

ENERGETICKÝ REGULAČNÍ VĚSTNÍK

ČÁSTKA 3/2024

- / Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 1/2024 ze dne 31. května 2024 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu 1
- / Rozhodnutí podle článku 27 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn 8



Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 1/2024 ze dne 31. května 2024 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu

Energetický regulační úřad podle § 2c zákona č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, ve znění pozdějších předpisů, a § 17 odst. 6 písm. d) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, vydává cenové rozhodnutí o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu.

OBSAH

ČÁST PRVNÍ: Obecná ustanovení	3
ČÁST DRUHÁ: Ceny služby přepravy plynu.....	4
ČÁST TŘETÍ: Závěrečná ustanovení	7

ČÁST PRVNÍ: Obecná ustanovení

(1) Podmínky pro uplatnění cen a výpočtu hodnot plateb

(1.1) Ceny uvedené v tomto cenovém rozhodnutí jsou pevné ceny podle jiného právního předpisu¹, pokud není uvedeno jinak.

(1.2) Ceny uvedené v tomto cenovém rozhodnutí neobsahují daň z přidané hodnoty podle jiného právního předpisu².

(1.3) Pokud je plyn použit v případech, kdy vzniká povinnost platby daně podle zákona č. 353/2003 Sb., o spotřebních daních, ve znění pozdějších předpisů, nebo zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů, ve znění pozdějších předpisů, lze příslušnou cenu navýšit o příslušnou daň.

(1.4) Při přepočtu objemového množství dodaného plynu na dodanou energii obsaženou v plynu se postupuje podle jiného právního předpisu³.

(1.5) Při přechodu ze zimního na letní čas je hodnota sjednané kapacity rovna 23/24 hodnoty kapacity sjednané ve smlouvě. Při přechodu z letního na zimní čas je hodnota sjednané kapacity rovna 25/24 hodnoty kapacity sjednané ve smlouvě.

(1.6) Při výpočtu hodnot plateb a cen se zaokrouhluje pouze konečná platba a konečná cena na 2 platná desetinná místa.

¹ § 5 odst. 3 zákona č. 526/1990 Sb., o cenách.

² Zákon č. 235/2004 Sb., o dani z přidané hodnoty, ve znění pozdějších předpisů.

³ Příloha č. 1 vyhlášky č. 108/2011 Sb., o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu.

ČÁST DRUHÁ: Ceny služby přepravy plynu

Pro službu přepravy plynu poskytovanou provozovatelem přepravní soustavy platí tyto ceny a podmínky.

(2) Ceny služby přepravy plynu pro hraniční body přepravní soustavy

(2.1) Roční cena za rezervovanou pevnou přepravní kapacitu C_r v Kč/MWh/den pro hraniční body a virtuální hraniční body přepravní soustavy

Název hraničního bodu	Roční cena za rezervovanou pevnou přepravní kapacitu C_r [Kč/MWh/den]	
	pro vstupní hraniční bod	pro výstupní hraniční bod
Brandov VIP ⁴	1 158,94	6 500,00
Český Těšín	225,53	6 500,00
Lanžhot	744,21	6 500,00
Waidhaus VIP ⁴	1 327,27	6 500,00

(2.2) Pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu C_s platí v době, kdy je přepravní kapacitu možno využít. V případě, že je účastníkovi trhu s plynem v aukci přidělena standardní pevná přepravní kapacita na příslušném hraničním bodě na dobu kratší než 10 po sobě následujících let, je vyvolávací cena pro standardní pevnou přepravní kapacitu pro tyto po sobě následující roky pohyblivou cenou za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu. Pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu C_s v Kč/MWh/den se pro roční standardní pevnou přepravní kapacitu, čtvrtletní standardní pevnou přepravní kapacitu nebo měsíční standardní pevnou přepravní kapacitu určí podle vzorce

$$C_s = C_r \times F_c + AP,$$

kde

F_c je faktor doby trvání rezervace standardní pevné přepravní kapacity, který se pro roční standardní pevnou přepravní kapacitu určí podle vzorce

$$F_c = 1,$$

pro čtvrtletní standardní pevnou přepravní kapacitu se určí podle vzorce

$$F_c = \frac{D}{PD_r} \times 1,1,$$

kde

D je počet plynárenských dnů trvání kapacitního produktu,

PD_r je počet dnů příslušného kalendářního roku,

pro měsíční standardní pevnou přepravní kapacitu se určí podle vzorce

$$F_c = \frac{D}{PD_r} \times 1,25,$$

AP je u aukce standardní koordinované přepravní kapacity podíl aukční prémie v Kč/MWh/den připadající na provozovatele přepravní soustavy dosažené v aukci na aukční rezervační platformě; u aukce standardní nekoordinované přepravní kapacity aukční prémie stanovená v aukci na aukční rezervační platformě.

⁴ Virtuální hraniční bod podle požadavků čl. 19 odst. 9 Nařízení Komise (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013. Od 1. listopadu 2018 lze novou přepravní kapacitu nabízet pouze na zřízených funkčních virtuálních hraničních bodech.

(2.3) Vyvolávací cena pro roční standardní pevnou přepravní kapacitu, čtvrtletní standardní pevnou přepravní kapacitu a měsíční standardní pevnou přepravní kapacitu se stanovuje ve výši podle bodu (2.2), přičemž velikost **AP** je pro účely stanovení vyvolávací ceny rovna 0.

(2.4) Velký cenový krok **VCK_a** mezi jednotlivými aukčními koly aukce standardní přepravní kapacity pro roční standardní přepravní kapacitu, čtvrtletní standardní přepravní kapacitu a měsíční standardní přepravní kapacitu v Kč/MWh/den se určí podle vzorce

$$VCK_a = 0,05 \times C_r \times F_c,$$

kde

C_r je cena za rezervovanou pevnou přepravní kapacitu v Kč/MWh/den podle bodu (2.1),

F_c je faktor doby trvání rezervace standardní pevné přepravní kapacity podle bodu (2.2).

Přitom platí, že výsledná hodnota **VCK_a** se zaokrouhluje na čtyři desetinná místa.

(2.5) Malý cenový krok **MCK_a** mezi jednotlivými aukčními koly aukce standardní přepravní kapacity pro roční standardní přepravní kapacitu, čtvrtletní standardní přepravní kapacitu a měsíční standardní přepravní kapacitu v Kč/MWh/den se určí podle vzorce

$$MCK_a = 0,2 \times VCK_a,$$

kde

VCK_a je hodnota velkého cenového kroku stanovená podle bodu (2.4).

Přitom platí, že výsledná hodnota **MCK_a** se zaokrouhluje na čtyři desetinná místa.

(2.6) Cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se pro denní standardní pevnou přepravní kapacitu **C_d** v Kč/MWh/den určí na základě výsledku aukce denní standardní pevné přepravní kapacity na aukční rezervační platformě, přičemž vyvolávací cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu **C_{vyd}** v Kč/MWh/den se pro denní standardní pevnou přepravní kapacitu určí podle vzorce

$$C_{vyd} = \frac{1}{PD_r} \times 1,5 \times C_r,$$

kde

PD_r je počet dnů příslušného kalendářního roku.

(2.7) Cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se pro vnitrodenní standardní pevnou přepravní kapacitu **C_{vd}** v Kč/MWh/den určí na základě výsledku aukce vnitrodenní standardní pevné přepravní kapacity na aukční rezervační platformě, přičemž vyvolávací cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu **C_{vyvd}** v Kč/MWh/den se pro vnitrodenní standardní pevnou přepravní kapacitu určí podle vzorce

$$C_{vyvd} = \frac{1}{PD_r} \times 1,7 \times C_r,$$

přičemž za den se považuje část plynárenského dne, pro který je vnitrodenní standardní pevná přepravní kapacita rezervována.

(2.8) Cena za rezervovanou standardní přerušitelnou přepravní kapacitu se pro roční standardní přerušitelnou přepravní kapacitu, čtvrtletní standardní přerušitelnou přepravní kapacitu a měsíční standardní přerušitelnou přepravní kapacitu **C_{sp}** v Kč/MWh/den stanoví jako hodnota **C_s** v Kč/MWh/den v bodě (2.2).

(2.9) Cena za rezervovanou standardní přerušitelnou přepravní kapacitu se pro denní standardní přerušitelnou přepravní kapacitu **C_{dp}** v Kč/MWh/den stanoví jako hodnota **C_{vyd}** v Kč/MWh/den v bodě (2.6).

(2.10) Cena za rezervovanou standardní přerušitelnou přepravní kapacitu se pro vnitrodenní standardní přerušitelnou přepravní kapacitu **C_{vdp}** v Kč/MWh/den stanoví jako hodnota **C_{vyvd}** v Kč/MWh/den v bodě (2.7).

(2.11) Kompenzace za krácení nominace nebo renominace přepravy v důsledku přerušení přerušitelné přepravní kapacity C_{sl} v Kč/MWh/den, došlo-li provozovatelem přepravní soustavy ke krácení nominace nebo renominace přepravy v plynárenském dni D , se určí podle vzorce

$$C_{sl} = C_{vyd} \times 3.$$

Kompenzaci za krácení nominace nebo renominace přepravy hradí provozovatel přepravní soustavy účastníkovi trhu s plynem, který má rezervovanou přerušitelnou přepravní kapacitu, za část nominace nebo renominace přepravy účastníka trhu s plynem krácenou provozovatelem přepravní soustavy. V případě, že provozovatel přepravní soustavy provede opakované krácení nominace nebo renominace přepravy, použije se nejvyšší dosažená krácená hodnota.

(2.12) Kompenzace KO_{sz} v Kč při omezení renominací subjektu zúčtování nebo zahraničního účastníka v plynárenském dni, ve kterém došlo k omezení renominací v hraničním bodě přepravní soustavy, je pro každý hraniční bod, ve kterém došlo k omezení renominace, 0 Kč, pokud subjekt zúčtování nebo zahraniční účastník nominoval 90 % a více rezervované pevné přepravní kapacity na příslušném hraničním bodě, kterou měl rezervovanou v 9:00 hodin kalendářního dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém došlo k omezení renominace přepravy. Pokud subjekt zúčtování nebo zahraniční účastník nominoval méně než 90 % rezervované pevné přepravní kapacity na příslušném hraničním bodě, kterou měl rezervovanou v 9:00 hodin kalendářního dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém došlo k omezení renominace přepravy, kompenzace KO_{sz} se určí podle vzorce

$$KO_{sz} = VA \times 0,5 \times \frac{(0,9 \times RKSZ - NPSZ)}{(RKn - NPn)},$$

kde

VA je výnos provozovatele přepravní soustavy za rezervace denní a vnitrodenní přepravní kapacity na příslušném hraničním bodě v Kč za příslušný plynárenský den, ve kterém došlo k omezení renominací,

RKSZ je rezervovaná pevná přepravní kapacita na příslušném hraničním bodě subjektu zúčtování nebo zahraničního účastníka v MWh/den, kterou měl rezervovanou v 9:00 hodin kalendářního dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém došlo k omezení renominace přepravy,

RKn je rezervovaná pevná přepravní kapacita na příslušném hraničním bodě všech subjektů zúčtování a zahraničních účastníků v MWh/den, kterou měli rezervovanou v 9:00 hodin kalendářního dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém došlo k omezení renominace přepravy,

NPSZ je nominace pevné přepravy na příslušném hraničním bodě subjektu zúčtování nebo zahraničního účastníka v MWh,

NPn je nominace pevné přepravy na příslušném hraničním bodě všech subjektů zúčtování a zahraničních účastníků v MWh.

Kompenzaci za KO_{sz} hradí provozovatel přepravní soustavy subjektu zúčtování nebo zahraničnímu účastníkovi.

ČÁST TŘETÍ: Závěrečná ustanovení

(3) Zrušovací ustanovení

Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 01/2023 ze dne 2. června 2023 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu se zrušuje.

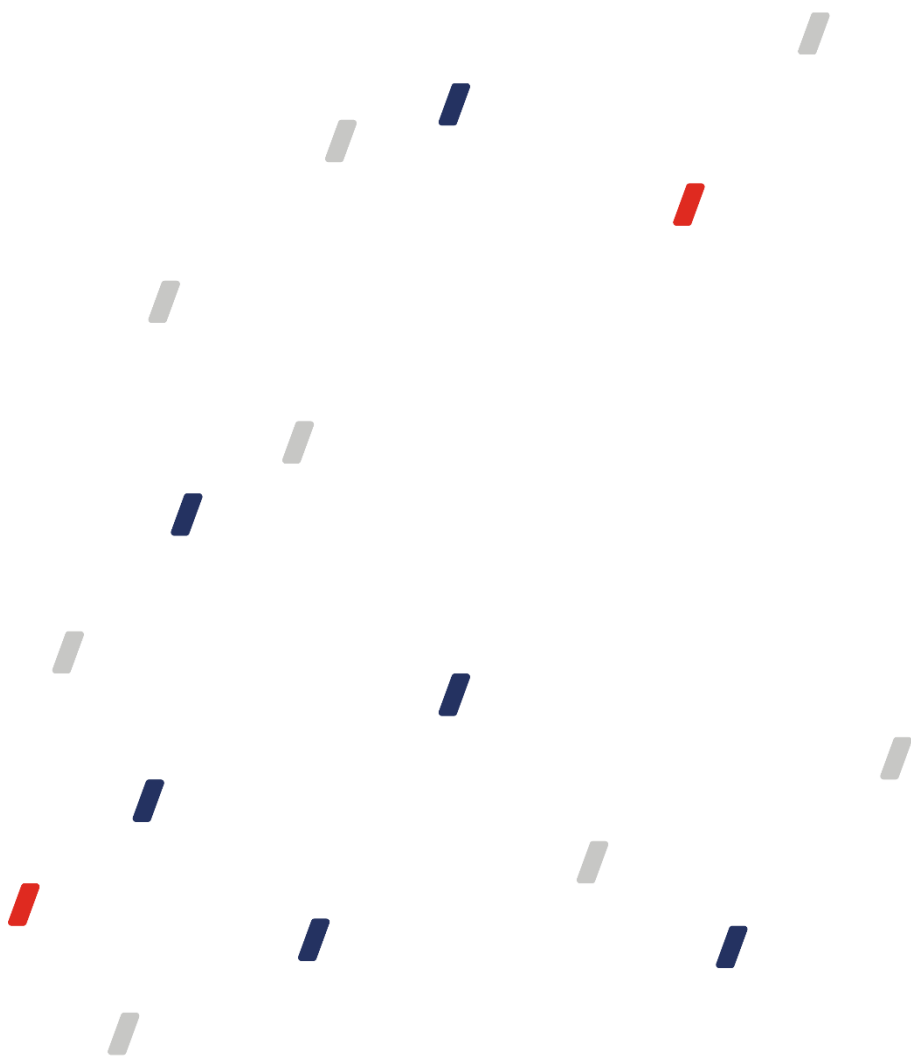
(4) Účinnost

Cenové rozhodnutí nabývá účinnosti dnem 1. ledna 2025.

Předseda Rady Energetického regulačního úřadu

Ing. Stanislav Trávníček, Ph.D., v. r.

