
Konzultační dokument podle článku 26
Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne
16. března 2017, kterým se zavádí kodex
sítě harmonizovaných struktur přepravních
sazeb pro zemní plyn



ze dne 25. října 2018

1. Obsah

1. Obsah.....	2
2. Použité pojmy a zkratky.....	6
3. Úvod.....	8
4. Právní prostředí.....	10
5. Doložka.....	11
6. Nová tarifní struktura ve vztahu k rozvoji trhu.....	12
6.1. Vývoj trhu za posledních 10 let.....	12
6.1.1. Deregulace a unbundling.....	12
6.1.2. Tok plynu a spotřeba v České republice.....	14
6.1.3. Vstupně-výstupní model přepravy plynu v ČR.....	15
6.1.4. Převod tranzitních smluv na režim entry/exit.....	17
6.1.5. Plynárenská krize v roce 2009.....	17
6.1.6. Reverzní využití přepravní soustavy.....	18
6.1.7. Provozovatel přepravní soustavy.....	19
6.2. Rekapitulace rozvoje české přepravní soustavy.....	20
6.2.1. Plynovod Gazela.....	21
6.2.2. Dlouhodobé kontrakty.....	21
6.2.3. Distribuční soustava.....	22
6.2.4. Zásobníky plynu.....	23
6.2.5. Rozvoj plynárenské infrastruktury ČR.....	24
6.3. Aktuální stav.....	27
6.3.1. Současný regulatorní přístup.....	27
6.3.2. Problematika kompatibility současného regulatorního přístupu v souvislosti s implementací TAR NC.....	28
7. Cíle a požadované vlastnosti navrhovaného způsobu implementace.....	30
8. Konzultace v souladu s čl. 28.....	31
8.1. Nastavení úrovně multiplikátorů.....	31
8.1.1. Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů.....	31
8.1.2. Mezinárodní srovnání úrovně multiplikátorů.....	34
8.1.3. Konzultované úrovně multiplikátorů.....	37
8.2. Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15.....	38
8.3. Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16.....	38
9. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a).....	39

9.1.	Popis navrhované metodiky stanovení referenčních cen	39
9.1.1.	Obecná východiska cenotvorby	39
9.1.2.	Stanovení povolených a cílových výnosů provozovatele přepravní soustavy 40	
9.1.3.	Referenční WACC a riziková přírážka	41
9.1.4.	Předpoklady a způsob cenotvorby	42
9.1.5.	Ilustrace navrhovaného přístupu	43
9.1.6.	Implementace navrhovaného způsobu cenotvorby	44
9.1.7.	Odůvodnění navrhovaného způsobu implementace.....	49
9.1.8.	Důvody odmítnutí ostatních metodologií.....	50
10.	Orientační informace o položkách uvedených v TAR NC čl. 30, odst. 1, písm. a), i) ..	51
10.1.	Lokality vstupních a výstupních bodů.....	51
10.1.1.	Virtuální propojovací body (VIP)	51
10.1.2.	Přeshraniční propojovací body (IP)	52
10.1.3.	Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	53
10.1.4.	Body zásobníků plynu.....	54
10.2.	Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body.....	55
10.3.	Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech.....	58
10.3.1.	Virtuální propojovací body (VIP)	58
10.3.2.	Propojovací body (IP)	59
10.3.3.	Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	61
10.3.4.	Body zásobníků plynu (PZP)	62
10.4.	Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body	62
10.4.1.	Předpokládané využití na vstupních a výstupních bodech	63
10.4.2.	Předpokládané toky na vstupních bodech	64
10.4.3.	Předpokládané toky na výstupních bodech	64
10.5.	Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti; 65	
10.6.	Další technické informace o přepravní soustavě, jako je například délka a průměr potrubí a výkon kompresorových stanic;.....	65
11.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), ii)	66
12.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), iii)	67
13.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), iv)	68
13.1.	Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5, odst. 1, písm. a)	68

13.2.	Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5 odst. 1, písm. b	68
14.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), v)	69
15.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), vi)	70
16.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. b)	71
16.1.	Orientační informace uvedené v čl. 30 odst. 1 písm. b) bodech i), iv), v)	71
16.1.1.	Povolené a cílové výnosy provozovatele přepravní soustavy	71
16.1.2.	Výnosy z přepravních služeb	71
16.1.3.	Poměry u výnosů uvedených v bodě iv)	71
17.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. c)	72
17.1.	Přepravní sazby založené na komoditách (poplatek na základě průtoku)	72
17.1.1.	Náklady vstupující do výpočtu	72
17.1.2.	Způsob, jakým je stanoven poplatek na základě průtoku	74
17.1.3.	Podíl povoleného nebo cílového výnosu, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt	77
17.1.4.	Orientační poplatek za průtok	77
18.	Nepřepravní služby	79
19.	Orientační informace týkající se přepravních sazeb uvedené v čl. 30 odst. 2	80
19.1.	Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb do konce regulovaného období	80
19.1.1.	Úroveň referenčních cen na vstupních bodech	80
19.1.2.	Úrovní referenčních cen na výstupních bodech	80
19.1.3.	Úroveň poplatku na základě průtoku na vstupních bodech	81
19.1.4.	Úroveň poplatku na základě průtoku na výstupních bodech	81
19.2.	Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb pro další regulované období	82
19.2.1.	Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech mezi roky 2020 až 2025	82
19.2.2.	Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech mezi roky 2020 až 2025	82
19.2.3.	Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025	83
19.3.	Zjednodušený model sazeb	84
20.	Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. e) TAR NC	85
21.	Charakteristika používaných přepravních tarifů	87
21.1.	Druhy tarifů pro tranzit	87
21.1.1.	Pohyblivá cena	87
21.1.2.	Fixní cena	88
21.2.	Druhy tarifů pro vnitrostát	88

Příloha č. 1 Přehled náležitostí konzultace dle čl. 26 a odpovídajících kapitol konzultačního dokumentu.....	89
Příloha č. 2 Mapa plynárenské soustavy ČR.....	90
Příloha č. 3 Seznam obrázků	91
Příloha č. 4 Seznam tabulek.....	92
Příloha č. 5 Seznam grafů	93

2. Použité pojmy a zkratky

TAR NC

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

CAM NC

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

CWD model

Metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity

ERÚ

Energetický regulační úřad

Provozovatel přepravní soustavy, TSO, PPS

Společnost NET4GAS, s.r.o.

NET4GAS

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

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

Mezinárodní přeprava, tranzitní přeprava

Využití přepravní soustavy na území ČR pro potřeby přepravy¹ plynu zákazníkům v jiných tržních oblastech

Vnitrostátní přeprava

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

C4G, projekt Capacity4Gas

Nová plynárenská infrastruktura propojující přepravní soustavu ČR s plynovodem EUGAL v Německu a zvyšující její kapacitu pro potřeby dodávky plynu do České republiky a pro další tranzit přes Slovensko. Projekt bude realizován ve dvou etapách, jejichž dokončení je plánováno na roky 2019 a 2021.²

¹ Článek 2 (1) nařízení Evropského parlamentu a rady č. 715/2009

² <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/projekt-capacity4gas/>

SEK

Státní energetická koncepce; <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/statni-energeticka-koncepce--223620/>

PDS, DSO

Provozovatel distribuční soustavy

ZP, UGS

Zásobník plynu

SSO, PZP

Provozovatel zásobníku plynu

PPZ, DCC

Zákazník přímo připojený k přepravní soustavě

3. Úvod

Evropské nařízení TAR NC, kterým se zavádí síťový kodex harmonizovaných přepravních sazeb pro zemní plyn, vstoupilo v platnost dne 6. dubna 2017. Ustanovení tohoto nařízení nabývají platnosti postupně, přičemž některé články TAR NC se použijí od data vstupu v účinnost, jiné od data účinnosti stanoveného na 1. října 2017, zatímco jiné se použijí od 31. května 2019. Tarify stanovené podle TAR NC budou v případě České republiky účinné od 1. ledna 2020.

Tento konzultační dokument slouží k provedení konečné konzultace před rozhodnutím v souladu s čl. 26 až 28 TAR NC. Konzultační dokument slouží k uvedení návrhu metodiky stanovení přepravních tarifů a příslušných regulovaných cen za službu přepravy a jeho veřejné konzultaci.

Na základě podnětů a připomínek vznesených k tomuto dokumentu v rámci veřejné konzultace vydá ERÚ rozhodnutí o implementaci TAR NC, které bude zveřejněno do 31. května 2019.

Implementace TAR NC nevyhnutelně povede ke změnám v tarifech spojených s využíváním české přepravní soustavy, a bude tak mít vliv obecně na celou plynárenskou soustavu a trh s plynem v České republice (ČR). Vzhledem k významu předpokládaných dopadů pro účastníky trhu a spotřebitele bylo při implementaci ze strany ERÚ a NET4GAS hledáno takové řešení, které bude zcela v souladu se závaznými ustanoveními TAR NC a zároveň bude minimalizovat negativní dopady na jednotlivé skupiny účastníků trhu s plynem v České republice.

Na základě intenzivního monitoringu trhu s plynem v České republice i v celoevropském rozměru byly identifikovány tyto klíčové charakteristiky, které byly a budou posuzovány při přezkumu účinnosti navrhované metodiky:

- likvidita vnitrodenního trhu s plynem,
- rozvoj konkurence,
- bezpečnost dodávek,
- využití existující infrastruktury,
- zamezení křížových dotací mezi jednotlivými skupinami uživatelů přepravní soustavy,
- podpora užívání soustavy mezi systémy,
- bezpečný, spolehlivý a hospodárny provoz, údržba a rozvoj plynárenské infrastruktury,
- integrace trhů.

V tomto dokumentu jsou popsány aspekty, které bral ERÚ v úvahu, shrnuty výsledky přípravy implementace, stejně jako návrh implementace budoucí tarifní struktury. V souladu s požadavky na transparentnost jsou podrobně uvedeny důvody, na jejichž základě je ERÚ přesvědčen, že je předložený návrh nejen v souladu s TAR NC a relevantní evropskou legislativou, ale zároveň podporuje cíle, které jsou klíčové pro trh s plynem v České republice.

Energetický regulační úřad chce proto touto cestou poděkovat všem dotčeným účastníkům trhu s plynem v České republice, kteří svými podněty a připomínkami přispějí ke zkvalitnění předloženého návrhu.

4. Právní prostředí

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

ERÚ toto rozdělení kompetencí posoudil v kontextu platného legislativního rámce v ČR se závěrem, že z níže uvedených důvodů bude subjektem odpovědným za požadované úkony právě on s tím, že se ve všech aspektech předpokládá aktivní participace a součinnost provozovatele přepravní soustavy na jednotlivých krocích.

TAR NC je jako nařízení Komise EU přímo použitelnou součástí právního řádu ČR. Problematika upravovaná v TAR NC je dále ve vztahu k ERÚ stanovena zákonem č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, ve znění pozdějších předpisů (zákon o cenách), a zákonem 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. 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 se pak jeví a jeví nejen jako nadbytečné, ale z hlediska ústavních principů dokonce jako nepřípustné. Proto pokud má být požadovaným výsledkem rozhodnutí skutečnost, že činnosti podle TAR NC, které mají být předmětem rozhodnutí, bude v úplném rozsahu a výlučně vykonávat ERÚ (tak 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 základních předpisů se v daném případě ve své podstatě doplňují s cílem zajistit smysl a účel TAR NC.

Pro úplnost je relevantní uvést, že ERÚ činnosti konzultování a zveřejňování již nyní realizuje právě na základě obecné působnosti stanovené zákonem č. 265/1991 Sb. ve spojení s energetickým zákonem, a proto se fakticky nabízí pouze jejich modifikace a přizpůsobení požadavkům nařízení.

5. Doložka

Energetický regulační úřad předkládá konzultační dokument vypracovaný v souladu s platnou legislativou na základě vlastních informačních zdrojů a informací poskytnutých provozovatelem přepravní soustavy, společností NET4GAS, s.r.o.

Energetický regulační úřad uvádí, že principy a parametry pro V. regulační období (2021 – 2025) nebyly doposud stanoveny a nejsou předmětem tohoto konzultačního dokumentu. Konzultační proces k nastavení pravidel regulace pro V. období bude zahájen v souladu se schváleným harmonogramem.

Veškeré výpočetní modely předkládané do veřejné konzultace vycházejí z dat, informací a předpokladů známých ke dni zahájení konzultace podle čl. 26 TAR NC.

Konzultační dokument je určen výhradně pro účely stanovené v nařízení (EU) 2017/460.

6. Nová tarifní struktura ve vztahu k rozvoji trhu

Přepavní soustava plynu v České republice je ve srovnání se soustavami v dalších členských státech EU v některých aspektech specifická. Zvláštnosti české přepavní soustavy je nutné zohlednit při implementaci TAR NC. Tato kapitola popisuje dosavadní vývoj a důvody vzniku specifických vlastností soustavy.

6.1. Vývoj trhu za posledních 10 let

Současné dispozice přepavní soustavy jsou výsledkem dlouhodobého vývoje trhu s plynem nejen v České republice, ale v širším pohledu v celé Evropě. Proto považujeme za důležité popsat faktory, které měly a mají vliv na utváření přepavní soustavy a tarifní struktury v České republice.

6.1.1. Deregulace a unbundling

Trh s plynem v České republice je od roku 2007 zcela liberalizován. ERÚ proto reguluje pouze ty ceny, které nemohou být z technických nebo organizačních důvodů utvářeny tržními mechanismy v rámci konkurenčního prostředí. Na základě požadavků uvedených ve směrnici Evropského parlamentu a Rady EU 2009/73/ES implementovaných do právní úpravy ČR stanovuje ERÚ taková pravidla, která zajišťují bezpečné fungování trhu s plynem a podporují konkurenční prostředí. Na základě požadavků na liberalizaci trhu s plynem došlo k postupnému oddělení jednotlivých činností provozovaných původními podnikatelskými uskupeními působícími na trhu s plynem v České republice. Byly učiněny takové legislativní úpravy a následné organizační a majetkové změny, které vedly ke vzájemnému oddělení činnosti obchodu, distribuce, přepravy a uskladňování plynu.

V souvislosti s liberalizací trhu s plynem v ČR přestaly být regulovány ceny dodávky plynu. Na trhu funguje účinná hospodářská soutěž, kterou není nutné nahrazovat regulací ze strany ERÚ. V tomto ohledu byl zcela naplněn cíl Evropské komise. Na trhu s plynem v ČR působí dlouhodobě několik desítek obchodníků s plynem, byť někteří z nich v důsledku realizovaných obchodních akvizic spadají do portfolia jiných vlastníků, kteří nabízejí diverzifikované služby zákazníkům. Rozvinuté konkurenční prostředí na trhu s plynem umožnilo vznik širokého spektra nabídek obchodníků co do výše ceny, tak i souvisejících obchodních podmínek. Trh s plynem v ČR tak funguje na základě nediskriminačního přístupu, kdy každý obchodník může oslovit libovolného zákazníka a stejně tak i všichni zákazníci mohou uzavřít smlouvu s kterýmkoli obchodníkem. Ceny jsou následně utvářeny na základě průniku nabídky obchodníků a poptávky zákazníků v těsné korelaci na aktuální situaci na trhu s plynem.

Vzhledem k úplné liberalizaci českého trhu s plynem jsou na základě zákona o cenách ERÚ stanovovány pouze ceny za službu distribuce plynu, ceny za službu přepravy plynu a ceny za činnosti operátora trhu, jelikož tyto služby poskytují organizace s přirozeným monopolem v dané oblasti. ERÚ v souladu s energetickým zákonem vydává cenová rozhodnutí, kterými reguluje tyto výše zmíněné ceny tak, aby nedocházelo k jejich nepřiměřenému vývoji v prostředí, ve kterém není možná konkurence.

V České republice jsou v závislosti na roční spotřebě plynu a způsobu jeho využití rozlišovány čtyři kategorie zákazníků – velkoodběratelé, střední odběratelé, maloodběratelé a domácnosti. Struktura zákazníků v České republice a podíl jednotlivých kategorií na celkovém počtu odběrných míst v roce 2017 uvádí následující tabulka 1.

Kategorie zákazníka	Počet odběrných míst	Podíl [%]
Velkoodběratel	1 703	0,06
Střední odběratel	6 817	0,24
Maloodběratel	203 138	7,14
Domácnost	2 632 599	92,56
Celkem	2 844 257	100,00

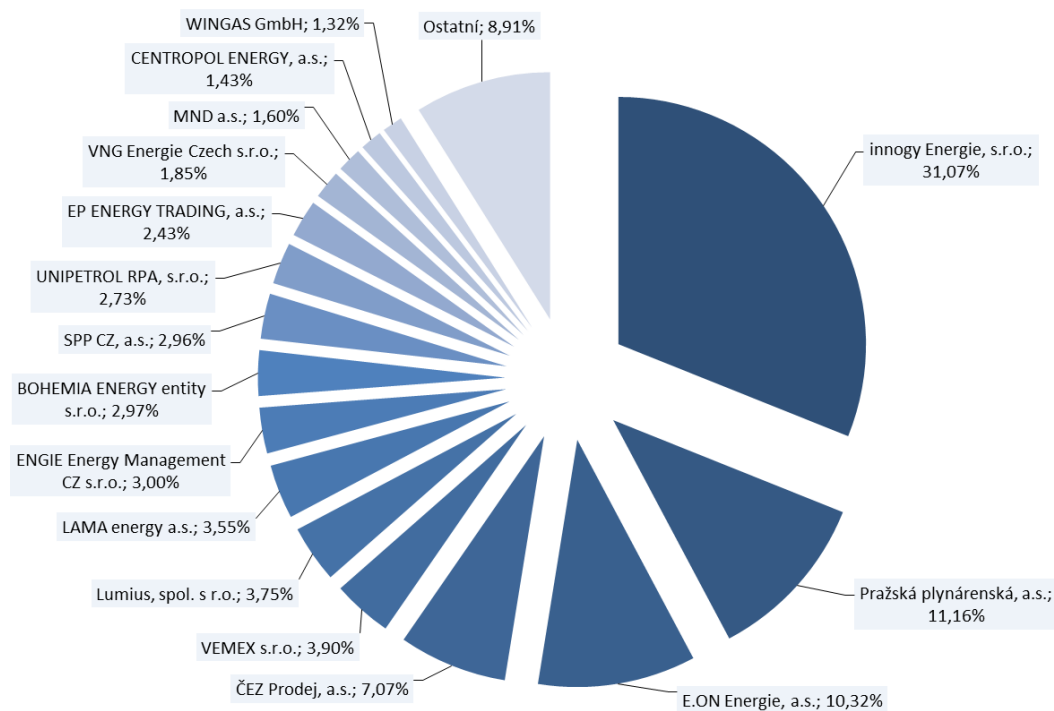
Tabulka 1 Počet odběrných míst plynu v roce 2017

Ačkoli je trh s plynem v České republice zcela liberalizován a každý zákazník má právo bezplatné změny dodavatele, využívá této možnosti pouze malá část zákazníků. Důvodem je u části zákazníků existence smluv na dodávku plynu na dobu určitou s fixovanou cenou, které nelze předčasně bez sankce ukončit. U části zákazníků také stále přetrvává určitá nedůvěra a obavy při změně dodavatele nebo neochota aktivně změnu dodavatele řešit. Tabulka 2 ukazuje počet změn dodavatele podle jednotlivých kategorií zákazníků.

Kategorie zákazníka	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Velkoodběratel	537	979	449	330	329	617	305
Střední odběratel	1 142	2 951	3 061	1 572	1 326	1 973	1 357
Maloodběratel	26 994	27 829	29 091	23 704	21 642	28 411	26 205
Domácnost	333 268	316 297	264 680	174 783	154 465	172 949	199 678
Celkem	361 941	348 056	297 281	200 389	177 762	203 950	227 545

Tabulka 2 Počet změn dodavatele plynu v období 2011 – 2017

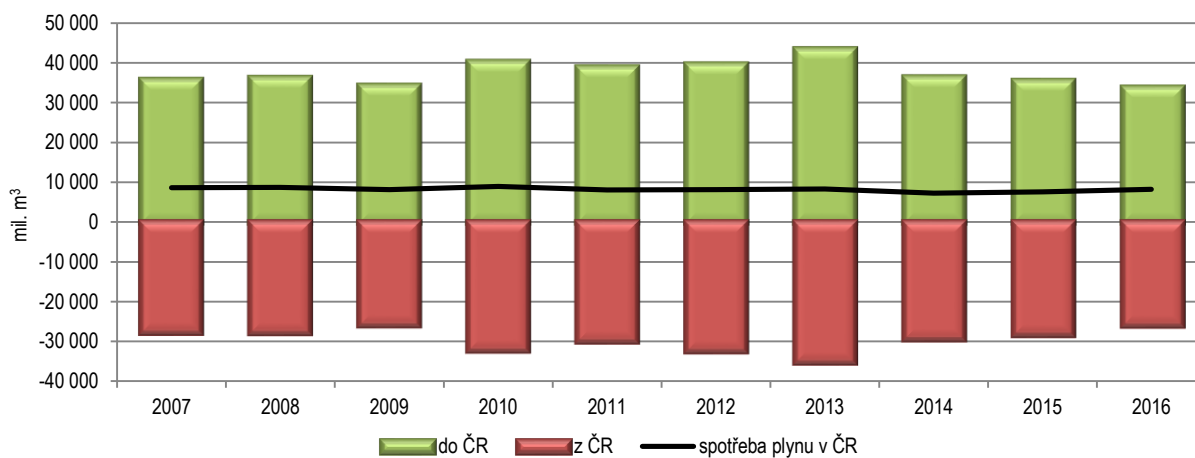
Od počátku liberalizace trhu s plynem v ČR, kdy existovalo pouze několik málo „dominantních“ dodavatelů plynu, se do současnosti maloobchodní trh s plynem rozvinul do té míry, že dodávky plynu nabízí necelá stovka dodavatelů plynu. Původní dodavatelé, kteří existovali ještě před liberalizací, si stále drží největší podíl na trhu s plynem, avšak řadě dalších obchodníků se v konkurenčním prostředí podařilo uspět a zaujmout zákazníky. Strukturu obchodníků na maloobchodním trhu s plynem prezentuje graf 1.



