniža opazno.

2. Povzetek ocene tveganj

2.1. Nacionalna ocena tveganj

(a) Scenariji

Obravnavani so scenariji, ki privedejo do prekinitve dobave

- na eni ali več povezovalnih točk v Slovenijo in
- znotraj Slovenije na posameznih delih ali odsekih prenosnega plinovodnega sistema.

Prva skupina scenarijev izhaja iz širših scenarijev, to so scenariji, ki so bili obravnavani v skupnih ocenah tveganj za vse tri rizične skupine v delih, ki privedejo do prekinitve dobave na povezovalno točko Ceršak. Konkretno so to Scenariji S.01, S.02, S.03 in S.06 iz rizične skupine Ukrajina, pri čemer so pri vseh teh scenarijih možne dobave iz Alžirije in Libije čez povezovalno točko Šempeter. Prekinitev dobave čez povezovalno točko Ceršak pri neprekinjeni dobavi čez povezovalno točko Šempeter privede do zniževanja odjema, vendar ne prizadene zaščitene odjemalcev, proizvajalcev električne energije in toplote za daljinsko ogrevanje. Ta scenarij je razvrščen

⁴ Enako kot opomba 2

med scenarije s srednjimi posledicami (dobava zaščiteneh odjemalcev je zagotovljena s tržnimi ukrepi).

Druga skupina scenarijev je podrobneje obdelana v nacionalni Oceni tveganj⁵. Viri tveganj so v nacionalni oceni isti, kot so obravnavani v skupni oceni tveganj za rizično skupino Ukrajina. Verjetnost motnje je za vsakega od virov in sredstev enaka kot v izračunih, opravljenih za rizično skupino. S kombinacijo različnih obravnavanih virov tveganj in dogodkov, ki prožijo motnje v oskrbi, je bilo izdelanih 113 različnih scenarijev morebitnih motenj v oskrbi s plinom.

Scenariji so zbrani v skupine glede na to, na kateri del plinovodnega sistema se nanaša motnja, oziroma na dobavni vir. Značilnosti, opis scenarijev in posledic ter verjetnosti, zbranih po navedenih skupinah, so predstavljeni po delih plinovodnega sistema v Oceni tveganj⁶.

Dodatno je okvirno oceno tveganj izdelal Skupni raziskovalni center Evropske komisije (Joint Research Center), ki je obravnaval štiri različne scenarije, ki so povezani predvsem s prekinitvijo dobave plina na vstopnih točkah v Slovenijo:

- S.1 - nerazpoložljivost povezovalne točke Šempeter,
- S.2 - nerazpoložljivost povezovalne točke Rogatec,
- S.3 - nerazpoložljivost povezovalne točke Ceršak,
- S.4 - nerazpoložljivost kompresorske postaje Kidričevo.

Scenarij tveganja S.3 ustreza primeru nedostopnosti posamezne največje infrastrukture v Sloveniji.

Zaradi skladnosti s skupno oceno tveganj za rizično skupino Ukrajina so izračunani po trije podscenariji za tri primere povpraševanja in predvideno dolžino kriznega obdobja in sicer za 7 dni, 14 dni in 30 dni. Rezultati analize kažejo, da so pri istih vhodnih podatkih posledice teh scenarijev enake kot posledice primerljivih scenarijev v nacionalni Oceni tveganj.

Zaradi spremembe definicije zaščiteneh odjemalcev, uveljavljene z EZ-1, je bila izdelana tudi ocena vpliva te spremembe na rezultate nacionalne ocene tveganj. V nadaljevanju so v ugotovitvah navedeni rezultati, ki že upoštevajo spremenjeno definicijo zaščiteneh odjemalcev.

(b) Ugotovitve

Rezultati ocene tveganj na državni ravni so primerljivi z rezultati ocene na ravni rizičnih skupin, uporabljene so matrike verjetnosti in posledic, v katerih so razredi verjetnosti in posledic v obeh primerih isti.

Od obravnavanih 113 scenarijev kar 65 scenarijev privede do zanemarljivih posledic. Teh scenarijev ne obravnavamo podrobneje.

⁵ »Ocena tveganj, ki vplivajo na zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom v Republiki Sloveniji«, september 2019, Tabela 6-3 in slike v Prilogi 3

⁶ Ista kot v opombi 1

Poseben primer v zgoraj navedeni skupini scenarijev sta scenarija, ki privedeta do zelo velikih posledic, ki pa se odražajo lokalno. Oskrba odjemalcev na področju plinovoda M4 je zelo ogrožena v primeru prekinitve pretoka po plinovodu M4, obseg ogroženosti je odvisen od lokacije prekinitve pretoka. Na porabo celotnega sistema na državni ravni ta scenarija nimata vidnega vpliva, ker je delež porabe na področju M4 v skupni porabi manjši od 10 % in prizadeta oskrba bistveno manj kot 10 % odjemalcev. Posledice teh dveh scenarijev se obvladuje lokalno in zaradi tega jih v nacionalni oceni tveganj ne obravnavamo podrobneje.

Nadaljnjih 45 scenarijev privede do manjših posledic, kar pomeni, da je oskrba v Sloveniji zagotovljena vsem odjemalcem z ukrepi na strani dobave in tehničnimi ukrepi. Tudi teh scenarijev ne obravnavamo podrobneje.

Preostale tri scenarije sproži kombinacija dveh ali treh dogodkov, ki nastopijo hkrati. Prvi od navedenih kombiniranih scenarijev privede do srednjih posledic. V tem scenariju hkrati nastopita prekinitvi dobav iz vzhodne in zahodne smeri, pri tem se tudi ne aktivira plin iz skladišč. Scenarij traja 24 ur, manjkajoča količina plina v sistemu je 40 %, na zaščitene odjemalce pa nima vpliva. Zaradi hkratnega nastopa več dogodkov je ta scenarij zelo malo verjeten.

Drugi od kombiniranih scenarijev privede do velikih posledic. V tem scenariju hkrati nastopita prekinitvi dobav iz vzhodne in zahodne smeri, aktivira pa se plin iz skladišč. Scenarij traja 7 dni, manjkajoča količina plina v sistemu je 76 %, manjkajoča količina za zaščitene odjemalce je okoli 10 % (pred spremembo definicije zaščitene odjemalcev je bila le 0,3 %). Zaradi hkratnega nastopa dveh dogodkov je ta scenarij zelo malo verjeten.

Tretji od scenarijev privede do zelo velikih posledic. V tem scenariju hkrati nastopijo trije dogodki: prekinitve dobav iz vzhodne in zahodne smeri, pri tem se ne aktivira plin iz skladišč. Scenarij traja 7 dni, manjkajoča količina plina v sistemu je 91 %, za oskrbo zaščitene odjemalcev manjka 68 % plina (pred spremembo definicije zaščitene odjemalcev je bila manjkajoča količina okoli 64 % plina). Zaradi hkratnega nastopa več dogodkov je ta scenarij zelo malo verjeten. Obvladovanje posledic za zaščitene odjemalce bi omogočila tudi čezmejna solidarnostna pomoč, kar ni vključeno v izračun posledic tega scenarija.

Nobeden od scenarijev, ki jih je dodatno izdelal in ovrednotil Skupni raziskovalni center Evropske komisije, to so S.1, S.2, S.3 in S.4, ne privede do večjih ali bolj verjetnih posledic kot kateri od prej navedenih in obravnavanih 113 scenarijev.

2.2. Skupna ocena tveganj

Skupne ocene tveganj za rizične skupine Alžirija, Ukrajina in Libija so navedene v Prilogi 2 tega akta.

3. Infrastrukturni standard

3.1 Formula N – 1 na ravni rizičnih skupin

Formula za izračun merila N – 1 na ravni rizičnih skupin in uporabljeni parametri za rizične skupine Alžirija, Ukrajina in Libija so navedeni v Prilogi 2.

3.2 Nacionalna raven

(a) Formula N – 1 na nacionalni ravni

(i) Opredelitev največje posamezne infrastrukture

Največja posamezna infrastruktura za slovenski plinovodni sistem sta plinovod M1 in mejna merilno regulacijska postaja Ceršak.

(ii) Izračun formule N – 1 na nacionalni ravni

Za izračun je bila uporabljena formula iz Priloge II Uredbe 2017/1938/EU:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100\%$$

kjer imajo posamezne oznake naslednji pomen:

„EP_m“: tehnična zmogljivost vstopnih točk (v mcm/d), razen proizvodnih obratov, obratov za utekočinjen zemeljski plin (v nadaljnjem besedilu: UZP) in skladišč, zajetih v P_m, LNG_m in S_m, pomeni vsoto tehnične zmogljivosti vseh vstopnih točk na meji, ki lahko zagotavljajo oskrbo s plinom na območju izračuna;

„P_m“: največja tehnična proizvodna zmogljivost (v mcm/d) pomeni vsoto največje dnevne tehnične proizvodne zmogljivosti vseh obratov za proizvodnjo plina, ki se lahko zagotovi na vstopnih točkah na območju izračuna;

„S_m“: največja tehnična zmogljivost dobave skladišč (v mcm/d) pomeni vsoto največje dnevne tehnične zmogljivosti praznjenja vseh skladišč, ki se lahko zagotovi na vstopnih točkah na območju izračuna ob upoštevanju njihovih fizičnih značilnosti;

„LNG_m“: največja tehnična zmogljivost obrata za UZP (v mcm/d) pomeni vsoto največjih dnevnih tehničnih zmogljivosti dobave obratov za UZP na območju izračuna ob upoštevanju kritičnih elementov, kot so praznjenje, sistemske storitve, prehodno skladiščenje in ponovno uplinjanje UZP ter tehnična zmogljivost dobave v sistem;

„I_m“: pomeni tehnično zmogljivost največje plinske infrastrukture (v mcm/d) z največjo zmogljivostjo za oskrbo območja izračuna. Ko je na skupno pridobivalno ali dobavno plinsko infrastrukturo priključenih več plinskih infrastruktur, ki ne morejo delovati ločeno, se te infrastrukture štejejo za eno samo posamezno plinsko infrastrukturo.

Slovenija nima skladišč zemeljskega plina, zato v izračunu niso upoštevane količine plina iz skladišč. Prav tako Slovenija nima obrata za UZP in te količine niso upoštevane. V formuli za izračun infrastrukturnega standarda tudi niso uporabljeni ukrepi na strani povpraševanja.

Naslednji tabeli povzemata sezonska nihanja v porabi zemeljskega plina in največjo dnevno porabo (Dmax).