ROZHODNUTÍ
PODLE ČLÁNKU 27 ODS. 4
NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2017/460
ZE DNE 16. BŘEZNA 2017,
KTERÝM SE ZAVÁDÍ KODEX SÍTĚ
HARMONIZOVANÝCH STRUKTUR
PŘEPRAVNÍCH SAZEB PRO ZEMNÍ PLYN



OBSAH

1	POUŽITÉ POJMY A ZKRATKY.....	1
2	ÚVOD.....	3
3	PRÁVNÍ PROSTŘEDÍ.....	3
4	SHRNUTÍ PŘÍPRAVY ROZHODNUTÍ.....	3
5	DOLOŽKA.....	4
6	PROMĚNA TRHU S PLYNEM.....	4
7	POPIS A ROZVOJ PŘEPRAVNÍ INFRASTRUKTURY ČR.....	6
7.1	Popis přepravní soustavy.....	6
7.2	Plynovod GAZELA.....	7
7.3	Připravenost přepravní soustavy na vodík.....	8
8	POPIS NAVRHOVANÉ METODIKY STANOVENÍ REFERENČNÍCH CEN.....	8
8.1	Obecná východiska cenotvorby.....	8
8.2	Regulatorní režim a stanovení výnosů provozovatele přepravní soustavy.....	11
8.3	Model podle čl. 8 NC TAR – určování referenčních cen metodikou podle vzdálenosti vážené kapacitou (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků.....	12
8.4	Cílový model.....	15
8.5	Regulační účet a jeho narovnávání.....	18
8.6	Odůvodnění souladu navrhovaného způsobu implementace s požadavky čl. 7 NC TAR.....	18
8.7	Důvody odmítnutí ostatních metodologií.....	19
8.8	Srovnání navržené metodiky (cílový model) s metodikou popsanou v čl. 8 NC TAR.....	19
9	ORIENTAČNÍ INFORMACE O POLOŽKÁCH UVEDENÝCH V ČL. 30 ODS. 1 PÍSM. A) NC TAR.....	20
9.1	Lokality vstupních a výstupních bodů.....	20
9.2	Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body.....	23
9.3	Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech.....	24
9.4	Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body.....	26
9.5	Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti.....	28
10	INFORMACE UVEŘEJŇOVANÉ NA ZÁKLADĚ ČL. 26 ODS. 1 PÍSM. A) BOD V) NC TAR.....	28
11	PŘEPRAVNÍ SAZBY ZALOŽENÉ NA KOMODITÁCH (POPLATEK NA ZÁKLADĚ PRŮTOKU).....	29
11.1	Způsob stanovení poplatku na základě průtoku.....	29

11.2	Podíl povolených nebo cílových výnosů, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt	29
11.3	Orientační přepravní sazby založené na komoditách	29
11.4	Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok	30
11.5	Srovnávací index přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě.....	30
12	ROZDÍL V ÚROVNI PŘEPRAVNÍCH SAZEB V AKTUÁLNÍM OBDOBÍ A V OBDOBÍ, KTERÉHO SE KONZULTOVANÝ NÁVRH TÝKÁ.....	30
12.1	Zjednodušený model sazeb	31
13	PEVNÁ POUŽITELNÁ CENA	31
14	KONZULTACE V SOULADU S ČL. 28 NC TAR	31
14.1	Nastavení úrovně multiplikátorů.....	31
14.2	Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15 NC TAR.....	33
14.3	Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16 NC TAR.....	33

1 POUŽITÉ POJMY A ZKRATKY

ACER

Agentura Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů

CWD model

Metodika určování referenčních cen podle vzdáleností, vážených podle kapacity popsaná v čl. 8 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

ČR

Česká republika

Energetický zákon

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů

ERÚ

Energetický regulační úřad

EU

Evropská unie

Gazprom, GPE

Společnost Gazprom Export, LLC

Mezinárodní přeprava, tranzitní přeprava

Využití přepravní soustavy na území ČR pro přepravu plynu zákazníkům v jiných vstupně-výstupních systémech

NC CAM

Nařízení Komise (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013

NC TAR

Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

NET4GAS, provozovatel přepravní soustavy, TSO

Společnost NET4GAS, s.r.o., držitel výlučné licence na přepravu plynu v České republice

DSO

Provozovatel distribuční soustavy

PPZ

Zákazník přímo připojený k přepravní soustavě

PZP

Podzemní zásobník plynu

RAB

Regulační báze aktiv

Rozhodnutí

Odůvodněné rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR

VIP

Virtuální hraniční bod¹

Vnitrostátní přeprava

Využití přepravní soustavy na území ČR pro přepravu plynu zákazníkům v České republice

WACC

Referenční hodnota regulované míry výnosnosti

¹ Čl. 19 odst. 9 NC CAM

2 ÚVOD

V tomto rozhodnutí je popsána tarifní struktura podle požadavků NC TAR, která bude aplikovaná v ČR v roce 2025. Podrobně jsou uvedeny aspekty, které bral ERÚ v úvahu, rovněž jsou zohledněny výsledky konzultace a závěry analýzy ACER.

V souladu s požadavkem na transparentnost jsou uvedeny důvody, na jejichž základě je ERÚ přesvědčen, že je použití metodika stanovení referenčních cen nejen v souladu s NC TAR, ale zároveň podporuje cíle, které jsou důležité pro trh s plynem v České republice.

3 PRÁVNÍ PROSTŘEDÍ

NC TAR ukládá vnitrostátnímu regulačnímu orgánu nebo provozovateli přepravní soustavy, aby v souladu s rozhodnutím daného vnitrostátního regulačního orgánu provedl úkony stanovené v čl. 5 odst. 1, čl. 26 odst. 1, čl. 27 odst. 1, čl. 29 a čl. 30 NC TAR.

ERÚ toto rozdělení kompetencí posoudil v kontextu platného legislativního rámce v ČR se závěrem, že bude z níže uvedených důvodů subjektem odpovědným za požadované úkony.

NC TAR je jako nařízení Komise EU přímo použitelnou součástí právního řádu ČR. Problematika upravovaná v NC TAR je dále ve vztahu k ERÚ stanovena zákonem č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, ve znění pozdějších předpisů, a energetickým zákonem. V rámci právního řádu ČR je v otázce naplnění požadavků nařízení nutné vycházet především z ustanovení § 2c zákona č. 265/1991 Sb. ERÚ má zákonem danou kompetenci v oblasti regulace cen a svěřovat sám sobě tuto kompetenci prostřednictvím rozhodnutí ve správním řízení je nejen nadbytečné, ale z hlediska ústavních principů dokonce nepřijatelné. Kompetence ERÚ v oblasti regulace cen bude potvrzena i nadále novelou zákona o cenách, kterou dojde ke zrušení zákona č. 265/1991 Sb. a přesunu vymezení působnosti cenových orgánů do zákona o cenách (novela je v době vydání rozhodnutí v pozdní fázi legislativního procesu).

Pokud je tedy požadovaným výsledkem rozhodnutí skutečnost, že činnosti podle NC TAR, které jsou předmětem rozhodnutí, vykonává v úplném rozsahu a výlučně ERÚ (jak požaduje zákon č. 265/1991 Sb. ve spojení s energetickým zákonem již nyní), pak platí, že nevydání rozhodnutí o uložení povinnosti provozovatele přepravní soustavy k provedení určité činnosti znamená, že uvedenou činnost (ze zákona) provede ERÚ. Pravidla všech tří uvedených předpisů se v daném případě ve své podstatě shodují s cílem zajistit smysl a účel NC TAR.

4 SHRNUÍ PŘÍPRAVY ROZHODNUTÍ

Dne 18. prosince 2023 byla zahájena konečná konzultace návrhu metodiky stanovování referenčních cen podle NC TAR, které budou platné pro rok 2025.

Připomínky k návrhu bylo možné v souladu s pravidly uvedenými v NC TAR uplatnit do 19. února 2024. ERÚ obdržel jednu připomínku po termínu, která se shodovala s řádně zasloupanou připomínkou jiného subjektu, tudíž byla i tato pozdní připomínka při tvorbě rozhodnutí vzata v úvahu. ERÚ neobdržel žádnou další připomínku, která by byla v rozporu se stanovenými pravidly konzultačního procesu.

V souladu s čl. 26 odst. 3 NC TAR byly dne 19. března 2024 zveřejněny doručené připomínky včetně jejich shrnutí. Připomínky byly zároveň v anglickém překladu zaslány ACER.

ACER v souladu s čl. 27 NC TAR provedl analýzu konzultačního dokumentu včetně posouzení doručených připomínek. Ve stanovené lhůtě dvou měsíců po ukončení konzultace, tj. dne 19. dubna 2024, ACER zveřejnil závěry své analýzy.²

Akceptované připomínky byly zapracovány do tohoto rozhodnutí.

² <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-report-gas-tariffs-CzechRepublic.pdf>

5 DOLOŽKA

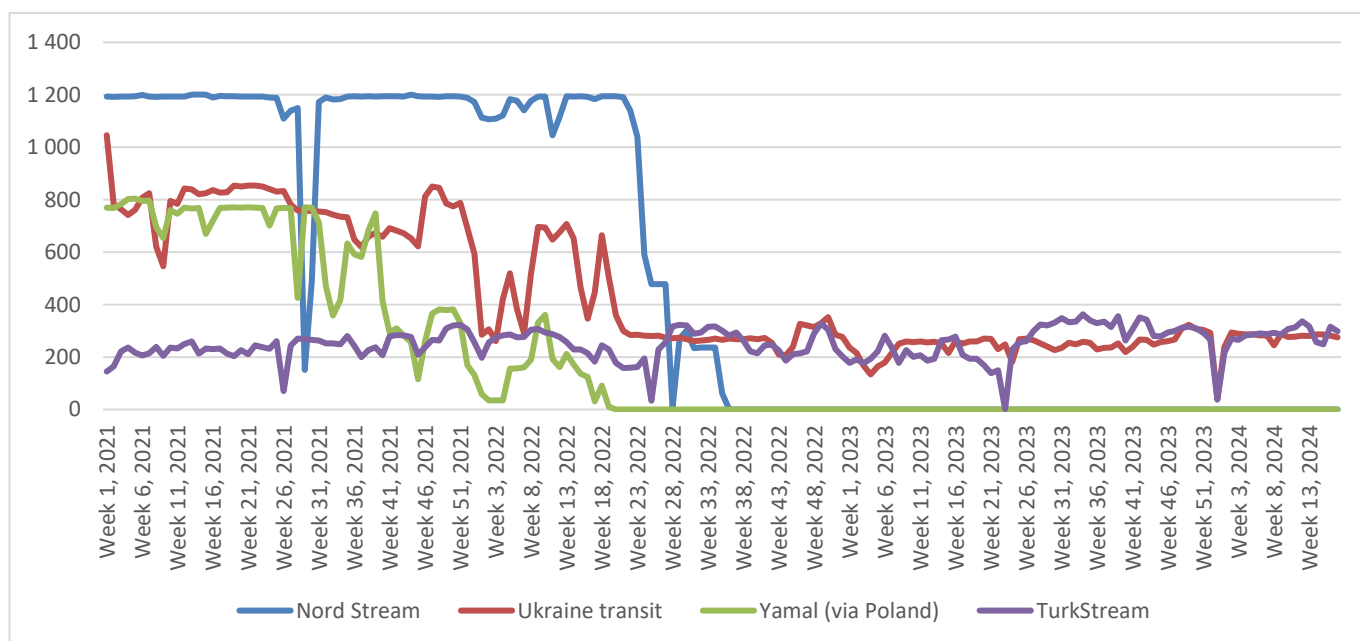
Veškeré předkládané informace a předpoklady vycházejí z informací dostupných v době vydání rozhodnutí. Tyto předpoklady budou aktualizovány prostřednictvím informací zveřejňovaných před zahájením období platnosti sazeb (čl. 30 TAR NC).

6 PROMĚNA TRHU S PLYNEM

Se začátkem ruské války na Ukrajině v roce 2022 vstoupila evropská energetická politika do nové éry, kdy mj. čelí i důsledkům přerušení ruských energetických vazeb s Evropou. Nová realita, která se projevila řadou narušení jak fyzických toků plynu, tak i tržních dodávek, vyústila v balíček legislativních protipatření v rámci REPowerEU s cílem poskytnout evropským zákazníkům bezpečnou, spolehlivou a dostupnou energii.

Během roku 2022 došlo na několika zásobovacích trasách k přerušení dodávek plynu společností Gazprom do Evropy, což vedlo k turbulencím na komoditních trzích. Nejvýraznější narušení toku představovalo ukončení přepravy plynu plynovody Yamal Europe, údajná technická omezení na Nord Stream 1 následovaná čtyřmi úniky v plynovodech Nord Stream 1 a 2, a také snížení toku přes vstupní bod Sokhranivka přes Ukrajinu. Snížené dodávky plynu z Ruska do EU trvají i v roce 2024.

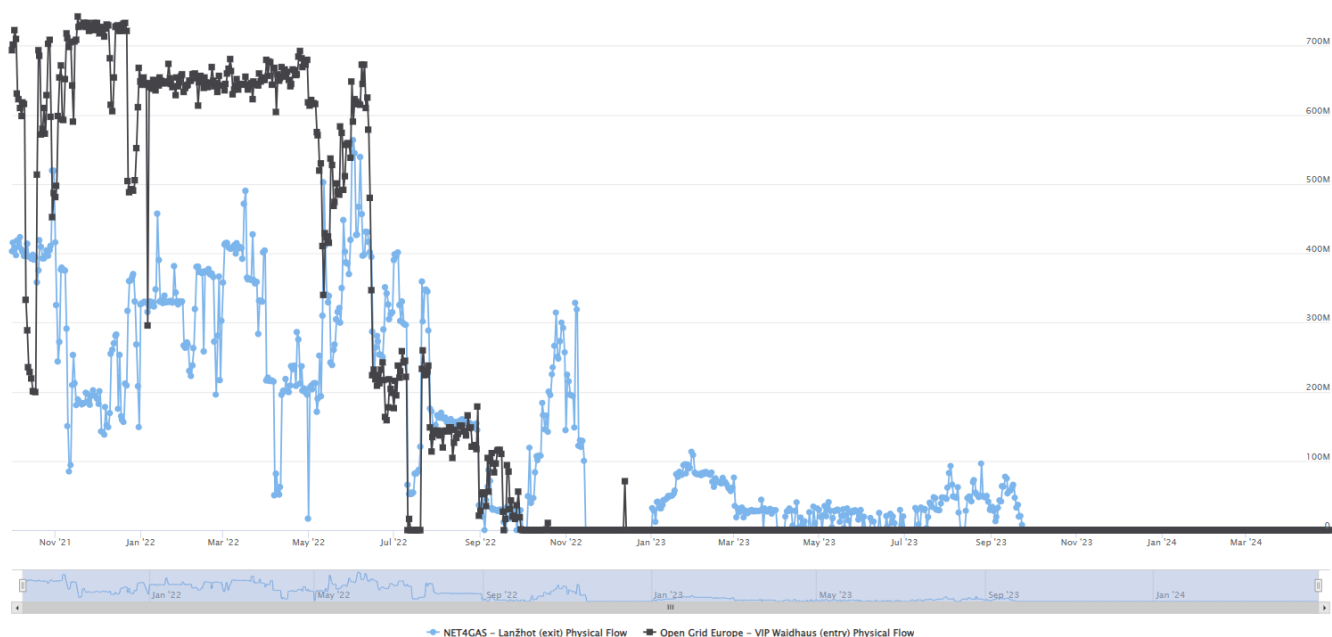
Graf 1 Dovoz plynu do EU a Velké Británie z Ruska týdně v období 2021–03/2024 podle tras v mil. metrech kubických³



Dodávky Gazpromu byly zastaveny nebo podstatně omezeny evropským zákazníkům v Rakousku, Bulharsku, České republice, Dánsku, Finsku, Francii, Německu, Řecku, Itálii, Polsku, Nizozemsku a na Slovensku. Toky plynu přes české výstupní propojovací body, z pohledu tranzitu plynu klíčové, od července 2022 výrazně poklesly.

³ Statista; Statista Research Department (září 2023) a Transparency platform ENTSOG; Online; Dostupné z <https://www.statista.com/statistics/1331770/eu-gas-imports-from-russia-by-route/> a <https://transparency.entsog.eu/#/map>

Graf 2 Denní fyzický tok NET4GAS Lanžhot a Waidhaus (VIP výstupní body) v období 01.10.2021 – 30.4.2024 v kWh/d⁴



Změny toků plynu v evropských přepravních soustavách měly dopad i na trh s přepravní kapacitou.

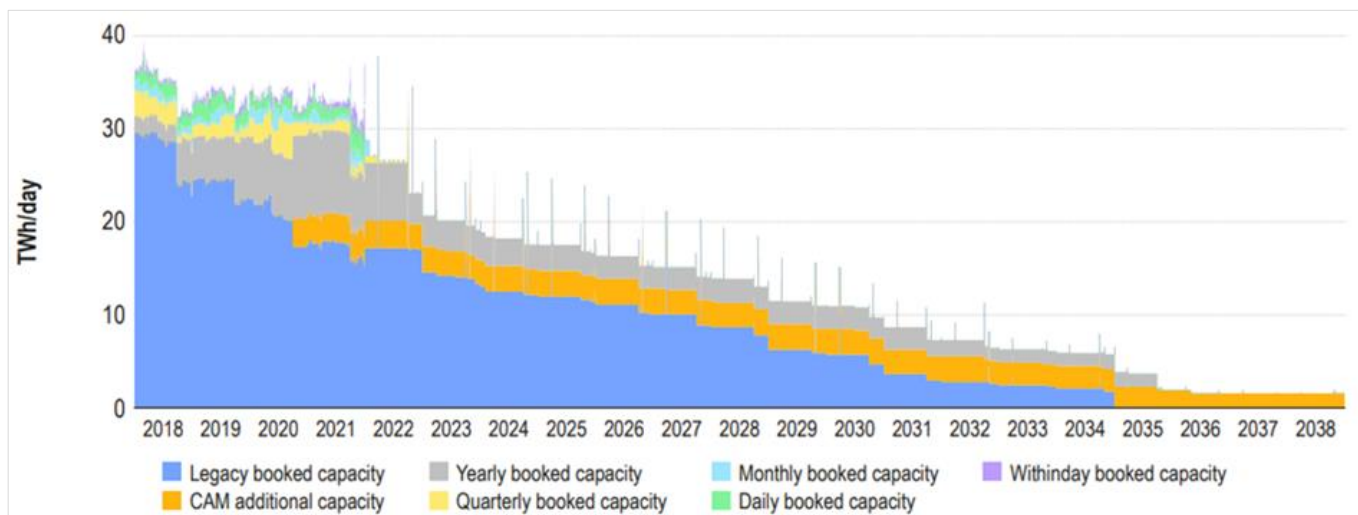
„Trh s kapacitou také od roku 2022 čelil strukturálním změnám: používání produktů krátkodobé rezervace kapacit se zvýšilo v reakci na pokračující přesměrování toků ze severozápadní Evropy na východ. To vyvolává potřebu upravit mechanismy přepravy plynu, když se objeví vyšší rozptyly mezi evropskými plynovými uzly a nastanou úzká hrdla, a stejně tak potřebu zmírnit dopady smluvního překročení kapacit v celé EU.“⁵

Evropské závazky v oblasti klimatu přidělily plynu přechodnou roli při transformaci energetického sektoru směrem ke klimatické neutralitě a vodíkovému hospodářství. V důsledku právních a regulačních požadavků, jako je balíček evropské taxonomie, vedl vývoj rezervované kapacity a vypršení platnosti dlouhodobých kapacitních smluv k nižší předvídatelnosti budoucích tranzitních toků, a to ještě před ruskou agresí na Ukrajinu. Vývoj dlouhodobých a krátkodobých kapacitních smluv znázorňuje Graf 3.