Graf 1 Podíl obchodníků na dodávkách plynu v roce 2017

6.1.2. Tok plynu a spotřeba v České republice

Graf 2 znázorňuje množství plynu vstupujícího do ČR (zelené sloupce) a množství plynu vystupujícího z ČR (červené sloupce) za období 2007-2016. Dále je v grafu vyznačeno roční množství domácí spotřeby plynu v ČR. Z grafu je patrné, že tranzitní toky plynu přes Českou republiku představují převažující část a jsou třikrát až čtyřikrát vyšší než domácí spotřeba plynu. Přepravní soustava v České republice je tak primárně designovaná jako tranzitní a její přepravní kapacita výrazně převyšuje potřeby zákazníků v České republice. Bez takto robustní soustavy by však nebylo možné zásobovat plynem další země navazující na Českou republiku ležící po toku plynu.



Graf 2 Toky plynu do a z České republiky, domácí spotřeba plynu

6.1.3. Vstupně-výstupní model přepravy plynu v ČR

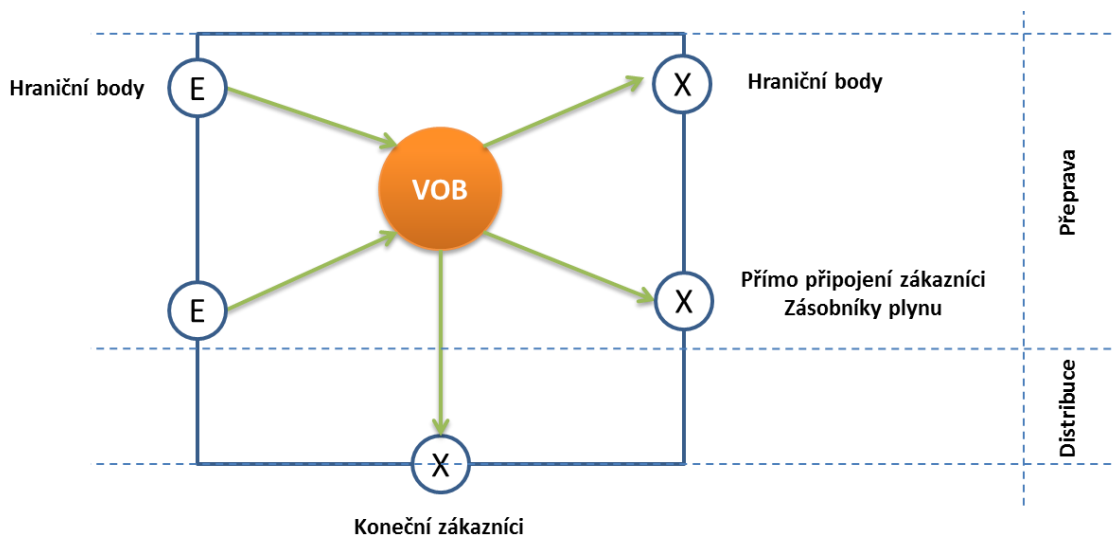
Model trhu s plynem v ČR je založen na implementaci tzv. třetího energetického balíčku prostřednictvím úplného vstupně-výstupního modelu. Uživatelé soustavy (smluvní partneři provozovatele přepravní soustavy) rezervují přepravní kapacitu samostatně pro každý vstupní a výstupní bod přepravní soustavy (entry/exit). Toto byl první a hlavní požadavek stanovený nařízením Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 715/2009 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám. Plyn tak vstupuje do přepravní soustavy na vstupních hraničních bodech nebo na výstupních bodech virtuálního zásobníku plynu. Plyn přepravní soustavu opouští na výstupních hraničních bodech, výstupních bodech zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě, vstupních bodech do virtuálních zásobníků plynu nebo prostřednictvím předávacích míst do distribučních soustav. V praxi toto řešení v souladu s požadavky třetího energetického balíčku znamená, že plyn přivedený do soustavy v jakémkoli vstupním bodě je k dispozici naprosto nezávisle na jakémkoli výstupním bodě. Analogicky tak platí, že každý výstupní bod může být považován za zásobovaný z libovolného vstupního bodu. Schematické znázornění vstupně-výstupního systému v ČR znázorňuje obrázek 1.

Mezi těmito body se v souladu s nařízením č. 715/2009 nachází virtuální obchodní bod (VOB), kde dochází k obchodování s plynem mezi uživateli soustavy. Celá ČR tak tvoří jednu bilanční zónu, tj. virtuální obchodní bod, kde jsou všechny obchody s plynem registrovány; výjimkou jsou staré tranzitní kontrakty, pro které neplatí režim entry/exit. Virtuální obchodní bod tedy není spojen s jakýmkoli fyzickým bodem soustavy a je přístupný bez nutnosti rezervace vstupní nebo výstupní přepravní kapacity; uvedené principy graficky znázorňuje obrázek 2, kde jsou indikativně zachyceny kumulativní toky plynu přes všechny vstupní nebo výstupní body přepravní soustavy. Takto navržený VOB umožnil opustit konvenční obchodování spojené s fyzickým umístěním, tradičně na přírubě vstupního nebo výstupního bodu soustavy. Aplikovaný plně flexibilní přístup ke kapacitám na vstupních a výstupních bodech umožňuje obchodníkům dodávat plyn do systému (tj. do každého výstupního bodu) a na VOB prostřednictvím jakékoli vstupní kapacity. Podobně je obchodník, který má rezervovanou výstupní kapacitu oprávněn dodat na tento bod plyn z kteréhokoli vstupního bodu a z VOB. Obchodník tak může omezit své aktivity pouze na vstupní body, jestliže se zaměří na dodávku plynu do systému, případně využívá pouze výstupní kapacity, jestliže je zdrojem veškerého jeho plynu VOB. Nadto je obchodník oprávněn nakupovat a prodávat plyn pouze na VOB bez toho, aby měl rezervovanou vstupní nebo výstupní kapacitu.

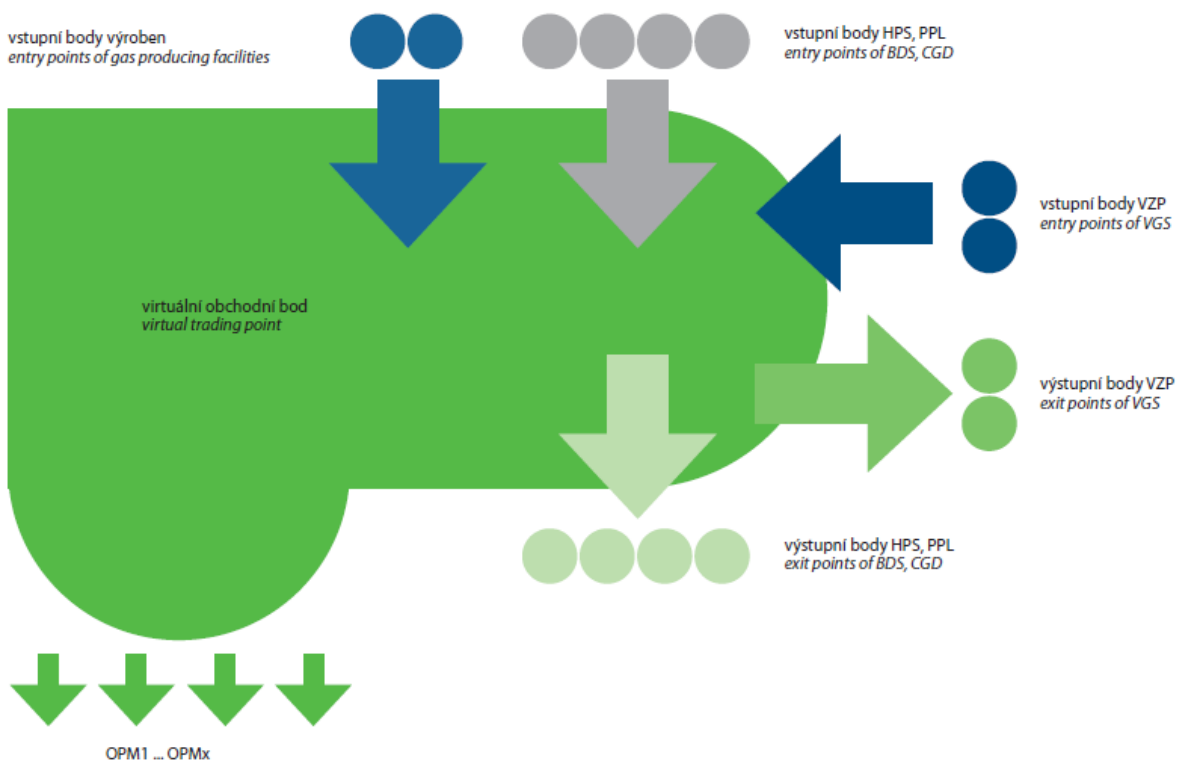
Dalším charakteristickým rysem aplikovaného modelu je plné zahrnutí distribuce plynu do vstupně-výstupního systému. Provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé distribučních soustav přímo připojených k přepravní soustavě zajišťují kapacitu a propojení na relevantních předávacích bodech. Obchodník si pak zajišťuje kapacitu pouze na té úrovni, kde plyn definitivně opouští soustavu. V praxi toto řešení znamená, že obchodník dodávající plyn na úrovni distribuce potřebuje výstupní kapacity pouze na této úrovni a je schopen plnit své smluvní závazky z kteréhokoli vstupního bodu, včetně VOB, zatímco potřebná kapacita na předávacím místě mezi přepravní a distribuční

soustavou je předmětem smlouvy mezi provozovatelem distribuční a provozovatelem přepravní soustavy.

Distribuční úroveň je pak součástí bilanční zóny. Rozdíly mezi vstupy a výstupy ze soustavy (při zohlednění transakcí na VOB) jsou pak posuzovány celkově za všechny vstupní a výstupní kapacity v portfoliu obchodníka, bez ohledu na úroveň soustavy.



Obrázek 1 Schematické znázornění vstupně-výstupního systému v ČR (Zdroj: ERÚ)



Obrázek 2 Bilanční zóna trhu s plynem v ČR (Zdroj: OTE, a.s.)

6.1.4. Převod tranzitních smluv na režim entry/exit

V roce 1998 členské státy Evropské unie přijaly směrnici Evropského parlamentu a Rady 98/30/ES, o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem. Celkovým cílem této směrnice bylo vytvořit otevřený vnitřní trh se zemním plynem v Evropě a zvýšit hospodářskou soutěž, přičemž se náležitě zohlední bezpečnost dodávek. Následný vývoj a diskuze vedly k nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 715/2009 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám a o zrušení nařízení (ES) č. 1775/2005. Nařízení (ES) č. 715/2009 (zejména bod odůvodnění 19 a článek 13) stanoví, že provozovatelé přepravních soustav by měli mít zavedený systém vstup/výstup.

Vstupní a výstupní systém umožňuje uživatelům sítě rezervovat přepravní kapacitu nezávisle na vstupních a výstupních místech. Tento model přinesl jednoznačně opatření podporující rozvoj trhu, neboť poskytuje uživatelům sítě větší flexibilitu, transparentnost systému a tarify, které odrážejí náklady. Nezávislost vstupních a výstupních kapacit je dále podpořena virtuálním obchodním bodem, kde uživatelé sítí mohou prodávat nebo kupovat plyn. V této konfiguraci může plyn snadno změnit svého vlastníka, což usnadňuje obchodování s plynem a zvyšuje likviditu trhu s plynem.

V důsledku nabytí účinnosti výše uvedených legislativních změn byly na národní úrovni upraveny příslušné prováděcí předpisy, na jejichž základě došlo k ustanovení entry/exit modelu v ČR. Provozovatel přepravní soustavy tak od roku 2007 nabízí odděleně vstupní a výstupní kapacitu na jednotlivých vstupních a výstupních bodech do/z přepravní soustavy. Současně s tím účtuje odděleně platby za rezervaci vstupní a výstupní kapacity na jednotlivých vstupních a výstupních bodech, což znamenalo výraznou změnu oproti systému, kdy byly platby účtovány na základě využití trasy mezi dvěma body (point-to-point režim). V návaznosti na nově zavedenou konfiguraci trhu s plynem v ČR bylo zákonem umožněno, aby smlouvy o přepravě uzavřené v režimu point-to-point byly převedeny do režimu entry/exit. Při této konverzi bylo nezbytné, aby nedošlo k ovlivnění sjednaných vstupních a výstupních bodů přepravní soustavy a zároveň přepravní kapacita v každém z bodů musela být rovna přepravní kapacitě sjednané v uzavřené smlouvě podle smluvní trasy. Součet plateb za přepravní kapacitu na vstupním a výstupním bodě přepravní soustavy a ostatních souvisejících plateb musel být roven součtu všech plateb podle uzavřené smlouvy a platba za přepravní kapacitu na vstupním bodě přepravní soustavy musela být rovna platbě za přepravní kapacitu na tomto vstupním bodě podle platného tarifu.

6.1.5. Plynárenská krize v roce 2009

Z důvodu rusko-ukrajinského sporu o úhradu dluhu za dodaný plyn došlo počátkem ledna 2009 nejprve k omezení a následně přerušení přepravy plynu přes Ukrajinu do České republiky. Od 7. ledna se tak ocitla řada zemí Evropské unie, včetně České republiky, bez dodávek ruského plynu. Dotčené země těžily plyn ze zásobníků a hledaly zajištění dodávek jinými cestami a krátkodobými kontrakty. Do České republiky byla částečně zajištěna dodávka ruského plynu tzv. severní cestou plynovodem Jamal přes Polsko a Německo na hraniční předávací stanici Hora Svaté Kateřiny a Olbernhau

(náhradou za nedodávky přes hraniční předávací stanice Lanžhot), přičemž provozovatel přepravní soustavy v rámci technických možností soustavy obrátil tok plynu (reverse flow) ze západu na východ. Uvedený systém toku plynu a maximální těžba plynu ze zásobníků zajistily, že po celou dobu komplikací s dodávkami plynu přes Ukrajinu nebylo ohroženo plynulé zásobování zákazníků v České republice. Uplatněné technické řešení navíc umožnilo, aby v roce 2009 došlo k historicky první přepravě plynu z České republiky přes česko-slovenskou hranici ze západu na východ. Slovenská republika tak v době krize získala 6,3 milionů m³ plynu denně. Tato relativně časově krátká událost (cca dva týdny) však odhalila, že dlouhodobější trvání tohoto problému by pro Českou republiku a další země navázané na českou přepravní soustavu nebylo udržitelné mimo jiné z důvodu nedostatečné schopnosti reverzního toku plynu. Bylo proto přijato rozhodnutí o realizaci technických opatření, která umožní rychlou realizaci zpětného toku plynu, tj. ve směru od severozápadu na východ a dále i ve směru na jihozápad. Schéma dodávek a toku plynu z výše uvedeného kritického období znázorňuje obrázek 3.



Obrázek 3 Schéma dodávek a toku plynu dne 12. ledna 2009, kdy bylo dosaženo maximální spotřeby

6.1.6. Reverzní využití přepravní soustavy

Provozovatel přepravní soustavy v rámci své strategie, která reflektuje zákonem stanovené povinnosti, usiluje o zvýšení bezpečnosti dodávek plynu do České republiky a dalších evropských zemí, zvýšení konkurence v oblasti dodávek plynu, posílení strategické polohy České republiky v rámci evropských přepravních tras, posílení diverzifikace strategických energetických zdrojů v Evropě, rozšíření energetické diverzifikace České republiky a zvýšení kapacity pro přepravu plynu pro Českou republiku. V reakci na trendy na evropském trhu se zaměřuje na diverzifikaci zdrojů

plynu a posilování kapacity a flexibility přepravy, na další rozvoj přepravní soustavy v České republice a nabízených kapacitních produktů.

V případě přerušení dodávky plynu do České republiky přes Ukrajinu, tj. z tradičního směru, disponuje přepravní soustava České republiky dostatečným množstvím přepravní kapacity na ostatních vstupních bodech přepravní soustavy.

V důsledku výše uvedené strategie a na základě zkušeností z krize z ledna 2009 byl do přepravní soustavy v letech 2009 - 2011 investován velký objem finančních prostředků, které umožnily úplné reverzní využití na všech vstupních i výstupních bodech, tzn., že je možné přepravovat plyn různými směry a tedy v souladu se strategií regionální spolupráce zajistit permanentní dostupnost fyzické obousměrné kapacity, kterou lze použít k dodávkám plynu jak do sousedních členských států, tak následně do dalších zemí podél koridoru pro dodávku plynu.

V rámci projektu „Zpětný tok západ-východ“ došlo k posílení přepravní kapacity a infrastruktury nutné ke zpětnému toku plynu, tedy ve směru západ-východ. Cílem projektu bylo navýšit kapacitu přepravní soustavy o 15 mil. m³ za den ve směru od česko-německých hranic k hranicím česko-slovenským, a diverzifikovat tak přepravní toky pro Slovenskou republiku, Rakousko, Maďarsko a jih Německa (Bavorsko).

Celý projekt „Zpětný tok západ-východ“ se skládal ze šesti dílčích investičních akcí, které spočívaly zejména v úpravách potrubních rozvodů a technologií na hraničních předávacích stanicích, vybraných kompresních stanicích a rozdělovacích uzlech (více zde <https://www.net4gas.cz/en/projects/eepr-projects/reverse-flow-direction-west-east/>).

6.1.7. Provozovatel přepravní soustavy

V případě přepravy plynu je na základě právní úpravy obsažené v energetickém zákoně v České republice vydána jediná výlučná licence na činnost přepravy plynu. Provozovatelem přepravní soustavy je společnost NET4GAS, s.r.o., která provozuje plynovody pro mezinárodní tranzitní a vnitrostátní přepravu plynu o celkové délce cca 3 820 km, se jmenovitými průměry od DN 80 do DN 1400 a se jmenovitými tlaky od 4 do 8,4 MPa. Přepravní soustavu lze rozdělit do čtyř hlavních větví. Severní větev vede z Lanžhotu do Brandova / Hory Svaté 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. Grafické znázornění uvedených tras obsahuje příloha č. 2.

Společnost NET4GAS prodává přepravní kapacitu pro jednotlivé vstupní a výstupní body, přes které se uskutečňuje přeprava plynu. Vstupními body plynárenské soustavy jsou fyzické příp. virtuální hraniční body, body virtuálních zásobníků plynu, body výroby plynu a virtuální body provozovatele přepravní soustavy. Výstupními body plynárenské soustavy jsou fyzické, příp. virtuální hraniční body, body virtuálních zásobníků plynu, odběrná místa zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě

a virtuální body provozovatele přepravní soustavy. Mezi všemi vstupními a výstupními body plynárenské soustavy se nachází virtuální obchodní bod, viz obrázky 1 a 2.

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 a v Mokřém Háji, mezi Českou republikou a Německem v Hoře Svaté Kateřiny, Olbernhau, Brandově (spolková země Sasko) a Waidhausu (spolková země Bavorsko). 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 čtyřmi kompresními stanicemi (KS), které se nacházejí na severní větvi v Kralicích nad Oslavou a v Kouřimi a na jižní větvi ve Veselí nad Lužnicí a v Břeclavi. Všechny kompresní stanice jsou schopny obousměrného provozu. Celkový instalovaný výkon kompresorů je 243 MW.