Obdobje	Poraba plina
	[GWh]
Leto 2016	9.310
Poletje (1.4. 2016 – 30. 9. 2016)	3.304
Zima (1.10. 2016 – 31. 3. 2017)	6.305
Največja dnevna poraba, 2016	44,9
Najmanjša dnevna poraba, 2016	13

Tabela P1-5: Sezonska in dnevna poraba plina

Leto	Dmax		Pojav Dmax
	[10 ⁶ Sm ³ /dan]	[GWh/dan]	
2018	5,0	55,0	28.2.2018
2017	4,9	55,8	Največja vrednost v 20 letih (do konca 2017)
2016	4,6	44,9	Največja vrednost v 20 letih (do konca 2016)

Tabela P1-6: Največja dnevna poraba (Dmax)

Izpolnjevanje merila N-1 je izračunano po formuli iz točke (ii) za tri razvojne scenarije:

- Razvojni scenarij a: sedanje stanje z načrtovano povezavo z Madžarsko in vzpostavitev koridorja HU-SI-IT z nadgradnjo zmogljivosti na meji z Italijo (S+HU),
- Razvojni scenarij b: sedanje stanje z načrtovano vzpostavitvijo dvosmernega koridorja AT-SI-HR z nadgradnjo zmogljivosti na meji z Avstrijo in s Hrvaško (S+HR) in
- Razvojni scenarij c: sedanje stanje (S).

Pri izračunu N-1 po zgoraj navedeni formuli so bile v vseh razvojnih scenarijih uporabljene naslednje predpostavke:

- koordinacija razvoja zmogljivosti na mejnih točkah z vsemi sosednjimi operaterji prenosnih sistemov in

- pri izračunu Dmax se ne upošteva povpraševanje po plinu za namen proizvodnje električne energije.

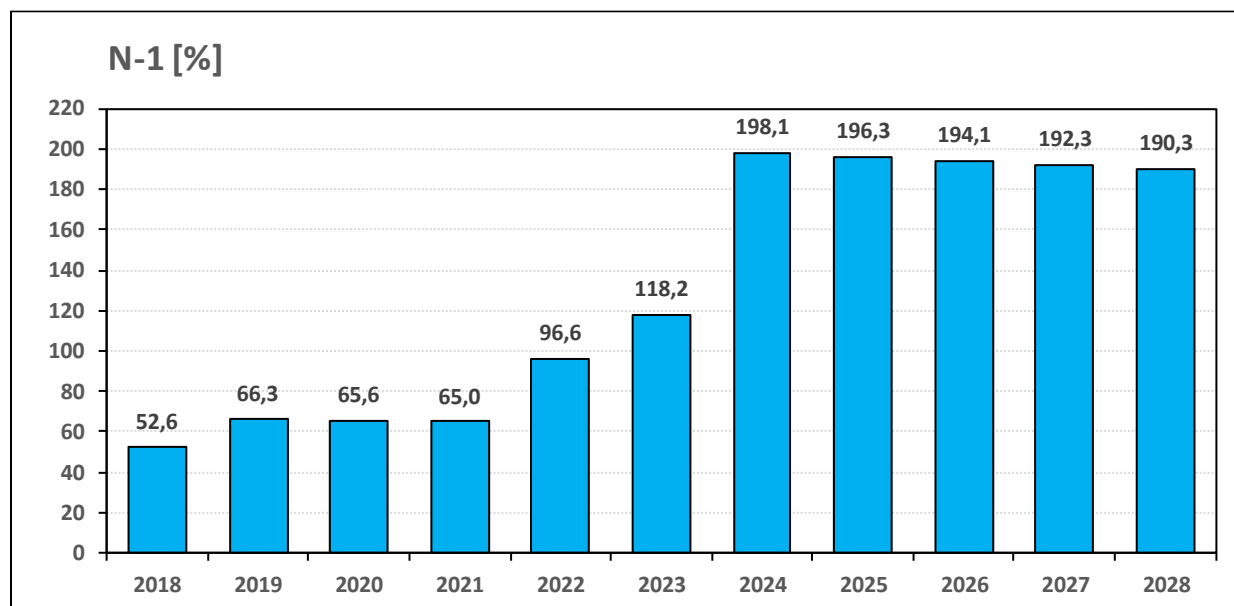
Pri izračunu N-1 so bili uporabljeni aktualni podatki, ki jih je posredoval operater prenosnega sistema.

Razvojni scenarij a

Ta razvojni scenarij upošteva sedanje stanje prenosnega sistema v Sloveniji, pri čemer se izvedeta naložbi v povezavo z Madžarsko in v povečanje zmogljivosti na meji z Italijo, s čimer se omogoči prenos plina iz Madžarske v Italijo in obratno. Predpostavljamo, da bo izvedena:

- 1. faza povezave SI-HU (Pince) v letu 2023, zmogljivosti 12,9 GWh/dan;
- 2. faza povezave SI-HU (Pince) v letu 2024, zmogljivosti 59,4 GWh/dan;
- nadgradnja zmogljivosti na mejni povezovalni točki Gorica/Šempeter na vstopno zmogljivost 47,4 GWh/dan v letu 2022.

Rezultat izračunanega merila N-1 za razvojni scenarij a (S+HU):

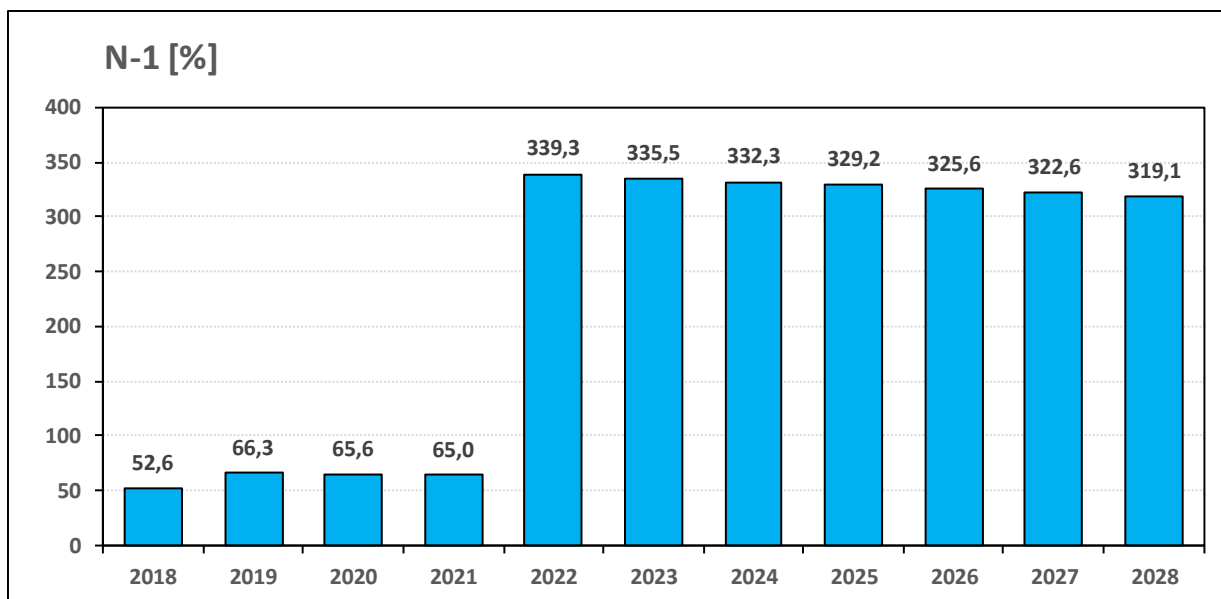


Slika P1-3: Raven infrastrukturnega standarda N-1 za razvojni scenarij a

Razvojni scenarij b

Ta razvojni scenarij upošteva sedanje stanje prenosnega sistema v Sloveniji, pri čemer se izvedeta naložbi v povečanje zmogljivosti na mejni povezovalni točki Ceršak (AT-SI) in mejni povezovalni točki Rogatec (SI-HR), s čimer se omogoči dvosmerni prenos plina med Avstrijo in Hrvaško. Ta scenarij je neposredno povezan z izgradnjo terminala utekočinjenega zemeljskega plina na otoku Krk (LNG Krk). Predpostavljamo, da bosta v letu 2022 izvedeni nadgradnji povezovalnih točk Ceršak na vstopno zmogljivost 215 GWh/dan in izstopno zmogljivost 162 GWh/dan in Rogatec na dvosmerno zmogljivost 162 GWh/dan.

Rezultat izračunanega merila N-1 za razvojni scenarij b (S+HR):

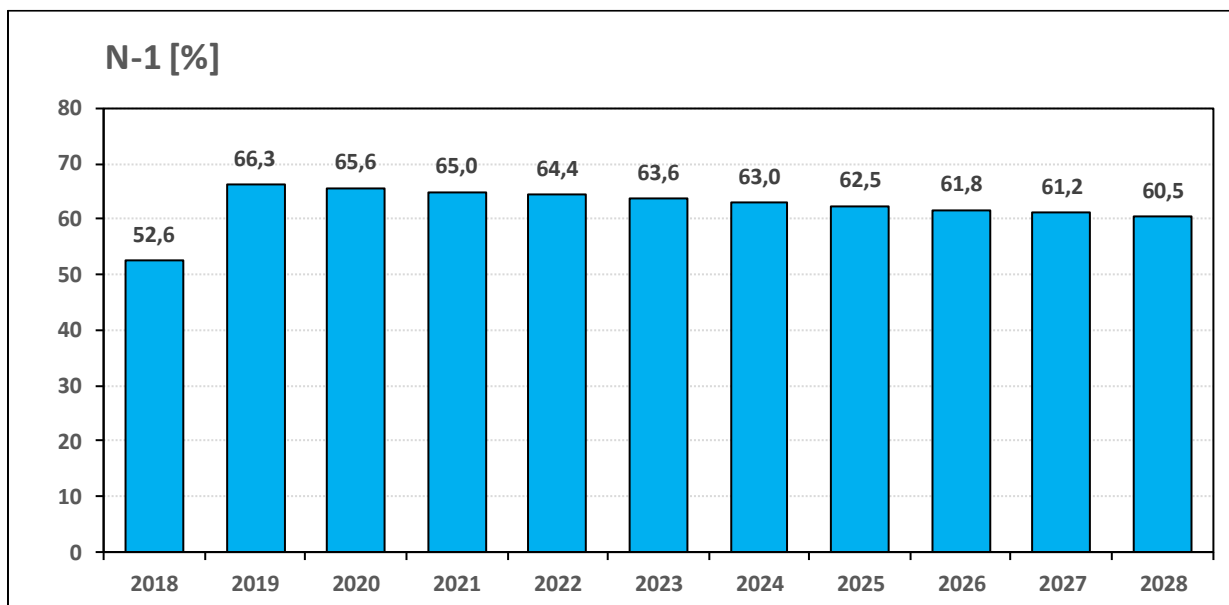


Slika P1-4: Raven infrastrukturnega standarda N-1 za razvojni scenarij b

Razvojni scenarij c

Ta razvojni scenarij upošteva sedanje stanje prenosnega sistema v Sloveniji, kakor je opisano v poglavju 1.2 te priloge z vzpostavljenim dvosmernim pretokom med Hrvaško v Slovenijo na čezmejni povezovalni točki Rogatec od začetka leta 2019. Druge naložbe v prenosni sistem in dodatne čezmejne povezave, ki so upoštevane v razvojnih scenarijih a in b, se v tem razvojnem scenariju ne izvedejo do leta 2028.