⁴ Entso-g transparency platform; <https://transparency.entso-g.eu/#/points/data?from=2021-10-01&points=cz-tso-0001itp-00051exit%2Cde-tso-0009itp-00538entry&to=2024-04-30> .

⁵ European Parliament, Study requested by the ITRE Committee, The Revision of the Third Energy Package for Gas, November, 2022. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU\(2022\)734009_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU(2022)734009_EN.pdf), str. 59-60

Graf 3 Vývoj rezervované kapacity v EU a vypršení platnosti stávajících kapacitních smluv v příslušných bodech CAM⁶



Podle zprávy ACER: „Význam a struktura dlouhodobých smluv o dodávkách plynu do budoucna je důležitou otázkou, kterou je třeba přehodnotit. Navzdory skutečnosti, že dlouhodobé smlouvy v posledních letech poklesly a pravděpodobně tomu tak bude i nadále, takové historické smlouvy stále kryjí 80 % poptávky po plynu v EU (přibližně 40 % dlouhodobých smluv je podepsáno s Gazpromem).“⁶

Vysoký podíl dlouhodobých kapacitních smluv Gazpromu otevřel nové nejistoty a systémová rizika pro poskytovatele kapacit (TSO). Snížení objemu komoditních dodávek a porušení dlouhodobých termínovaných smluv o dodávkách plynu do Evropy ze strany Gazpromu může rovněž narušit fungování kapacitních trhů a zpochybnit současné nastavení národních regulačních rámců, zejména v zemích postižených narušením koridoru pro dopravu plynu z východního směru.

REPowerEU přinesl důraz na bezpečnost evropských dodávek energie před zimou 2022 i zvýšení významu podzemních zásobníků plynu. Lze konstatovat, že došlo k opětovnému vyzdvižení jejich přínosu pro bezpečnost dodávek plynu v období, kdy objemy toků plynu přes vstupní body nepokryjí spotřebu v dané lokalitě. Realizace legislativních opatření, jako je zavedení slev na tarify související s přepravou z/do PZP, primárně motivovala účastníky trhu k dosažení cílů urychleného plnění plynu do zásobníků, ale sekundárně přesunula alokaci příslušných nákladů na jiné body soustavy. ERÚ sledoval vývoj evropské úrovně slev z tarifů za přepravu do a z podzemních zásobníků plynu a dne 10. května 2022 zveřejnil cenové rozhodnutí č. 2/2022, kterým na těchto místech zavedl 100% slevu. To bylo provedeno s využitím možnosti podle Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2022/1032 ze dne 29. června 2022, kterým se mění nařízení (EU) 2017/1938 a (ES) č. 715/2009, pokud jde o uskladňování zemního plynu, a v souladu s čl. 9 odst. 1 NC TAR, kde se počítá se slevou ve výši nejméně 50 %, která se má uplatnit na tarify za přepravu podle kapacity ve vstupních bodech a výstupních bodech skladovacích zařízení. Před uplatněním této 100% slevy byla v České republice aplikovaná sleva ve výši 70 %.

7 POPIS A ROZVOJ PŘEPRAVNÍ INFRASTRUKTURY ČR

7.1 Popis přepravní soustavy

Přepravní soustava zahrnuje plynovody pro mezinárodní a vnitrostátní přepravu plynu o celkové délce cca 4 060 km, se jmenovitými průměry od DN 80 do DN 1400 a se jmenovitými tlaky od 4 do 8,5 MPa.

⁶ ACER and CEER, 2022, Annual report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021. Gas Wholesale Markets Volume. July 2022, Online Dostupné z https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Gas_Market_Monitoring_Report_2021.pdf

Přepavní soustavu lze rozdělit do čtyř hlavních větví. Severní větev vede z Lanžhotu do Brandova/Hory Sváté Kateřiny, jižní větev z Lanžhotu do Rozvadova a západní větev propojuje větev severní s větví jižní v oblasti západních Čech. Ve východní části země pak tzv. moravská větev zajišťuje dodávky plynu do moravských regionů a napojuje se na polskou přepravní síť. Severní, jižní a západní větve jsou propojeny v klíčových rozdělovacích uzlech Malešovice, Hospozín a Přimda.

Plyn je na vstupu do a na výstupu z České republiky přejímán a předáván, tzn. objemově a kvalitativně měřen, na hraničních předávacích stanicích mezi Českou republikou a Slovenskem v Lanžhotě, mezi Českou republikou a Německem v Hoře Sváté Kateřiny, Olbernhau, Brandově (spolková země Sasko) a Waidhausu (spolková země Bavorsko) a mezi Českou republikou a Polskem je plyn měřen v polském Těšíně.

Ze systému dálkové (tranzitní) přepravy se plyn dostává do systému vnitrostátní přepravy prostřednictvím předávacích stanic. Vnitrostátní částí přepravní soustavy je plyn dopravován přes předávací stanice do jednotlivých distribučních soustav v jednotlivých regionech, k zákazníkům přímo připojeným k přepravní soustavě a do zásobníků plynu.

Požadovaný tlak v plynovodech je zajišťován pěti kompresními stanicemi, které se nacházejí na severní větvi v Kralicích nad Oslavou, Kouřimi a v Otvicích a na jižní větvi ve Veselí nad Lužnicí a v Břeclavi. Všechny kompresní stanice s výjimkou kompresní stanice Otvice jsou schopny obousměrného provozu. Celkový instalovaný výkon kompresorů je 281 MW.

Tabulka 1 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony

Kompresní stanice	Otvice	Kralice nad Oslavou	Kouřim	Břeclav	Veselí nad Lužnicí
Počet turbosoustrojí a jejich jednotlivé výkony	3 x 8 MW	5 x 6 MW	5 x 6 MW	9 x 6 MW	6 x 6 MW
		2 x 13 MW	2 x 13 MW	1 x 16 MW	
		1 x 12 MW	1 x 12 MW	1 x 15 MW	
Instalovaný výkon	24 MW	68 MW	68 MW	85 MW	36 MW
Celkový instalovaný výkon pro přepravu					281 MW

7.2 Plynovod GAZELA

Plynovod GAZELA, který je propojen s plynovodem OPAL u obce Brandov a prostřednictvím hraniční předávací stanice Rozvadov-Waidhaus s přepravní soustavou MEGAL, byl v roce 2011 rozhodnutím ERÚ vyjmut z povinnosti umožnění přístupu třetích stran podle podmínek energetického zákona a z povinnosti vlastnického oddělení provozovatele přepravní soustavy ve smyslu § 67 energetického zákona, a to na období do 1. ledna 2035. Tuto skutečnost potvrdila Evropská komise v roce 2011 rozhodnutím o udělení výjimky z přístupu třetích stran podle čl. 36 Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/73/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem a o zrušení směrnice 2003/55/ES (dále jen „směrnice 2009/73/ES“). Tento plynovod tak má udělen zvláštní statut a nemá k němu přístup všichni účastníci trhu s plynem. Plynovod GAZELA slouží za normálního provozního stavu výhradně k tranzitní přepravě plynu z plynovodu OPAL dále na jih Německa a není využíván pro potřeby zásobování České republiky. Předmětné rozhodnutí vyjímá přímou průtokovou kapacitu plynovodu GAZELA ve výši maximálně 30 mld. m³/rok z povinnosti umožnit přístup třetím osobám za regulovanou cenu (čl. 32, čl. 33 a čl. 34 směrnice 2009/73/ES) a z regulace sazeb (čl. 41 odst. 6, čl. 8 a čl. 10 směrnice 2009/73/ES) na dobu 23 let.

Plynovod Gazela je předmětem připomínky společnosti NET4GAS, která upozorňuje, že na německé straně došlo ke zrušení obdobných výjimek v případě plynovodu OPAL a také, že náklady infrastruktury Gazela zůstávají v důsledku změn toků plynu v EU nehrzeny. Z tohoto důvodu požaduje NET4GAS, především s odkazem na okolnosti udělení výjimky a na zrušení výjimek na německé straně změnu přístupu k nákladům plynovodu Gazela a jejich stejné posuzování jako jsou posuzovány náklady ostatní infrastruktury. ERÚ tuto situaci sleduje a vyhodnocuje, nicméně po dobu existence výjimek neplánuje změnu přístupu k tomuto plynovodu.

7.3 Přípravenost přepravní soustavy na vodík

V návaznosti na Evropskou vodíkovou strategii a cíle Zelené dohody pro Evropu se Vodíková strategie České republiky (dále jen „Vodíková strategie“) zaměřuje na období 2021–2050, na jehož konci by Česká republika měla dosáhnout klimatické neutrality. V počáteční fázi klade Vodíková strategie důraz na zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou vodíku, aby se zajistilo efektivní využití dostupných zdrojů. Vodíková strategie analyzuje jednotlivé pilíře a identifikuje prioritní oblasti, které je třeba rozvíjet, ale i ty, jejichž rozvoj spíše nelze doporučit. Cílem Vodíkové strategie je urychlení procesu implementace vodíkových technologií napříč hospodářskými odvětvími při minimalizaci s tím spojených nákladů.

V budoucnu se dle Vodíkové strategie očekává, že Česká republika bude muset dovážet vodík ze zemí, kde jsou podmínky pro výrobu obnovitelného vodíku příznivější, protože mají více slunečního svitu a větru. Pro import vodíku bude nutné připravit infrastrukturu a vodík by mohl nahradit současný dovoz plynu a ropy. Vodíková strategie dále uvádí, že Česká republika může být významným hráčem na poli přepravy vodíku z jihu na sever a z východu na západ.

V návaznosti na výše uvedené je nezbytné předpokládat klíčovou roli provozovatele přepravní soustavy, která bude reflektovat změny související s prosazováním dekarbonizačních cílů v rámci EU a výhodné geografické polohy České republiky pro budoucí tranzit nízkouhlíkových druhů plynů. Ve střednědobém horizontu se dá velmi pravděpodobně očekávat přeprava směsi vodíku s plynem, tak i přeprava vodíku v separátních plynovodech.

Co se týče konkrétní přepravy vodíku, tak dostupné externí studie předpokládají, že přeprava vodíku v přepravní soustavě je již technicky možná. Příprava přepravní soustavy (její tzv. repurposing), resp. celé české plynárenské soustavy, na možnost přepravy vodíku si ovšem vyžádá důkladné zkoumání jejích technických možností. Související potřebné změny v platné legislativě ukotvující vodík jako plyn byly do české legislativy vloženy zákonem č. 469/2023 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony, a dále zákonem č. 465/2023 Sb., kterým se mění zákon č. 416/2009 Sb., o urychlení výstavby dopravní, vodní a energetické infrastruktury a infrastruktury elektronických komunikací (liniový zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony, kterými byl novelizován také energetický zákon.

V prosinci 2022 byl zahájen proces výběru projektů na nový unijní seznam projektů společného zájmu. Společnost NET4GAS na tento seznam nominovala dva projekty vodíkové infrastruktury. Jedná se o projekt Středoevropský vodíkový koridor, česká část (Central European Hydrogen Corridor, Czech part, CEHC) a projekt Česko-německé vodíkové propojení, česká část (Czech German Hydrogen Interconnector, Czech part, CGHI).

Evropská komise přijala Nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) 2024/1041 ze dne 28. listopadu 2023, kterým se mění nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2022/869, pokud jde o unijní seznam projektů společného zájmu a projektů ve společném zájmu. Na tento unijní seznam byly zařazeny i oba projekty společnosti NET4GAS, projekt CGHI jako projekt společného zájmu a projekt CEHC jako generický koridor.

8 POPIS NAVRHOVANÉ METODIKY STANOVENÍ REFERENČNÍCH CEN

8.1 Obecná východiska cenotvorby

Změny na plynárenském trhu EU pod vlivem geopolitických důvodů, které významně ovlivňují využití přepravního systému v ČR, způsobily, že:

- ▮ poměry rozdělování nákladů soustavy (nákladové alokační klíče) uplatňované do roku 2023 nereflktují aktuální stav využití individuálních aktiv přepravního systému pro přepravu v rámci systému (vnitrostátní) a přepravu mezi systémy (tranzitní) a
- ▮ regulace režimem cenového stropu nemůže mít nadále rozhodující význam v nastavení regulatorního rámce, který měla v situaci dominantní role mezinárodního tranzitu.

V případě poskytování služby přepravy plynu nelze korektně ocenit riziko spojené s historickými rezervacemi kapacit ze strany hlavního ruského zákazníka (GPE), které se již projevilo a s pravděpodobností blížící se jistotě by se i nadále projevilo v podobě úmyslného neplnění přepravních smluv a úplného výpadku plateb, a tedy by vedlo k nepokrytým nákladům přepravní soustavy a nedostatku finančních prostředků. Toto riziko lze vhodným způsobem diverzifikovat pouze s participací dalších uživatelů systému.

Použití/plánování nehrazených kapacit GPE pro cenotvorbu v režimu odděleného cenového stropu pro tranzit by vedlo k problému zacyklení, kdy riziková prémie (ve WACC) spojená zejména s předmětným kreditním rizikem a odpovídající tranzitní ceny by musely být nastaveny na úroveň přiměřeně zaručující skutečnou úhradu nákladů. Příslušné náklady tedy reálně mohou pokrýt pouze ostatní uživatelé soustavy, pokud za své kapacity GPE neplatí. Na druhou stranu je také přirozené, že výnosy v budoucnu pocházející z případné faktické úhrady GPE závazků na základě právního vymáhání předmětných pohledávek budou do regulovaných cen navraceny. Obdobný mechanismus zohlednění minulých schodků nebo přebytků výnosů v regulaci již existuje ve formě korekčních faktorů a nelze ho hodnotit jako diskriminační.

Metodika referenčních cen CWD na základě reálných (a hrazených) smluvních/plánovaných kapacit je nejlepším řešením, jak reagovat na současnou situaci a jak správně diverzifikovat rizika. Je však třeba si uvědomit, že celkové nastavení regulačního rámce musí rovněž reflektovat možný budoucí vývoj toků plynu, které je za současných podmínek velmi obtížné předvídat.

Rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR (Energetický regulační věstník č. 3/2019 ze dne 27. května 2019) položilo základy pro aplikaci metodiky CWD v rámci duálního vnitrostátního/transzitního přepravního systému a v rámci duálního regulačního režimu (výnosový strop/cenový strop) odpovídajícího dvěma samostatným nákladovým základnám. Toto nákladové oddělení a odchýlení se od standardního, v EU převažujícího systému jediného výnosového stropu, bylo motivováno historickým vývojem a dominantní tranzitní rolí českého přepravního systému. Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující pak následovaly rozhodnutí dle NC TAR pouze s některými parametrickými změnami.

I přes připomínku k délce období platnosti sazeb po dobu jednoho roku, které podle NET4GAS neposkytuje dostatečný výhled výše tarifů pro zákazníky a neposkytuje přiměřenou míru dlouhodobější jistoty pro provozování přepravní soustavy, stanovuje ERÚ délku období platnosti sazeb podle tohoto rozhodnutí pouze na rok 2025, a to zejména vzhledem k existující nejistotě ohledně budoucích tranzitních toků přes Českou republiku. Období začínající rokem 2026 plánuje ERÚ již jako víceleté, čímž budou odstraněny nevýhody aktuálního rozhodnutí uvedené v připomínce. Přínosem stanovení metodiky pouze na rok 2025 je i to, že následující cenová konzultace NC TAR sjednotí období podle evropského právního předpisu s obdobím nové národní regulační periody, tudíž bude nastavení regulačního rámce a cen do budoucna vycházet ze stejných předpokladů a vstupů.