Kompresní stanice	Kralice nad Oslavou	Kouřim	Břeclav	Veselí nad Lužnicí
Počet turbosoustrojí a jejich jednotlivé výkony	5 x 6 MW	5 x 6 MW	9 x 6 MW	9 x 6 MW
	2 x 13 MW	2x 13 MW	1 x 23 MW	
Instalovaný výkon na KS	56 MW	56 MW	77 MW	54 MW
Celkový instalovaný výkon pro přepravu	243 MW			

Tabulka 3 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony

6.2. Rekapitulace rozvoje české přepravní soustavy

Přepravní soustava v České republice, resp. v celém bývalém Československu, byla koncipována a budována za účelem přepravy velkých objemů plynu směrem z východu z Ruska na západ do tehdejšího východního a západního Německa, Rakouska, Francie, Itálie a dalších zemí západní Evropy. Jedná se tedy o robustní soustavu, jejíž technická kapacita několikanásobně překračuje potřeby zásobování České republiky plynem. Toto řešení, kdy jedna soustava slouží vnitrostátnímu zásobování a mezinárodní přepravě, však lze považovat za nejhospodárnější možné, neboť provozovat dvě paralelní soustavy pro různé účely přepravy by nebylo efektivní.

Míra růstu technické přepravní kapacity československé, resp. české přepravní soustavy byla velice významná. Z původní roční přepravní kapacity 28,0 mld. m³, o nichž se v 70. letech 20. století soudilo, že bude nadlouho konečným množstvím, vzrostla přepravní kapacita během 80. a 90. let minulého století postupně až na 80,0 mld. m³ ročně (cca 840 000 GWh).

Vzhledem k aktuální geopolitické situaci a změněným tokům plynu v širším kontextu byla přepravní soustava v České republice v letech 2011 – 2015 modernizována, aby byla v plné míře schopna přepravovat plyn jak směrem východ – západ, tak i opačným směrem (reverse flow). Dále bylo posíleno propojení se zásobníky plynu a se sousedními provozovateli přepravních soustav. Vzhledem k omezenému toku plynu přes Ukrajinu vstupuje v současné době největší množství plynu do České republiky přes hraniční body Brandov a Hora Svaté Kateřiny napojené na německý plynovod OPAL přepravující plyn z plynovodu Nord Stream I.

V roce 2011 byl zprovozněn plynovod STORK, který nabídl do té doby neexistující propojení české a polské přepravní soustavy.

6.2.1. Plynovod Gazela

V roce 2010 byla zahájena stavba plynovodu Gazela. Jedná se o 166 km dlouhý vysokotlaký plynovod, který je propojen s plynovodem OPAL u obce Brandov, dále je propojen přes hraniční předávací stanici Rozvadov-Waidhaus s přepravní soustavou MEGAL, která slouží k zásobování plynem pro jih Německa a východní Francii. Tento plynovod byl do plného provozu uveden v roce 2013.

Plynovod GAZELA byl již 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 (TPA) podle čl. 36 směrnice 2009/73/ES. Tento plynovod tak má udělen zvláštní statut a nemají 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 (články 32, 33 a 34 směrnice 2009/73/ES) a z regulace sazeb (čl. 41 odst. 6, 8 a 10 směrnice 2009/73/ES) na dobu 23 let.

6.2.2. Dlouhodobé kontrakty

Výstavba a rozvoj přepravní soustavy byly od počátku spojeny s existencí dlouhodobých smluv na přepravu plynu mezi producenty a integrovanými obchodními přepravními a distribučními společnostmi jako nedílná součást komoditních kontraktů na dodávku plynu. Jednotlivé tranzitní smlouvy pak vznikaly paralelně k těmto základním dodávkovým smlouvám jako nutná podmínka jejich naplnění. Dlouhodobé kontrakty představují pro provozovatele přepravní soustavy zajištění finančních prostředků potřebných k pokrytí zákonem stanovené povinnosti zajištění bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu. Dále podporují budoucí obnovu a rozvoj přepravní soustavy³,

³ § 58 odst. 8 písm. a) zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů

zajišťují funkčnost celého systému a současně vytváří jistotu potřebnou pro investice do dalšího rozvoje⁴.

Přepavní soustava na území České republiky tak v důsledku vysoké poptávky po plynu z ruských nalezišť disponuje značnými přepravními kapacitami na vstupních a výstupních hraničních bodech (a tomu odpovídajícím plynovodům). Je plně v souladu s evropskou legislativou⁵ ukládající povinnost přijmout taková regulatorní opatření, která budou zárukou pro zajištění bezpečnosti dodávek plynu v EU a pro snížení vystavení jednotlivých členských států škodlivým účinkům narušení dodávek plynu. Je-li ohrožena bezpečnost dodávek plynu pro jeden členský stát, existuje riziko, že by jednostranná opatření uvedeného státu mohla ohrozit řádné fungování vnitřního trhu s plynem a poškodit dodávky plynu zákazníkům v jiných členských státech. Aby mohl vnitřní trh s plynem hladce fungovat i v případě nedostatečných dodávek, je nezbytné zajistit koordinaci v reakci na krize v oblasti dodávek, a to jak z hlediska preventivních opatření, tak reakce na skutečné narušení dodávek plynu.

Regionální spolupráce by tak měla vést ke zmírnění rizik a optimalizaci přínosů koordinovaných opatření a také k provádění nákladově co nejefektivnějších opatření pro spotřebitele v EU. Zároveň je však nezbytné přepravní kapacity, které jsou v současné době využívány pro přepravu plynu v nestandardních situacích, např. neočekávaně vysoká spotřeba plynu, udržovat plně disponibilní. Výhody pramenící z této regionální spolupráce, která představuje jeden z klíčových pilířů vnitřního trhu s plynem, je však nezbytné alokovat společně s náklady, s kterými je zajištění těchto opatření vždy nezbytně spojeno. Při zohlednění požadavků na metodiku stanovení referenčních cen je tak bez jakékoli pochybnosti nutné zajistit, aby nedocházelo k diskriminaci v podobě křížových dotací⁶ a významné riziko spojené s nedostatečnou rezervací přepravní kapacity, které se vztahuje zejména k přepravě napříč vstupně-výstupním systémem, nebylo přenášeno na koncové zákazníky v rámci uvedeného vstupně-výstupního systému⁷.

6.2.3. Distribuční soustava

Na území České republiky působí tři provozovatelé distribučních soustav, které jsou přímo připojené k přepravní soustavě. Těmito provozovateli jsou společnosti GasNet, s.r.o., Pražská plynárenská Distribuce, a.s., a E.ON Distribuce, a.s. V České republice je dále v současné době evidováno 65 (lokálních) distribučních soustav, které jsou do plynárenské soustavy připojeny prostřednictvím některého z výše uvedených provozovatelů (regionálních) distribučních soustav. Lokální působnost regionálních distribučních soustav je patrná z obrázku 4.

⁴ Brown, M. H.; Rewey, Ch.; Gagliano, T.: Energy Security; The National Conference of State Legislatures; Denver; 2003

⁵ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2017/1938, čl. 7 preambule

⁶ Článek 7(c) nařízení 2017/460

⁷ Článek 7(d) nařízení 2017/460



Obrázek 4 Působnost provozovatelů distribučních soustav

6.2.4. Zásobníky plynu

Další součástí tvořící plynárenskou soustavu ČR jsou zásobníky plynu, které jsou vlastněny a provozovány společnostmi innogy Gas Storage, s.r.o., MND Gas Storage a.s., Moravia Gas Storage a.s. a SPP Storage, s.r.o. Rozmístění zásobníků plynu v České republice je patrné z obrázku 5. Tyto zásobníky představují významný nástroj, pomocí kterého Česká republika částečně vykrývá celoroční spotřebu plynu. Systém je nastaven tak, že v období nižší spotřeby plynu je plyn do zásobníků vtlačěn, aby v období zvýšené spotřeby plynu zásobníky napomáhaly obchodníkům vyrovnávat deficit mezi aktuální spotřebou a aktuálním importem plynu do ČR.

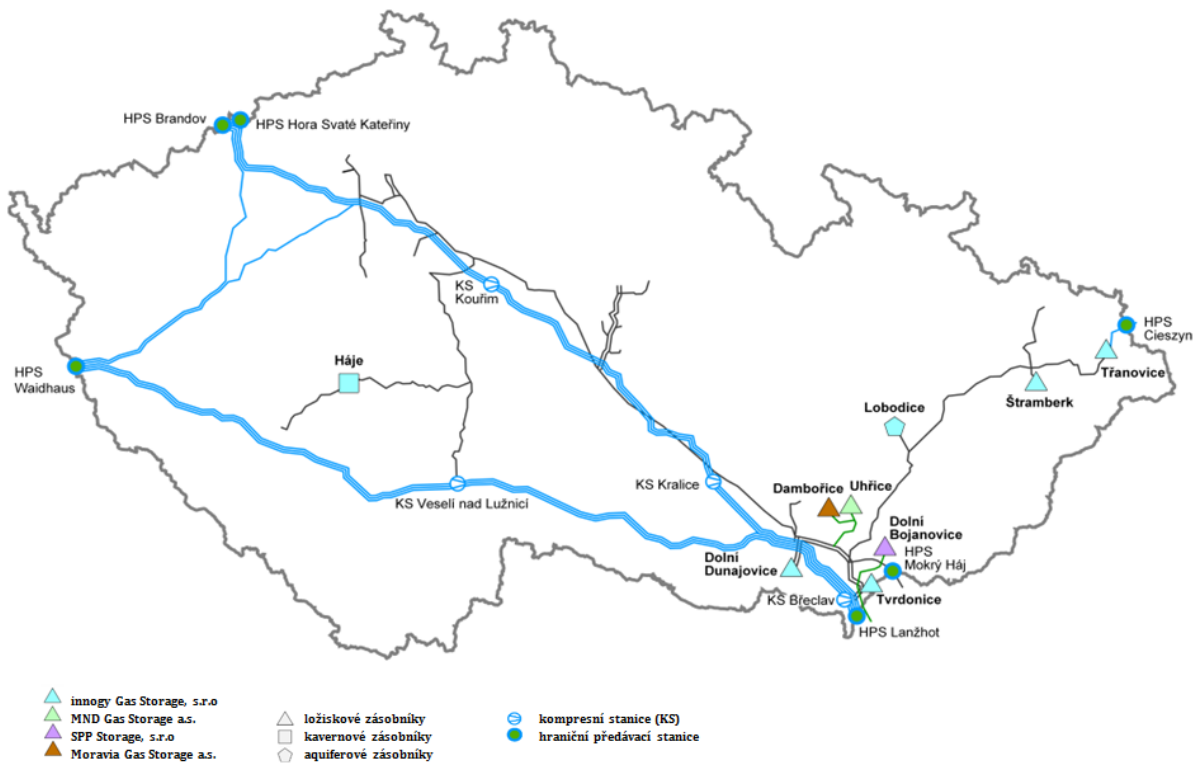
Skladování plynu hraje zásadní roli při vyrovnávání kolísání sezónní a špičkové poptávky a zajištění spolehlivého a bezpečného zásobování plynem. Účastníci trhu s plynem v celém logistickém řetězci dodávky plynu mohou profitovat z možnosti skladovat plyn, dokud není potřeba použít tento plyn jako adekvátní reakci na zvýšený požadavek trhu s plynem, který je způsoben meteorologickými nebo jinými událostmi.

Na liberalizovaném trhu s plynem v ČR došlo, stejně jako v ostatních zemích EU, k rozšíření tradiční role skladování plynu při řešení sezónních rozdílů ve spotřebě plynu. Nově se však zásobníky využívají pro vyrovnání a optimalizaci krátkodobých změn poptávky, zajištění bezpečnosti dodávek a jako arbitrážní nástroj pro krátkodobé obchody na organizovaných trzích s plynem.

V této souvislosti je sezónní rozdíl v ceně plynu stále hlavním nástrojem při oceňování skladů. Hodnota skladovací kapacity je však z pohledu jejích uživatelů determinována rovněž možností vydělat na krátkodobých cenových fluktuacích. Třetí složkou určení hodnoty skladovací kapacity pro obchodníky je její přínos pro zajištění bezpečnosti dodávek pro portfolio zákazníků.

Navzdory částečnému posunu ze své funkce strategické rezervy na nástroj krátkodobé likvidity trhu s plynem zůstává skladování plynu základním prvkem trhu s plynem a má zásadní roli pro stabilitu a efektivní fungování tohoto trhu. Ekonomika provozu stávajících skladovacích aktiv, která však není chráněna regulací, je v posledních letech pod výrazným tlakem, a to v důsledku poklesu marží.

Výše uvedené skutečnosti jsou zohledněny ve výchozí slevě stanovené čl. 9 TAR NC ve výši 50 % z přepravních sazeb založených na kapacitě pro vstupní a výstupní body do/ze zásobníku plynu. Tato sleva představuje regulační opatření, které i v podmínkách trhu s plynem v České republice zohledňuje přínos zásobníků plynu pro plynárenskou soustavu, resp. trh s plynem v celé jeho komplexnosti.



Obrázek 5 Schéma umístění zásobníků plynu v Česku a jejich připojení k přepravní soustavě

6.2.5. Rozvoj plynárenské infrastruktury ČR

Plynárenská infrastruktura v ČR je velmi rozvinutá a schopna reagovat na měnící se podobu mezinárodní přepravy plynu přes její území. Změny směrů toků plynu napříč Evropou výraznou měrou ovlivní budoucí rozvoj přepravní soustavy v její tranzitní části. Rozvojové projekty nových mezinárodních plynovodů a klesající těžba plynu v Evropě budou v budoucnu určovat směr tranzitních toků. Tranzitní část přepravní soustavy je z pohledu nynější poptávky i současného tranzitu dostatečně dimenzovaná. Vstupní a výstupní kapacity hraničních předávacích stanic ukazuje obrázek 6. Zásobování severní Moravy a Slezska je podmíněno spoluprací provozovatele přepravní soustavy s provozovatelem tamních zásobníků plynu umístěných v této oblasti. V důsledku legislativních požadavků na oddělení činností provozovatele přepravní soustavy a provozovatele zásobníků plynu není však možné řídit plynárenskou soustavu tak, jak

byla historicky koncipována a vystavěna⁸. Region je v současné době zásobován jedinou linií přepravní soustavy s roční kapacitou přibližně 4 mld. m³, která je však využívána i pro přepravu plynu do Polska prostřednictvím hraniční předávací stanice Cieszyn (Český Těšín).

Kapacita zásobníků i jejich těžební a vtláčečí výkony jsou úměrné nynější poptávce plynu v ČR. Povinnost obchodníků zajistit bezpečnostní standard dodávek chráněným zákazníkům se prozatím neprojevila výrazně zvýšenou poptávkou po skladovacích kapacitách, a tudíž ani na ceně skladovací kapacity zásobníků, kterou nabízelí provozovatelé zásobníků plynu v aukcích. Vysoká konkurence na trhu s flexibilitou se přímo promítá do ceny, kterou jsou obchodníci s plynem ochotni zaplatit za skladovací kapacitu. Tato cena se tak může dostat na úroveň či pod úroveň provozních nákladů, což odrazuje od investic do rozšíření zásobníkových kapacit. V některých zemích EU dokonce situace přiměla provozovatele uzavřít či pozastavit provoz některých zásobníků plynu.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém horizontu lze očekávat realizaci projektů, které reagují na změnu směru tranzitních toků přes ČR směrem do Rakouska, Itálie a jižního Německa. Jedná se především o rozšíření stávající hraniční předávací stanice Hora Svaté Kateřiny a o vybudování paralelní linie plynovodu Gazela. Úpravy provedené v roce 2016 na kompresní stanici ve Veselí nad Lužnicí již umožňují přepravu plynu ve směru Přimda–Lanžhot. Soubor těchto projektů navýší přepravní kapacitu mezi obchodními oblastmi Gaspool (Německo) a CEGH (Rakousko). Za tímto účelem je připravován projekt plynovodu BACI, který by v případě realizace umožnil přímé propojení českého a rakouského trhu s plynem. Konečné rozhodnutí o realizaci projektu BACI a jeho kapacitě bude závislé na vyhodnocení zájmu obchodníků o virtuální propojení mezi Českou republikou a Rakouskem, o tzv. službu TRU s roční kapacitou 850 GWh (80 mil. m³). Služba TRU je ve zkušebním provozu od roku 2018 a jedná se o koordinovanou kapacitu vytvořenou úzkou spoluprací společností NET4GAS, s.r.o., GAS CONNECT AUSTRIA GmbH a eustream, a.s.

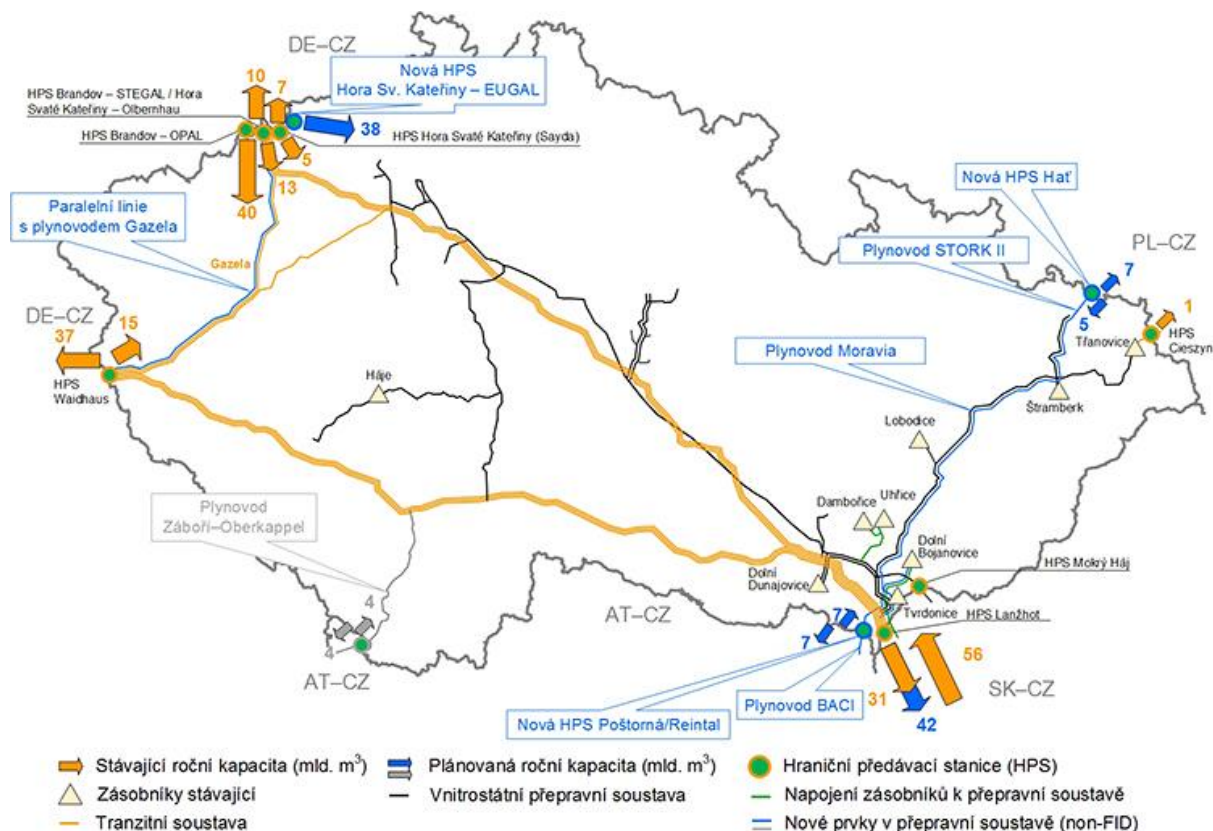
Na rok 2022 je plánována realizace tuzemského plynovodu Moravia, jehož cílem je zabezpečení dostatečné výstupní kapacity pro oblast severní Moravy, jakož i další možné rozšíření kapacit v souvislosti s vytvořením Severojižního koridoru. Realizace projektu v jakékoli zvažované a řešené variantě je spojena s modernizací kompresní stanice Břeclav.

V roce 2022 se rovněž předpokládá zprovoznění plynovodu STORK II, který v dostatečné kapacitě propojí českou a polskou plynárenskou soustavu, čímž vytvoří potenciál pro diverzifikaci zdrojů a dodávkových tras plynu propojením s LNG terminály v Polsku a Chorvatsku.

⁸ Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v ČR (<https://www.net4gas.cz/cz/projekty/rozvojove-plany/>)

Projekt realizace plynovodu do rakouského Oberkappelu byl odložen na neurčito a ve střednědobém horizontu nejspíše realizován nebude.

Střednědobě není očekáváno zprovoznění žádného nového zásobníku, bude pouze postupně zprovozňována plná kapacita zásobníku Dambořice. Provozovatel přepravní soustavy a společnost SPP Storage, s.r.o., připravují napojení zásobníku plynu v Dolních Bojanovicích na českou plynárenskou soustavu. Po realizaci tohoto projektu bude poměr celkové kapacity zásobníků plynu a spotřeby plynu v ČR činit 40 až 48 % a bude tedy s rezervou naplněn požadavek SEK.