Rezultat izračunanega merila N-1 za razvojni scenarij c (S):



Slika P1-5: Raven infrastrukturnega standarda N-1 za razvojni scenarij c

(b) Dvosmerna zmogljivost

(i) Povezovalne točke z dvosmerno zmogljivostjo

Povezovalne točke z dvosmerno zmogljivostjo in največjo zmogljivost dvosmernih tokov kaže naslednja tabela.

Povezovalna točka z dvosmerno zmogljivostjo	Tehnična zmogljivost
	[GWh/dan]
Rogatec vstop	7,731
Rogatec-izstop	68,289
Šempeter-vstop	28,316
Šempeter-izstop	25,742

Tabela P1-7: Povezovalne točke z dvosmerno zmogljivostjo

(ii) Ureditev za uporabo zmogljivosti povratnega toka

Za uporabo povratnega toka velja splošna ureditev, ki velja na vseh povezovalnih točkah in v vse smeri.

(iii) Povezovalne točke, za katere je bilo odobreno izvzetje v skladu s četrnim odstavkom 5. člena Uredbe 2017/1938/EU

Uredba (EU) 2017/1938 v 5. členu določa, da se izvzetje od obveznosti iz prvega odstavka tega člena uporablja za Slovenijo, če:

(a) ima vsaj dva povezovalna plinovoda z drugimi državami članicami;

(b) ima vsaj dva različna vira oskrbe s plinom in

(c) nima nobenih skladišč za plin ali obrata za utekočinjen zemeljski plin na svojem ozemlju.

Vsi navedeni pogoji so izpolnjeni. Iz opisa sistema zgoraj izhaja, da sta izpolnjena pogoja (a) in (c). Pogoj (b) Slovenija izpolnjuje s tem, da ima na voljo vire plina v Avstriji in Italiji, prenosne zmogljivosti na obeh mejnih povezovalnih točkah pa so zadostne in ne prihaja do prezasedenosti.

Izpolnjevanje navedenih pogojev se v letih 2016, 2017 in 2018 ni spremenilo, v skladu z načrti pa bodo pogoji ostali izpolnjeni tudi v prihodnjih štirih letih. Iz ocene tveganj ne izhaja potreba po vzpostavitvi dvosmernega toka na povezovalni točki Ceršak, kjer ta še ni vzpostavljen. Raven zanesljivosti oskrbe se z vzpostavitvijo dvosmernega toka na tej povezovalni točki ne bi znatno spremenila. Prav tako tudi ni ovir, da bi se

vzpostavil povratni tok na tej povezovalni točki, če bi se za to pojavila potreba in bi bili izpolnjeni ekonomski pogoji.

4. Skladnost s standardom oskrbe

(a) Določitev zaščiteneh odjemalcev in njihova letna poraba plina

Definicija zaščiteneh odjemalcev je določena v spremenjenem in dopolnjenem Energetskem zakonu (Uradni list RS, št. 60/19 – uradni prečiščeno besedilo, v nadaljevanju EZ-1). Spremenjeni 168. člen v prvem in drugem odstavku določa:

»(1) Zaščiteni odjemalci iz 5. točke 2. člena Uredbe 2017/1938/EU so poleg gospodinskih odjemalcev, ki so priključeni na distribucijski sistem, tudi:

- distributerji toplote za daljinsko ogrevanje v napravah, ki ne morejo preiti na drugo gorivo oziroma vir toplote kot zemeljski plin, če dobavljajo toploto gospodinskim odjemalcem in osnovnim socialnim službam, razen izobraževalnih ali javnoupravnih služb;*
- osnovne socialne službe, ki so priključene na distribucijski ali prenosni sistem zemeljskega plina in niso izobraževalne ali javnoupravne službe.*

(2) Osnovne socialne službe iz prejšnjega odstavka so izvajalci zdravstvene dejavnosti, dijaški in študentski domovi ter izvajalci socialnovarstvenih storitev institucionalnega varstva, vsi s stalno ali začasno nastanitvijo varovancev, ter zapori.«

Celotna poraba plina končnih odjemalcev plina v letu 2018 je bila 9.448.000 MWh, poraba gospodinskih odjemalcev pa 1.156.000 MWh. Poleg gospodinskih odjemalcev so zaščiteni odjemalci plina še osnovne socialne službe, katerih poraba plina je v letu 2018 znašala po oceni okoli 320.000 MWh plina.

Vsem gospodinskim odjemalcem toplote je bilo v letu 2018 distribuirane 853.800 MWh toplote za daljinsko ogrevanje, delno proizvedene z uporabo plina. Letno porabo plina v letu 2018, ki je bil primarni energent pri proizvodnji toplote, distribuirane gospodinskim odjemalcem toplote in odjemalcem toplote, ki opravljajo osnovne socialne službe, kaže tabela P1-8. Ocenjeno skupno porabo zaščiteneh odjemalcev v letu 2018 kaže tabela P1-9.

2018	Ocenjena letna poraba plina pri proizvodnji toplote za oskrbo odjemalcev [MWh]
Gospodinski odjemalci	206.297
Osnovne socialne službe	46.501

Izvajalci socialno varstvene dejavnosti	38.035
Izvajalci zdravstvene dejavnosti	8.466
Vsota	252.798

Tabela P1-8: Količine plina, porabljene v letu 2018 za proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje, distribuirane gospodinjskim odjemalcem in osnovnim socialnim službam v Sloveniji

2018	Ocenjena letna poraba plina zaščitenih odjemalcev [MWh]	Odstotek končne letne nacionalne porabe [%]
Gospodinjski odjemalci	1.156.000	12,24
Drugi zaščiteni odjemalci plina (osnovne socialne službe)	320.000	3,39
Distributerji toplote, ki dobavljajo toploto gospodinjskim odjemalcem in osnovnim socialnim službam	252.798	2,68
Vsota	1.728.798	18,30

Tabela P1-9: Ocenjena skupna poraba plina zaščitenih odjemalcev v letu 2018

(b) Količine plina, potrebne za skladnost s standardom oskrbe

Način določitve količin plina, ki so potrebne za izpolnjevanje standarda oskrbe, je določen v 4. členu tega akta za tri primere.

Za izpolnjevanje standarda oskrbe so morali dobavitelji v obdobju od 1. oktobra 2018 do 30. septembra 2019 zagotavljati naslednje dnevne količine plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev za tri primere:

- v sedemdnevnem obdobju z najnižjimi temperaturami: **12.843 MWh/dan,**
- v tridesetdnevnem obdobju s posebno velikim povpraševanjem: **7495 MWh/dan** in
- v tridesetdnevnem obdobju ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi: **9014 MWh/dan.**

(c) Zmogljivost, potrebna za skladnost s standardom oskrbe

Zmogljivosti na povezovalnih točkah Ceršak in Šempeter bistveno presegajo potrebne zmogljivosti za oskrbo zaščitenih odjemalcev. Dobavitelji imajo zakupljene oziroma lahko kadarkoli pridobijo potrebne zmogljivosti, ki zadoščajo za oskrbo zaščitenih odjemalcev v vseh treh primerih iz prejšnje točke.

(d) Ukrepi, sprejeti za zagotavljanje skladnosti s standardom oskrbe:

Za zagotavljanje skladnosti s standardom oskrbe morajo dobavitelji izvajati preventivne ukrepe iz 9. člena tega akta.

(i) Opis ukrepov

Ukrepi so opisani v točki 5. te priloge.

(ii) Naslovniki

Preventivne ukrepe iz 9. člena tega akta izvajajo dobavitelji zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji.

V skladu s tretjim pododstavkom prvega odstavka 6. člena Uredbe 2017/1938/EU so dobavitelji plina zaščitenim odjemalcem in njihovi dobavitelji podjetja plinskega gospodarstva, ki so zavezana k sprejemanju ukrepov, s katerimi zagotovijo oskrbo s plinom zaščitenim odjemalcem v vseh treh primerih iz prvega pododstavka prvega odstavka 6. člena Uredbe 2017/1938/EU.

(iii) Sistem za spremljanje skladnosti s standardom oskrbe

Dobavitelji v skladu s 6. členom tega akta letno poročajo pristojnemu organu o izpolnjevanju standarda oskrbe.

(iv) Sankcije

Sankcije za kršitve Uredbe 2017/1938/EU so določene v 500. členu Energetskega zakona EZ-1. Sankcije za prekršek zaradi neizpolnjevanja ukrepov, ki jih nalaga ta akt, določa prva alineja prvega odstavka navedenega člena:

»(1) Z globo od 5.000 do 125.000 eurov se kaznuje za prekršek podjetje plinskega gospodarstva, ki je pravna oseba, samostojni podjetnik posameznik ali posameznik, ki samostojno opravlja dejavnost, če:

– v rokih ali po vsebini ne izvede ukrepov, ki jih nalaga veljavni načrt preventivnih ukrepov, ki ga v skladu z 9. členom Uredbe 2017/1938/EU sprejme pristojni organ iz 167. člena tega zakona;« .

(v) Učinki ukrepov

Dobavitelji zaščitenim odjemalcem uporabljajo le tržne ukrepe. Razpršenost dobavnih virov zagotavljajo neposredno, če sami uvažajo plin, ali posredno, če kupujejo plin znotraj Slovenije in se dogovorijo za razpršitev virov z dobavitelji, ki uvažajo plin. Dobavitelji večinoma kupujejo plin s kombinacijo kratkoročnih in dolgoročnih pogodb. En dobavitelj spodbuja odjemalce tudi k prostovoljnim ukrepom na strani povpraševanja in omogoča prehod na drugi vir energije za daljinsko ogrevanje srednje velikega mesta.

Dobavitelji omogočajo prilagodljivost uvoza z razpršenostjo virov plina in dobavnih poti, ki omogočajo dobavo na obe vstopni točki, Ceršak in Šempeter. Dobavitelji imajo poleg tega na voljo plin v skladiščih v tujini,

dodatne količine pa lahko pridobijo tudi kratkoročno na trgovalnih platformah ali na virtualni točki v Sloveniji.