Z důvodu nejistoty ohledně tranzitních toků také ERÚ nezavádí regulační režim jednotného výnosového stropu, ve kterém by se v případě nízkého objemu tranzitních toků mohlo stát, že vnitrostátní zákazníci ponесou nepřiměřeně vysoký podíl celkových nákladů přepravní soustavy. ERÚ tak ponechává v platnosti duální režim regulace prostřednictvím výnosového stropu pro zákazníky uvnitř systému a cenového stropu pro zákazníky mezi systémy. Na rozdíl od předchozího období je však vzhledem ke změněné situaci zesílen význam režimu výnosového stropu vůči režimu cenového stropu (měřeno poměrem předpokládaných kapacit a regulovaných výnosů).

Oblast regulačního režimu a zohlednění rezervovaných, ale nehrazených kapacit ze strany GPE byla nejvíce připomínkována oblast ze strany účastníků trhu.

Na jedné straně byl ze strany NET4GAS požadován od roku 2025 přechod na jednotný režim výnosového stropu jako reakce na zánik důvodu pro existenci duálního systému (kombinace režimu výnosového a cenového stropu), kterým byly vysoké tranzitní toky přes území České republiky. Zároveň provozovatel přepravní soustavy upozorňuje na potřebu zachování současného rozsahu přepravní soustavy z důvodu stále strategické hodnoty aktiv pro bezpečnost dodávek, pro využití pro propojení plynárenské a elektrizační soustavy (tzv. sector coupling) a také pro budoucí přechod na nízkouhlíkové plyny a vodík.

Režim jednotného výnosového stropu by podle vyjádření provozovatele přepravní soustavy odstranil jeho rizika, která identifikoval. Jedná se podle názoru provozovatele přepravní soustavy o:

- riziko příliš optimistického plánu rezervovaných kapacit na výstupních hraničních bodech (190 GWh/den),

- riziko nerealizovaných výnosů alokovaných na výstupní hraniční body z důvodu aplikace 100% slevy za přepravu plynu do a ze zásobníků plynu,
- riziko nerealizovaných výnosů z důvodu uplatnění benchmarku pro stanovení cen na výstupních hraničních bodech podle čl. 6 odst. 4 NC TAR,
- riziko podhodnoceného plánu rezervovaných kapacit na výstupních bodech pro vnitrostátní přepravu.

Na druhou stranu v konzultaci zazněla připomínka od Teplárenského sdružení České republiky trvající na zachování duálního režimu, tj. zachování režimu výnosového stropu pro vnitrostátní přepravu a cenového stropu pro tranzitní přepravu, společně s požadavkem na zakonzervování části přepravních aktiv a jejich vyřazení z RAB z důvodu jejich nevyužívání. Takový postup by měl za následek snížení výnosů provozovatele přepravní soustavy a snížení cen pro zákazníky. Tento požadavek je podpořen tvrzeními, že:

- současná přepravní soustava je vybudována pro cca 13krát větší objemy, než jsou dnes předpokládány, a tím metodika zjevně umožňuje diskriminaci konečných zákazníků v ČR,
- problematickou ekonomickou situaci provozovatele přepravní soustavy nelze řešit zvyšováním cen pro domácí zákazníky, a to i z důvodu nepřilíš zodpovědného chování provozovatele přepravní soustavy v minulosti (podíl dluhu na celkových aktivech, významné investice v souvislosti s rezervacemi společnosti Gazprom),
- historické zisky provozovatele přepravní soustavy z mezinárodní přepravy nebyly sdíleny s domácími zákazníky, není tedy důvod, aby na ně byly přenášeny ekonomické problémy provozovatele přepravní soustavy způsobené poklesem mezinárodní přepravy,
- obecným východiskem metodiky stanovení referenčních cen by měla být především ochrana zájmů zákazníků v České republice,
- podle tiskové zprávy Fitch Ratings ze dne 5. ledna 2024 došlo ke zlepšení ratingu společnosti NET4GAS,
- 100% vlastníci společnosti NET4GAS (společnost ČEPS, a.s.) je státní a nedostatek finančních prostředků tedy nepřipadá v úvahu.

ERÚ po zvážení připomínek zachovává duální režim regulace, který společně se vzájemným provázáním obou režimů zajišťuje adekvátní prostředky provozovateli přepravní soustavy pro údržbu a provoz současného rozsahu přepravní soustavy. Současně toto nastavení snižuje riziko pro domácího zákazníka plynoucí z nejistoty ohledně budoucího využívání přepravní soustavy (ne/prodloužení kontraktu přes Ukrajinu končícího v roce 2024, toky plynu po ukončení války na Ukrajině, využití přepravní soustavy pro vodík). ERÚ tak svým přístupem naplňuje požadavky § 17 odst. 4 energetického zákona, podle kterého má chránit oprávněné zájmy zákazníků a spotřebitelů, stejně tak i držitelů licencí.

Návrh provozovatele přepravní soustavy na zavedení jednotného režimu výnosového stropu s výnosy stanovenými na základě nákladů celé současné přepravní infrastruktury přenáší veškerá rizika na domácího zákazníka, který by tak ručil za veškeré výnosy provozovatele přepravní soustavy při jakémkoliv úrovni rezervací tranzitních kapacit.

Zvolený duální režim a vzájemné propojení režimů výnosového a cenového stropu částečně eliminuje všechna popsána rizika v připomínce NET4GAS, protože i v případě velice nízkého zájmu o tranzitní přepravu zajistí provozovateli přepravní soustavy nezbytné prostředky pro provoz a údržbu celého rozsahu přepravní soustavy.

Návrh Teplárenského sdružení České republiky by znamenal zachování nákladů pro domácího zákazníka na úrovni z období, která předcházela válce na Ukrajině, a to by mělo v kombinaci s významným poklesem výnosů z tranzitní přepravy za následek nezajištění nezbytných prostředků pro provozovatele přepravní soustavy na údržbu a provoz aktuálního rozsahu přepravní soustavy. ERÚ si je vědom závažnosti situace i rizik souvisejících s nízkým tranzitem plynu s možnou aktuální kapacitní nadbytečností přepravní soustavy, nebude však v nejbližší době provádět kroky směřující k možnému fyzickému odstavení plynárenských přepravních aktiv ze strany provozovatele přepravní soustavy s nepředvídanými důsledky. Situaci proto řeší vhodným nastavením regulačního rámce a pravidel tak, aby ochránil i oprávněné zájmy domácích zákazníků. K tomuto řešení přistupuje ERÚ z důvodu zachování bezpečnosti a spolehlivosti soustavy nejen pro domácí zákazníky, ale i v širším středoevropském kontextu. Zároveň tak přistupuje z důvodu strategických zájmů ČR v energetice (například v oblasti propojování sektorů (sector coupling)) a rovněž tak z důvodů očekávané implementace nové evropské plynárenské směrnice a nařízení, které

jsou přijímány v souvislosti s naplňováním evropských dekarbonizačních cílů a s přechodem plynárenských soustav na bezuhlíkové plyny. Je třeba také zohlednit očekávaný nárůst poptávky po plynu v budoucích letech z důvodu připojení nových přímo připojených zákazníků, zejména plynových elektráren.

S robustní přepravní soustavou v ČR a jejím zachování do budoucna počítá i návrh Státní energetické koncepce ČR a Vodíková strategie. Ve Vodíkové strategii se např. uvádí, že Česká republika má výhodu, že může velmi rychle zahájit repurposing vybraných linií stávající plynárenské přepravní soustavy, který umožní dovoz velkého množství obnovitelného a nízkouhlíkového vodíku. Zároveň umožní tranzit vodíku např. do Německa, který může být významným zdrojem příjmů pro českou ekonomiku. Pro přepravu vodíku se plánuje využít existující plynárenská infrastruktura, kterou je možné relativně rychle a levně upravit pro přepravu vodíku. Z návrhu Státní energetické koncepce ČR vyplývají závazky České republiky zajistit průběžnou obnovu a rozvoj přepravní soustavy pro zabezpečení obousměrné přepravy plynu a pro pokrytí nárůstu dodávek plynu v souvislosti se zvyšováním spotřeby, podporovat adaptaci přepravní soustavy na změny toků plynu v EU v důsledku odklonu od dodávek z Ruské federace a odstraňování úzkých míst v infrastruktuře okolních států a také podporovat zvyšování bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu do České republiky a jejich diverzifikace z hlediska zdrojových oblastí, přepravních tras i přepravované komodity. Ke splnění uvedených závazků může dopomoci i existující přepravní infrastruktura. Ve Státní energetické koncepci ČR je také konstatováno: „Zemní plyn může ve střednědobém horizontu sehrát poměrně důležitou roli, a to zejména jako alternativa k uhlí, ale i v rámci zdrojů poskytujících zálohu variabilním zdrojům energie. ČR má robustní infrastrukturu umožňující využití zemního plynu, jak v centrálních zdrojích, tak na lokální úrovni. Důležitá je také role ČR jako tranzitní země.“

ERÚ se domnívá, že zvolená metodika sdílení nákladů/výnosů soustavy založená na tzv. CWD mechanismu je správná a není diskriminační. To dokládá i výsledek CAA testu, který je uveden v kapitole 8.4., nebo závěry analýzy ACER, který jako jeden z aspektů hodnotil právě to, zda navržená metodika není diskriminační.

8.2 Regulační režim a stanovení výnosů provozovatele přepravní soustavy

Hlavním regulačním režimem pro přepravu plynu, který by měl i v nepříznivé situaci nízkých toků zaručit úhradu nutných nákladů potřebné kritické infrastruktury, byl zvolen režim výnosového stropu. Tedy režim s existencí regulačního účtu zajišťující možnost přiměřené reakce na nejistotu spojenou zejména s budoucími toky plynu mezi systémy, která by mohla ohrozit provoz a poskytování služby přepravní soustavy a finanční stabilitu jejího provozovatele, s níž je úzce spojeno plnění povinností zajistit bezpečný, spolehlivý a hospodárný provoz, údržbu, obnovu a rozvoj přepravní soustavy. Navíc by mohla vést i k nežádoucímu odstavení částí soustavy se zvýšenými doprovodnými náklady a k omezení možnosti jejich budoucího opětovného využití v případě změn toků plynu, či za účelem přepravy nízkoe emisních plynů a naplňování cílů dekarbonizace.

Jako vedlejší regulační režim bude použit režim cenového stropu, který bude z hlediska udržení konkurenceschopnosti přepravních tras plynu a optimalizace možnosti dosažení dodatečných výnosů uplatněn přiměřeně a výhradně pro cenotvorbu u přepravy mezi systémy.

Tyto dva režimy budou tvořit společný systém regulace a budou vhodně provázány tak, aby v případě nízkých toků plynu mezi systémy byla provozovateli přepravní soustavy poskytnuta jistota přiměřených výnosů k úhradě nákladů nezbytného rozsahu kritické infrastruktury, a naopak v případě zvýšených toků plynu mezi systémy bude definovaná část výnosů regulovaná pod cenovým stropem zahrnuta do regulačního účtu.

Propojení regulačních režimů neznamená automaticky přenesení veškerých rizik souvisejících s nedostatečným zájmem o tranzitní přepravu na domácí zákazníky, jak je uvedeno v jedné z připomínek. Propojení těchto režimů bude mít dopad na domácího zákazníka pouze v případě velice nízkého objemu tranzitní přepravy, na druhou stranu může mít domácí zákazník prospěch z případného vyššího zájmu o tranzitní přepravu. Zároveň bude mít toto nastavení pozitivní dopad na domácího zákazníka v oblasti bezpečnosti dodávek.

Mezi výchozí předpoklady tvorby regulovaných výnosů pro činnost přepravy plynu na rok 2025 pro výpočet přepravních sazeb uvedených v tomto dokumentu patří:

- regulované výnosy vycházejí z plánovaných investic a odpisů, plánovaných provozních nákladů vycházejících z 3letého průměru historických nákladů a WACCu aplikovaného na majetkovou základnu RAB,
- použití regulované výnosové míry (WACC) ve výši 6,51 % v režimu výnosového stropu aplikované na příslušnou část celkové RAB soustavy,
- použití regulované výnosové míry (WACC) ve výši 9,26 % v režimu cenového stropu aplikované na příslušnou část celkové RAB soustavy.

Regulovaná výnosová míra WACC ve výši 9,26 % v sobě zahrnuje rizikovou prémii 4,25 % zohledněnou do nákladů vlastního kapitálu, která vychází ze simulace nedostatečného objemu tranzitních výnosů v případě dosažení nižších skutečně rezervovaných přeshraničních kapacit než plánovaných hodnot kapacit použitých v CWD modelu pro stanovení referenčních cen (175 GWh/den/rok). V simulaci byl zároveň zvolen objem rezervované kapacity ve výši 50 GWh/den/rok jako spodní úroveň, pro níž byl zvolen předpoklad jejího naplnění, a tedy její podkročení je považováno za nepravděpodobné. Naplnění hranice plánovaných kapacit až do výše 175 GWh/den/rok podléhá riziku nedostatečných skutečných rezervací a takovému jevu je přiřazena pravděpodobnost 25 %. Riziko uvedených nedostatečně rezervovaných kapacit je výnosově oceněno (v referenčních CWD cenách kalkulovaných bez rizikové premie ve WACC) a takto stanovený objem výnosů v riziku⁷ („revenue at risk“) je považován za základnu pro stanovení odpovídající rizikové premie zahrnuté do WACC v režimu cenového stropu.

Stanovení rizikové premie má za cíl zohlednit riziko odchylky skutečných a plánovaných tranzitních kapacit. Zvýšený WACC má vliv na ceny na výstupních hraničních bodech (s limitací použitého benchmarku podle čl. 6 odst.4 NC TAR) a nemá tak dopad na ceny pro domácí zákazníky.

8.3 Model podle čl. 8 NC TAR – určování referenčních cen metodikou podle vzdálenosti vážené kapacitou (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků

V souladu s požadavky NC TAR je v rozhodnutí obsažen výpočet referenčních cen podle modelu popsaného v čl. 8 NC TAR pro možnost porovnání se zvoleným (cílovým) modelem. Výpočet referenčních cen je založen na těchto předpokladech:

- stavebními bloky celkových výnosů za přepravu v rámci systému a přepravu mezi systémy jsou provozní náklady, odpisy a zisk;
- použití metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů 50/50 na vstupní a výstupní body;
- uplatnění 50% slevy na sazby pro podzemní zásobníky.

Za uvedených podmínek vstupy pro cenotvorbu ve zvoleném období jsou následující:

⁷ Vzhledem ke skutečnosti, že referenční ceny pro přepravu mezi systémy stanovené prostřednictvím CWD metodologie (s rizikovou premií) byly sníženy na úroveň konkurenceschopného cenového benchmarku (viz kapitola 8.4), tak se vypočtená riziková premie a výsledný WACC v plném rozsahu v těchto cenách neprojeví a zvýšená část oceněného objemového rizika (výnosů v riziku) tak zůstává k tíži provozovatele přepravní soustavy.

Tabulka 2 Vstupy pro cenotvorbu

Výnosy [mil. Kč]	2025
Celkové výnosy včetně rizikové přírážky	6 679
Celkové výnosy	6 316
Výnosy z rizikové přírážky	363

Předpokládané smluvní kapacity	
ENTRY [MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	411 234
VIP Lanžhot	0
VIP Waidhaus	0
Český Těšín	0
Zásobníky plynu (CZ)	135 112
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	9 361
CELKEM	555 707
Entry hraniční bod v rámci systému	236 566
Entry hraniční bod mezi systémy	174 668

Předpokládané smluvní kapacity	
EXIT [MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	0
VIP Lanžhot	169 868
VIP Waidhaus	0
Český Těšín	4 800
DSO+PPZ	503 620
Zásobníky plynu (CZ)	105 026
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	7 853
CELKEM	791 167

Následující Tabulka 3 uvádí orientační referenční ceny a související výnosy po vyrovnání sazeb v rámci výstupních bodů provozovatelů distribučních soustav, včetně přímo připojených uživatelů k přepravní soustavě (homogenizace dle čl. 6 odst. 4 písm. b) NC TAR), které vypadají takto:

Tabulka 3 Orientační referenční ceny a související výnosy

Referenční ceny	
ENTRY [Kč/MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	6 367,79
VIP Lanžhot	4 089,07
VIP Waidhaus	7 292,70
Český Těšín	1 239,18
Zásobníky plynu (CZ)	1 865,89
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	1 865,89
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	4 089,07

Referenční ceny	
EXIT [Kč/MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	9 557,54
VIP Lanžhot	7 118,76
VIP Waidhaus	5 405,04
Český Těšín	12 196,29
DSO+PPZ	4 267,88
Zásobníky plynu (CZ)	3 307,96
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	3 307,96
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	7 118,76
Výnosy [mil. Kč]	2025
Výnosy na vstupních bodech	2 888
Výnosy na výstupních bodech	3 791
Celkové výnosy	6 679
Výnosy pro užití v rámci systému	4 299
Výnosy pro užití mezi systémy	2 380

CAA test (čl. 5 NC TAR)	2025
Srovnávací index přidělování nákladů bez rizikové přírážky	3,5 %
Srovnávací index přidělování nákladů včetně rizikové přírážky	20,0 %

Srovnávací index přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR dosahuje v této variantě v případě výnosů bez rizikové přírážky hodnoty 3,5 % a vyhovuje tak požadavku na jeho

maximální hodnotu (10 %). V případě zahrnutí výnosů z rizikové přírážky je výše tohoto indexu 20,0 %, což přesahuje maximální hodnotu uvedenou v NC TAR. Za porovnatelné mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou ERÚ považuje výnosy bez zahrnutí rizikové přírážky vzhledem k tomu, že přírážka vyjadřuje více náklady dané rizikem toků mezi systémy, které jsou nepřiraditelné zákazníkům v rámci systému.