Obrázek 6 Přehled vstupních a výstupních přepravních kapacit hraničních předávacích bodů

Dlouhodobý horizont

Nelze jednoznačně určit, jak nově připravované a uvažované zásobovací trasy z jižního směru (TurkStream, Jižní koridor, Eastring atd.) změní situaci na evropském trhu s plynem. Širší zdrojové portfolio by navýšilo nabídku na trhu a pravděpodobně posílilo změnu směrů toků plynu v Evropě. Dlouhodobé obchodování bude pravděpodobně ve větší míře nahrazováno krátkodobým obchodováním na burzách. Rozvoj infrastruktury bude silně vázán na požadavky trhu a bude jej následovat. Česká přepravní soustava pravděpodobně nebude v dlouhodobém horizontu výrazně navyšovat svou kapacitu. Od roku 2035 bude plynovod Gazela zpřístupněn rovněž třetím stranám (výjimka byla udělena pouze ve směru Brandov – Waidhaus).

S ohledem na předpokládaný růst poptávky po plynu podle scénáře SEK, bude pro naplnění požadavků SEK potřeba, v závislosti na scénáři, zprovoznit do roku 2050 až 1,2 mld. m³ nové zásobníkové kapacity⁹ a této kapacitě odpovídající přepravní kapacitu.

6.3. Aktuální stav

6.3.1. Současný regulatorní přístup

Ceny za službu přepravy plynu jsou regulovány ERÚ na základě ustanovení § 19a energetického zákona. Ceny jsou stanoveny jako pevné bez možnosti jejich úpravy ze strany provozovatele nebo uživatelů přepravní soustavy. Aby došlo k virtuálnímu oddělení výnosů z vnitrostátní přepravy a výnosů z tranzitní přepravy, je proces cenotvorby oddělen. Tímto přístupem je zajištěno, že nedochází ke křížovým dotacím a přenášení rizika nevyužití tranzitních kapacit mezi tranzitními uživateli soustavy (obchodníci přepravující plyn přes ČR) a uživateli vnitrostátní části soustavy (domácí zákazníci).

Přepravní soustava na území České republiky byla v minulosti budována jako převážně tranzitní. Její přepravní kapacita několikanásobně převyšuje potřeby zásobování zákazníků v ČR. Přepravní kapacita v České republice tak byla v minulosti určena především pro účely zásobování plynem dalších států (Německo, Francie, Rakousko, Itálie). Je proto oprávněné, že náklady související s udržováním tranzitních kapacit, jsou v rámci entry/exit systému hrazeny těmito uživateli soustavy a nejsou přenášeny na domácí zákazníky, kteří tuto službu nepotřebují.

V případě cen za službu přepravy plynu je používána jiná metodika pro stanovení cen pro vnitrostátní přepravu a jiná metodika pro stanovení cen tranzitní přepravy. U vnitrostátní přepravy je aplikován přístup revenue cap, kdy je provozovateli přepravní soustavy stanoven na kalendářní rok přesný objem finančních prostředků určený na provoz, údržbu a rozvoj přepravní soustavy. V případě výběru nižšího nebo vyššího množství výnosů jsou pro nejbližší další rok výnosy korigovány o rozdíl mezi povolenými a skutečnými výnosy. Do vnitrostátní části přepravy jsou zahrnuty:

- virtuální předávací body do distribučních soustav,
- předávací místa virtuálních zásobníků plynu,
- předávací místa zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě,
- vstupní hraniční body do přepravní soustavy v míře potřebné pro zásobování zákazníků v ČR.

U tranzitní přepravy je aplikován přístup price cap podpořený mezinárodním srovnáním přepravních tarifů (benchmarkingem). Pro tranzitní část přepravy tedy není provozovateli přepravní soustavy stanoven přesný objem výnosů, který má právo vybrat, ale vychází se z předpokladu, že cenový strop stanovený na základě srovnání

⁹ Zpráva o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu, OTE, a.s., 2017

podobných přepravních systémů a tras poskytne provozovateli přepravní soustavy odpovídající výši výnosů včetně pokrytí rizik souvisejících s provozem tranzitní přepravy, protože vybrané prostředky nejsou následně korigovány na stanovenou úroveň. Do tranzitní části přepravy jsou zahrnuty:

- výstupní hraniční body z přepravní soustavy,
- vstupní hraniční body do přepravní soustavy bez části potřebné pro zásobování zákazníků v ČR.

6.3.2. Problematika kompatibility současného regulatorního přístupu v souvislosti s implementací TAR NC

Vzhledem k předpokládané výstavbě významných nových přepravních tras a následným změnám toků plynu v EU čelí systémy s existujícími tranzitními cestami riziku sníženého rezervování kapacity a rostoucí nestability rezervace přepravních kapacit nad rámec domácí poptávky. Toto riziko nevyužití objemových kapacit a související aspekty je nezbytné řešit tak, aby nedocházelo ke křížovému financování mezi uživateli soustavy a zároveň, aby kapacity, které jsou využívány pro potřeby zajištění dodávky plynu do dalších zemí, nebyly redukovány, byť k jejich plnému využití dochází s malou intenzitou.

Je třeba řešit situaci, kdy objemové riziko, tj. riziko nedostatečné rezervace technických kapacit a pokrytí souvisejících nákladů, nemůže být oprávněně hrazeno domácími uživateli soustavy. Tento požadavek je o to markantnější, že výhody spojené s předmětnou technickou kapacitou využívají jiní uživatelé sítě, resp. přepravní systém je využíván k přepravě plynu konečným zákazníkům v jiných tržních oblastech. Jedná se především o systémy s velmi vysokým podílem kapacit dedikovaných pro tranzitní toky, které jsou determinovány kapacitou na výstupních hraničních bodech, ale se signifikantně volatilními rezervacemi přepravních kapacit.

Pokud by provozovatel přepravní soustavy přebíral objemové kapacitní riziko pro „tranzitní“ část technických kapacit v systému a pokrytí souvisejících výnosů by bylo řešeno prostřednictvím uplatňování price cap režimu, muselo by zákonitě docházet také k diferenciaci výnosů. Aby nedocházelo k vzájemným křížovým dotacím, bylo by nutné od sebe oddělit výnosy, jejichž úhrada je zaručena vnitrostátními uživateli sítě v rámci režimu revenue cap, a výnosy vztažené k tranzitní přepravě, jejichž úhrada není v České republice z důvodu použití režimu price cap garantována. Vzhledem k různé míře rizika z důvodu použitého regulačního mechanismu je nezbytné zohlednit tuto skutečnost při stanovení výnosů pro vnitrostátní přepravu i pro tranzitní přepravu. Je proto nezbytné, aby aplikovaný model implementace TAR NC obsahoval řešení, kdy jsou náklady transparentně alokovány uživatelům vnitrostátní části soustavy a zákazníkům v jiných tržních oblastech využívajících pouze tranzitní část soustavy, protože jsou v konečném důsledku jimi vyvolány. To vyžaduje možnost jasné identifikace potřeb tranzitu a potřeb domácích zákazníků a reflektování těchto potřeb v takové metodice, která svými mechanismy splňuje klíčové požadavky TAR NC včetně ustanovení uvedeného v čl. 7 písm. d), které vyžaduje, aby riziko spojené s nedostatečnou rezervací přepravní kapacity, které se vztahuje zejména k přepravě napříč vstupně-výstupním

systemem (tj. tranzitní část soustavy), nebylo přenášeno na koncové zákazníky v rámci uvedeného vstupně-výstupního systému. Zároveň je nutné, aby aplikované řešení plně respektovalo požadavky vyplývající z nařízení 2009/715/ES.

7. Cíle a požadované vlastnosti navrhovaného způsobu implementace

Cílem ERÚ je zvolit takový způsob implementace TAR NC, který bude vyhovovat všem závazným požadavkům platné legislativy, viz tabulka 4, a který zároveň zajistí spravedlivé rozdělení nákladů mezi různé uživatele. Tarifní systém by měl dále vytvářet podmínky pro účinné využívání plynárenské soustavy tak, aby byla minimalizována možnost dramatického zvýšení tarifních poplatků na dotčených propojovacích bodech v případě absence dlouhodobé rezervace přepravních kapacit.

Zároveň je žádoucí zajistit ekonomickou udržitelnost plynárenské infrastruktury v případě možného snížení využívání sítě (pokud je existence této infrastruktury založena na požadavku zabezpečení dodávek plynu).

Článek 13 Nařízení č. 715/2009	Články 7(a) - 7(e) TAR NC	Cíl
✓ Sazby nebo metodiky výpočtu sazeb jsou transparentní.	✓ Metodika stanovení referenčních cen musí umožňovat uživatelům soustavy reprodukovat výpočet referenčních cen a jejich přesnou prognózu.	Reprodukovatelnost, předvídatelnost
✓ Sazby nebo metodiky výpočtu sazeb berou v úvahu potřebu integrity soustavy a jejího zlepšování a odrážejí skutečné náklady, pokud tyto náklady odpovídají nákladům účinného provozovatele soustavy se srovnatelnou strukturou a jsou transparentní, včetně odpovídající návratnosti investic	✓ Metodika stanovení referenčních cen musí zohledňovat skutečné náklady vynaložené na poskytování přepravních služeb s ohledem na úroveň složitosti přepravní soustavy.	Odrážejí skutečné náklady
✓ Sazby nebo metodiky jejich výpočtu se použijí nediskriminačním způsobem. ✓ Sazby nebo metodiky jejich výpočtu zabraňují křížovým dotacím mezi uživateli sítě	✓ Metodika stanovení referenčních cen musí zajišťovat, aby nedocházelo k diskriminaci, a předcházet nepřiměřeným křížovým dotacím, mimo jiné i tím, že zohlední posouzení přidělování nákladů. ✓ Metodika stanovení referenčních cen musí zajistit, aby významné riziko spojené s nedostatečnou rezervací přepravní kapacity, které se vztahuje zejména k přepravě napříč vstupně-výstupním systémem, nebylo přenášeno na koncové zákazníky v rámci uvedeného vstupně-výstupního systému.	Odrážejí skutečné náklady
✓ Sazby za přístup k síti nesmí omezit likviditu trhu ani narušit přeshraniční obchod mezi různými přepravními soustavami. ✓ Sazby nebo metodiky jejich výpočtu usnadňují účinné obchodování se zemním plynem a hospodářskou soutěž	✓ Metodika stanovení referenčních cen musí zajistit, aby výsledné referenční ceny nenarušovaly přeshraniční obchod.	Důsledek tarifů odrážejících náklady.

Tabulka 4 Legislativní požadavky na tarifní systém

8. Konzultace v souladu s čl. 28

8.1. Nastavení úrovně multiplikátorů

8.1.1. Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů

Přepavní soustava je navržena tak, aby zvládla přepravit velké toky plynu během špičkových podmínek. 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 TAR NC zohlednit tyto aspekty¹⁰:

- rovnováha mezi umožněním krátkodobého obchodování se zemním plynem a poskytováním dlouhodobých signálů pro efektivní investice do přepravní soustavy,
- dopad na výnosy z přepravních služeb a jejich pokrytí,
- potřeba zabránit křížovým dotacím mezi uživateli soustavy a zajistit, aby se ve vyvolávacích cenách více odrážely náklady,
- situace, kdy dojde k fyzickému a smluvnímu překročení kapacity,
- dopad na přeshraniční toky.

Rozsah platnosti TAR NC týkající se multiplikátorů je omezen na hraniční body, resp. virtuální hraniční body, nicméně všechny tarify by měly být nediskriminační a měly by zabraňovat křížovým dotacím. Z pohledu charakteristiky trhu s plynem v ČR tak neexistují objektivní důvody, aby byly identické multiplikátory aplikovány i na vstupních a výstupních bodech přepravní soustavy, které nejsou přímo dotčeny TAR NC.

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

¹⁰ Čl. 28 (3)(a) nařízení č. 2017/460

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

Tabulka 5 Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů

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 roční 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.

V případě režimu revenue cap je nezbytné, při nastavení hodnot multiplikátorů, vycházet z predikce optimalizovaného profilu rezervací přepravní kapacity, aby byla minimalizována možnost vzniku schodku nebo přebytku výnosů evidovaných na regulačním účtu. V prostředí českého modelu trhu s plynem však dochází k přesunu nevybrané části výnosů do výnosů alokovaných do ceny za rezervaci distribuční kapacity. V případě vysoké úrovně multiplikátorů je cílem obchodníků zajistit si přepravní kapacitu na bázi ročního produktu. Kapacita je tak prodána před začátkem

plynárenského roku, a je tak snadnější provádět predikce úrovně smluvně zajištěné kapacity. V konečném důsledku dochází ke snížení úrovně výnosů, které jsou předmětem narovnání v rámci regulatorního účtu.

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.

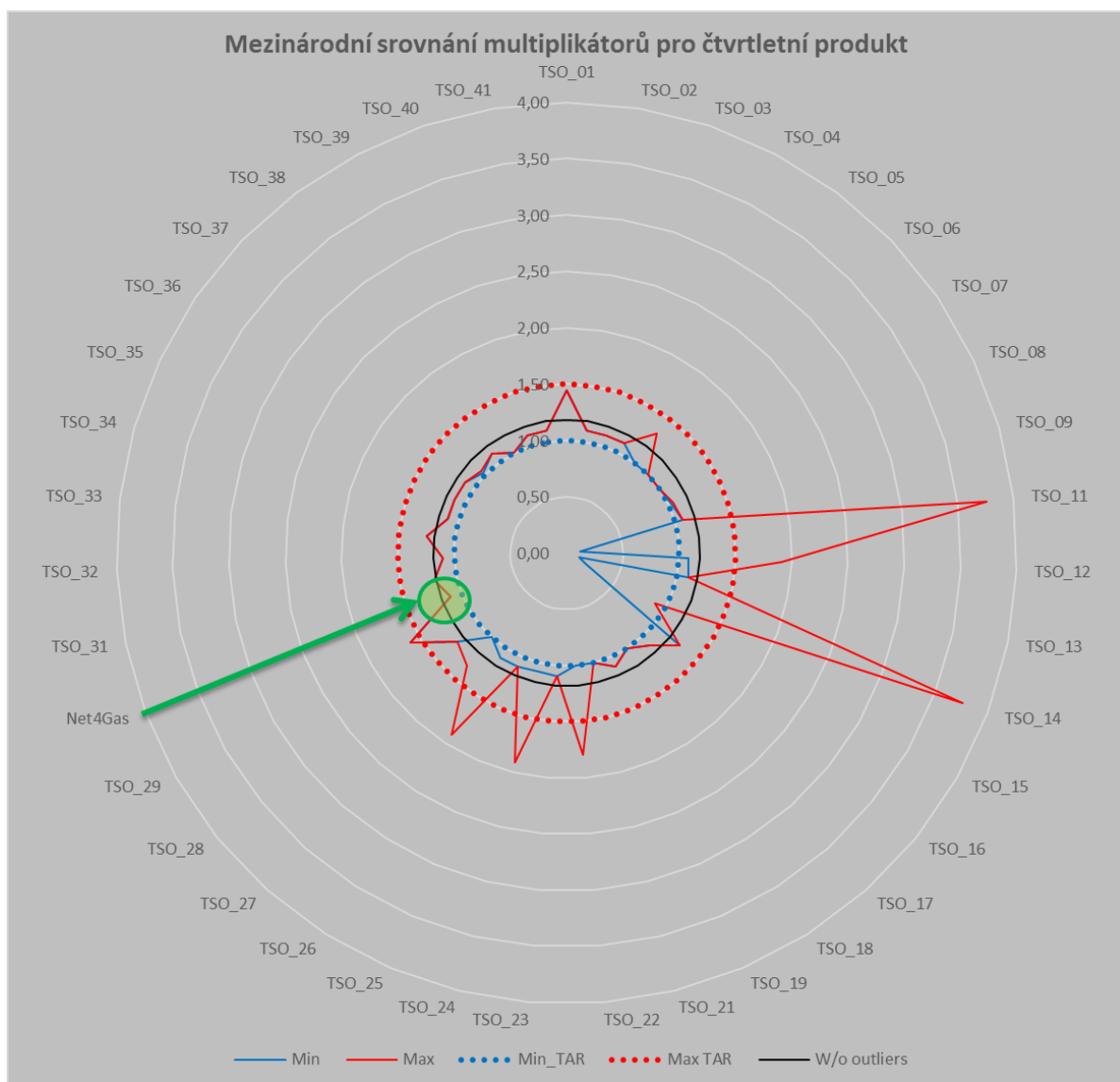
Vzhledem k tomu, že multiplikátor roven jedné nelze považovat za přiměřený a odpovídající situaci na trhu s plynem v ČR, je bez jakékoli pochybnosti evidentní, že multiplikátor musí být vyšší. Jeho hodnota musí vytvářet podmínky pro rovnováhu mezi jednotlivými kapacitními produkty tak, aby pro každý 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).

8.1.2. Mezinárodní srovnání úrovně multiplikátorů

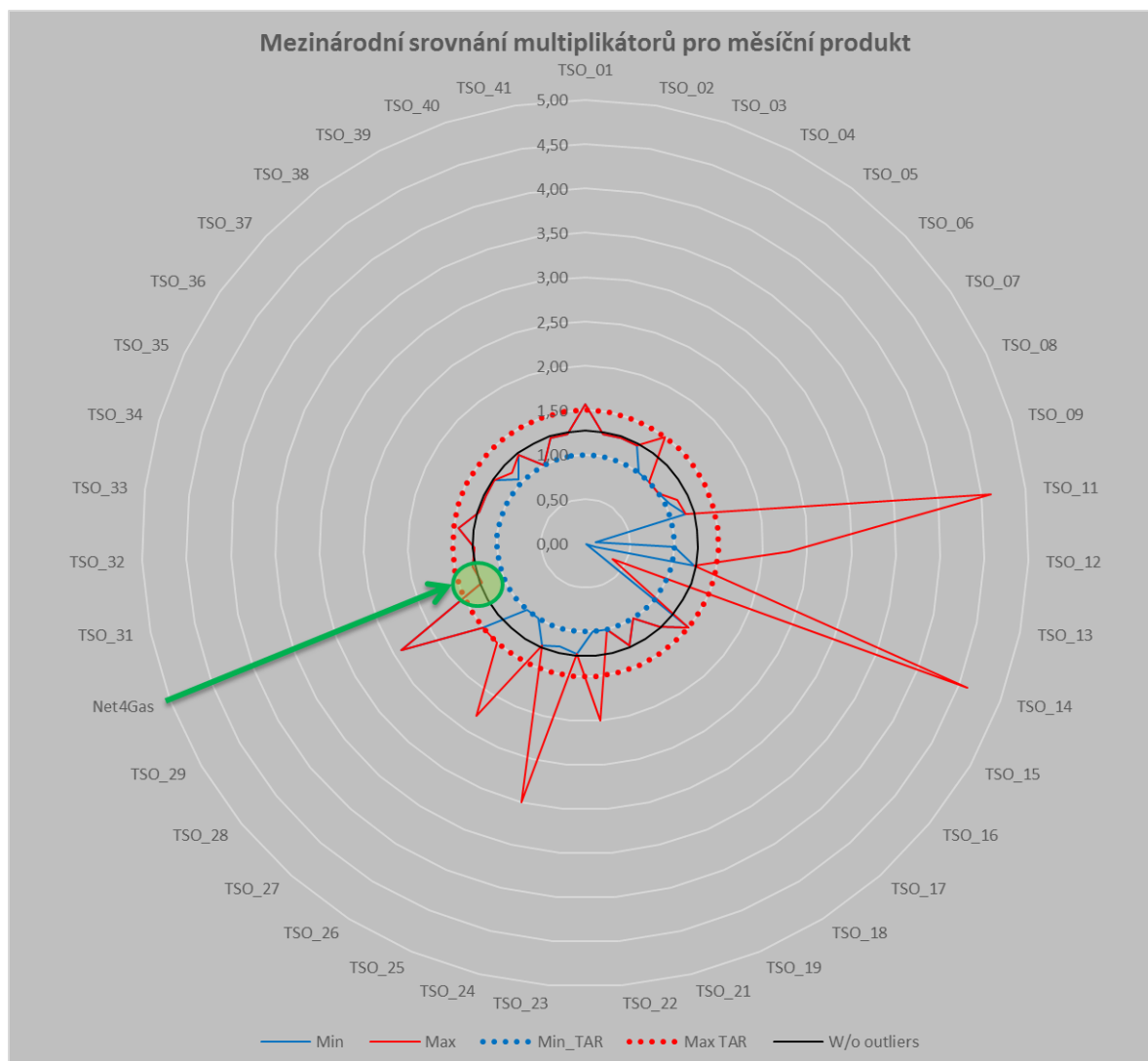
Nastavení výše multiplikátorů je v jednotlivých členských zemích EU značně variabilní a odráží specifické podmínky národních trhů. Přesto lze v nastavení multiplikátorů nalézt v jednotlivých zemích určité obecné podobnosti a mantinely jejich nastavení, viz následující grafy 3 až 6.