Po oceni pristojnega organa so uporabljeni ukrepi v skladu z dobrimi praksami v drugih državah članicah, so primerno učinkoviti in bi omogočili uspešno pripravo na morebitno obvladovanje krize. Pristojni organ ocenjuje, da preventivni ukrepi nimajo zaznavnega dodatnega učinka na gospodarstvo, okolje in odjemalce.

(vi) Netržni ukrepi

Netržni preventivni ukrepi se v Republiki Sloveniji ne uporabljajo.

(e) Morebitni višji standard oskrbe ali dodatne obveznosti

Z ukrepi, ki jih ta akt določa za zagotavljanje standarda oskrbe, ni zahtevan višji standard oskrbe niti ni naložena dodatna obveznost podjetjem plinskega gospodarstva.

5. Preventivni ukrepi

Dobavitelji zaščitenim odjemalcem morajo izvajati preventivne ukrepe iz 9. člena tega akta. Zagotoviti morajo ustrezno razpršitev portfelja svojih dobavnih virov. Dobavitelji lahko potrebne dnevne količine za oskrbo zaščitenih odjemalcev zagotavljajo tudi s pomočjo alternativnih virov energije. Prav tako lahko dobavitelji za zagotovitev zanesljive oskrbe uporabijo tudi ukrepe na strani povpraševanja, kot so povečanje energetske učinkovitosti, prehod na druge energetske vire ali drugi ukrepi, ki zmanjšujejo potrebne količine plina.

Dobavitelji o izpolnjevanju obveznosti iz tega člena akta letno poročajo pristojnemu organu.

Dobavitelji zagotavljajo zanesljivo oskrbo zaščitenih odjemalcev z uporabo tržnih ukrepov na strani ponudbe. Razpršenost dobavnih virov zagotavljajo neposredno, če sami uvažajo plin, ali posredno, če kupujejo plin znotraj Slovenije in se dogovorijo za razpršitev virov z dobavitelji, ki uvažajo plin. En dobavitelj spodbuja odjemalce tudi k prostovoljnim ukrepom na strani povpraševanja in omogoča prehod na drugi vir energije za daljinsko ogrevanje srednje velikega mesta.

Dobavitelji poročajo omogočajo prilagodljivost uvoza z razpršenostjo virov plina in dobavnih poti, ki omogočajo dobavo na obe vstopni točki, Ceršak in Šempeter. Dobavitelji imajo poleg tega na voljo plin v skladiščih v tujini, dodatne količine pa lahko pridobijo tudi kratkoročno na trgovalnih platformah ali na virtualni točki v Sloveniji.

Poleg navedenih preventivnih ukrepov ni predvidenih dodatnih ukrepov, ki bi jih bilo treba sprejeti.

(a) Sprejeti preventivni ukrepi v skladu z oceno tveganja

Preventivni ukrepi so določeni v 9. členu tega akta, dodatnih preventivnih ukrepov ni.

Okrepitev medsebojnih povezav med sosednjimi državami članicami poteka v skladu z razvojnimi načrti omrežij. Razpršenost poti in virov se zahteva od dobaviteljev plina.

(b) Drugi ukrepi, ki pozitivno vplivajo na zanesljivost rizične skupine/skupin države članice.

Edini ukrep na regionalni ravni je regionalno sodelovanje med operaterji prenosnih sistemov, imenovano ReCo.

(c) Netržni ukrepi

Netržni preventivni ukrepi se v Republiki Sloveniji ne uporabljajo.

6. Drugi ukrepi in obveznosti

S tem aktom podjetjem plinskega gospodarstva niso naloženi drugi ukrepi in obveznosti, ki bi vplivali na zanesljivost oskrbe s plinom.

7. Infrastrukturni projekti

(a) Infrastrukturni projekti

Nacionalni Desetletni razvojni načrt prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2019 – 2028 določa infrastrukturne projekte v Sloveniji. Projekta s čezmejnimi učinkom sta uvrščena tudi na 3. seznam projektov skupnega interesa (PCI) iz leta 2017.

Prvi od navedenih projektov predvideva povezavo Slovenije z Madžarsko, to je povezava Nagykanizsa-Tornyiszentmiklos (HU) – Lendava (SI) – Kidričevo. Na seznamu PCI je označen s številko 6.23.

Ta projekt je steber Razvojnega scenarija a (poglavje 3.2 te priloge). Na slovenski strani vsebuje izgradnjo plinovoda R51/1 Pince – Lendava – Kidričevo, prvo fazo nadgradnje KP Ajdovščina in rekonstrukcijo plinovoda M3 od KP Ajdovščina do mejne povezovalne točke Šempeter. Predvidena dvosmerna zmogljivost povezovalne točke SI – HU je bila načrtovana na 38,1 GWh/dan. Začetek obratovanja je bil predviden v letu 2020.

Pričakovane koristi projekta:

- povezava do sedaj nepovezanih prenosnih sistemov in s tem plinskih trgov Slovenije in Madžarske;
- dostop slovenskih dobaviteljev do madžarskih podzemnih skladišč;
- dostop madžarskih dobaviteljev do zahodnih plinskih trgov ter do virov UZP v Italiji in severnem Jadranu ter povečanje zanesljivosti oskrbe v Sloveniji in izboljšanje infrastrukturnega standarda N-1.

Izvedba projekta ni potekala v skladu z načrti, zato projekt ne bo realiziran v letu 2020. Predmetni projekt je v nekoliko drugačni izvedbi uvrščen tudi na osnutek 4. seznama PCI.

Drugi od navedenih projektov se nanaša na nadgradnjo obstoječe povezave tako, da bo vzpostavljen dvosmerni koridor Hrvaška (Rogatec) – Slovenija – Avstrija. Na seznamu PCI je označen s številko 6.26.

Ta projekt je steber Razvojnega scenarija b (poglavje 3.2 te priloge). Na slovenski strani zajema drugo fazo nadgradnje KP Kidričevo, nadgradnjo povezovalne točke Murfeld-Ceršak in posodobitev povezave Rogatec. Predvideno je bilo povečanje dvosmerne zmogljivosti povezovalne točke Rogatec (SI – HR) na slovenski strani za 165 GWh/dan, na hrvaški strani pa za 162 GWh/dan. Na povezovalni točki Murfeld/Ceršak (AT – SI) je bilo na slovenski strani predvideno povečanje vstopne zmogljivosti za 79 GWh/dan in izgradnja izstopne zmogljivosti za 165 GWh/dan. Na avstrijski strani je bila predvidena razširitvena zmogljivost za 166 GWh/dan na vstopni strani in 54 GWh/dan na izstopni strani. Začetek obratovanja je bil predviden v letih 2019 in 2020.

Koristi projekta: dvosmerni koridor AT-SI-HR bi omogočal prenos plina iz terminala LNG Krk do plinskega vozlišča Baumgarten. Hkrati bi razširitvene zmogljivosti na Rogatcu v Sloveniji znatno povišale infrastrukturni standard N-1.

Izvedba projekta ni potekala v skladu z načrti, zato projekt ne bo realiziran v letih 2019 in 2020. Predmetni projekt je uvrščen tudi na osnutek 4. seznama PCI.

(b) Infrastrukturni projekti in desetletni načrt za razvoj omrežja po vsej Uniji

Desetletni načrt za razvoj omrežja po vsej Uniji, ki ga je izdelal ENTSO-G v skladu z desetim odstavkom 8. člena Uredbe (ES) št. 715/2009, vsebuje projekta, navedena v točki (a) zgoraj. Desetletni načrt iz leta 2018 vsebuje nekoliko posodobljene podatke obeh navedenih projektov s 3. seznama PCI.

Za projekt 6.23, plinovodna povezava Madžarske in Slovenije, so podatki naslednji:

- 1. faza povezave SI-HU (Pince) v letu 2022, razširitvena zmogljivosti 12,8 GWh/dan na obeh straneh meje;
- 2. faza povezave SI-HU (Pince) v letu 2023, razširitvena zmogljivosti 46,6 GWh/dan na SI strani in 51,2 GWh/dan na HU strani, skupaj 59,4 GWh/dan tehnične zmogljivosti na SI strani in 64 GWh/dan tehnične zmogljivosti na HU strani.

Za projekt 6.26, dvosmerni koridor Hrvaška – Slovenija – Avstrija, so podatki naslednji:

- na povezovalni točki Rogatec (SI – HR) je na SI strani predvideno povečanje dvosmerne zmogljivosti za 162 GWh/dan;
- na povezovalni točki Murfeld/Ceršak (AT – SI) je na SI strani predvideno povečanje vstopne zmogljivosti za 79 GWh/dan in izgradnja izstopne zmogljivosti 165 GWh/dan; na AT strani je predvidena izgradnja vstopne zmogljivosti 166,5 GWh/dan in razširitvene izstopne zmogljivost 105,2 GWh/dan;
- začetek obratovanja je predviden v letu 2022.

8. Obveznosti javne službe, povezane z zanesljivostjo oskrbe

Energetski zakon v II. Poglavju splošno določa vlogo in odgovornosti operaterja prenosnega sistema, ki je organiziran kot obvezna gospodarska javna služba, vključno z odgovornostjo za zanesljivo obratovanje in zagotavljanja zanesljivosti dobave zemeljskega plina z ustrezno zmogljivostjo in zanesljivostjo sistema. Dejavnost dobave plina ni organizirana kot gospodrska javna služba.

Dodatne obveznosti zaradi zanesljive oskrbe podjetjem plinskega gospodarstva niso naložene.

9. Posvetovanje z deležniki

Nacionalni regulativni organ, Agencija za energijo, je kot pristojni organ objavila osnutek tega akta in izvedla javno obravnavo, v kateri so bili vabljeni k sodelovanju vsi deležniki v Sloveniji in pristojni organi sosednjih držav, s katerimi ima slovenski plinovodni sistem neposredno povezavo, to so pristojni organi Avstrije, Italije in Hrvaške ter tudi druga zainteresirana javnost.