8.4 Cílový model

Pro účely cílového modelu jsou využity předpoklady z kapitoly 8.3 popisující model podle čl. 8 NC TAR s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků. Níže jsou uvedeny pouze dílčí změny oproti tomuto modelu.

Přestože využití modelu s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků vyhovuje testu srovnávacího indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR, bylo cílem dalšího postupu určit takové rozdělení výnosů a upravit model tak, aby byly naplněny i další cíle reflektující národní specifika.

Dalším cílem při implementaci NC TAR bylo hledání takového rozdělení výnosů, které by významně nenarušovalo cenovou kontinuitu se stávajícími cenami (tj. mezi roky 2025 a 2024), neboť zásadní změna nastavení cen by mohla mít negativní dopady na trh a zejména na jeho cenovou blízkost s německým trhem (THE). Úroveň rozdělení výnosů mezi vstupní a výstupní body zajišťující dosažení cenové kontinuity je 9,1 % vůči 90,9 %. ERÚ si je vědom relativně nízkého poměru rozdělení výnosů mezi vstupní a výstupní body ve srovnání s jinými státy EU, jak uvádí jedna z připomínek. Pro následující období začínající rokem 2026 nevyklučuje navýšení tohoto poměru.

Cílový model pracuje se slevou na sazby za rezervaci přepravní kapacity do a z podzemních zásobníků plynu ve výši 100 % z důvodu přijatých mimořádných legislativních opatření v důsledku energetické krize způsobené dopady války na Ukrajině a stanovených povinných sezónních cílů vtláčení. Stanovení slevy ve výši 100 % je v souladu s článkem 9 NC TAR. I v případě výše slevy dojde pro následující období začínající rokem 2026 k jejímu přehodnocení.

Rozdělení výnosů souvisejících s poskytnutím uvedené výše slevy je alokováno na výstupní body soustavy uživatelů v rámci systému i mezi systémy.

Celkově dochází v rámci poskytnutí 100% slevy k významné realokaci výnosů na výstupní hraniční a výstupní domácí body soustavy v celkové výši 1 226 mil. Kč, která je v cílovém modelu podle předpokládaných kapacit alokována do cen v rámci systému v objemu 863 mil. Kč a mezi systémy v objemu 363 mil. Kč.

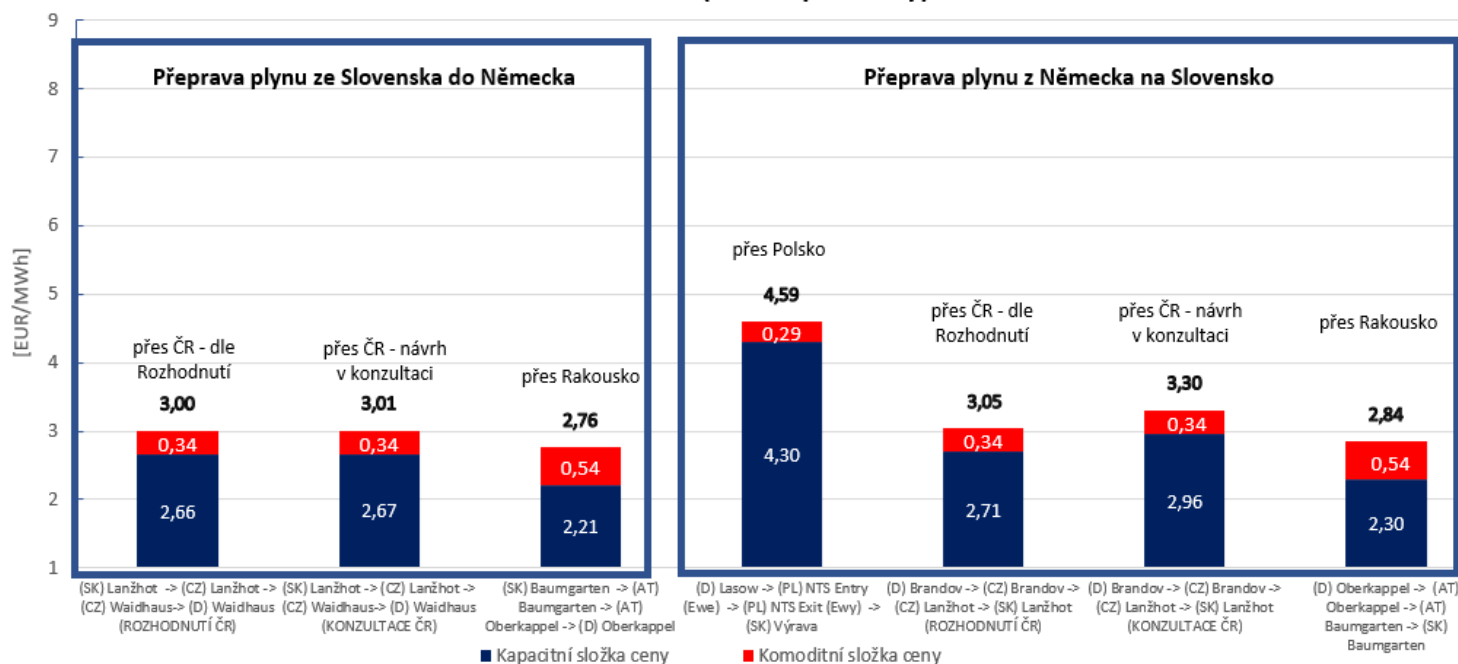
Provedené úpravy v cílovém modelu mají v porovnání s modelem uvedeným v kapitole 8.3 nepatrný dopad i na výši výnosů z rizikové přírážky.

Pro zachování konkurenceschopnosti tranzitní trasy přes území České republiky byl rovněž zohledněn vliv cenového benchmarku s okolními zeměmi a referenční ceny kalkulované na základě CWD modelu pro přepravu mezi systémy byly příslušně sníženy. V roce 2025 se očekává přeprava plynu především po přepravní trase Brandov - Lanžhot, která se bude podílet na celkových tranzitních tocích z 97 %. Jak zobrazují Graf 4 a 5, česká přepravní trasa je porovnávána s alternativními trasami pro přepravu plynu z Německa na Slovensko a v opačném směru. Za konkurenční trasy se pro tuto přepravu uvažují trasy přes Rakousko a přes Polsko. Nákladovost jednotlivých tras je vyjádřena v EUR/MWh a je založena na nejaktuálnějších informacích dostupných po zahájení konzultací metodik referenčních cen na roky 2025 a následující na Slovensku, v Polsku a v Rakousku. Ve srovnání nákladovosti přepravních tras byly zohledněny i multiplikátory aplikované na produkty kratší než roční. Na základě tohoto srovnání ERÚ přistoupil ke stanovení ceny za rezervovanou pevnou přepravní kapacitu na výstupních hraničních bodech pro rok 2025 na 6 500 Kč/MWh/rok. Tato cena společně s cenami, které souvisí s přepravou plynu z Německa na Slovensko (i v opačném směru) zajistí, že:

- pro roční kapacitní produkty dochází ke sblížení nákladovosti české přepravní trasy s trasou přes Rakousko a to především pro přepravu plynu ve směru z Německa na Slovensko,
- pro denní kapacitní produkty je přeprava plynu z Německa na Slovensko (i v opačném směru) přes Českou republiku ve srovnání s přepravou přes Rakousko nebo Polsko nejméně nákladná.

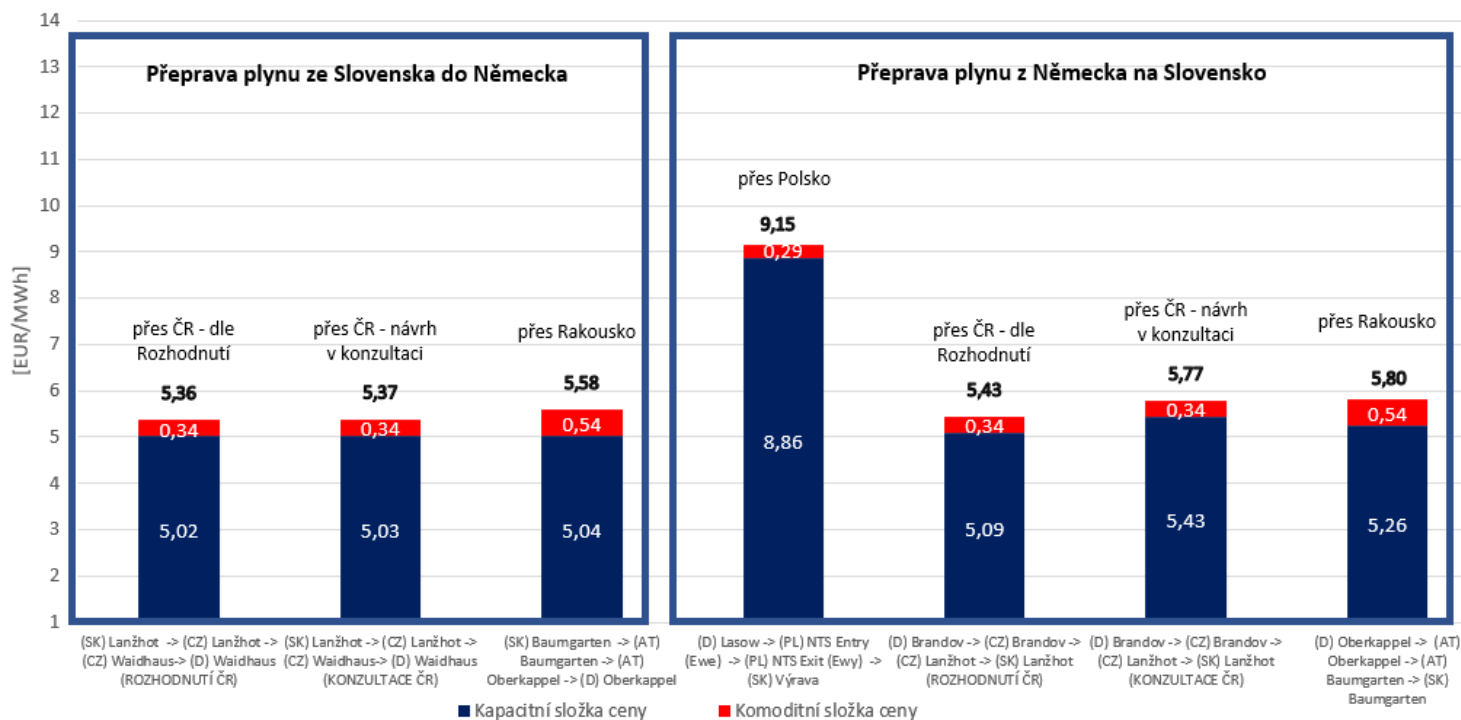
Graf 4 Srovnání přepravních tarifů s okolními zeměmi na rok 2025 – roční produkty

Náklady na přepravu plynu mezi Německem a Slovenskem přes Česko, Polsko nebo Rakousko (ROČNÍ produkty)



Graf 5 Srovnání přepravních tarifů s okolními zeměmi na rok 2025 – denní produkty

Náklady na přepravu plynu mezi Německem a Slovenskem přes Česko, Polsko nebo Rakousko (DENNÍ produkty)



V případě hraničního bodu Český Těšín došlo ve srovnání s konzultačním dokumentem ke snížení ceny na výstupním hraničním bodě především z důvodu snížení zájmu o přepravu plynu přes tento bod od počátku letošního roku.

Tabulka 4 uvádí výnosy a orientační referenční ceny cílového modelu po nastavení zvoleného poměru rozdělení vstupních a výstupních výnosů, po vyrovnání sazeb v rámci výstupních bodů provozovatelů distribučních soustav, včetně přímo připojených uživatelů k soustavě TSO (homogenizace dle čl. 6 odst. 4 písm. b) NC TAR), po aplikaci slevy na sazby za rezervaci přepravní kapacity do a z podzemních zásobníků plynu a po úpravě referenčních cen na výstupních hraničních bodech na základě srovnání okolních tras podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR.

Tabulka 4 Výnosy a orientační referenční ceny cílového modelu

Výnosy [mil. Kč]	2025
Celkové výnosy včetně rizikové přírážky	6 660
Celkové výnosy	6 316
Výnosy z rizikové přírážky	344

Referenční ceny	
ENTRY [Kč/MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	1 158,94
VIP Lanžhot	744,21
VIP Waidhaus	1 327,27
Český Těšín	225,53
Zásobníky plynu (CZ)	0
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	744,21

Referenční ceny		
EXIT [Kč/MWh/den/rok]	2025	2025 Benchmark
VIP Brandov	15 637,02	6 500,00
VIP Lanžhot	11 646,94	6 500,00
VIP Waidhaus	8 843,14	6 500,00
Český Těšín	19 954,25	6 500,00
DSO+PPZ	8 159,92	
Zásobníky plynu (CZ)	0	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	6 500,00	

Výnosy [mil. Kč]	2025
Výnosy na vstupních bodech	477
Výnosy na výstupních bodech včetně rizikové příirážky	6 183
Celkové výnosy včetně rizikové příirážky	6 660
Výnosy pro užití v rámci systému	4 384
Výnosy pro užití mezi systémy včetně rizikové příirážky	2 276

CAA test (čl. 5 NC TAR)	2025
Srovnávací index přidělování nákladů bez rizikové příirážky	2,7 %
Srovnávací index přidělování nákladů včetně rizikové příirážky	13,7 %
Srovnávací index přidělování nákladů se zohledněním úprav cen podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR (benchmark)	39,0 %

Srovnávací index přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR se pohybuje v této variantě před použitím úpravy referenčních cen podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR v případě výnosů bez rizikové příirážky ve výši 2,7 % a vyhovuje tak požadavku na jeho maximální hodnotu (10 %). V případě zahrnutí výnosů z rizikové příirážky je výše tohoto indexu 13,7 %, což přesahuje maximální hodnotu uvedenou v NC TAR. V případě zahrnutí cenového benchmarku podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR je výše tohoto indexu 39,0 %. Za porovnatelné mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou ERÚ považuje výnosy bez zahrnutí rizikové příirážky i bez zohlednění benchmarkových cen vzhledem k tomu, že příirážka vyjadřuje vícenáklady dané rizikem toků mezi systémy, které jsou nepřiraditelné zákazníkům v rámci systému, a cenový benchmark je druhotná úprava výše tarifů bez přenášení nákladů mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou cílicí na udržení konkurenceschopnosti české přepravní trasy.

8.5 Regulační účet a jeho narovnávání

V rámci regulačního účtu a jeho narovnávání je řešena pouze kapacitní část výnosů. Narovnání rozdílů spojených s poplatkem za průtok plynu je popsáno v kapitole 11.4.

8.6 Odůvodnění souladu navrhovaného způsobu implementace s požadavky čl. 7 NC TAR

Zvolené principy cenotvorby ve sledovaném období roku 2025 a popsané v předchozích částech tohoto dokumentu přináší tyto výhody:

- /// sazby jsou nákladově orientované;
- /// sazby vycházejí ze stavu dostupných informací v aktuální situaci, s uvážením míry nejistoty ohledně budoucích toků plynu v Evropě s dopadem na toky přes ČR;
- /// nedochází ke křížovým dotacím mezi uživateli soustavy v rámci systému a uživateli mezi systémy;
- /// je zachována přiměřená cenová kontinuita s rokem 2024 včetně sazeb u zásobníků plynu, u nichž je podle čl. 9 odst. 1 NC TAR zachována 100% sleva;

- ceny vyhovují cenovému benchmarku se sousedícími tranzitními trasami a netvoří bariéru přeshraničního obchodu.

8.7 Důvody odmítnutí ostatních metodologií

ERÚ v maximální možné míře usiluje o kontinuitu aplikace CWD metodologie při stanovení referenčních cen a nevolí tak žádné alternativní metodologie, včetně např. uplatnění poštovní známky, ani přílišná zjednodušení samotných principů CWD metodologie.