V mezinárodním srovnání multiplikátorů kapacitních produktů u evropských provozovatelů přepravních soustav splňuje nastavení výše multiplikátoru pro českého provozovatele přepravní soustavy požadavky čl. 13, odst. 1 TAR NC už od roku 2017.



Graf 3 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017 – čtvrtletní produkty¹¹

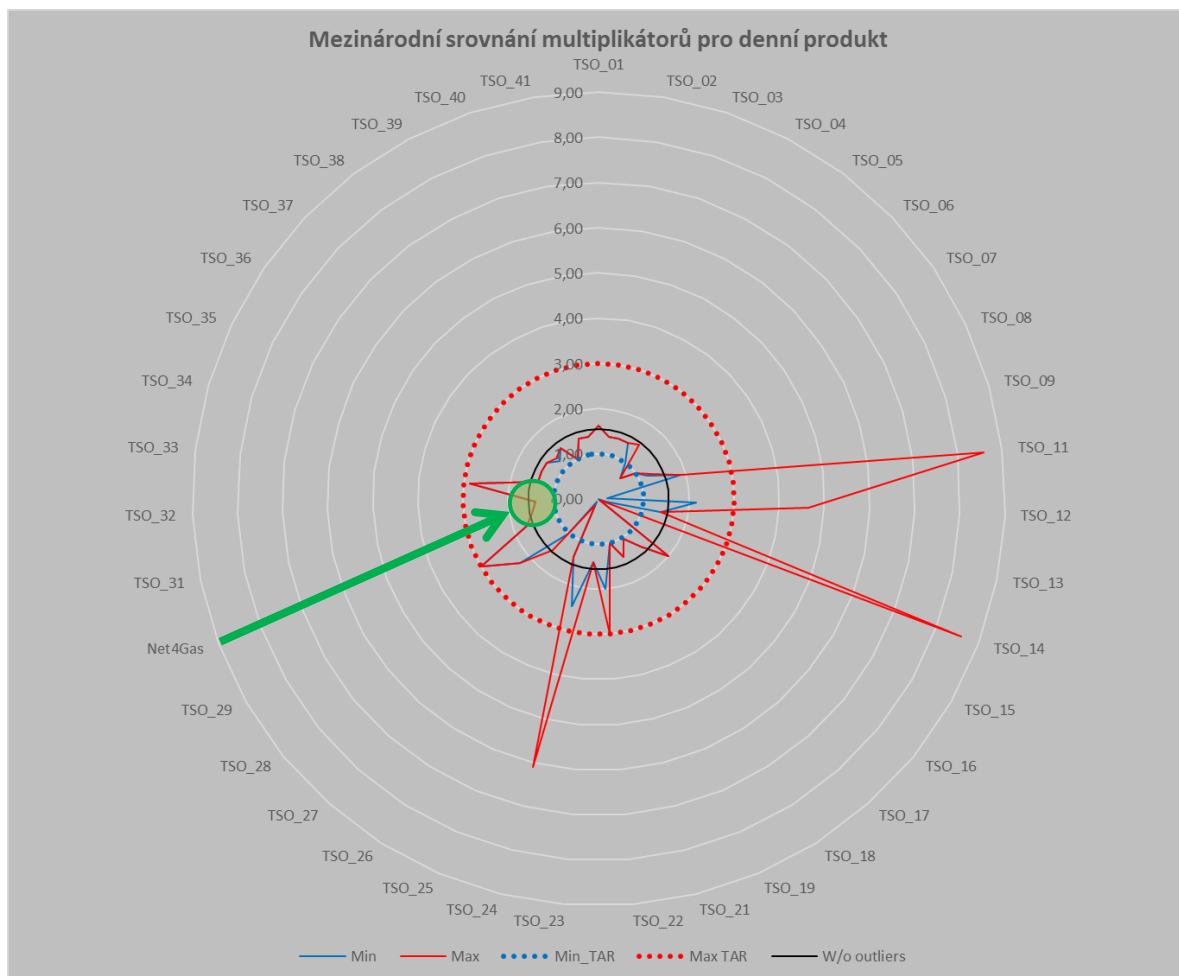
Na základě závěrů uvedených ve studii ENTSOG¹¹ byla průměrná hodnota multiplikátoru pro čtvrtletní přepravní produkty v roce 2017 ve výši 1,18. V mezinárodním srovnání multiplikátorů čtvrtletních produktů u evropských provozovatelů přepravních soustav splňuje český provozovatel přepravní soustavy s hodnotou multiplikátoru ve výši 1,1 požadavky čl. 13 odst. 1 TAR NC.



Graf 4 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017- měsíční produkty¹¹

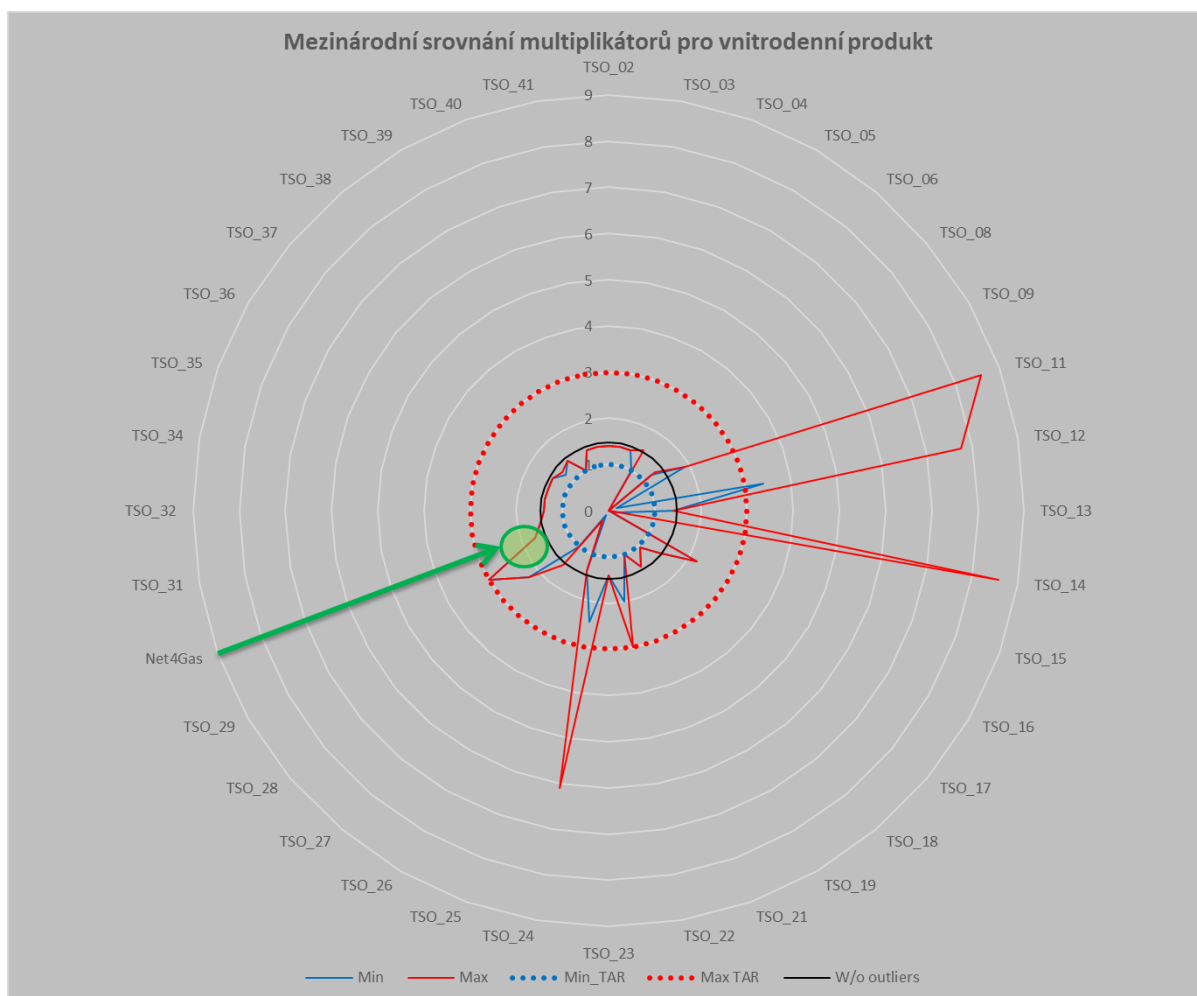
Na základě závěrů uvedených ve studii ENTSOG¹¹ byla průměrná hodnota multiplikátoru pro měsíční přepravní produkty v roce 2017 ve výši 1,27. V mezinárodním srovnání multiplikátorů měsíčních produktů u evropských provozovatelů přepravních soustav splňuje český provozovatel přepravní soustavy s hodnotou multiplikátoru ve výši 1,25 požadavky čl. 13 odst. 1 TAR NC.

¹¹ First ENTSOG Report on Implementation Monitoring and Baseline for Effect Monitoring of the Tariff Network Code, březen 2018; upraveno ERÚ



Graf 5 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017- denní produkty¹¹

Na základě závěrů uvedených ve studii ENTSOG¹¹ byla průměrná hodnota multiplikátoru pro denní přepravní produkty v roce 2017 ve výši 1,43. V mezinárodním srovnání multiplikátorů denních produktů u evropských provozovatelů přepravních soustav splňuje český provozovatel přepravní soustavy s hodnotou multiplikátoru ve výši 1,5 požadavky čl. 13 odst. 1 TAR NC.



Graf 6 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017- vnitrodenní produkty¹¹

Na základě závěrů uvedených ve studii ENTSO¹¹ byla průměrná hodnota multiplikátoru pro vnitrodenní přepravní produkty v roce 2017 ve výši 1,39. V mezinárodním srovnání multiplikátorů vnitrodenních produktů u evropských provozovatelů přepravních soustav splňuje český provozovatel přepravní soustavy s hodnotou multiplikátoru ve výši 1,7 požadavky čl. 13, odst. 1, TAR NC.

8.1.3. Konzultované úrovně multiplikátorů

Předpoklady a odůvodnění uvedená v kapitole 8.1.1. a 8.1.2. vedou k nastavení multiplikátorů v této výši:

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

Tabulka 6 Návrh nastavení výše multiplikátorů

8.2. Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15

Sezónní faktory pro stanovení vyvolávací ceny kapacitních přepravních produktů nejsou v České republice používány a nepředpokládá se ani jejich budoucí zavedení. 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, viz kapitola 8.1., která uživatelům přepravní soustavy umožňuje v dostatečné míře strukturovat své kapacitní potřeby a zároveň respektuje 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.

8.3. Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16

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 TAR NC 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 výše uvedené dostatečné velikosti přepravních kapacit na všech vstupních a výstupních hraničních bodech nemá k dispozici data, na jejichž základě by stanovil pravděpodobnost přerušení uvedený v čl. 16 (2) TAR NC.

V souladu s čl. 16 (4) TAR NC tak bude pro kapacitní produkty s přerušitelnou kapacitou aplikován režim následných slev.

9. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a)

9.1. Popis navrhované metodiky stanovení referenčních cen

9.1.1. Obecná východiska cenotvorby

Vzhledem k dlouhodobě dominantní roli přepravy plynu pro potřeby sousedních států prostřednictvím přepravní soustavy v ČR jsou v současné době v České republice v oblasti plynárenství, zejména z důvodu ochrany vnitrostátních zákazníků před riziky změny rezervací pro účely tranzitu, aplikovány rozdílné regulační režimy pro činnosti vnitrostátní a mezinárodní přepravy plynu.

Vnitrostátní přeprava, která je charakterizována stabilním a dlouhodobým využíváním, je regulována metodou výnosového stropu (revenue cap), vycházející ze skutečných či očekávaných nákladů, zatímco regulace u mezinárodní přepravy je založena na metodě cenového stropu (price cap), která je podpořena mezinárodním srovnáním přepravních tarifů (benchmarkingem). Pro tranzitní část přepravy tedy není provozovateli přepravní soustavy stanoven přesný objem výnosů, který má právo vybrat, ale vychází se z předpokladu, že cenový strop stanovený na základě srovnání podobných přepravních systémů a tras poskytne provozovateli přepravní soustavy odpovídající výši výnosů včetně pokrytí rizik souvisejících s provozem tranzitní přepravy, protože vybrané prostředky nejsou následně korigovány na stanovenou úroveň.

S přechodem na nákladově orientovanou metodologii regulace mezinárodní přepravy související i s implementací požadavků TAR NC zastává ERÚ stanovisko (v souladu s čl. 7 písm. d) TAR NC), že v podmínkách České republiky, coby země s převládající vahou mezinárodní přepravy plynu, nelze objemové riziko této přepravy přenášet na domácí spotřebitele. Z tohoto důvodu ERÚ upřednostňuje ponechání dosavadního způsobu cenové regulace formou výnosového stropu na vnitrostátní přepravě, zatímco u činnosti mezinárodní přepravy navrhuje aplikovat režim cenového stropu (price cap) se zohledněním vyššího rizika daného nejistotou výše rezervací u tranzitní přepravy.

Riziko tranzitních toků v České republice je značně vyšší než v jiných státech, které jsou de facto tranzitními zeměmi pro další státy, které nemají ve střednědobém horizontu možnost změnit směr dovozu plynu. Tranzit přes Českou republiku však z dlouhodobého pohledu směřuje do zemí, které mají možnost zcela změnit zdrojovou základnu (např. přechod na LNG, využití jinou dopravní trasu pro ruský plyn, nebo nové zdroje plynu ze středomoří apod.) Skutečnost, že po skončení dlouhodobých kontraktů provozovateli zůstanou ještě neodepsané a nezaplacené plynovody, pro které již nebude žádné využití, odráží riziková přírážka, viz kapitola 9.1.3.

Při aplikaci pravidel TAR NC pro rok 2020 je nutné brát v úvahu skutečnost, že tento rok bude zároveň posledním rokem tzv. IV. regulačního období, pro které platí pravidla regulace stanovená v dokumentu „Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020“ (dále jen „Zásady“).

S ohledem na skutečnost, že TAR NC představuje legislativní předpis vyšší právní síly, který je tak v požadovaném rozsahu nezbytné aplikovat do principů regulace na národní úrovni, byly při přípravě návrhu podle čl. 26 TAR NC respektovány tyto předpoklady:

- u vnitrostátní přepravy plynu zajistit pro rok 2020 konzistentnost aplikace pravidel TAR NC s pravidly regulace pro IV. regulační období, zejména z pohledu stanovení povolených výnosů použitých následně pro uplatnění zvolené referenční cenové metodologie pro výpočty přepravních sazeb;
- poskytnout prostřednictvím tohoto konzultačního dokumentu uživatelům přepravní soustavy metodické a cenotvorné informace týkající se nejen samotného roku 2020, ale i výhled možného vývoje sazeb po uplynutí tohoto roku. Tento výhled se prostřednictvím tohoto dokumentu poskytuje až do roku 2025, tj. pokrývá i minimální předpokládanou dobu trvání V. regulačního období¹². Ve spojení s publikováním zjednodušeného modelu sazeb podle čl. 30, odst. 2, písm. b) TAR NC by měl výhled přispět k přiměřené míře transparentnosti a předvídatelnosti cenových změn pro uživatele soustavy. ERÚ se domnívá, že takový postup naplňuje záměry TAR NC vyjádřené v důvodech jeho přijetí (viz TAR NC preambule (2)).

9.1.2. Stanovení povolených a cílových výnosů provozovatele přepravní soustavy

Mezi výchozí předpoklady tvorby očekávaných povolených a cílových výnosů pro výpočet přepravních sazeb uvedených v tomto dokumentu patří:

- povolené výnosy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu pro rok 2020 jsou stanoveny podle metodologie platné pro IV. regulační období;
- cílové výnosy pro činnost mezinárodní přepravy plynu na období 2020-2025 a povolené výnosy pro činnost vnitrostátní přepravy plynu na období 2021-2025 vycházejí z plánovaných investic a odpisů, plánovaných provozních nákladů a referenční hodnoty regulované výnosnosti (WACC) aplikované na regulatorně stanovenou, a o plánované investice a odpisy upravovanou, bázi aktiv (RAB). Při stanovení povolených nákladů na V. regulační období budou plánované náklady pro období 2021-2025 dále analyzovány a ERÚ bude stanovena definitivní výše povolených nákladů s možným vlivem na stanovení cen a s dopadem do předkládaných modelů;
- rozdělení příslušných kapitálových i provozních nákladů mezi mezinárodní a vnitrostátní přepravu plynu je provedeno s použitím téhož mechanismu, který byl použit při nastavení podmínek IV. regulačního období. Rozdělení je založeno na alokaci konkrétních částí přepravní soustavy pro vnitrostátní účely a pro tranzitní účely na základě alokačního klíče a rozdělení nákladů společných pro tranzitní a vnitrostátní využití. Rozdělení odpovídá využití soustavy pro

¹² V souvislosti s V. regulačním obdobím Energetický regulační úřad uvádí, že principy a parametry pro V. regulační období nebyly doposud stanoveny a nejsou předmětem tohoto konzultačního dokumentu.

vnitrostátní a tranzitní účely na základě kapacity, vzdáleností, tlakových ztrát a typického využití pro daný typ přepravy v rámci roku.

- Vzhledem k plánované změně rezervací kapacit a značného posílení kapacity pro směr Brandov-Lanžhot a dále možných dalších investic pro posílení jak tranzitní, tak i vnitrostátní přepravy bude hodnota alokačního klíče ověřena a upřesněna v rámci stanovení parametrů V. regulačního období¹², a je tak pravděpodobné, že se výsledek tohoto přepočtu alokace projeví při stanovení cen a bude mít vliv na výpočetní modely¹³.

Vzhledem k vyššímu riziku činnosti mezinárodní přepravy plynu, u které ERÚ nepředpokládá pokrytí schodku nebo přebytku výnosů z přepravních služeb a existenci regulačního účtu a jeho narovnávání v čase, se jako primární nástroj pro zohlednění tohoto rizika použije riziková přírážka k referenční hodnotě regulované výnosnosti (WACC) (čl. 17 odst. 2 TAR NC).

9.1.3. Referenční WACC a riziková přírážka

Vzhledem k tomu, že:

- pro činnost mezinárodní přepravy plynu doposud neexistuje metodologie pro stanovení regulované míry výnosnosti (WACC),
- konzultační proces k nastavení pravidel regulace, včetně pravidel pro WACC pro V. regulační období (2021-2025) nebyl prozatím zahájen,
- na základě historického vývoje sazeb státních dluhopisů coby zásadního parametru výpočtu WACC podle regulačně používané metodologie CAPM je vysoce pravděpodobné, že pro V. regulační období dojde oproti stavu ve IV. regulačním období ke změně hodnoty průměrné bezrizikové míry výnosnosti,

používá ERÚ v souladu s používanou metodologií CAPM pro účely této konzultace přepravních sazeb uvedených v tomto dokumentu referenční regulovanou míru výnosnosti pro uplatnění režimu výnosového stropu stanovenou na základě měnících se tržních podmínek na jiné hodnotě než pro IV. regulační období. Definitivní výše pro V. regulační období bude teprve stanovena.

Nad rámec této referenční hladiny, používá ERÚ pro případ uplatnění režimu cenového stropu rizikovou prémie, která bude ve výpočtu výsledného WACC aplikována jako přírážka vztahující se pouze k části nákladů vlastního kapitálu kalkulovaným v referenčním WACC. Velikost této rizikové přírážky reflektuje výnosy z historicky uzavřených kontraktů (před rokem 2017), které by měl provozovatel přepravní soustavy obdržet v letech 2020 a 2021.

Výnosy spojené s aplikací této rizikové přírážky jsou při návrhu referenční cenové metodologie zcela jednoznačně přiřazeny k mezinárodní přepravě, tedy přímo alokovány na hraniční výstupní body přepravní soustavy, aby nedošlo k ovlivnění sazeb

¹³ Předkládané výpočetní modely vycházejí z dat a informací známých ke dni zahájení konzultace podle čl. 26 TAR NC

pro činnost vnitrostátní přepravy podléhající odlišnému regulačnímu režimu výnosového stropu.

9.1.4. Předpoklady a způsob cenotvorby

Mezi předpoklady tvorby cen na sledované období 2020-2025 patří:

- plánované hodnoty investic a odpisů s dopadem na hodnotu RAB, a dále i provozní náklady způsobují významnou meziroční volatilitu regulovaných výnosů, a to i v důsledku projektu C4G, jehož realizace se očekává v období 2019-2023, což mj. dokládá např. následující tabulka Tabulka 7 plánovaných investic (CAPEX) provozovatele přepravní soustavy:

mil. Kč	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Plánované investice (CAPEX)	1 406,0	9 852,0	5 195,5	6 235,9	636,7	723,9

Tabulka 7 Plánované investice (CAPEX)

- v důsledku projektu C4G bude rovněž docházet k postupnému meziročnímu přírůstku plánovaných rezervovaných kapacit – viz tabulka , a to zejména u uživatelů soustavy mezi systémy (mezinárodní přeprava), což by ještě více zesílilo volatilitu cen v uvažovaném období, pokud by byly bezprostředně odvozeny od nestabilního průběhu povolených/cílových výnosů.