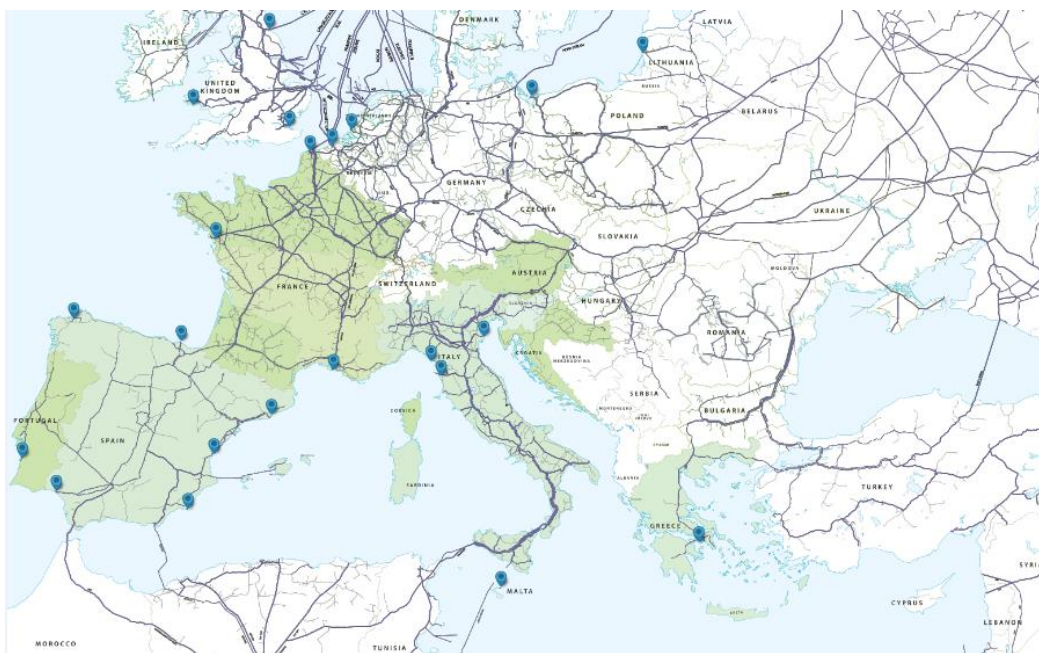
Regionalna razsežnost

V skladu s Prilogo I Uredbe 2017/1938/EU Slovenija sodeluje v treh rizičnih skupinah: Alžirija, Ukrajina in Libija.

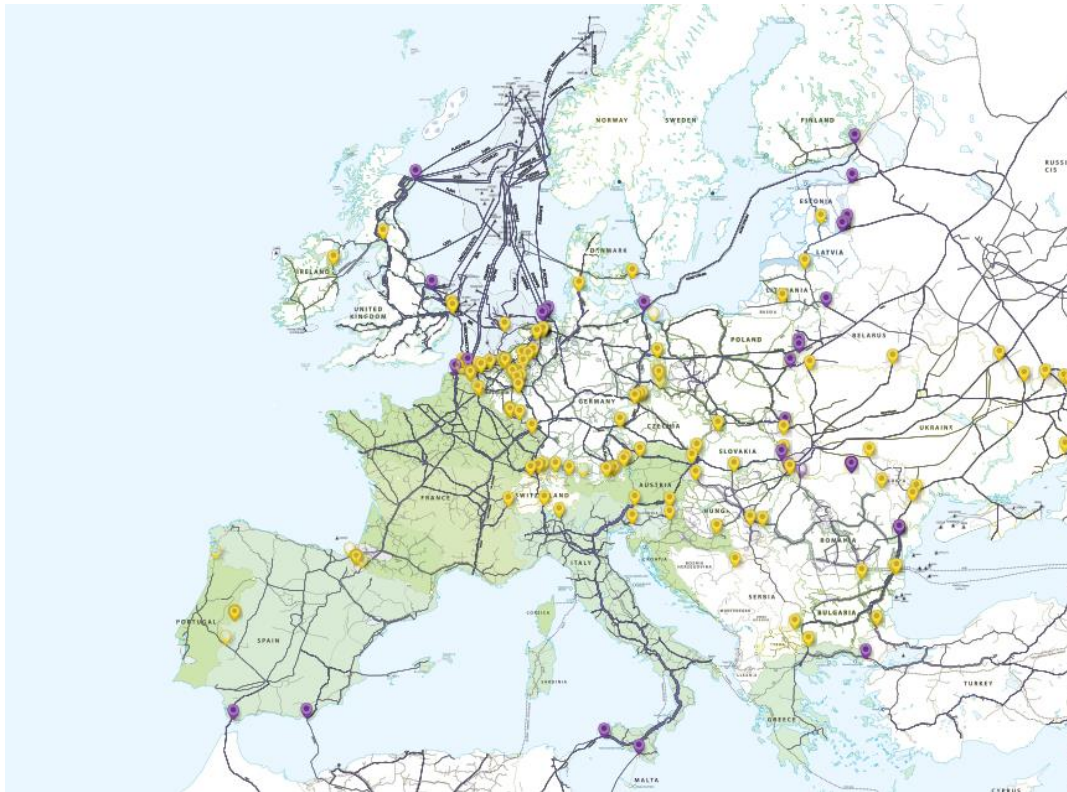
I. RIZIČNA SKUPINA ALŽIRIJA

1. Opis sistema

Rizično skupino Alžirija sestavljajo države članice EU: Avstrija, Hrvaška, Francija, Grčija, Italija, Malta, Portugalska, Španija in Slovenija.



Slika P2-1: Modro označene so naprave za ponovno uplinjanje UZP v Evropi



Slika P2-2: Evropsko plinsko omrežje s čezmejnimi povezovalnimi točkami; vijoličasto označene uvozne točke, oranžno označene čezmejne povezovalne točke

Območje, ki ga omejuje ta rizična skupina, vključuje tri čezmejne povezave, po katerih se uvaža plin iz Alžirije, dve v Španiji (Tarifa in Almeria) in eno v Italiji (Mazara del Vallo). Njihova skupna uvozna zmogljivost za alžirski plin je 1.961 GWh/d. Označene so na sliki P2-2.

Dodatno ima rizična skupina 16 naprav za ponovno uplinjanje UZP, kot kaže slika P2-1. Količine UZP, ki so jih prevzele naprave za ponovno uplinjanje UZP iz Alžirije, so bile 110 TWh v letu 2016 in 90 TWh⁷ v letu 2017.

Skupno so količine plina, dobavljene iz Alžirije v to rizično skupino, dosegle 27 % celotne uvožene količine plina v letu 2016 in 23 % v letu 2017.

2. Izračun merila N – 1 na ravni rizične skupine

Infrastruktura z največjo zmogljivostjo na ravni regije je čezmejna povezava med Avstrijo in Slovaško čez Baumgarten z neprekinljivo zmogljivostjo 2.306 GWh/d. Zato bo ta del infrastrukture upoštevan v izračunu formule za N-1 na regionalni ravni.

Za to rizično skupino pa je pomembna tudi dobava plina iz Alžirije v regijo, zato je izračunana tudi formula za N-1 za največjo infrastrukturo za prenos plina iz Alžirije.

⁷ Za države članice, katerih podatki niso bili neposredno dostopni, so uporabljeni podatki iz nadomestnih virov kot npr. BP Statistical Review in ENTSOG.

To je plinovod Transmed skozi vstopno točko Mazara del Vallo v Italiji z zmogljivostjo 1.203,3 GWh/d.

Vrednosti za zmogljivost infrastrukture so prispevale države članice v "vzorcu za pridobivanje podatkov". Manjkajoče podatke nadomeščajo podatki ENTSOG, ki so jih potrdile zadevne države članice.

Obe formuli N-1 upoštevata različne odjemne točke in njihove krivulje zmožnosti praznjenja skladišč in različne ravni napolnjenosti skladišč. To lahko privede do različnih rezultatov za vsako infrastrukturo.

Izračun ne upošteva izgube zmogljivosti plinovodnega sistema TENP (zmanjšanega zaradi aktivnosti med pregledi morebitnega pojava korozije), kar vpliva na tok plina iz Nemčije na jug v Italijo čez Švico.

Rezultati izračuna N-1 so krepko nad 100 %: s 127 % v zimi 2018/2019 se vrednost zniža na 123 % v zimi 2021/2022. V zimi 2017/2018 se je v resnici zgodila popolna prekinitev pretoka plina skozi povezovalno točko (izpad vozlišča) Baumgarten. Zgodila se je v posebno zahtevnih razmerah, trajala je manj kot 24 ur. Avstrijski in italijanski plinski sistem sta se odzvala hitro in ustrezno ter omogočila neprekinjeno dobavo plina odjemalcem. K temu sta pripomogla sposobnost odjema plina iz skladišč in bistveno povečan pretok plina skozi plinovod Transmed.

Glavni parametri, ki so bili uporabljeni pri izračunu formule N-1, so navedeni v spodnjih tabelah.

a. Izpad vozlišča Baumgarten

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravazerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (30 % filled)	4.726	406	4.731	407	4.735	407	4.738	407
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.877	161	1.877	161	1.877	161	1.877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	143	12	148	13	152	13	155	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)								
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	230	20	230	20	230	20	230	20
Adriatic LNG Terminal (Italy)	290	25	290	25	290	25	290	25
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	165	14	165	14	165	14	165	14
Sines LNG Terminal (Portugal)	229	20	229	20	229	20	229	20
Bilbao LNG Terminal (Spain)	223	19	223	19	223	19	223	19
Barcelona LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Im (Baumgarten)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Dmax	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	125%		123%		123%		122%	

Tabela P2-1: Parametri, upoštevani v primeru a, 1. del

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnieres (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.700	576	6.720	578	6.732	579	6.744	580
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Barcelona LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Mugardos LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Sagunto LNG Terminal (Spain)								
Im (Baumgarten)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Dmax	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	141%		139%		139%		138%	

Tabela P2-2: Parametri, upoštevani v primeru a, 2. del

b. Izpad vozlišča Mazara del Vallo

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almeria (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Tainieres (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.700	576	6.720	578	6.732	579	6.744	580
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Mugardos LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Sagunto LNG Terminal (Spain)	1.227	198	1.227	198	1.227	198	1.227	198
Im (Mazara)	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	150%		148%		147%		147%	

Tabela P2-3: Parametri, upoštevani v primeru b

3. Sklepna ugotovitev za rizično skupino Alžirija

Rizična skupina Alžirija kaže visoko odpornost tudi v primeru popolne prekinitve dobav plina iz Alžirije, kar je malo verjeten dogodek. Alternativna infrastruktura, zlasti naprave za UZP, podpirajo plinski sistem in preprečujejo potrebo po prisilnem zmanjševanju odjema. Četudi je videti, da niso na voljo celotne potrebne količine plina iz UZP, pa podatki IEA kažejo, da so te količine verjetno na voljo. Morebitni izpad lahko pomembno vpliva na ceno plina v državah, ki jih najbolj prizadene, zlasti Španijo, vendar zanesljivost oskrbe ostane zagotovljena.

Za Slovenijo ima v tej rizični skupini posledice na raven oskrbe le scenarij "izpad vozlišča Baumgarten", ki je podrobneje analiziran v rizični skupini Ukrajina.

II. RIZIČNI SKUPINI UKRAJINA IN LIBIJA

Rizični skupini Ukrajina in Libija obravnavamo skupaj zaradi prekrivanja njihove sestave.