8.8 Srovnání navržené metodiky (cílový model) s metodikou popsanou v čl. 8 NC TAR

V kapitole 8.4 k cílovému modelu jsou popsány jeho odlišnosti od metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity, která je popsána v čl. 8 NC TAR.

Tabulka 5 Srovnání orientačních referenčních cen cílového modelu a metodiky popsané v čl. 8 NC TAR

Orientační referenční ceny			
ENTRY [Kč/MWh/den/rok]	Metodika čl. 8 NC TAR	Cílový model	Rozdíl
VIP Brandov	6 367,79	1 158,94	-5 208,86
VIP Lanžhot	4 089,07	744,21	-3 344,86
VIP Waidhaus	7 292,70	1 327,27	-5 965,43
Český Těšín	1 239,18	225,53	-1 013,65
Zásobníky plynu (CZ)	1 865,89	0,00	-1 865,89
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	1 865,89	0,00	-1 865,89
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	4 089,07	744,21	-3 344,86
EXIT [Kč/MWh/den/rok]	Metodika čl. 8 NC TAR	Cílový model	Rozdíl
VIP Brandov	9 557,54	6 500,00	-3 057,54
VIP Lanžhot	7 118,76	6 500,00	-618,76
VIP Waidhaus	5 405,04	6 500,00	1 094,96
Český Těšín	12 196,29	6 500,00	- 5 696,29
DSO + PPZ	4 267,88	8 159,92	3 892,04
Zásobník plynu (CZ)	3 307,96	0,00	-3 307,96
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	3 307,96	0,00	-3 307,96
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití	7 118,76	6 500,00	-618,76

9 ORIENTAČNÍ INFORMACE O POLOŽKÁCH UVEDENÝCH V ČL. 30 ODS. 1 PÍSM. A) NC TAR

Zvolené parametry tlaků a dalších vstupních hodnot aplikovaných v přepravní soustavě na jejich jednotlivých předávacích bodech odpovídají požadavku na zajištění bezpečného, hospodárného a spolehlivého provozování přepravní soustavy. Zároveň umožňují dodržet předávací tlaky a objemy, které jsou stanoveny v propojovacích dohodách s ostatními provozovateli přepravních soustav, provozovateli distribučních soustav, provozovateli zásobníků plynu a přímo připojenými zákazníky. Z historických důvodů tato konfigurace odpovídá požadavkům na zajištění spolehlivých dodávek nejen v ČR, ale také v okolních státech.

Pro výpočet referenčních cen dle metodiky CWD ERÚ určil:

- ! lokality vstupních a výstupních bodů přepravní soustavy (viz kapitola 9.1),
- ! vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy (viz kapitola 9.2),
- ! předpokládané smluvní kapacity na vstupních a výstupních bodech (viz kapitola 9.3),
- ! předpokládané toky přes vstupní a výstupní body (viz kapitola 9.4).

Základní parametry a vzorce pro výpočet referenčních cen dle metodiky CWD jsou popsány v čl. 8 NC TAR.

9.1 Lokality vstupních a výstupních bodů

Přesné určení fyzické lokality každého vstupního a výstupního bodu přepravní soustavy je nezbytným předpokladem pro výpočet vzdáleností mezi těmito body. Na základě diskuzí v pracovní skupině, ERÚ vytvořil postup určení fyzické lokality pro každý ze čtyř typů vstupních a výstupních bodů:

- ! pro virtuální propojovací body,
- ! pro propojovací body,
- ! pro předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky,
- ! pro body zásobníků plynu.

Virtuální propojovací body

V souladu s čl. 19 NC CAM jsou zřízeny VIP. Nabízení kapacit a stanovení jim odpovídajících tarifů bude probíhat přímo na těchto virtuálních propojovacích bodech.

Virtuální vstupní hraniční bod Brandov tvoří následující vstupní fyzické hraniční body:

- ! Hora Svaté Kateřiny - Sayda;
- ! Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II;
- ! BRANDOV – OPAL;
- ! BRANDOV – EUGAL.

Virtuální výstupní hraniční bod Brandov tvoří následující výstupní fyzické hraniční body:

- ! Hora Svaté Kateřiny;
- ! BRANDOV – STEGAL;
- ! BRANDOV – OPAL;
- ! BRANDOV – EUGAL.

V důsledku změn v tocích plynu z německé přepravní soustavy do České republiky plánuje provozovatel německé přepravní soustavy GASCADE v průběhu roku 2024 ukončit komerční provoz hraniční předávací stanice Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II. Fyzické propojení mezi přepravními soustavami by zůstalo zachováno pro využití v případě potřeby. Téma je v současné době předmětem navazujících diskuzí mezi provozovateli přepravních soustav.

Fyzická lokalita VIP Brandov pro účely výpočtu vzdáleností je stanovena ve fyzickém bodě Brandov EUGAL, který je totožný s body Brandov OPAL, Brandov STEGAL a Hora Svaté Kateřiny, protože většina předpokládané smluvní kapacity je plánována na těchto bodech.

Virtuální hraniční bod Waidhaus je tvořen vstupním a výstupním hraničním bodem Waidhaus. Fyzická lokalita VIP Waidhaus pro účely výpočtu vzdáleností byla určena v bodě Waidhaus, protože se jedná o totožný bod.

Virtuální hraniční bod Lanžhot pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá skutečné fyzické lokalitě tohoto bodu.

Tabulka 6 Lokalita virtuálních propojovacích bodů

Fyzická lokalita VIP bodu		Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
VIP Brandov	fyzická lokalita IP Brandov – OPAL, IP Brandov – STEGAL, IP EUGAL	50.6435828°	13.3735456°
VIP Waidhaus	fyzická lokalita IP Waidhaus	49.6542775°	12.5260328°
VIP Lanžhot	fyzická lokalita IP Lanžhot	48.7171206°	17.0114119°

Propojovací body

Fyzická lokalita propojovacího bodu Český Těšín pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá skutečné fyzické lokalitě tohoto bodu.

Tabulka 7 Lokalita propojovacích bodů

Fyzická lokalita propojovacích bodů	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Český Těšín	49.774454790354°	18.605118759951°

Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

Vzhledem k velkému počtu předávacích stanic mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovateli distribučních soustav ERÚ stanovil, že dojde ke zjednodušení a redukci těchto bodů z několika desítek na osm bodů tak, aby v každé regionální zóně, ve které historicky působily distribuční společnosti, byl právě jeden virtuální bod. V rámci zjednodušení se předpokládá, že fyzická lokalita přímo připojených zákazníků k přepravní soustavě v dané zóně odpovídá lokalitě příslušného virtuálního bodu určeného výpočtem.

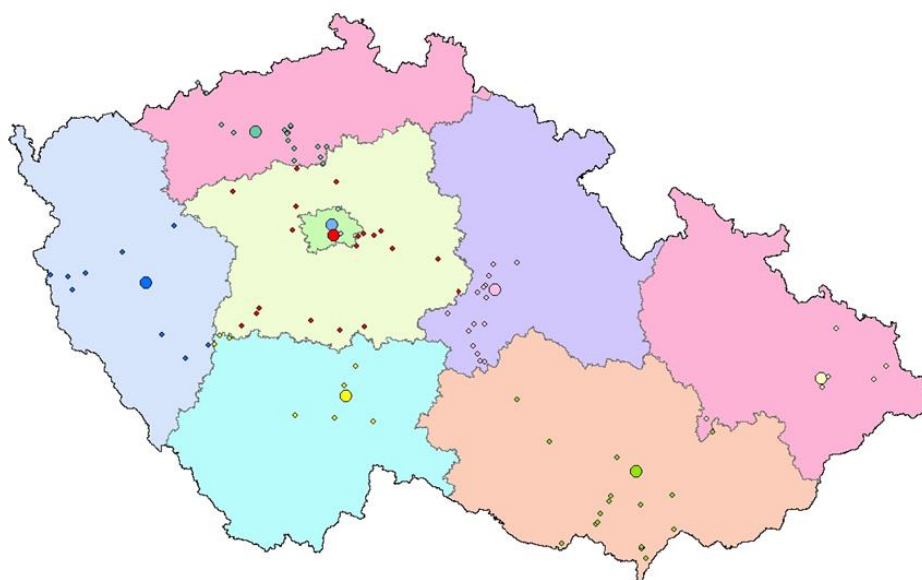
Technické kapacity jednotlivých předávacích stanic vychází z dokumentace provozovatele přepravní soustavy a z platných propojovacích dohod uzavřených mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem dané distribuční soustavy. Případná existující technická omezení, např. pro sčítání technických kapacit, byla zohledněna.

Seskupení vstupních a výstupních bodů je umožněno ustanovením čl. 8 odst. 1 písm. c) NC TAR. Souřadnice virtuálního bodu jsou stanoveny prostřednictvím agregace souřadnic předávacích stanic v každé zóně zvlášť vážených dle technické kapacity. Výsledné souřadnice jsou neměnné v čase a umožňují předvídatelnost výše sazeb.

Na základě výpočtu stanovil ERÚ pro účely výpočtu vzdáleností výslednou fyzickou lokalitu virtualizovaných předávacích míst mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky následovně:

Tabulka 8 Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ

Zóna	Lokalita virtuálního bodu	
	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Pražská plynárenská Distribuce	50.0870389°	14.4848375°
EG.D	49.3144286°	14.7444608°
GasNet SZČ, centrální zóna	50.0072292°	14.5626833°
GasNet SZČ, západní zóna	49.6970836°	13.2288914°
GasNet SZČ, severní zóna	50.4607422°	13.8450022°
GasNet, VČ	49.8854014°	15.7057061°
GasNet, JM	49.1217308°	16.8554186°
GasNet, SM	49.6531936°	18.0720167°

Obrázek 1 Lokalita fyzických bodů mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky v distribučních zónách a virtuálních bodů

Body zásobníků plynu

Lokality fyzických bodů podzemních zásobníků plynu, jejichž lokalita odpovídá osmi zásobníkům připojeným na přepravní soustavu, byly agregovány do jednoho virtuálního bodu. ERÚ stanovil, že souřadnice agregovaného virtuálního bodu budou vytvořeny ve dvou krocích.

- V prvním kroku byly vytvořeny souřadnice vstupního bodu a výstupního bodu na základě agregace souřadnic jednotlivých lokalit fyzických bodů zásobníků plynu vážených jejich maximální denní těžební/vtláčecí kapacitou. Protože se maximální denní kapacita pro těžbu a vtláčení liší, vznikly takto rozdílné souřadnice pro vstupní virtuální bod zásobníků a pro výstupní virtuální bod zásobníků.
- Ve druhém kroku byl použit prostý průměr těchto dvou souřadnic, aby byly nalezeny souřadnice jednoho agregovaného virtuálního bodu zásobníků plynu.

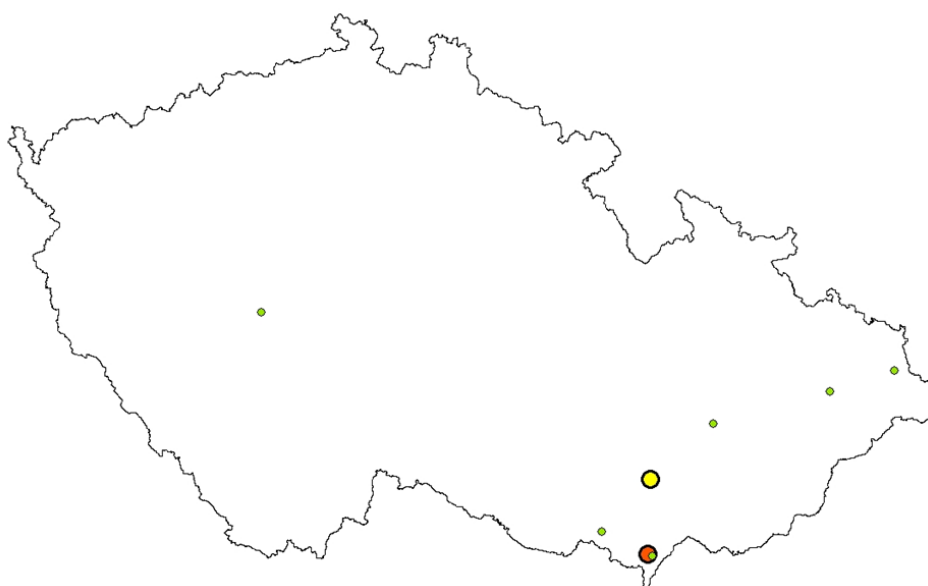
Lokalita fyzického bodu podzemního přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice odpovídá jeho skutečné lokalitě na území České republiky. V rozsahu přepravní služby pro využití tohoto zásobníku k potřebám domácího trhu bude tento zásobník agregován do virtuálního bodu zásobníku plynu a za přepravu plynu bude účtována cena zohledňující slevu podle článku 9 odst. 1 NC TAR. V rozsahu služby přeshraničního využití zásobníku plynu a přímého napojení do přepravních soustav dvou provozovatelů (NET4GAS a eustream, a.s.), kdy bude jeho prostřednictvím umožněno předání plynu mezi plynárenskými soustavami obou států, je vytvořen konkurenční bod k IP Lanžhot, na cenu za přeshraniční využití

zásobníku se nevztahuje sleva podle článku 9 odst. 1 NC TAR a cena za tuto službu je stanovena na úrovni konkurenčního bodu IP Lanžhot. Na cenu za přeshraniční využití zásobníku je aplikován denní multiplikátor uvedený v bodě 14.1.

Tabulka 9 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu a přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice

Lokalita agregovaného VIP bodu a přeshraničního zásobníku plynu	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu	49.1191736°	16.9028289°
Lokalita zásobníku plynu Dolní Bojanovice	48.7762939°	16.9381208°

Obrázek 2 Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu



9.2 Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body

Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy jsou jedním ze základních vstupů při uplatnění metodiky CWD. Jejich výpočet úzce souvisí s určením lokalit v kapitole 9.1.

V souladu s požadavkem čl. 8 odst. 1. písm. c) NC TAR byly brány v úvahu nejkratší vzdálenosti tras plynovodu mezi vstupním bodem nebo seskupením vstupních bodů a výstupním bodem nebo seskupením výstupních bodů. Pro výpočet matice vzdáleností byly nejdříve určeny možné směry toku plynu v soustavě, které jsou v soustavě možné při zohlednění technických parametrů soustavy a které znázorňuje Obrázek 3.

Pro každý vstupní bod E_n a každý výstupní bod E_x existuje právě jedna fyzická lokalita, která je přesně definována v kapitole 9.1. Pro lokality bodů, které se nacházejí přímo na trase plynovodu přepravní soustavy, je výpočet vzdálenosti určen jako vzdálenost trasy plynovodu (nejkratší cesta, která je možná při zohlednění technických omezení). Pro lokality virtuálních bodů, které se nacházejí mimo trasu plynovodu, ERÚ stanovil postup pro výpočet této vzdálenosti. Postup bere v úvahu:

- vzdálenost vzdušnou čarou od virtuálního vstupního bodu k předávací stanici, která je nejbližší tomuto bodu,
- vzdálenost podél potrubí k výstupnímu bodu (resp. předávací stanici, která je nejbližší výstupnímu virtuálnímu bodu),
- vzdálenost vzdušnou čarou od předávací stanice do výstupního virtuálního bodu.

Přehled všech vzdáleností uvádí Tabulka 10.

Tabulka 10 Matice vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy

Vzdálenosti (km)		En1	En2	En3	En4	En5 (S1)	En6 (S2)
		VIP Brandov	VIP Lanžhot	VIP Waidhaus	Český Těšín	PZP	PZP Dolní Bojanovice
Ex1	VIP Brandov	0	380,5	170	0	409	378
Ex2	VIP Lanžhot	380,5	0	400,5	0	88	9,8
Ex3	VIP Waidhaus	170	400,5	0	0	403	378,5
Ex4	Český Těšín	595	228	596	0	310	218
Ex5	PPD agregace	162	270	287	0	273,5	259,5
Ex6	GasNet SZČ, centrální zóna, agregace	161	269	286	0	272,5	258,5
Ex7	EG.D agregace	240	236,5	190	0	230	217
Ex8	GasNet SZČ, západní zóna, agregace	142,5	447,5	66,5	61 ⁸	378	365
Ex9	GasNet SZČ, severní zóna, agregace	59	340	195,5	0	344,5	332,5
Ex10	GasNet VČ agregace	245,5	200,5	473,5	0	204,5	192
Ex11	GasNet JM agregace	387,5	83,5	388,5	0	4,5	74,5
Ex12	GasNet SM agregace	535	168	536	0	250	158
Ex13 (S1)	PZP	409	88	403	0	0	79
Ex14 (S2)	PZP Dolní Bojanovice	378	9,8	378,5	0	78	0

9.3 Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech

Dalším nákladovým faktorem, vstupujícím do výpočtu výsledných tarifů v rámci metodiky určování referenčních cen podle čl. 8 NC TAR, jsou předpokládané smluvní kapacity na vstupních a výstupních bodech. Technické kapacity ve vstupních a výstupních bodech neovlivňují výsledné referenční ceny, a proto je v souladu s čl. 4 odst. 1 písm. a) NC TAR použita pouze předpokládaná smluvní kapacita.