MWh/den/rok	2020	2021	2022	2023	2024	2025	průměr
Plán. ENTRY kapacity – mezi systémy	927 563	1 262 393	1 141 742	1 258 642	1 267 742	1 270 142	1 188 037
Plán. EXIT kapacity – mezi systémy	927 563	1 262 393	1 141 742	1 258 642	1 267 742	1 270 142	1 188 037
Plán. ENTRY kapacity – v rámci systému	338 520	349 759	373 379	321 558	322 657	320 757	337 772
Plán. EXIT kapacity – v rámci systému*	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078
Plán. ENTRY kapacity – zásobníky	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524
Plán. EXIT kapacity – zásobníky	127 433	127 433	127 433	127 433	127 433	127 433	127 433

*) regionální distribuční soustavy + přímo připojení zákazníků

Tabulka 8 Plánované rezervované kapacity

V případě uživatelů soustavy v rámci systému (vnitrostátní přeprava) se s volatilitou rezervovaných kapacit nepočítá a jsou plánovány jako stabilní pro celé období.

Na základě uvedených okolností ERÚ upřednostňuje založit tvorbu přepravních sazeb na hodnotě průměrných kapacit za období a spolu s tím zavést i kalkulační mechanismus, který zabezpečí na inflačním indexu (2,3 % p. a.¹⁴) závislý průběh regulovaných cen a neutralitu čisté současné hodnoty výnosů (NPV) ve sledovaném období s tím, že budou promítnuty změny parametrů stanovených pro V. RO.

9.1.5. Ilustrace navrhovaného přístupu

Následující tabulka 9 uvádí výhled výnosů (součet cílových a povolených) vypočtených na průběžně se vyvíjející meziroční bázi podkladových kapitálových a provozních nákladů spolu s výpočtem NPV neutrálních výnosů, které následně generují požadovaný meziroční profil sazeb za kapacitu (bez zahrnutí výnosů z přepravních služeb pokrytých přepravními sazbami založenými na komoditách, tedy poplatku na základě průtoku, který se vybírá na výstupních bodech přepravní soustavy):

tis. Kč	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Očekávané regulované výnosy na průběžné bázi	5 686 960	6 231 214	6 696 455	7 363 904	7 327 868	7 266 094
meziroční změna		9,6 %	7,5 %	10,0 %	-0,5 %	-0,8 %
NPV neutrální výnosy*	6 378 834	6 523 026	6 670 541	6 821 456	6 975 852	7 133 811
meziroční změna		2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
diskontní faktor		102 %	104 %	106 %	109 %	111 %
Průběžné výnosy diskontované	5 686 960	6 103 050	6 423 822	6 918 802	6 743 334	6 548 960
Celkem						38 424 928
NPV neutrální výnosy - diskontované	6 378 834	6 388 860	6 398 962	6 409 141	6 419 398	6 429 732
Celkem						38 424 928

* NPV neutralita výnosů kalkulována způsobem generujícím inflační růst tarifů na průměrných kapacitách

Tabulka 9 Výhled vývoje výnosů

tis. Kč	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Průběžná báze výnosů – implicitní sazby za kapacitu*						
ENTRY	2 055	1 801	2 051	2 169	2 145	2 127
meziroční změna		-12,4 %	13,9 %	5,8 %	-1,1 %	-0,9 %
EXIT	1 736	1 579	1 808	1 870	1 852	1 834
meziroční změna		-9,0 %	14,5 %	3,4 %	-0,9 %	-1,0 %
NPV neutrální výnosová báze – implicitní sazby za kapacitu*						
ENTRY	1 941	1 985	2 030	2 075	2 122	2 171
meziroční změna		2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
EXIT	1 680	1 718	1 757	1 796	1 837	1 879
meziroční změna		2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %

* 50/50 ENTRY/EXIT rozdělení výnosů

Tabulka 10 Výše sazeb na principu poštovní známky

¹⁴ Jedná se o hodnotu pro účely modelu.

V tabulce 10 je uveden výpočet příslušných sazeb na principu poštovní známky, s použitím průběžných výnosů a průběžných kapacit ve srovnání s použitím NPV neutrálních výnosů a průměrných kapacit (použité kapacity uvedeny v tabulce 8):

Z uvedených výsledků je zcela evidentní příspěvek NPV neutralizace výnosů a použití průměrných kapacit ke stabilitě cen požadované TAR NC, neboť meziroční volatilita sazeb v případě používání průběžných výnosů a průběžných kapacit (jejichž vývoj je výrazně ovlivněn náběhem zmíněného zásadního rozvojového projektu „C4G“) je příliš velká, rovněž případné změny v rámci aktivace investic na základě skutečného postupu výstavby projektu C4G by měly zásadní vliv na stabilitu cen.

Stojí za povšimnutí, že zatímco NPV neutrálních výnosů potřebných pro dosažení inflačního průběhu sazeb, např. v roce 2020 (6 378,8 mil. Kč), významně převyšuje výnosy u průběžného regulačního přístupu (5 686,9 mil. Kč), nejedná se v případě NPV výnosů o reálně dosažitelné/skutečné výnosy, avšak pouze o jakousi kalkulační základnu sloužící pro cenotvorbu vyplývající z požadavku inflačně rostoucích sazeb v čase a z použití průměrných kapacit ve zvoleném období. Ve skutečnosti by v roce 2020 došlo k výběru výnosů založených nikoliv na průměrných, ale na skutečných (očekávaných) kapacitách, tedy významně nižších, jak uvádí následující výpočet:

na vstupních bodech: $1\,941 \times (927\,563 + 338\,520 + 117\,524) = 2\,685,3$ mil. Kč,

na výstupních bodech: $1\,680 \times (927\,563 + 583\,078 + 127\,433) = 2\,751,8$ mil. Kč,

tedy celkem 5.437,2 mil. Kč očekávaných vybraných výnosů od uživatelů soustavy ve zvoleném roce, což by bylo dokonce o 249,8 mil. Kč méně, než v případě použití průběžných regulovaných výnosů (5.686,9 mil. Kč). Navrhovaný postup tak nepoškozuje uživatele soustavy, vůči kterým by v případě průběžných výnosů a průběžných kapacit docházelo ke značnému navyšování sazeb za rezervaci kapacit na počátku zvoleného období, což je zřejmé i z jednoduchého porovnání předmětných sazeb ve výše uvedené tabulce.

9.1.6. Implementace navrhovaného způsobu cenotvorby

Metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50 %/50 %

Následující výpočet sazeb bude založen na těchto předpokladech:

- stavebními bloky povolených výnosů pro přepravu v rámci systému (vnitrostátní) a cílových výnosů pro přepravu mezi systémy (mezinárodní) jsou provozní náklady, odpisy a zisk;
- součet povolených a cílových výnosů vstupujících do výpočtu CWD ve zvoleném období 2020-2025 podléhá principu NPV neutralizace popsanému v části 9.1.5., včetně použití průměrných kapacit za toto období;
- zisk pro vnitrostátní přepravu je kalkulován na základě regulované míry výnosnosti (WACC) 7,94% pro rok 2020 a dále 6,72% pro roky 2021-2025 aplikované na regulační bázi aktiv (RAB);

- zisk pro mezinárodní přepravu je kalkulován na základě regulované míry výnosnosti (WACC) 8,18 % aplikované na regulační bázi aktiv (RAB);
- použité hodnoty pro roky 2021-25 jsou výhledem parametrů pro V. regulační období, které doposud nebyly stanoveny, jejichž výše bude mít dopad do cen pro tyto roky;
- použití metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů 50%/50% na vstupní a výstupní body (čl. 8 TAR NC);
- uplatnění 50% slevy na sazby pro podzemní zásobníky (čl. 9, TAR NC);
- provedení vyrovnání (equalisation) sazeb pro homogenní skupiny bodů (čl. 6, odst. 4, písm. b) TAR NC), pro provozovatele distribučních soustav, mj. z důvodu, že GasNet, s.r.o. jako největší DSO poskytuje své služby zákazníkům teritoriálně rozmístěným na většině území ČR, tedy v případě, že by nedošlo k vyrovnání sazeb mezi distribučními soustavami, měla by být zavedena i příslušná granularita mezi zákazníky GasNet, aby bylo možné systém považovat za vyvážený. Vzhledem k tomu, že ceny za vnitrostátní přepravu jsou zahrnuty do cen za distribuci plynu, byl by pak systém nevyrovnaných sazeb velmi náročný i na implementaci na straně GasNet, s.r.o.

Rozdělení nákladů mezi mezinárodní a vnitrostátní přepravu jako předstupeň tvorby oddělených cílových a povolených výnosů, posloužilo pouze k zachování možnosti aplikace dvou různých regulatorních režimů (revenue cap a price cap) a odlišné míry výnosnosti na příslušná aktiva z důvodu rozdílných rizik. Nicméně následně do výpočtu referenčních cen metodologií CWD vstupují jak cílové, tak i povolené výnosy sumárně, přičemž v nich obsažené specifické výnosy vytvořené rizikovou premií jsou přímo alokovány na výstupní propojovací body soustavy.

Za uvedených podmínek by vstupy pro cenotvorbu ve zvoleném období vypadaly takto:

Vstupy - finanční - nákladový model		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Povolené výnosy	CZK tis.	1 635 158	1 679 733	1 725 538	1 772 608	1 820 979	1 870 685
Cílové výnosy bez výnosů z rizikové premie	CZK tis.	4 266 774	4 356 376	4 447 860	4 541 265	4 636 632	4 734 001
Výnosy z rizikové premie	CZK tis.	476 902	486 917	497 142	507 582	518 241	529 124
Cílové výnosy včetně rizikové premie	CZK tis.	4 743 676	4 843 293	4 945 002	5 048 847	5 154 873	5 263 126
Celkové výnosy	CZK tis.	6 378 834	6 523 026	6 670 541	6 821 456	6 975 852	7 133 811

Vstupy - sjednané kapacity		2020	2021	2022	2023	2024	2025
VSTUP VIP Brandov	MWh/d/r	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188
VSTUP Lanžhot	MWh/d/r	54 080	54 080	54 080	54 080	54 080	54 080
VSTUP VIP Waidhaus	MWh/d/r	18 774	18 774	18 774	18 774	18 774	18 774
VSTUP Cieszyn (Český Těšín)	MWh/d/r	0	0	0	0	0	0
VSTUP Hať	MWh/d/r	30 767	30 767	30 767	30 767	30 767	30 767
VSTUP podzemní zásobníky	MWh/d/r	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524
VSTUP CELKEM	MWh/d/r	1 643 333	1 643 333	1 643 333	1 643 333	1 643 333	1 643 333
<i>v rámci systému</i>	<i>MWh/d/r</i>	<i>455 295</i>	<i>455 295</i>	<i>455 295</i>	<i>455 295</i>	<i>455 295</i>	<i>455 295</i>
<i>mezi systémy</i>	<i>MWh/d/r</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>
VÝSTUP VIP Brandov	MWh/d/r	36 786	36 786	36 786	36 786	36 786	36 786
VÝSTUP Lanžhot	MWh/d/r	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629
VÝSTUP VIP Waidhaus	MWh/d/r	23 611	23 611	23 611	23 611	23 611	23 611
VÝSTUP Cieszyn (Český Těšín)	MWh/d/r	4 877	4 877	4 877	4 877	4 877	4 877
VÝSTUP Hať	MWh/d/r	58 133	58 133	58 133	58 133	58 133	58 133
VÝSTUP DSOs a PPZ	MWh/d/r	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078
VÝSTUP podzemní zásobníky	MWh/d/r	127 433	127 434	127 434	127 434	127 434	127 435
VÝSTUP CELKEM	MWh/d/r	1 898 549	1 898 549	1 898 550	1 898 550	1 898 550	1 898 550
<i>v rámci systému</i>	<i>MWh/d/r</i>	<i>710 512</i>	<i>710 512</i>	<i>710 512</i>	<i>710 512</i>	<i>710 513</i>	<i>710 513</i>
<i>mezi systémy</i>	<i>MWh/d/r</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>	<i>1 188 037</i>

Tabulka 11 Vstupní hodnoty pro stanovení cen v modelech CWD

Za povšimnutí stojí projekce zmíněné rizikové přírážky v nákladech vlastního kapitálu u WACC pro mezinárodní přepravu do cílových výnosů, což např. v roce 2020 tvoří hodnotu 476,9 mil. Kč (10,1% z cílových NPV neutrálních výnosů daného roku). Metodologicky je s rizikovou přírážkou zacházeno stejným způsobem, který byl naznačen v části 9.1.5., tedy aby bylo možné i s jejím započtením dosáhnout NPV neutrality výnosů a požadovaného inflačního průběhu cen.

V následující tabulce č. 12 jsou uvedeny celkové výsledky 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) TAR NC), které vypadají takto:

CWD výstupy NEVYROVNANÉ		2020	2021	2022	2023	2024	2025
VSTUP VIP Brandov	CZK	1954,4	1998,8	2044,3	2090,8	2138,4	2187,1
VSTUP Lanžhot	CZK	1182,8	1209,7	1237,2	1265,3	1294,2	1323,6
VSTUP VIP Waidhaus	CZK	2092,4	2139,9	2188,6	2238,4	2289,4	2341,5
VSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	512,2	523,8	535,7	547,9	560,4	573,2
VSTUP Hať	CZK	512,2	523,8	535,7	547,9	560,4	573,2
VSTUP podzemní zásobníky	CZK	446,0	456,1	466,5	477,1	488,0	499,1
VÝSTUP VIP Brandov	CZK	2257,8	2308,4	2360,1	2413,0	2467,2	2522,5
VÝSTUP Lanžhot	CZK	2102,5	2149,6	2197,8	2247,1	2297,5	2349,1
VÝSTUP VIP Waidhaus	CZK	1156,7	1182,6	1209,1	1236,3	1264,0	1292,4
VÝSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	3148,5	3219,0	3291,2	3365,0	3440,5	3517,7
VÝSTUP Hať	CZK	3102,5	3172,0	3243,1	3315,8	3390,2	3466,3
VÝSTUP DSOs a PPZ	CZK	1305,8	1335,5	1365,9	1397,0	1428,8	1461,3
VÝSTUP podzemní zásobníky	CZK	957,3	979,1	1001,4	1024,2	1047,5	1071,4
VÝNOSY NA VSTUPECH CELKEM	CZK tis.	2 950 966	3 018 055	3 086 699	3 156 937	3 228 805	3 302 343
VÝNOSY NA VÝSTUPECH CELKEM	CZK tis.	3 427 868	3 504 972	3 583 841	3 664 519	3 747 047	3 831 468
CELKOVÉ VÝNOSY	CZK tis.	6 378 834	6 523 026	6 670 541	6 821 456	6 975 852	7 133 811
<i>Výnosy pro užití v rámci systému</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>1 577 446</i>	<i>1 613 316</i>	<i>1 650 019</i>	<i>1 687 573</i>	<i>1 725 999</i>	<i>1 765 318</i>
<i>Výnosy pro užití mezi systémy</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>4 801 388</i>	<i>4 909 710</i>	<i>5 020 522</i>	<i>5 133 883</i>	<i>5 249 853</i>	<i>5 368 492</i>

Srov.index - vč.rizikové prémie	18,9%	18,9%	18,8%	18,8%	18,8%	18,8%
Srov.index - bez rizikové prémie	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Rozdíl povolených a výnosů v rámci systému	-57 713	-66 418	-75 521	-85 037	-94 981	-105 368

Tabulka 12 Výsledné ceny z modelu CWD 50 %/50 %

Srovnávací index přidělování nákladů na kapacitu podle článku 5 odst. 3 písm. c) TAR NC se pohybuje v této variantě na úrovni přibližně 19 %, při nezapočtení rizikové přírážky pak na úrovni 8 %. ERÚ je toho názoru, že riziková přírážka nepatří do výpočtu indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 3 písm. c) TAR NC, jelikož vyjadřuje navýšení ceny spojené s rizikem tranzitní přepravy alokované na uživatele tranzitní přepravy na výstupních hraničních bodech. Za porovnatelné mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou ERÚ považuje výnosy bez zahrnutí rizikové přírážky.

V této variantě rozdělení výnosů mezi vstupy a výstupy v poměru 50/50 není zajištěna rovnost mezi povolenými výnosy a výnosy v rámci systému, tudíž vzniklý deficit by se přenášel na uživatele mezi systémy a to ve výši uvedené v posledním řádku tabulky 12.

Metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s optimalizovaným rozdělením výnosů na vstup/výstup

Přestože postup v bodě 9.1.6.1. při rozdělení regulovaných výnosů mezi vstupní a výstupní body soustavy 50 % / 50 % vyhovuje při nezapočtení vlivu rizikové přírážky testu srovnávacího indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5, odst. 3, písm. c) TAR NC, bude cílem dalšího postupu pokusit se určit takové rozdělení výnosů, které by dosáhlo ještě příznivějších výsledků v tomto testu a zároveň naplnilo i další podmínku.

Další podmínkou je hledání takového rozdělení výnosů, které by co možná nejméně narušovalo cenovou kontinuitu se stávajícími cenami (tj. mezi roky 2019 a 2020), neboť je nutné vzít v úvahu i to, že v podmínkách České republiky již existují dlouhodobé rezervace přepravních kapacit za pevné ceny (podléhající jen budoucí inflační indexaci)

na vstupních i výstupních propojovacích bodech soustavy, které vzešly z aukce přepravních kapacit konané v roce 2017, což vytváří relevantní a dlouhodobý cenový benchmark.

Rovněž celý trh je nastaven na několik následujících let (velcí zákazníci obvykle nakupují plyn na několik let dopředu) a zásadní změna nastavení cen by měla velmi negativní dopady na trh a zejména na jeho cenovou blízkost s trhy NCG a GASPOOL.

Rovněž očekáváme, že v rámci plánovaného sjednocení tržních zón NCG a GASPOOL do jedné tržní zóny pro Německo bude otevřena otázka možného budoucího sjednocení české a německé obchodní zóny, tedy k celkovému odstranění českých vstupních poplatků a jejich přenesení na výstupní body. Zvýšení podílu entry splitu na 50 % v rámci rozdělení výnosů mezi vstup a výstup, by tak znamenalo nejen zásadní změnu, ale z pohledu budoucí integrace i změnu značně škodlivou.

Další úpravou zajišťující nákladové rozdělení cen je, že po výpočtu cen v rámci CWD modelu je kontrolována rovnost povolených a cílových výnosů vyplývajících z vypočtených cen oproti vstupním hodnotám. Případný (ve skutečnosti velmi malý) rozdíl je realokován mezi výstupními hraničními body a výstupním bodem provozovatelů distribučních soustav. Tím je zajištěno, že uživatelé mezi systémy a uživatelé v rámci systému hradí přesně jim stanovené náklady. Reálně tedy navrhovaný entry/exit split nemá vliv na výši cen zaplacených uživateli mezi systémy a v rámci systému.

Předpoklady a vstupy pro cenotvorbu použité ve zvoleném období jsou tytéž jako v části 9.1.4.

Vypočtené sazby po jejich vyrovnání v rámci výstupních bodů provozovatelů distribučních soustav, včetně přímo připojených uživatelů k soustavě TSO (homogenizace dle čl. 6, odst. 4 písm. b) TAR NC), zachycuje tabulka 13:

CWD výstupy NEVYROVNANÉ		2020	2021	2022	2023	2024	2025
VSTUP VIP Brandov	CZK	795,4	813,5	832,0	851,0	870,3	890,2
VSTUP Lanžhot	CZK	481,4	492,3	503,5	515,0	526,7	538,7
VSTUP VIP Waidhaus	CZK	851,6	870,9	890,8	911,0	931,8	953,0
VSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	208,5	213,2	218,0	223,0	228,1	233,3
VSTUP Hať	CZK	208,5	213,2	218,0	223,0	228,1	233,3
VSTUP podzemní zásobníky	CZK	181,5	185,6	189,9	194,2	198,6	203,1
VÝSTUP VIP Brandov	CZK	3394,1	3464,0	3535,3	3608,0	3682,3	3758,0
VÝSTUP Lanžhot	CZK	3160,7	3225,8	3292,2	3359,9	3429,0	3499,6
VÝSTUP VIP Waidhaus	CZK	1738,9	1774,7	1811,2	1848,5	1886,5	1925,3
VÝSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	4733,1	4830,5	4929,9	5031,4	5134,9	5240,5
VÝSTUP Hať	CZK	4664,0	4760,0	4857,9	4957,9	5059,9	5164,0
VÝSTUP DSOs a PPZ	CZK	1985,9	2043,8	2103,3	2164,5	2227,6	2292,4
VÝSTUP podzemní zásobníky	CZK	1528,0	1562,7	1598,3	1634,7	1671,9	1710,0
VÝNOSY NA VSTUPECH CELKEM	CZK tis.	1 201 043	1 228 348	1 256 287	1 284 873	1 314 124	1 344 054
VÝNOSY NA VÝSTUPECH CELKEM	CZK tis.	5 177 791	5 294 678	5 414 254	5 536 583	5 661 728	5 789 757
CELKOVÉ VÝNOSY	CZK tis.	6 378 834	6 523 026	6 670 541	6 821 456	6 975 852	7 133 811
<i>Výnosy pro užití v rámci systému</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>1 635 159</i>	<i>1 679 734</i>	<i>1 725 539</i>	<i>1 772 609</i>	<i>1 820 980</i>	<i>1 870 686</i>
<i>Výnosy pro užití mezi systémy</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>4 743 675</i>	<i>4 843 292</i>	<i>4 945 002</i>	<i>5 048 847</i>	<i>5 154 872</i>	<i>5 263 125</i>
Srov.index - vč.rizikové prémie		14,1%	13,5%	12,9%	12,3%	11,7%	11,1%
Srov.index - bez rizikové prémie		1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Rozdíl povolených a výnosů v rámci systému		0	0	0	0	0	0

Tabulka 13 Výsledné ceny z modelu CWD s rozdělením Vstup/Výstup 20,35 % / 79,65 %

Dosažená úroveň rozdělení regulovaných výnosů mezi vstupní a výstupní body soustavy vychází dle použité metodiky na **20,35 %** vůči **79,65 %**.