Rizično skupino Ukrajina sestavljajo Avstrija, Bolgarija, Hrvaška, Češka republika, Nemčija, Grčija, Madžarska, Italija, Luksemburg, Poljska, Romunija, Slovenija in Slovaška.

Rizično skupino Libija sestavljajo Avstrija, Hrvaška, Italija, Malta in Slovenija.

1. Opis sistema

1.1 Skupni podatki o sistemih obeh rizičnih skupin

a) Končna skupna poraba plina in konični odjem

- RG Ukrajina: približno 220 GSm³, konični odjem v letih 2018/2019 približno 1,400 GSm³/d;
- RG Libija: približno 80 GSm³, konični odjem v letih 2018/2019 približno 520 GSm³/d;

b) Delovanje plinskih sistemov v rizičnih skupinah

RG Ukrajina:

	Januar 2019	Januar 2021
Bolgarija		
Strandja/Malkoclar	0	5,5

Gueshevo/Jidilovo	0	9,1
TOT	0	14,6
Nemčija		
Bocholtz	45,3	45,3
Bocholtz-Vetschau	1,3	1,3
Bunde	0,0	0,0
Dornum	68,5	68,5
Ellund	2,8	2,8
Elten/Zevenaar	46,6	46,6
Emden EPT	48,9	48,9
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	29,2	29,2
Greifswald NEL	64,1	64,1
Greifswald Opal	101,7	101,7
Haanrade	0,5	0,5
Medelsheim	0,0	0,0
Oude Statenzijl H Gasunie	5,6	5,6
Oude Statenzijl H OGE	6,2	6,2
Oude Statenzijl L	30,2	30,2
RC Basel	0,0	0,0
RC Thayngen-Fallentor	0,0	0,0
Vreden/Winterswijk	20,1	20,1
TOT	471,0	471,0
Grčija		
Kipi (TR) / Kipi (GR)	4,5	4,5
Kipi (TAP)	0	31,6
TOT	4,5	36,1
Madžarska		
Beregdaróc 1400	71,3	71,3
Beregdaróc 800	0	0
TOT	71,3	71,3
Italija		
Mazara del vallo	110,8	108,4
Gela	49,3	44,5
TOT	160,1	152,9
Luksemburg		
GDLux (BE) / Bras Petange (LU)	4,3	4,3

TOT	4,3	4,3
Poljska		
Tieterowka	0,7	0,7
Kondratki	104,7	104,7
Wysokoje	15,8	15,8
Drozdovichi (UA) - Drozdowicze (PL)	16,5	16,5
TOT	137,7	137,7
Slovaška		
Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	227,4	191,7
Budince	23,6	16,7
TOT	250,9	208,4
Romunija		
Ungheni	0	0
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) I	26,9	26,9
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) II	23,4	23,4
Isaccea (RO) - Orlovka (UA) III	18,8	18,8
Mediesul Aurit	34,6	34,6
TOT	103,7	103,7

Tabela P2-4: Čezmejne povezovalne točke in njihove zmogljivosti (MSm³/d) na mejah RG

MSm ³ /d	Januar 2019 & 2021
Grčija	13,2
Italija	51,9
Poljska	14,4

Tabela P2-5: Terminali za ponovno uplinjanje utekočinjenega zemeljskega plina (UZP) v RG in njihove zmogljivosti

RG Libija:

	Januar 2019	Januar 2021
Avstrija		
Oberkappel	23,4	23,4

Baumgarten	217,2	217,2
Überackern / Burghausen	10,7	10,7
Hrvaška		
Dravaszerdahely	7,2	7,2
Italija		
Griesspass	64,4	65,4
Mazara del Vallo	108,8	108,8
Gela	49,2	49,2
Melendugno	0	43,4

Tabela P2-6: Čezmejne povezovalne točke in njihove zmogljivosti (MSm³/d) na mejah RG

	Januar 2019 &
MSm ³ /d	2021
Italija	51,9

Tabela P2-7: Terminali za ponovno uplinjanje utekočinjenega zemeljskega plina (UZP) v RG in njihove zmogljivosti

c) Viri plina iz uvoza po izvornih državah:

- RG Ukrajina: največ iz Rusije;
- RG Libija: največ iz Rusije in Alžirije;

d) Skladišča:

RG Ukrajina:

2018	Zmogljivost skladišča (GSm ³)			Čezmejni dostop
	Razpoložljiv plin	Rezerva	Skupaj	
Avstrija	5,744	-	5,744	da
Bolgarija	0,141	0,509	0,650	dovoljen
Hrvaška	0,532	-	0,532	da
Češka republika	3,121	-	3,121	N/A
Nemčija	25,339	-	25,339	-
Grčija	-	-	-	-
Madžarska	4,670	-	4,670	-

Italija	13,065	4,620	17,685	dovoljen
Luksemburg	3,150	-	3,150	-
Poljska	3,075	-	3,075	-
Romunija	3,495	-	3,495	ne
Slovaška	-	-	-	da
Slovenija	-	-	-	-
TOT	62,332	5,129	67,461	

Tabela P2-8: Zmogljivost skladišč (skupna in razpoložljiv plin) in čezmejni dostop

Naslednja tabela kaže največjo zmogljivost dnevnega odjema pri različni ravni polnjenja (polno skladišče in 30-% raven polnjenja) in odjem plina, ki se zgodi s statistično verjetnostjo enkrat v 20 letih.

MSm ³ /d	2019			2021		
	100-% polna skladišča	30-% raven polnjenja	odjem plina	100-% polna skladišča	30-% raven polnjenja	odjem plina
Avstrija	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
Bolgarija	4,2	2,9	18,2	4,2	2,9	20,3
Hrvaška	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Češka republika	59,1	41	68,2	59,1	41	68,2
Nemčija	612,4	479,3	474,8	612,4	479,3	474,8
Grčija	-	-	20,1	-	-	21,1
Madžarska	78,6	68	77,4	78,6	69,5	89,5
Italija	263,2	171,8	443	291,3	190,8	438
Luksemburg	-	-	4,8	-	-	4,8
Poljska	51,5	40,7	86,7	51,5	40,7	97
Romunija	29	-	72	29	-	72
Slovaška	52,61	39,5	45,1	52,61	39,5	34,7
Slovenija	-	-	4,9	-	-	6,1
TOT	1.222,81	890,80	1.387,10	1.250,91	911,30	1.398,40

Tabela P2-9: Zmogljivost dnevnega odjema iz skladišč

RG Libija

2018	Zmogljivost skladišča (GSm ³)			Čezmejni dostop
	Razpoložljiv plin	Rezerva	Skupaj	
Avstrija	5,744	-	5,744	da
Hrvaška	0,532	-	0,532	da
Italija	13,065	4,620	17,685	dovoljen
Slovenija	-	-	-	-
TOT	18,759	4,62	23,379	

Tabela P2-10: Zmogljivost skladišč (skupna in razpoložljiv plin) in čezmejni dostop

Naslednja tabela kaže največjo zmogljivost dnevnega odjema pri različni ravni polnjenja (polno skladišče in 30-% raven polnjenja) in odjem plina, ki se zgodi s statistično verjetnostjo enkrat v 20 letih.

MSm ³ /d	2019			2021		
	100-% polna skladišča	30-% raven polnjenja	odjem plina	100-% polna skladišča	30-% raven polnjenja	odjem plina
Avstrija	66,4	44,4	55,3	66,4	44,4	55,3
Hrvaška	5,8	3,2	16,6	5,8	3,2	16,6
Italija	263,2	171,8	443	291,3	190,8	438
Slovenija	-	-	4,9	-	-	6,1
TOT	335,3	219,3	519,8	363,4	238,3	516,0

Tabela P2-11: Zmogljivost dnevnega odjema iz skladišč

e) Proizvodnja:

RG Ukrajina:

Proizvodne dejavnosti potekajo v večini držav članic, ki sodelujejo v tej RG. Skupaj proizvedejo približno 90 MSm³/d, kar je približno 32 GSm³/leto.

MSm ³ /d	2019	2021
Avstrija	3,4	3,4
Bolgarija	0,6	1,1
Hrvaška	3,5	3,5

Češka republika	0,5	0,4
Nemčija	26,2	26,2
Grčija	-	-
Madžarska	4,8	3,6
Italija	15,5	18,9
Luksemburg	-	-
Poljska	7,2	7,2
Romunija	29,5	25,7
Slovaška	0,2	0,3
Slovenija	-	-
TOT	91,4	90,2

Tabela P2-12: Proizvodnja plina, RG Ukrajina

RG Libija:

Proizvodne dejavnosti potekajo v večini držav članic, ki sodelujejo v tej RG. Skupaj proizvedejo približno 22 MSm³/d, kar je približno 8 GSm³/leto.

MSm ³ /d	2019	2021
Avstrija	3,4	3,4
Hrvaška	3,5	3,5
Italija	15,5	18,9
Slovenija	-	-
Malta	-	-
TOT	22,4	25,8

Tabela P2-13: Proizvodnja plina, RG Libija

1.2 Opisi plinskih sistemov posameznih držav v rizičnih skupinah

RG Ukrajina

Avstrija

Avstrijski prenosni sistem ima 1.690 km plinovodov. Ima šest čezmejnih povezovalnih vodov, dva z Nemčijo (Oberkappel in Überackern/Burghausen), enega s Slovaško (Baumgarten), enega z Madžarsko (Mosonmagyaróvár), enega s Slovenijo (Murfeld/Ceršak) in enega z Italijo (Arnoldstein/Tarvisio). Najpomembnejša vstopna točka po zmogljivosti je Baumgarten (217,42 milijonov kubičnih metrov dnevno⁸), skozi katero teče ruski plin (okoli 80 % uvožene količine). Domača proizvodnja je v zadnjih letih nazadovala na približno 1 GSm³

⁸ 10,6167 kWh/Sm³, 15° C, 1 bar.

letno. Skladišča imajo približno skupno zmogljivost (razpoložljivega plina) 8,529 GSm³. Zmogljivost teh sistemov, ki je neposredno povezana z avstrijskim plinskim sistemom, je 5,744 GSm³. V letu 2015 je znašala poraba plina končnih odjemalcev v Avstriji 5,293 GSm³ in se predvsem nanaša na industrijsko proizvodnjo (3,046 GSm³).