Předpokládané smluvní kapacity jsou odvozeny na základě scénáře očekávaných toků. Kapacity pro vnitrostátní přepravu jsou predikovány na základě normálního odběru České republiky a historických průběhů vtláčení a těžby zásobníků plynu.

Pro výpočet ročních hodnot ERÚ vytvořil postup pro každý z těchto typů bodů:

- pro virtuální propojovací body a propojovací body,

⁸ Přestože není v přepravní soustavě možná fyzická přeprava plynu ve směru ze vstupního bodu Český Těšín do výstupního bodu GasNet SM agregace, je tato vzdálenost do matice doplněna pro stanovení ceny za rezervovanou kapacitu na vstupním bodě Český Těšín pro naplnění povinnosti stanovené v čl. 32 odst. 2, věta druhá NC CAM: „v propojovacích bodech s jednosměrným tokem, v nichž je pevná kapacita nabízena pouze v jednom směru, nabízejí provozovatelé přepravní soustavy v opačném směru alespoň denní produkt pro přerušitelnou kapacitu“.

- pro předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky,
- pro body zásobníků plynu na území ČR,
- pro přeshraniční zásobník plynu.

Roční hodnoty předpokládané smluvní kapacity vycházejí z využití kapacit v průběhu daného kalendářního roku, zahrnují tedy i výši navrhovaných multiplikátorů, zohledňují stávající smlouvy, historickou situaci a prognózovaný vývoj a představují součet kapacity vztahující se k vnitrostátní přepravě a k mezinárodní přepravě, pokud je to pro daný bod relevantní.

Virtuální propojovací body a propojovací body

Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních hraničních bodech odpovídá součtu kapacit vycházejících z očekávané spotřeby České republiky a tranzitních kapacit. Předpokládané smluvní kapacity na výstupních hraničních bodech uvedené v konzultačním dokumentu (190 GWh/den/rok) vycházely z předpokladu, že od roku 2025 budou vzhledem ke končícímu dlouhodobému kontraktu na přepravu plynu z Ruska přes Ukrajinu zastaveny nebo významně sníženy toky plynu do Evropy z tohoto směru a že budou nahrazeny přepravou plynu přes Českou republiku pro možné zásobování plynem Slovenska, Maďarska a Rakouska.

Na základě posledního vývoje (1-5/24) rezervací kapacit na výstupních hraničních bodech spojeného se stále se snižující spotřebou plynu v Evropě a s narůstajícím zásobováním regionu střední a východní Evropy z jižního směru, je stanovena předpokládaná kapacita na výstupních hraničních bodech na rok 2025 ve výši 175 GWh/den.

Stanovená hodnota předpokládané smluvní kapacity na výstupních hraničních bodech je zatížena určitým rizikem plynoucím z nejistot ohledně toků plynu v roce 2025 především v regionu střední a východní Evropy. Na toto riziko upozorňuje ve svých připomínkách NET4GAS. ERÚ si je vědom tohoto rizika i situace ohledně skutečné/očekávané výše rezervací na výstupních hraničních bodech v roce 2023/2024, a proto rozhodl o provázanosti regulačních režimů popsané v kapitole 8.2, která toto riziko dokáže částečně eliminovat.

Tabulka 11 Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech

Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech [MWh/den/rok]	Vstupní hraniční body	Výstupní hraniční body
VIP Brandov	411 234	0
VIP Lanžhot	0	169 868
VIP Waidhaus	0	0
Český Těšín	0	4 800

Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

Předpokládaná smluvní kapacita na předávacích bodech mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami je určena jako součet předpokládaných smluvních kapacit v jednotlivých zónách pro:

- předpokládané smluvní kapacity mezi přepravní soustavou a distribuční soustavou,
- předpokládané smluvní kapacity mezi přepravní soustavou a přímo připojenými zákazníky.

Vzhledem k tomu, že přímo připojení zákazníci se nacházejí vždy v jedné z osmi distribučních zón, ve kterých historicky působily distribuční společnosti, jsou jejich předpokládané smluvní kapacity přičítány k předpokládané smluvní kapacitě dané zóny. Součet předpokládaných smluvních kapacit všech osmi zón znázorňuje Tabulka 12 a Graf 5. Tato hodnota vychází z tříletého průměru maximální denní spotřeby všech osmi distribučních zón vstupujících do matice vzdáleností výpočtů v CWD metodice v m³ a z předpokládaných smluvních kapacit přímo připojených zákazníků. Předpokládané smluvní kapacity přímo připojených zákazníků vychází z plánovaných hodnot na rok 2024.

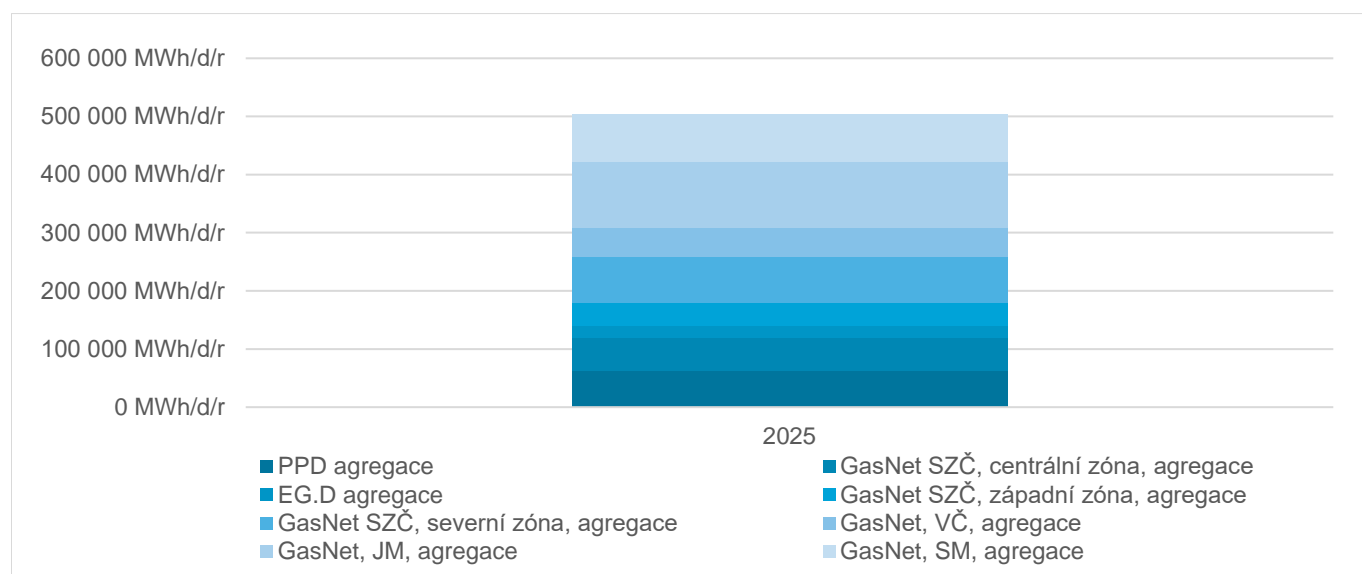
NET4GAS ve svých připomínkách požaduje zvýšení předpokládané smluvní kapacity mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami na cca trojnásobek s odkazem na uzavřené propojovací/připojovací

smlouvy. Vzhledem k tomu, že se mezi přepravní soustavou a distribuční soustavou neuzavírají smlouvy o přepravě obsahující rezervovanou kapacitu, je ERÚ stále toho názoru, že hodnota maximální denní spotřeby nejlépe odpovídá charakteru smluv uzavíraných na ostatních bodech přepravní soustavy obsahujících rezervovanou kapacitu, jelikož by při rezervaci těchto kapacit provozovatelé distribučních soustav rezervovali kapacity ve skutečně potřebné výši. Obdobnou analogii lze spatřit v rezervované kapacitě oproti technické kapacitě na hraničních bodech.

Tabulka 12 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky [MWh/den/rok]	503 620
---	---------

Graf 5 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky



Body zásobníků plynu

Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu na území České republiky je agregována za všechny zásobníky a určena s ohledem na očekávané využití kapacit včetně převažujících krátkodobých rezervací a vychází z průměru reálného ročního užití kapacit zásobníků za období 2020-2022.

Předpokládaná smluvní kapacita přeshraničního zásobníku Dolní Bojanovice je určena s ohledem na průměrné využití kapacit agregovaných zásobníků plynu na území České republiky za poslední tři roky (2020-2022) včetně převažujících krátkodobých rezervací s poloviční vahou zohledňující přeshraniční působení zásobníku.

Tabulka 13 Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu

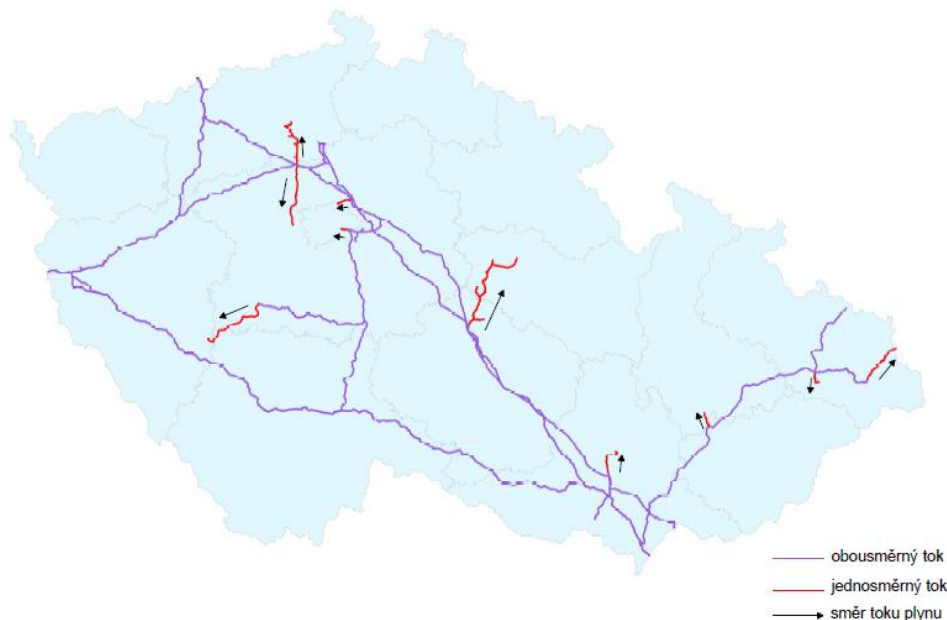
Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu [MWh/den/rok]	Vstupní body	Výstupní body
Zásobníky plynu (CZ)	135 112	105 026
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	9 361	7 853

9.4 Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body

Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body je základem pro stanovení přepravních sazeb založených na komoditě. Technicky možné směry průtoku plynu znázorňuje Obrázek 3. Na všech vstupních a výstupních přeshraničních bodech je možný obousměrný tok plynu, s výjimkou bodu Český

Těšín, kde je možný pouze výstup z přepravní soustavy. Virtuální předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky umožňují pouze výstup z přepravní soustavy. Do roku 2025 se nepředpokládá nutnost instalace reverzního toku na předávacích stanicích mezi distribuční a přepravní soustavou v důsledku růstu výroby biometanu připojené do distribuční sítě v České republice. Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu umožňuje vstup i výstup do/z přepravní soustavy.

Obrázek 3 Možné směry toku plynu



Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech

Předpokládané toky vycházejí z předpokládaných rezervovaných kapacit na jednotlivých vstupních a výstupních bodech a z očekávané domácí spotřeby.

U stanovení předpokládaných toků pro domácí spotřebu a pro zásobníky plynu lze vycházet ze stabilního využití zásobníků plynu a z očekávaného vývoje poptávky po plynu pro Českou republiku v roce 2025. Stanovení předpokládaných toků přes výstupní hraniční body je, vzhledem k závislosti na mnoha vnějších proměnných, mnohem složitější (konkurence různých zdrojů plynu v EU, geopolitické dopady války na Ukrajině, počasí atd.).

Výsledné předpokládané toky na vstupních bodech pro rok 2025 znázorňuje Tabulka 14, ze které je zřejmá dominantní role bodu VIP Brandov, který se podílí na dovozu plynu do ČR v objemu 100 %. Mezi výstupními body přepravní soustavy dominuje domácí bod představující domácí spotřebu plynu a hraniční bod Lanžhot, přes který je realizovaná téměř veškerá přeprava plynu mezi systémy.

Tabulka 14 Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech

Předpokládané toky na bodech [TWh]	Vstupní body	Výstupní body
Spotřeba ČR	0	77,5
PZP	27	27
VIP Brandov	139,9	0
VIP Lanžhot	0	60,6
VIP Waidhaus	0	0
Český Těšín	0	1,8

9.5 Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti

Obrázek 4 Struktura přepravní soustavy



10 INFORMACE UVEŘEJŇOVANÉ NA ZÁKLADĚ ČL. 26 ODS. 1 PÍSM. A) BOD V) NC TAR

Čl. 7 NC TAR a čl. 13 Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 715/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám a o zrušení nařízení (ES) č. 1775/2005 stanovují elementární požadavky na tarify spojené s přístupem k přepravní soustavě. ERÚ dospěl k závěru, že tyto požadavky musí být naplněny při současném zohlednění národní specifičnosti.

ERÚ je přesvědčen, že navržený model respektuje výše uvedenou specifičnost a respektuje legislativní požadavky. V konečném důsledku zajišťuje spravedlivé rozdělení nákladů mezi různé uživatele soustavy. Použitá metodika zohledňuje všechny klíčové alokační faktory stejně jako vzdálenosti mezi relevantními body a kapacity na těchto bodech. Jedná se o komplexní model, který:

- /// minimalizuje možnost dramatické změny tarifních poplatků na dotčených propojovacích bodech v případě absence dlouhodobé rezervace přepravních kapacit,
- /// podporuje efektivní využívání přepravní soustavy,
- /// předchází křížovým dotacím mezi uživateli soustavy,
- /// podporuje přeshraniční obchod.

11 PŘEPRAVNÍ SAZBY ZALOŽENÉ NA KOMODITÁCH (POPLATEK NA ZÁKLADĚ PRŮTOKU)

11.1 Způsob stanovení poplatku na základě průtoku

Pro výběr nákladů spojených s provozem kompresních a předávacích stanic je v České republice dlouhodobě využívána alokace nákladů na komoditní složku ceny na výstupních bodech přepravní soustavy. Návrh na rok 2025 zachovává výběr těchto nákladů v rámci komoditní složky ceny na výstupních bodech přepravní soustavy.

Poplatek za průtok zahrnuje následující složky:

- ! náklady na pořízení plynu a elektřiny na pohon na kompresních a předávacích stanicích,
- ! náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v soustavě,
- ! daně a náklady na emisní povolenky.

Množství plynu a elektřiny pro pohon kompresních a předávacích stanic je odvozeno od plánovaného množství energie přepraveného soustavou na základě hydraulické simulace. Plánované množství ztrát pro regulovaný rok se stanoví jako klouzavý aritmetický průměr pětileté řady vykázaných skutečných hodnot ztrát v přepravní soustavě.

Tato složka ceny je nezávislá na ostatních kapitálových a provozních nákladech na přepravu plynu, které jsou alokovány do pevné složky ceny za rezervovanou kapacitu. V praxi je tedy tato složka nezávislá na nákladech, odpisech a zisku spojených s vlastní technologií.

Pro výstupní hraniční body bude cena stanovena jako koeficient násobený indexem operátora trhu pro daný den přepravy. Výsledná denní cena v EUR/MWh se převádí na Kč/MWh denním kurzem vyhlášeným ČNB v aktuálním plynárenském dni.

Pro výstupní bod do virtuálního zásobníku plynu, zákazníky přímo připojené k přepravní soustavě a výstupní bod přes souhrn předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou, bude cena stanovena pro daný rok v Kč/MWh.

Poplatek na základě průtoku byl stanoven aplikací čl. 4 odst. 3 písm. a) bodu ii) NC TAR na základě předpokládaných toků.

Alokace komoditních nákladů na vstupní a výstupní body je určena v poměru 0/100, což je v souladu s dosavadní praxí v České republice, kdy komoditní složka tarifu byla stanovena pouze na výstupních bodech a na vstupních bodech byla ve výši 0.

11.2 Podíl povolených nebo cílových výnosů, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt

Výnosy z přepravních služeb se v České republice skládají z oddělené kapacitní a komoditní části. Kapacitní část výnosů z přepravních služeb je založena na povolených a cílových výnosech. Komoditní část výnosů z přepravních služeb je tvořena výnosy z přepravních sazeb založených na komoditách. Z důvodu oddělení těchto výnosů není určen podíl povoleného nebo cílového výnosu, který má být sazbami založenými na komoditách pokryt.

11.3 Orientační přepravní sazby založené na komoditách

Orientační výše poplatku za průtok se na výstupních hraničních bodech stanoví jako koeficient pro výpočet množství energie plynu a elektřiny pro pohon kompresních a předávacích stanic přepravní soustavy násobený cenou komodity. Předpokládanou výši koeficientu uvádí Tabulka 15.

Orientační výše jednotlivých poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému je stanovena v Kč/MWh. Předpokládanou výši poplatků uvádí Tabulka 16. Jedná se o předpoklad založený na aktuálních cenách plynu a elektřiny, který bude aktualizován v průběhu roku 2024.

Tabulka 15 Orientační výše poplatku za průtok na výstupních hraničních bodech

Sazby založené na komoditě [koef x C _{OTE} */MWh]	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy - koef	0,0014

* C_{OTE} je index krátkodobého trhu s plynem

Tabulka 16 Orientační výše poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému

Sazby založené na komoditě [Kč/MWh]	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO a PPZ)	1,71
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	1,71

11.4 Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok

Pro zajištění nákladové neutrality variabilní složky ceny pro provozovatele přepravní soustavy bude existovat mechanismus, který bude založen na standardní roční korekci aplikované na všechny body s poplatkem za průtok.

11.5 Srovnávací index přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě

Podle čl. 5 odst. 1 písm. b) bod i) NC TAR byly pro posuzování přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě využity hodnoty plánovaného přepraveného množství plynu. Vzhledem k tomu, že jsou sazby založené na komoditě stanoveny ve stejné výši na všech výstupních bodech a jediným nákladovým faktorem je přepravené množství plynu, je index přidělování nákladů 0 %.

12 ROZDÍL V ÚROVNI PŘEPRAVNÍCH SAZEB V AKTUÁLNÍM OBDOBÍ A V OBDOBÍ, KTERÉHO SE KONZULTOVANÝ NÁVRH TÝKÁ

Rozdíl v úrovni přepravních sazeb za stejný druh přepravní služby platných v aktuálním období platnosti sazeb a v období platnosti sazeb, pro které se daná informace zveřejňuje, uvádí Tabulka 17.

Tabulka 17 Rozdíl v úrovni přepravních sazeb

Orientační referenční ceny			
ENTRY [Kč/MWh/den/rok]	2024	2025	Rozdíl
VIP Brandov	1 054,24	1 158,94	10 %
Lanžhot	632,35	744,21	18 %
VIP Waidhaus	1 124,28	1 327,27	18 %
Český Těšín	280,39	225,53	-20 %
Zásobníky plynu (CZ)	0,00	0,00	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)		0,00	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití		744,21	

EXIT [Kč/MWh/den/rok]	2024	2025	Rozdíl
VIP Brandov	7 210,38	6 500,00	-10 %
Lanžhot	6 714,53	6 500,00	-3 %
VIP Waidhaus	3 694,01	6 500,00	76 %
Český Těšín	10 208,39	6 500,00	-36 %
DSO + PPZ	7 894,44	8 159,92	3 %
Zásobníky plynu (CZ)	0,00	0,00	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)		0,00	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK) přeshraniční využití		6 500,00	

Poplatek na základě průtoku			
EXIT [Kč/MWh]	2024	2025	Rozdíl
Výstupní hraniční bod	0,0058 x C _{OTE} *	0,0014 x C _{OTE} *	-76 %
Výstupní bod do zásobníků	1,06	1,71	55 %
Výstupní domácí bod	1,48	1,71	11 %

*C_{OTE} je index krátkodobého trhu s plynem

12.1 Zjednodušený model sazeb

Zjednodušený model sazeb je zveřejněn na internetových stránkách Energetického regulačního úřadu.

13 PEVNÁ POUŽITELNÁ CENA

Přístup pevné použitelné ceny popsany v čl. 24 písm. b) NC TAR nebude v roce 2025 použit.

14 KONZULTACE V SOULADU S ČL. 28 NC TAR

14.1 Nastavení úrovně multiplikátorů

Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů

Přepavní soustava je navržena tak, aby zvládla přepravit velké toky plynu během špičkových odběrů. Nicméně za průměrných podmínek je využívána jen částečně. Multiplikátory uplatňované na tarify pro krátkodobé produkty s kratší dobou platnosti umožňují zpoplatnit více uživatele soustavy, kteří přispívají ke špičkové spotřebě, než uživatele soustavy s plochým profilem požadavků na přepravu. Při využívání těchto multiplikátorů je klíčové nalézt rovnováhu mezi efektivním využíváním systému a výběrem výnosů. Nízké hodnoty multiplikátorů představují motivaci pro obchodníky, aby profilovali své rezervace přepravních kapacit podle svých potřeb, zatímco vysoké multiplikátory by měly zvýšit jejich zájem o dlouhodobější rezervace (roční a delší rezervace).

Při nastavování výše multiplikátorů tak bylo nezbytné v souladu s NC TAR zohlednit tyto aspekty⁹:

- ▮ rovnováha mezi umožněním krátkodobého obchodování s plynem a poskytováním dlouhodobých signálů pro efektivní investice do přepravní soustavy,
- ▮ dopad na výnosy z přepravních služeb a jejich pokrytí,

⁹ Čl. 28 odst. 3 písm. a) NC TAR

- potřeba zabránit křížovým dotacím mezi uživateli soustavy a zajistit, aby se ve vyvolávacích cenách co nejvíce odrážely náklady,
- situace, kdy dojde k fyzickému a smluvnímu překročení kapacity,
- dopad na přeshraniční toky.

Multiplikátory tak ze své podstaty stanovují úroveň cenové diferenciace mezi kapacitními produkty s odlišnou dobou trvání (roční, čtvrtletní, měsíční, denní, vnitrodenní).

Tabulka 18 Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů

Hodnotící kritérium	Nízká hodnota multiplikátoru	Vysoká hodnota multiplikátoru
Potřeba zabránit křížovým dotacím mezi uživateli soustavy a zajištění vyšší míry reflexe nákladů ve vyvolávacích cenách	-	+
Předcházení situacím fyzického a smluvního nedostatku přepravních kapacit	+	+
Podpora krátkodobého obchodování	+	-
Dlouhodobé signály pro efektivní investice do přepravní soustavy	-	+
Dopad na výnosy z přepravních služeb a jejich pokrytí	-	+
Dopad na přeshraniční toky	0	0

Argumenty pro nastavení vysoké úrovně multiplikátorů:

- podporuje rezervaci přepravní kapacity na roční bázi,
- obchodníci platí za svoji špičkovou poptávku po kapacitě, jedná se o nákladově orientovaný parametr.

Cena za rezervaci přepravní kapacity s dobou trvání kratší než rok však odráží náklady pouze tehdy, pokud jsou využívány pro profilovou rezervaci. Zároveň je nezbytné zohlednit predikci využití soustavy. Pokud není možné tuto predikci s akceptovatelnou mírou pravděpodobnosti určit, je hodnota jednotlivých multiplikátorů nástrojem pro dosažení nákladové projekce do aplikovaného tarifu.

Z pohledu dlouhodobých signálů pro efektivní investice do přepravní soustavy je relevantní konstatovat, že nízká hodnota multiplikátorů činí roční kapacitní produkty relativně neatraktivními. Obchodníci nejsou motivováni využívat tyto produkty v následujícím plynárenském roce. V případě, že nejsou poskytovány jasné signály pro efektivní investice, hrozí riziko nedostatečných investic do soustavy. Samozřejmě zároveň platí, že hrozí riziko vysokých investic, které nebudou mít oporu v poptávce po přepravní kapacitě.

Nastavení nízké úrovně multiplikátorů vyvolá pozitivní přínosy na prodej kapacitních produktů na krátkodobé bázi. Rezervace přepravní kapacity bude přímo korelovat s potřebou jejího využití, které odráží aktuální podmínky určující poptávku po plynu. Uživatelé přepravní soustavy tak mají k dispozici signifikantně flexibilní nástroj pro realizaci odezvy na dynamické změny na trhu.

V aspektu fyzického a smluvního nedostatku přepravních kapacit lze identifikovat pozitivní přínosy nízké i vysoké úrovně multiplikátorů. Nízké hodnoty multiplikátorů podpoří prodej kapacity na základě situace na trhu, což vyvolá efekt v podobě menšího prodeje nevyužité kapacity, a tím se jedná o opatření směřující k prevenci nedostatku smluvní kapacity. Na druhou stranu vysoká hladina multiplikátorů poskytuje signál pro efektivní investice do soustavy, a jedná se tak o opatření směřující k prevenci nedostatku fyzické kapacity.

V případě dopadu na přeshraniční toky plynu nelze identifikovat jednoznačné argumenty pro nízkou nebo vysokou úroveň multiplikátorů. Dopad na přeshraniční tok je determinován především cenovým rozdílem mezi trhy a očekávaným vývojem tohoto spreadu. Nízká hodnota multiplikátorů podpoří, jak je již uvedeno výše, prodej přepravní kapacity v návaznosti na aktuální situaci na trhu, což umožní obchodníkům dynamicky reagovat na změny cenových spreadů, což povede ke zvýšení přeshraničních toků plynu. Vysoká úroveň multiplikátorů naproti tomu podpoří kapacitní produkty s dlouhou dobou trvání. Jakmile je přepravní kapacita zakoupena, představuje utopené náklady, a jakýkoli cenový rozdíl může být využit k pokrytí těchto nákladů, což opět vede ke zvýšení přeshraničních toků plynu.

Na základě výše uvedeného je zřejmé, že neexistuje jediné správné řešení úlohy řešící nastavení výše multiplikátorů. Multiplikátor by měl vždy s sebou nést informaci, že volba konkrétního kapacitního produktu představuje kompromis mezi náklady na pořízení tohoto produktu a jeho přidanou hodnotou, kdy oba faktory je nezbytné vztahovat k ceně ročního kapacitního produktu. Náklady na přepravní kapacitu jsou vyvolány především velikostí poptávky po této kapacitě. Provozovatel přepravní soustavy udržuje rozsáhlou a kapacitně dostatečnou síť, aby byl schopen pokrýt požadavky na přepravu v období maximální poptávky. Z pohledu dimenzování soustavy jsou tak přepravní kapacity k dispozici nejen v období špičkové spotřeby, ale i po zbytek roku. Náklady na poskytování krátkodobé přepravní kapacity v období vysoké poptávky se tak podstatně neliší od nákladů na nabídku kapacity v průběhu roku.

Vzhledem k tomu, že multiplikátor roven jedné nelze považovat za přiměřený a odpovídající situaci na trhu s plynem v ČR, je bez jakékoli pochybnosti evidentní, že multiplikátor musí být vyšší. Jeho hodnota musí vytvářet podmínky pro rovnováhu mezi jednotlivými kapacitními produkty tak, aby pro každý z těchto produktů existovalo oprávněné místo v kapacitním portfoliu každého obchodníka (pokud by byla hodnota multiplikátoru pro čtvrtletní kapacitní produkt vyšší než pro měsíční produkt, nebo pokud by hodnota byla stejná, neměl by čtvrtletní produkt jakoukoli přidanou hodnotu). Výchozí premisou pro nastavení multiplikátorů je, že čtvrtletní multiplikátor je nižší než měsíční, ten je nižší než denní, který je nižší než vnitrodenní (cena za rezervaci vnitrodenní přepravní kapacity se stanovuje jako 1/24 denní ceny pro každou hodinu zbývající do konce plynárenského dne).

Úrovně multiplikátorů

Tabulka 19 Výše multiplikátorů pro rok 2025

Nastavení multiplikátorů	
Kapacitní produkt	Multiplikátor
Čtvrtletní	1,1
Měsíční	1,25
Denní	1,5
Vnitrodenní	1,7

Úrovně multiplikátorů splňují požadavky uvedené v čl. 13 NC TAR, a to, že se u čtvrtletního a měsíčního kapacitního produktu pohybují v rozpětí od 1 do 1,5 a u denních a vnitrodenních produktů se pohybují v rozpětí od 1 do 3.

14.2 Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15 NC TAR

Sezónní faktory pro stanovení vyvolávací ceny kapacitních přepravních produktů nejsou v České republice používány. V souvislosti s dřívějšími konzultacemi návrhů nastavení pravidel fungování trhu s plynem v ČR nebyla zaznamenána poptávka po zavedení sezónních přepravních tarifů ze strany uživatelů ani provozovatele přepravní soustavy. Důvodem je pravděpodobně existence krátkodobých přepravních tarifů, které uživatelům přepravní soustavy umožňují v dostatečné míře strukturovat své kapacitní potřeby a zároveň respektují potřebu krytí nákladů, které krátkodobé přepravní produkty vyvolávají. Vzhledem k rozsahu přepravní soustavy v České republice nedochází k případům, kdy by byl např. v zimním období nedostatek dostupné přepravní kapacity a bylo nutné tuto skutečnost a s ní související vyšší náklady zohledňovat ve struktuře přepravních tarifů.

14.3 Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16 NC TAR

V České republice nejsou v současné době provozována zařízení LNG ani infrastruktura vybudovaná za účelem ukončení izolace členských států EU. Ustanovení čl. 9 odst. 2 NC TAR proto nebude použito.

V České republice byl doposud pro stanovení vyvolávacích cen kapacitních produktů pro přerušitelnou přepravní kapacitu uplatňován přístup následné slevy, kdy uživatelé soustavy obdrží náhradu poté, co přerušení skutečně nastane. Velikost této náhrady je transparentně stanovena ERÚ.

ERÚ vzhledem k dostatečné velikosti přepravních kapacit na všech vstupních i výstupních hraničních bodech nemá k dispozici data, na jejichž základě by stanovil pravděpodobnost přerušení, která je nezbytná pro stanovení předběžné slevy na jednotlivých vstupních nebo výstupních hraničních bodech.

V souladu s čl. 16 odst. 4 NC TAR tak bude pro kapacitní produkty s přerušitelnou kapacitou aplikován režim následných slev (kompenzací při přerušení) za přerušenu část kapacity ve výši trojnásobku ceny za denní standardní pevnou kapacitu. V případě výskytu přerušení na hraničním bodě provede ERÚ analýzu pravděpodobnosti přerušení a pro následující období bude zavedena předběžná sleva podle čl. 16 odst. 2 NC TAR.

Seznam obrázků

Obrázek 1	Lokalita fyzických bodů mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky v distribučních zónách a virtuálních bodů	22
Obrázek 2	Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu	23
Obrázek 3	Možné směry toku plynu	27
Obrázek 4	Struktura přepravní soustavy	28

Seznam tabulek

Tabulka 1	Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony	7
Tabulka 2	Vstupy pro cenotvorbu	13
Tabulka 3	Orientační referenční ceny a související výnosy	14
Tabulka 4	Výnosy a orientační referenční ceny cílového modelu	17
Tabulka 5	Srovnání orientačních referenčních cen cílového modelu a metodiky popsané v čl. 8 NC TAR	19
Tabulka 6	Lokalita virtuálních propojovacích bodů	21
Tabulka 7	Lokalita propojovacích bodů	21
Tabulka 8	Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ	22
Tabulka 9	Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu a přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice	23
Tabulka 10	Matice vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy	24
Tabulka 11	Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech	25
Tabulka 12	Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky	26
Tabulka 13	Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu	26
Tabulka 14	Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech	27
Tabulka 15	Orientační výše poplatku za průtok na výstupních hraničních bodech	30
Tabulka 16	Orientační výše poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému	30
Tabulka 17	Rozdíl v úrovni přepravních sazeb	30
Tabulka 18	Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů	32
Tabulka 19	Výše multiplikátorů pro rok 2025	33

Seznam grafů

Graf 1	Dovoz plynu do EU a Velké Británie z Ruska týdně v období 2021–03/2024 podle tras v mil. metrech kubických	4
Graf 2	Denní fyzický tok NET4GAS Lanžhot a Waidhaus (VIP výstupní body) v období 01.10.2021 – 30.4.2024 v kWh/d	5
Graf 3	Vývoj rezervované kapacity v EU a vypršení platnosti stávajících kapacitních smluv v příslušných bodech CAM	6
Graf 4	Srovnání přepravních tarifů s okolními zeměmi na rok 2025 – roční produkty	16
Graf 5	Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky	26

Oddělení regulace cen v plynárenství

Vydání 31.05.2024



Energetický regulační úřad

Masarykovo náměstí 91/5, 586 01 Jihlava

+420 564 578 666

podatelna@eru.gov.cz

ID datové schránky ERÚ eeuaau7

eru.gov.cz

Vladimír Černý

vedoucí

Oddělení kanceláře Rady

V Jihlavě dne 31.05.2024



Energetický regulační úřad

Masarykovo náměstí 91/5, 586 01 Jihlava

+420 564 578 666

podatelna@eru.gov.cz

ID datové schránky ERÚ eeuaau7

eru.gov.cz/erv