Bolgarija

Bolgarski prenosni sistem ima 2.765 km plinovodov. Ima štiri čezmejne povezovalne vode z Romunijo (Negru Voda/Kardam in Ruse/Giurgiu), Grčijo (Kulata/Sidirokastro), nekdanjo jugoslovansko republiko Makedonijo (sedaj Severno Makedonijo) (Gueshevo/Jidilovo) in Turčijo (Strandja/Malkoclar). 97 % odjema pokriva plin, ki vstopa skozi vstopno točko Negru Voda (ruski plin). Vstopne točke v sistem so tudi proizvodnja na kopnem (GMS Dolni Dabnik), na morju (off-shore)(GMS Galata) in povezovalna točka s skladiščem Chiren. Domača proizvodnja plina znaša 2 do 3 % letne porabe.

Podzemno skladišče Chiren ima tehnični volumen 550 milijonov kubičnih metrov; skupni volumen je 1300 MSm³, od tega 750 MSm³ plina, ki ostane vedno v skladišču (cushion gas).

V letu 2016 je znašala poraba zemeljskega plina 3 GSm³.

Hrvaška

Hrvaški prenosni sistem ima 2.694 km plinovodov. Ima dva čezmejna povezovalna voda z Madžarsko (Dravaszerdahely) in Slovenijo (Rogatec), običajno se uporabljata za uvoz plina. Ima sedem vstopnih točk iz proizvodnih naprav in eno povezovalno točko s podzemnim skladiščem Okoli. Proizvodni plinovodi pod Jadranskim morjem se uporabljajo za prenos plina s proizvodnih platform v Italijo. Panonske proizvodne naprave so povezane s proizvodnimi plinovodi s prenosnim omrežjem in s skladiščem Okoli. To skladišče ima zmogljivost 553 milijonov kubičnih metrov. Hrvaška namerava zgraditi terminal za UZP na otoku Krk s skladiščno zmogljivostjo 265.000 m³, zmogljivost ponovnega uplinjanja (regasifikacije) pa je 8 milijard kubičnih metrov letno. Hrvaška letna poraba plina je leta 2016 znašala 106 MSm³.

Češka republika

Češki prenosni sistem ima 2.637 km plinovodov, po podatkih iz leta 2018 še dodatnih 1.181 km. Ima šest čezmejnih povezovalnih točk: tri z Nemčijo (Hora Sváté Kateřiny, Brandov, Waidhaus), eno s Poljsko (Cieszyn) in eno s Slovaško (Lanžhot). Poleg tega ima še eno vstopno točko iz Nemčije (Olbernhau). Ima sistem osmih skladišč: Tvrdonice, Dolní Dunajovice, Štramberk, Lobodice, Třanovice, Háje, Uhřice, Dambořice s skupno zmogljivostjo 3.177 Mm³. Letna poraba plina je leta 2017 znašala 8.527 Mm³.

Nemčija

Nemški prenosni sistem ima okoli 38.000 km plinovodov, ki je razdeljen v dva dela, en del za L plin in drugi za H plin. Sistem za H plin je povezan z Dansko (1 povezovalna točka), z Norveško in severnomorskimi plinskimi polji (2 povezovalni točki), z Nizozemsko (2 povezovalni točki), z Belgijo (1 povezovalna točka), z Luksemburgom (1 povezovalna točka), s Francijo (1 povezovalna točka), s Švico (1 povezovalna točka), z Avstrijo (4 povezovalne točke: Überackern/Burghausen, Kiefersfelden, Oberkappel in Lindau), s Češko republiko (5 povezovalnih točk: Brandov/Stegal, Olbernhau/Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny/Deutschneudorf, Opal/Brandov in Waidhaus), s Poljsko (2 povezovalni točki: Mallnow in Lasów) in z Rusijo (1 povezovalna točka). Sistem za L plin je povezan z Nizozemsko s 4 povezovalnimi točkami. Sistem skladišč je sestavljen iz 37 naprav s skupno zmogljivostjo 25,3 GSm³, od tega 2,1 GSm³ samo za L plin. Domača proizvodnja plina je leta 2016 dosegla 6,5 GSm³, domača poraba pa okoli 84 GSm³. V Nemčiji ni terminala za ponovno uplinjanje UZP.

Grčija

Grški prenosni sistem sestavlja 1.456 km plinovodov. Ima čezmejni povezovalni točki z Bolgarijo (Kulata/Sidirokastron) in s Trčijo (Kipi). Grški sistem se napaja tudi iz terminala za UZP (Revythoussa), ki ima tri skladiščne naprave s skupno zmogljivostjo 225.000 m³. V Grčiji ni domače proizvodnje plina niti podzemnih skladišč. Grški sistem bo ojačan, ko bo zgrajen plinovod TAP leta 2020, načrtovani so tudi novi plinovodi in projekti UZP.

Letna poraba zemeljskega plina je leta 2017 znašala 5 GSm³.

Madžarska

Madžarski prenosni sistem ima 5.928 km prenosnih plinovodov. Prenosni sistem ima čezmejne povezovalne točke z Ukrajino (Beregdaroc), s Slovaško (Balassagyarmat), z Avstrijo (Mosonmagyaróvár), s Hrvaško (Dravaszerdahely), z Romunijo (Csanadpalota) in eno samo izstopno točko s Srbijo (Kiskundorozsma). Skladiščni sistem je sestavljen iz petih naprav s skupnim volumenom razpoložljivega plina 6.330 GSm³. Povprečna letna poraba plina v Grčiji je med 9 in 10 GSm³. Letna zmogljivost proizvodnih naprav bi lahko dosegla 20 % letne porabe, a je povprečno v letih 2014–2016 znašala 1,61 GSm³/leto.

Italija

Italijanski prenosni sistem ima več kot 32.000 km plinovodov. Ima čezmejne povezovalne točke z Avstrijo (Tarvisio/Arnoldstein), Slovenijo (Gorizia/Šempeter) in Švico (Griess Pass). Poleg tega ima še dve podmorski povezavi: Transmed (s Tunizijo in Alžirijo) in Greenstream (z Libijo). V pripravi je dodatna povezava TAP, ki bo začela obratovati 2020. V sistemu so tri vstopne točke iz terminalov za UZP:

Panigaglia, Livorno in Cavarzere. V sistemu je tudi 17 vstopno-izstopnih točk iz skladiščnih naprav s skupno zmogljivostjo približno 17 GSm³. Lastna proizvodnja (5.6 GSm³/y in 2016) upada predvsem zaradi premajhnih vlaganj v nove proizvodne zmogljivosti.

Letna poraba zemeljskega plina je leta 2017 znašala 75,1 GSm³.

Luksemburg

Luksemburški prenosni sistem ima 281,8 km visokotlačnih plinovodov. Ima tri fizične vstopne točke, dve iz Belgije in eno iz Nemčije, manjša povezava s Francijo od leta 2016 ne obratuje več. Vstopni točki z Belgijo imata skupno zmogljivost 180.000 Nm³/h, povezovalna točka z Nemčijo pa 150.000 Nm³/h in najmanj 90.000 Nm³/h, ta omejitev je potrebna, da izpolni obveznost po merilu N-1. Skupna zmogljivost prenosnega sistema je 330.000 Nm³/h. Prenosni sistem prenaša plin do 59 reduciranih postaj za distribucijske sisteme in odjemalce in ne omogoča tranzita. Zaradi zaustavitve kogeneracijske elektrarne je konična obremenitev od leta 2016 manjša in znaša 204.780 Nm³/h. Več kot 70 % plina je bilo dobavljenega iz Belgije.

Poljska

Konec leta 2016 je imel poljski prenosni sistem 10.989 km visokotlačnih plinovodov. Sestavljen je iz dveh delov, v enem je visoko, v drugem nizko kalorični plin. Dodatno k temu je še Yamal Europe plinovod z dolžino 684 km.

Poljski sistem je zgodovinsko odvisen od dobav z vzhoda. Sistem ima šest fizičnih vstopnih točk: Drozdowicze (z Ukrajino), Wysokoje (Belorusija), Lwówek and Włocławek (na Yamal-Europe plinovodu), Lasów (Nemčija), Cieszyn (Češka republika). Od junija 2016 so dobave mogoče tudi iz terminala UZP Świnoujście z zmogljivostjo 5 milijard kubičnih metrov letno. V teku so tudi projekti, po katerih bodo zgrajeni novi plinovodi v Srednji in vzhodni Evropi in baltski regiji. UZP terminal Świnoujście bo nadgrajen, načrtovana je povezava z Dansko. Ti dve naložbi bosta zagotovili zanesljiv in konkurenčen trg v obeh regijah. Poljski sistem ima 7 podzemnih skladišč s skupno zmogljivostjo 3,150 milijard kubičnih metrov. V letu 2016 je skupna poraba plina znašala 16,9 GSm³.

Romunija

Romunski prenosni sistem ima več kot 13.350 km plinovodov. Ima čezmejne povezovalne točke z Moldavijo (Ungheni), z Ukrajino (Orlovka/Isaccea) in Medisul Aurit/Tekovo), z Bolgarijo (Negru Voda/Kardam in Giurgiu/Ruse) in Madžarsko (Csanapadlota/Nadlac). Romunski sistem skladišč ima skupno zmogljivost razpoložljivega plina of 3,130 GSm³.

V letu 2017 je bila domača proizvodnja plina 10,7 GSm³. V letu 2017 je skupna poraba plina znašala 12,1 GSm³.

Slovaška

V letu 2016 je slovaški prenosni sistem s skupno dolžino plinovodov 2.270 km prenesel 60,6 GSm³plina. V sistemu so štiri kompresorske postaje: Velké Kapušany, Jablonov nad Turňou, Velké Zlievce and Ivanka pri Nitre, ki omogočajo prenos plina s skupno zmogljivostjo 600 MW. Skupna zmogljivost prenosnega sistema je več kot 90 GSm³ letno. Od leta 2011 je omogočen dvosmerni tok plina, ki omogoča pretok v smeri zahod-vzhod, ki je večji od največje porabe na Slovaškem v zimskih mesecih. Čezmejne povezovalne točke: Avstrija (Baumgarten), Češka republika (Lanžhot), Madžarska (Velké Zlievce) in Ukrajina (Velké Kapušany in Budince). Čezmejni povezovalni točki s Češko republiko (od 2009) in Avstrijo (od 2010) omogočata fizični povratni tok plina na Slovaško. Skupna zmogljivost skladišč, ki se nahajajo v bližini mej z Avstrijo in Češko republiko, je 3,35 GSm³, kar je 65 % celotne porabe.

Slovenija

Slovenski prenosni sistem je s čezmejnimi povezovalnimi točkami povezan z Avstrijo (Murfeld/Ceršak), z Italijo (Gorizia/Šempeter) in s Hrvaško (Rogatec), zadnja je bila do konca leta 2017 samo izstopna točka. Slovenski sistem nima niti skladišč niti proizvodnje plina. Poraba plina od leta 2014 stalno narašča in je leta 2016 znašala 860 MSm³.

RG Libija

Opisi sistemov za Avstrijo, Hrvaško, Italijo in Slovenijo so navedeni zgoraj v RG Ukrajina.

Malta

Na Malti je januarja 2017 začela obratovati nova naprava za ponovno uplinjanje s plavajočim skladiščem v Delimari, ki dobavlja plin novi elektrarni. Terminal UZP ima zmogljivost za skladiščenje 125.000 m³ in največjo iztočno zmogljivost 165 GWh/d (≈ 15 MSm³/d). Malta kupuje utekočinjen zemeljski plin v državah: Nizozemska, ZDA, Ekvatorialna Gvineja, Egipt in Trinidad.

2. Infrastrukturni standard in izpolnjevanje merila N-1

RG Ukrajina

[MSm³/d]

Država članica	Ep _m	LNG _m	S 100%	S 30%	P _m	D _{max}	(I _m)
Avstrija	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Uzhgorod
Bolgarija	-	-	4,2	2,9	0,6	18,2	

Hrvaška	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6	227,4
Češka republika	-	-	59,1	41,0	0,5	68,2	
Nemčija	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8	
Grčija	4,5	20,2	-	-	-	20,1	
Madžarska	82,9	-	78,6	68	5,5	77,4	Ukrajinska pot
Italija	133,6	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0	
Luksemburg	4,3	-	-	-	-	4,8	336,5
Poljska	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	86,7	
Romunija	103,7	-	29,0	-	26,0	72,0	
Slovaška	250,9	-	52,61	39,5	0,2	45,1	
Slovenija	-	-	-	-	-	4,9	
TOT	1.188,6	86,5	1.170,2	890,8	88,6	1.387,1	

Tabela P2-14: Podatki, potrebni za izračun merila N-1 na ravni rizične skupine za leto 2018/2019, [MSm³/d]

[MSm³/d]

Država članica	Ep _m	LNG _m	S 100%	S 30%	P _m	D _{max}	(Im)
Avstrija	-	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Uzhgorod
Bolgarija	14,6	-	4,2	2,9	1,1	20,3	
Hrvaška	-	-	5,8	3,2	3,5	16,6	
Češka republika	-	-	59,1	41,0	0,4	68,2	
Nemčija	471,0	-	612,4	479,3	26,2	474,8	Ukrajinska pot
Grčija	36,1	20,2	-	-	-	21,1	
Madžarska	71,3	-	78,6	69,5	3,6	89,5	336,5
Italija	152,9	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0	
Luksemburg	4,3	-	-	-	-	4,8	
Poljska	137,7	14,4	51,5	40,7	7,2	97	
Romunija	103,7	-	29,0	-	26,5	72,0	
Slovaška	204,3	-	52,61	39,5	0,3	34,7	
Slovenija	-	-	-	-	-	6,1	
TOT	1.200,0	86,5	1.198,3	911,3	91,3	1.386,3	

Tabela P2-15: Podatki, potrebni za izračun merila N-1 na ravni rizične skupine za leto 2020/2021, [MSm³/d]

Vrednosti N-1

		2018/2019	2020/2021
Uzhgorod	UGS 100 %	166 %	172 %
	UGS 30 %	146 %	151 %
Ukrajinska pot	UGS 100 %	158 %	165 %
	UGS 30 %	138 %	144 %

Tabela P2-16: Vrednosti N-1, RG Ukrajina

RG Libija

[MSm³/d]

Država članica	Ep _m	LNG _m	S 100%	S 30%	P _m	D _{max}	(I _m)
Avstrija	172,2	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Baumgarten
Hrvaška	7,2	-	5,8	3,2	3,5	16,6	148,1
Italija	198,0	51,9	263,2	171,8	15,5	443,0	Gela
Slovenija	-	-	-	-	-	4,9	49,2
TOT	377,4	51,9	335,3	219,3	22,4	519,8	

Tabela P2-17: Podatki, potrebni za izračun merila N-1 na ravni rizične skupine za leto 2018/2019, [MSm³/d]

Vrednosti N-1 v letu 2018/2019

		N-1 indeks	N-1 indeks (TENP znižanje)
Baumgarten	UGS 100 %	124 %	119 %
	UGS 30 %	104 %	99 %
Gela	UGS 100 %	157 %	151 %
	UGS 30 %	137 %	131 %

Tabela P2-18: Vrednosti N-1 v letu 2018/2019, RG Libija

[MSm³/d]

Država članica	Ep _m	LNG _m	S 100%	S 30%	P _m	D _{max}	(I _m)
Avstrija	172,1	-	66,4	44,4	3,4	55,3	Baumgarten
Hrvaška	7,2	-	5,8	3,2	3,5	16,6	148,1
Italija	198,0	51,9	291,3	190,8	18,9	438,0	Gela
Slovenija	-	-	-	-	-	6,1	49,2
TOT	377,3	51,9	363,4	238,3	25,8	516,0	

Tabela P2-19: Podatki, potrebni za izračun merila N-1 na ravni rizične skupine za leto 2020/2021, [MSm³/d]

Vrednosti N-1 v letu 2020/2021

		N-1 indeks	N-1 indeks (TENP znižanje)
Baumgarten	UGS 100 %	130 %	124 %
	UGS 30 %	106 %	100 %
Gela	UGS 100 %	149 %	143 %
	UGS 30 %	125 %	119 %

Tabela P2-20: Vrednosti N-1 v letu 2020/2021, RG Libija

3. Sklepne ugotovitve za rizični skupini Ukrajina in Libija

RG Ukrajina

Rizična skupina je pregledala oskrbo s plinom iz Ukrajine in upoštevala infrastrukturni standard, standard oskrbe, definicije zaščitene odjemalcev za vsako vključeno državo članico in rezultate analiz z orodjem GEMFLOW za vrednotenje tveganj. Rizična skupina Ukrajina ugotavlja:

- Na ravni rizične skupine sta infrastrukturni standard in standard oskrbe izpolnjena. Z uporabo merila »N-1 na regionalni ravni« je ocena pokazala, da tehnična zmogljivost plinske infrastrukture zadošča za oskrbo celotnega odjema vključenih držav članic, če pride do prekinitve na največjem posameznem delu infrastrukture in tudi na vsej infrastrukturi, ki povezuje Ukrajino s to skupino držav članic. Izračuni z GEMFLOW ne odražajo posebnosti pretoka plina v posameznih državah članicah, zato bo možnost

za oskrbo posameznih odjemalcev realno pokazala ocena tveganj na državni ravni.

- Med obravnavanimi scenariji tveganj jih je nekaj problematičnih za nekatere države članice v tej skupini. Z izjemo incidenta v Baumgartnu (scenarij S.04), ki prizadene najbolj Slovenijo in v manjši meri Italijo in Hrvaško, vsi ostali scenariji, pri katerih pride do prisilnega zmanjševanja odjema, zadevajo vzhodni koridor ukrajinske dobavne poti (Ukrainian route), to je balkanska pot (Balkan route). Simulacije z GEMFLOW kažejo, da so Romunija (v manjšem obsegu), Bolgarija in Grčija (obe pretežno) zelo izpostavljene pri težavah na ukrajinski poti: pojavil bi se primanjkljaj pri potrebnih dobavnih količinah v scenarijih S.01)b, S.01)c, S.02)b, S.03)a, S.03)b in, v večjem obsegu, S.07). Čeprav se v več scenarijih pojavljajo možnosti, da se države znajdejo v težkih situacijah, je scenarij S.01)c najzahtevnejši z vidika pokrivanja odjema in razpoložljivosti fleksibilnosti prenosnih zmogljivosti. Ta scenarij predvideva odpovedi vseh čezmejnih povezovalnih točk z Ukrajino za 30 dni v začetku februarja. V tem scenariju simulacija kaže veliko obremenitev čezmejnih povezovalnih točk v in iz Nemčije, Slovaške in Madžarske, pri čemer so ravni zasedenosti teh točk od 90 % do 100 %. Primanjkljaji pri dobavnih količinah so v Romuniji (-3 %), Bolgariji (-78 %) in Grčiji (-38 %). Drug scenarij z močnimi posledicami je scenarij S.03)a, ki predvideva prekinitev dobave na vseh poteh, povezanih z Rusijo, za 14 dni v začetku februarja. Bolgarija, Grčija in Romunija utrpijo večji primanjkljaj, odraža pa se tudi na več drugih državah, čeprav so tam primanjkljaji po deležih manjši. Skladišča so najbolj obremenjena pri scenariju S.03)b, ki predvideva prekinitev dobav po vseh poteh, povezanih z Rusijo v začetku februarja. Poraba plina iz skladišč v tem scenariju je skupno 13,5 GSm³.

Za Slovenijo je najpomembnejša ugotovitev, da je v omenjenem scenariju S.04 primanjkljaj dobavnih količin plina med 52 % in 63 % (povprečno okoli 53 %), Hrvaška ima primanjkljaj od 0 % do 5 % (povprečno okoli 1 %) in Italija od 0 % do 7 % (povprečno okoli 2 %).

RG Libija

Rizična skupina je pregledala oskrbo s plinom iz Ukrajine in upoštevala infrastrukturni standard, standard oskrbe, definicije zaščitene odjemalcev za vsako vključeno državo članico in rezultate analiz z orodjem GEMFLOW za vrednotenje tveganj. Rizična skupina Libija ugotavlja:

- Izračunane vrednosti merila »N-1 na regionalni ravni« kažejo, da je tehnična zmogljivost infrastrukture komaj zadostna za oskrbo pri največjem odjemu v vključenih državah članicah, če se prekine dobava po največji infrastrukturi. Upoštevajoč zmanjšanje sedanje zmogljivosti je sistem bolj ranljiv kot v preteklosti.

- Najtežji scenariji za države članice v tej RG izhajajo iz dobavnih virov zunaj Libije. Dobava je lahko okrnjena le v primerih, v katerih se prekinitev zgodi na vozlišču Baumgarten. Do največjih posledic privede scenarij S.01a), izpad vozlišča Baumgarten, pri katerem pride do prekinitve dobave za 7 dni v začetku februarja. Največji primanjkljaj pri dobavi je v Sloveniji, manjša deleža v Italiji in na Hrvaškem.

Malta trenutno še ni povezana s plinskimi sistemi drugih držav, zato ta RG deluje kot podskupina RG Ukrajina. To se bo spremenilo, ko bo zgrajen plinovod Malta–Italija (PCI 5.19), predviden za leto 2024, kar bo padlo v obdobje veljavnosti naslednje skupne ocene tveganj.

Za Slovenijo je najpomembnejša ugotovitev, da je v omenjenem scenariju S.01a) primanjkljaj dobavnih količin plina okoli 53 %, Hrvaška ima primanjkljaj okoli 1 % in Italija okoli 2 %.