Tato úroveň rozdělení výnosů na vstupní a výstupní body soustavy vede k poklesu úrovně srovnávacího indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5, odst. 3, písm. c) TAR NC k hodnotě 1,7 % bez započtení rizikové přírážky, přičemž je zároveň dosaženo požadované cenové kontinuity a přiblížení se k dlouhodobému cenovému benchmarku.

Rovněž je v této variantě zajištěna rovnost alokovaných a skutečně vybíraných a vypočtených povolených/cílových výnosů a tím i nákladovost celého modelu.

9.1.7. Odůvodnění navrhovaného způsobu implementace

Zvolené principy cenotvorby ve sledovaném období 2020-2025 a popsané v předchozích částech tohoto dokumentu přinášejí tyto výhody:

- sazby jsou nákladově orientované;
- sazby jsou předvídatelné a metodika výpočtu omezuje jejich nežádoucí vysokou volatilitu způsobenou nestabilitou vývoje podkladových plánovaných nákladů (jak kapitálových, tak i provozních) a rovněž tak kapacit v souvislosti s realizací významného projektu C4G;
- nedochází ke křížovým dotacím mezi uživateli soustavy v rámci systému a uživateli mezi systémy;

- je zachována cenová kontinuita s předchozím obdobím (před implementací TAR NC) s výjimkou sazeb u zásobníků plynu, u nichž je poskytnuta 50 % sleva dle čl. 9, odst. 1 TAR NC;
- sazby korespondují s vývojem cen za dlouhodobé rezervace přepravních kapacit za pevné ceny z roku 2017, tedy vyhovují i takto založenému cenovému benchmarku.

9.1.8. Důvody odmítnutí ostatních metodologií

I přes existenci uvedeného duálního systému cenové regulace v podmínkách ČR, není nutné odchýlit se od CWD metodologie navržené v TAR NC. ERÚ v maximální možné míře usiluje o aplikaci CWD metodologie při stanovení referenčních cen a nevolí tak žádné alternativní metodologie, vč. např. uplatnění poštovní známky, ani přílišná zjednodušení samotných principů CWD metodologie.

10. Orientační informace o položkách uvedených v TAR NC čl. 30, odst. 1, písm. a), i)

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 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 10.1.)
- vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustav (viz kapitola 10.2.)
- předpokládané smluvní kapacity na vstupních a výstupních bodech (viz kapitola 10.3.)
- předpokládané toky přes vstupní a výstupní body (viz kapitola 10.4.)

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

10.1. 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 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

10.1.1. Virtuální propojovací body (VIP)

V souladu s čl. 19, nařízení Komise (EU) 2017/459, zde dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/213 (dále také NC CAM), budou zřízeny virtuální propojovací body (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;
- Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau;
- BRANDOV – OPAL;
- BRANDOV – EUGAL

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

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

Fyzická lokalita VIP Brandov pro účely výpočtu vzdáleností byla Úřadem stanovena ve fyzickém bodě Brandov EUGAL, který je totožný s body Brandov OPAL, Brandov STEGAL a Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau, 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.

	fyzická lokalita VIP bodu	zeměpisná šířka N	zeměpisná délka E
VIP Brandov	fyzická lokalita IP Brandov – OPAL, IP Brandov – STEGAL, IP EUGAL	50.643583865049°	13.373556976147°
VIP Waidhaus	fyzická lokalita IP Waidhaus	49.654283715025°	12.526042103734°

Tabulka 14 Lokalita virtuálních propojovacích bodů

10.1.2. Přeshraniční propojovací body (IP)

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

Fyzická lokalita přeshraničního propojovacího bodu Hať pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá fyzické lokalitě vesnice Hať, protože bod Hať zatím není vytvořen.

Fyzická lokalita přeshraničního propojovacího bodu Lanžhot pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá skutečné fyzické lokalitě tohoto bodu.

	zeměpisná šířka N	zeměpisná délka E
Lanžhot	48.717120859458°	17.011401911342°
Cieszyn (Český Těšín)	49.774454790354°	18.605118759951°
Hať	49.946388885012°	18.239444374383°

Tabulka 15 Lokalita přeshraničních propojovacích bodů

10.1.3. Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ)

Vzhledem k velkému počtu předávacích stanic mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem 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 virtuálního bodu určeného výpočtem.

Technické kapacity jednotlivých předávacích stanic vychází z dokumentace provozovatele přepravní soustavy a z platných smluv 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) TAR NC. V rámci přípravných diskuzí byly zvažovány možnosti, jak vytvořit souřadnice virtuálního bodu. Při agregaci souřadnic předávacích stanic samostatně v každé ze zón byly uvažovány váhy jednotlivých předávacích stanic:

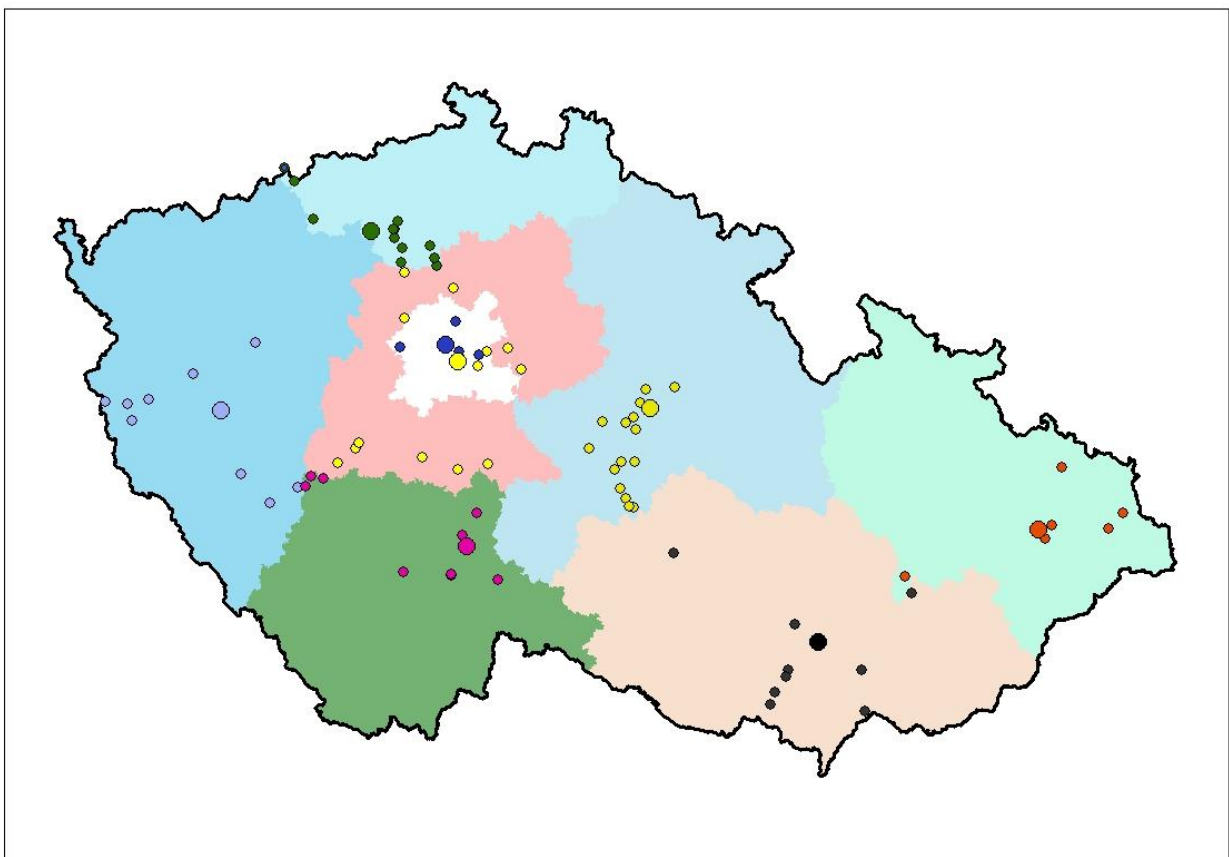
- dle technických kapacit
- dle maximální denního proteklého množství (průměr tří let)
- dle proteklého množství (průměr tří let)

Citlivostní analýza ukázala, že dopad použití rozdílných vah na určení souřadnic výsledného bodu je marginální a proto je i dopad na výsledné tarify zanedbatelný. Z tohoto důvodu se ERÚ rozhodl využít způsob agregace souřadnic předávacích stanic v každé zóně zvláště vážených dle technické kapacity. Výhodou tohoto přístupu je neměnnost výsledných souřadnic v čase a z něj vyplývající předvídatelnost výše sazeb.

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

zóna	lokality virtuálního bodu	
	zeměpisná šířka N	zeměpisná délka E
Pražská plynárenská distribuce	50.087039518302°	14.484842544093°
E.ON Distribuce	49.314431417551°	14.744461272616°
GasNet SZČ, centrální zóna	50.007230894443°	14.562733670452°
GasNet SZČ, západní zóna	49.69708806575°	13.228898743743°
GasNet SZČ, severní zóna	50.457659124801°	13.937673980089°
GasNet, VČ	49.927875667723°	15.715734061856°
GasNet, JM	49.126457403323°	16.840044020521°
GasNet, SM	49.633564509145°	18.078315135179°

Tabulka 16 Lokality virtuálních bodů DSO+PPZ



Obrázek 7 Lokality fyzických bodů DSO+PPZ v distribučních zónách a virtuálních bodů

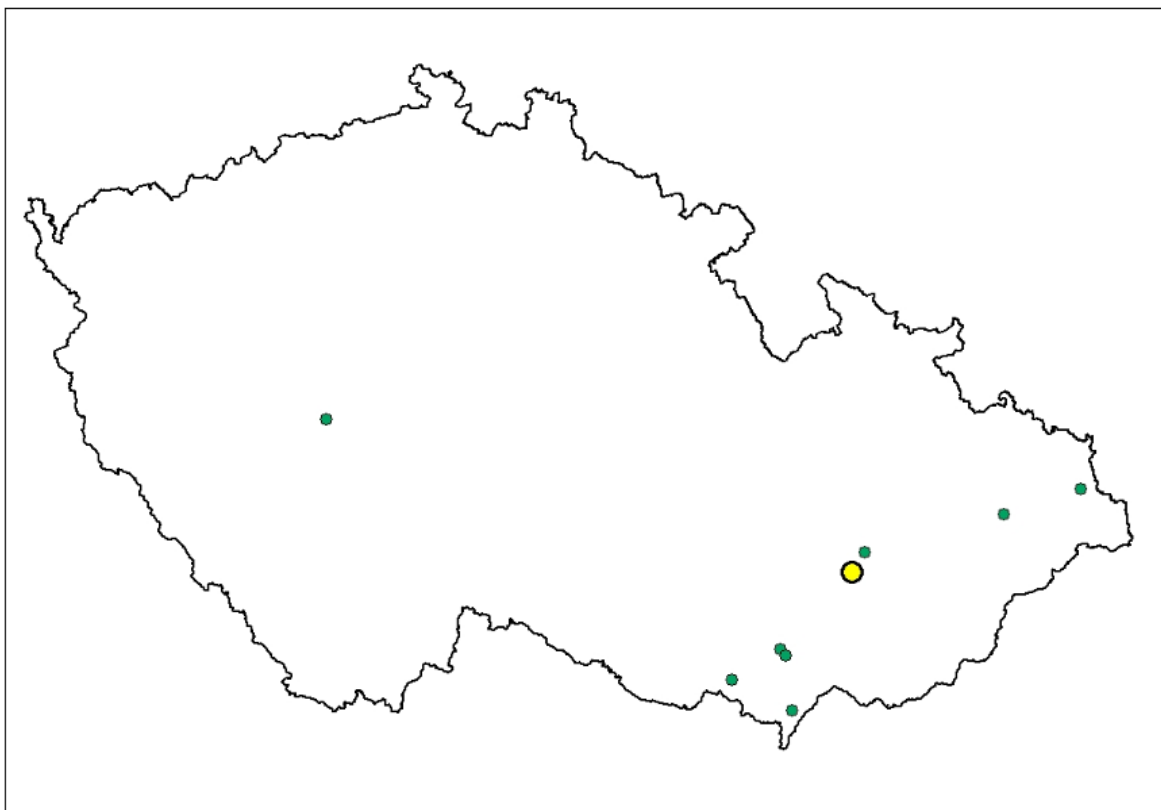
10.1.4. Body zásobníků plynu

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

- V prvním kroku byla vytvořena 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.

	zeměpisná šířka N	zeměpisná délka E
Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu	49.335423172241°	17.257684805742°

Tabulka 17 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu



Obrázek 8 Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu

10.2. 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 10.1.

V souladu s požadavkem čl. 8, odst. 1., písm. c), TAR NC, 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 dávají smysl při zohlednění technických parametrů soustavy a jež jsou znázorněny na obrázku 15.

Pro každý vstupní bod En a každý výstupní bod Ex existuje právě jedna fyzická lokalita, která je přesně definována v kapitole 10.1. Pro lokality bodů, které se nacházejí přímo na trase plynovodu přepravní soustavy, je výpočet vzdálenosti určený jako vzdálenost trasy plynovodu (nejkratší cesta, která dává smysl 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, které 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 je uvedený v tabulce 18.

		Ex1	Ex2	Ex3	Ex4	Ex5	Ex6	Ex7	Ex8	Ex9	Ex10	Ex11	Ex12	Ex13	Ex14
Vzdálenosti [km]		VIP Brandov	Lanžhot	VIP Waidhaus	Cieszyn (Český Těšín)	Hať	PPD agregace	GasNet SZČ, centrální zóna, agregace	E.OND agregace	GasNet SZČ, západní zóna, agregace	GasNet SZČ, severní zóna, agregace	GasNet VČ agregace	GasNet JM agregace	GasNet SM agregace	PZP
En1	VIP Brandov	0	380,40	168,31	591,28	575,29	162,39	161,20	249,00	142,19	112,18	254,67	383,44	538,58	423,22
En2	Lanžhot	380,40	0	402,02	226,93	210,94	266,57	265,38	239,71	446,42	332,14	207,81	83,21	174,23	98,15
En3	VIP Waidhaus	168,31	402,02	0	610,08	594,01	236,27	235,08	217,74	66,46	186,09	328,55	402,24	557,38	459,50
En4	Cieszyn (Český Těšín)	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze
En5	Hať	Nelze	Nelze	Nelze	107,41	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	Nelze	54,66	122,61
En6	PZP	423,22	98,15	459,50	139,78	122,61	327,41	326,75	297,19	477,66	380,63	258,49	149,84	87,04	0

Tabulka 18 Matrix vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy

10.3. 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, TAR NC, 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), TAR NC, použita pouze předpokládaná smluvní kapacita.

Předpokládané smluvní kapacity jsou odvozeny na základě úspěšné aukce ročních kapacit v roce 2017 do plynárenského roku 2038, kapacity pro vnitrostátní přepravu jsou odhadnuty na základě normálového odběru republiky a historických průběhů vtlačení a těžby zásobníků plynu. Ve výhledu je počítáno s mírným nárůstem spotřeby plynu pro ČR a s vyrovnanou bilancí zásobníků plynu během plynárenského roku.

Pro výpočet ročních hodnot Úřad vytvořil postup pro každý ze čtyř typů bodů:

- pro virtuální propojovací body (VIP),
- pro propojovací body (IP),
- pro předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ),
- pro body zásobníků plynu (PZP).

Roční hodnoty předpokládané smluvní kapacity

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

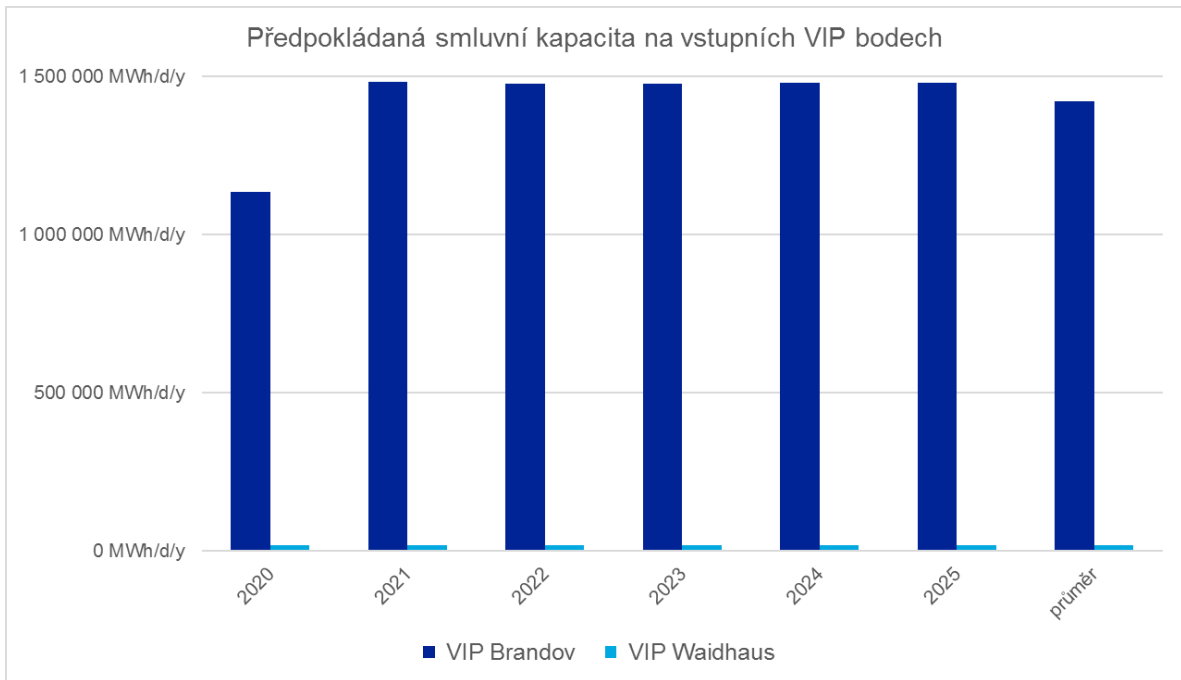
10.3.1. Virtuální propojovací body (VIP)

Pro vstupní VIP Brandov je brána v úvahu skutečnost, že tento bod tvoří vstupní fyzické hraniční body:

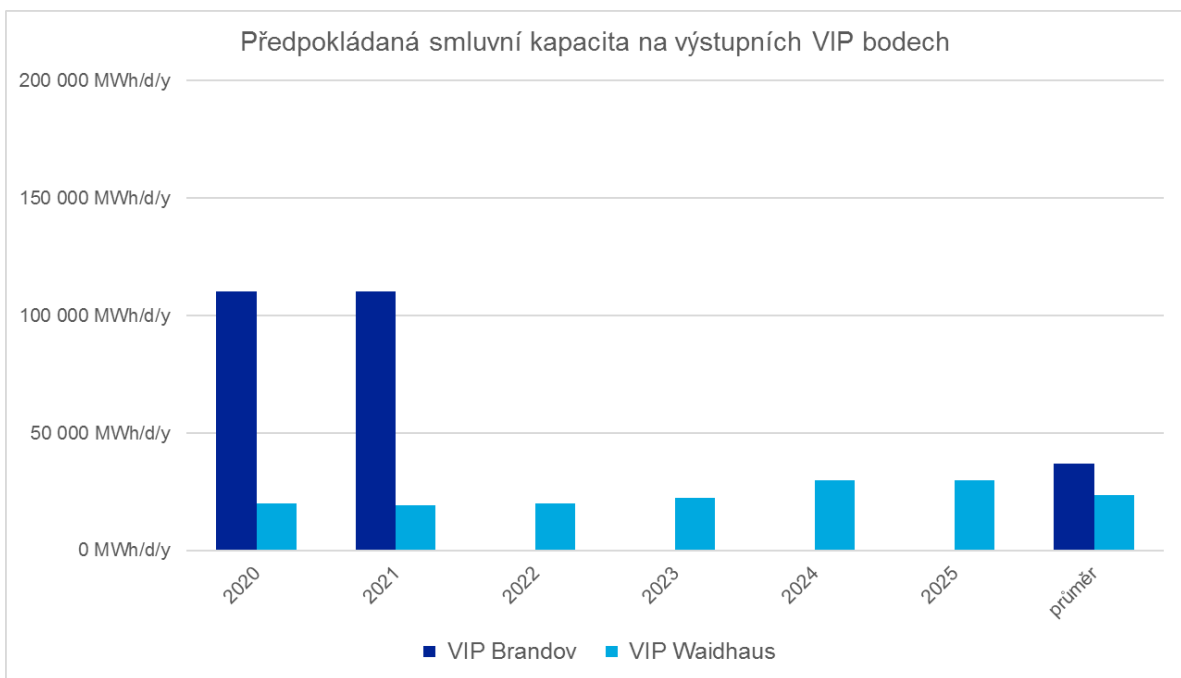
- Hora Svaté Kateřiny (Sayda);
- Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau;
- BRANDOV – OPAL;
- BRANDOV – EUGAL

Pro výstupní VIP Brandov je brána v úvahu skutečnost, že tento tvoří výstupní fyzické hraniční body:

- Hora Svaté Kateřiny (Sayda);
- BRANDOV – STEGAL (dříve Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau);
- BRANDOV – OPAL;
- BRANDOV – EUGAL



Obrázek 9 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních VIP bodech



Obrázek 10 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních VIP bodech

10.3.2. Propojovací body (IP)

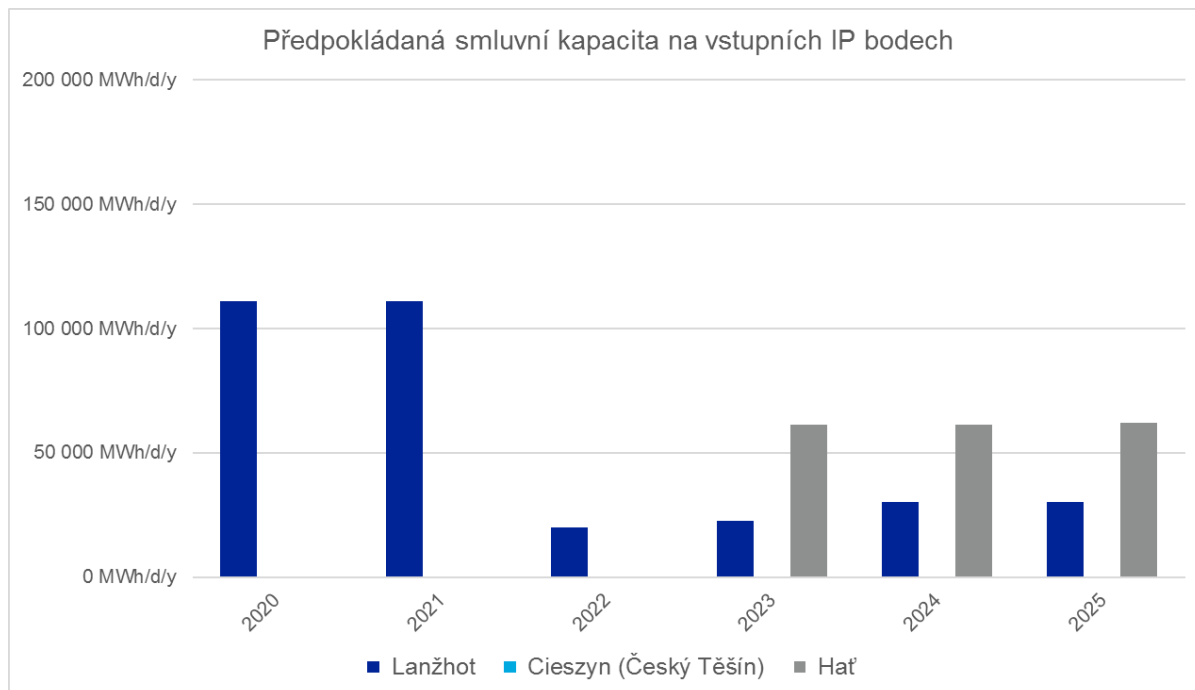
Pro předpokládanou smluvní kapacitu bodu Lanžhot, pro účely uplatnění metodiky stanovení referenční ceny, ERÚ určil, že je tvořena součtem

- předpokládané smluvní kapacity hraničního bodu Lanžhot,
- předpokládané smluvní kapacity hraničního bodu Mokrý Háj.

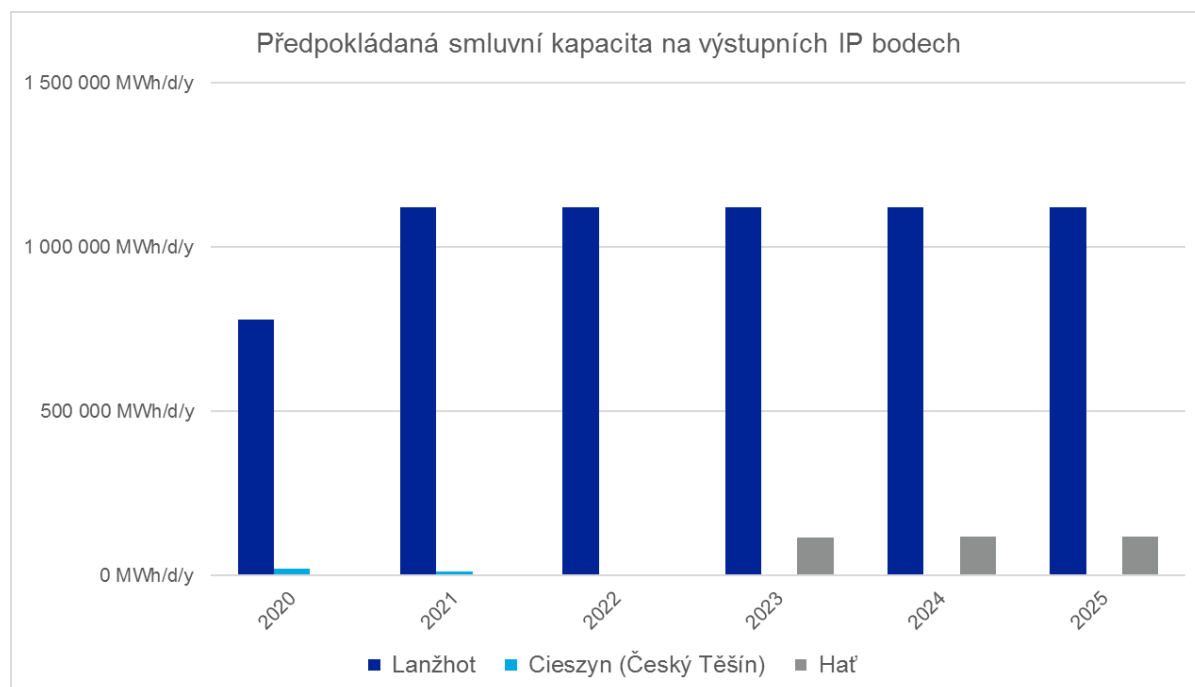
Předpokládaná smluvní kapacita bodu Mokrý Háj je rovna nule a tedy neovlivňuje výši sazeb na bodě Lanžhot. Důvodem pro zahrnutí bodu Mokrý Háj pod bod Lanžhot, je

skutečnost, že žádný bod přepravní soustavy, i když je jeho kapacita nulová, nelze vynechat nebo stanovit sazbu limitně blížící se nule.

Předpokládaná smluvní kapacita bodu Hať vychází ze společné žádosti o investici společnost NET4GAS, s.r.o., a GAZ-SYSEM S.A. a z předpokládaného uvedení do provozu k datu 1. 1. 2023.



Obrázek 11 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních IP bodech



Obrázek 12 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních IP bodech

10.3.3. Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ)

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 je v čase neměnný a jeho výše je znázorněna v tabulce 19 a na obrázku 13. Tato hodnota vychází z maximální denní spotřeby všech distribučních soustav v m³ ¹⁵ za poslední tři roky a z předpokládaných smluvních kapacit přímo připojených zákazníků.

	MWh/d
Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky	583 078

Tabulka 19 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

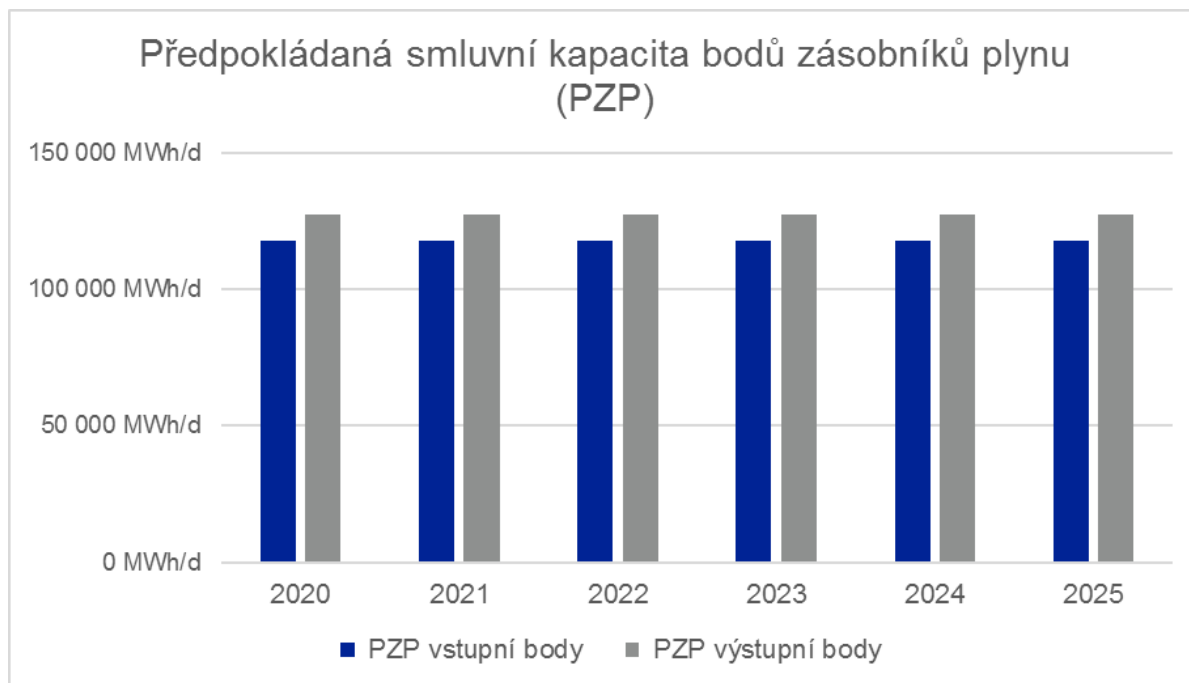


Obrázek 13 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ)

¹⁵ Za předpokladu hodnoty spalného tepla 10,6 kWh/m³

10.3.4. Body zásobníků plynu (PZP)

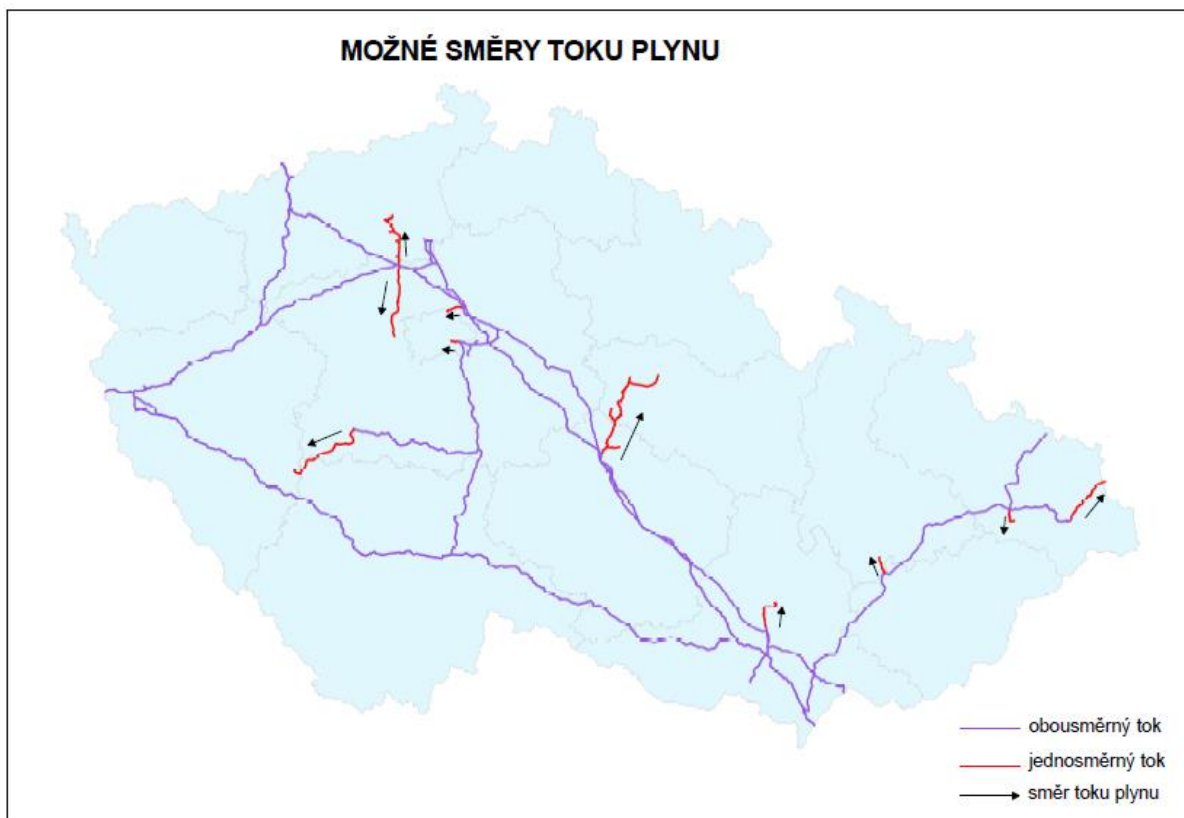
Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu je agregována za všechny zásobníky a určena s ohledem na očekávané využití kapacit včetně převažujících krátkodobých rezervací. Její výše je patrná z obrázku 14.



Obrázek 14 Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu (PZP)

10.4. 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 jsou znázorněny na obrázku 15. Na všech vstupních a výstupních přeshraničních bodech je možný obousměrný tok plynu, s výjimkou bodu Český Těšín (Cieszyn), 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. Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu umožňuje vstup i výstup do/z přepravní soustavy. Tomu odpovídají i vzdálenosti pro kombinace jednotlivých bodů tak, jak jsou uvedeny v tabulce 18.



Obrázek 15 Možné směry toku plynu

Pro výpočet toků v každém kalendářním roce je brán v úvahu

- počet dní v kalendářním roce
- předpokládaná smluvní kapacita daného bodu
- předpokládané využití daného bodu

10.4.1. Předpokládané využití na vstupních a výstupních bodech

Základem pro stanovení předpokládaných toků je očekávané využití předpokládaných smluvní kapacit pro daný bod a období.

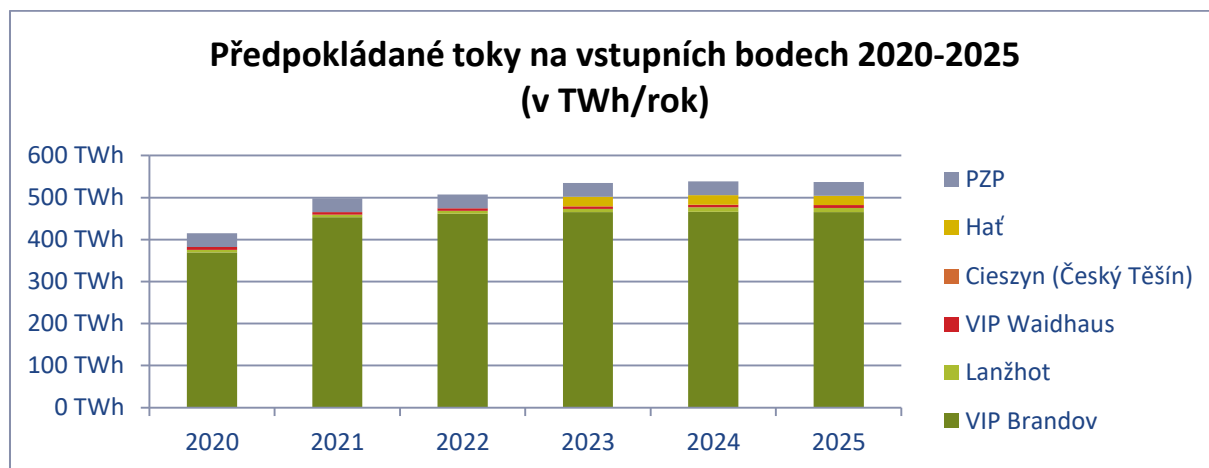
U využití na výstupních bodech pro užívání soustavy v rámci systému, tedy pro domácí spotřebu a zásobníky plynu, lze vycházet ze stabilního využití zásobníků plynu a u domácí spotřeby vycházíme z jejího pozvolného nárůstu ve výši cca 2 % ročně. Stanovení využití výstupních bodů pro užívání soustavy mezi systémy, tedy hraničních výstupních bodů je vzhledem k závislosti na mnoha vnějších proměnných mnohem složitější (konkurence různých zdrojů plynu v EU, počasí atd.). Klíčovým bodem pro využití kapacity je výstupní hraniční bod Lanžhot a to zejména v návaznosti na postupné zvyšování jeho kapacity s náběhem projektu Capacity4Gas. Jako základ pro účely tohoto dokumentu bylo použito využití sjednané výstupní kapacity hraničního bodu Lanžhot 80 % pro roky 2020 a 2021 a 90 % pro roky 2022-25.

Využití pro vstupní bod Hať vychází z předpokladu uvedení tohoto bodu do provozu k 1. 1. 2023, proto je využití v předcházejících letech nulové.

Využití vstupních kapacit je pak výsledkem využití výstupních bodů v rámci systému a mezi systémy, u výstupních bodů zásobníku plynu je předpokládán stejný tok na vstupu i výstupu.

10.4.2. Předpokládané toky na vstupních bodech

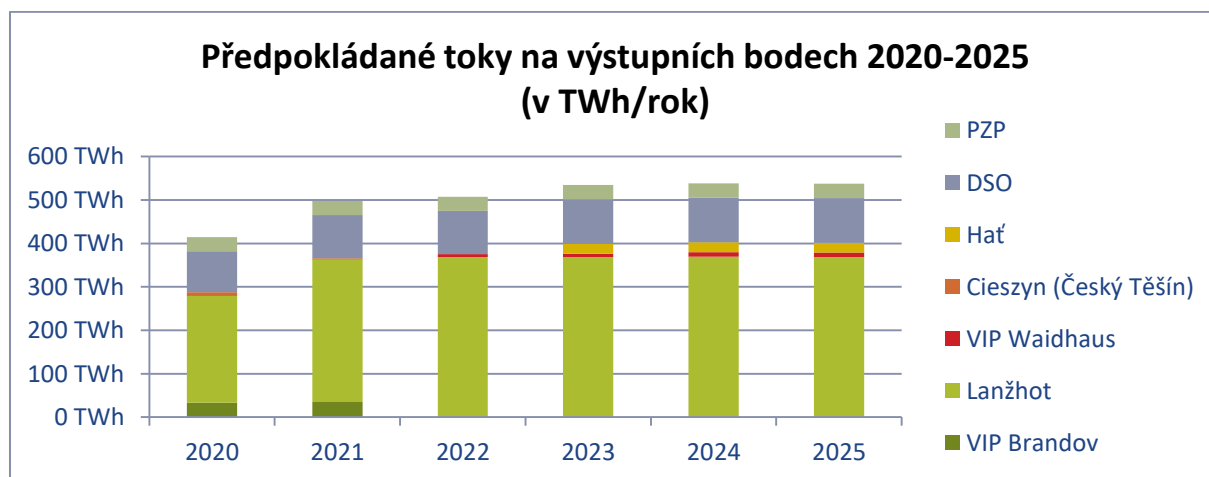
Výsledné předpokládané toky na vstupních bodech pro roky 2020-2025 jsou znázorněny na grafu 7. Z obrázku je zřejmá dominantní role bodu VIP Brandov, který se podílí na dovozu plynu do ČR v objemu cca 95 %.



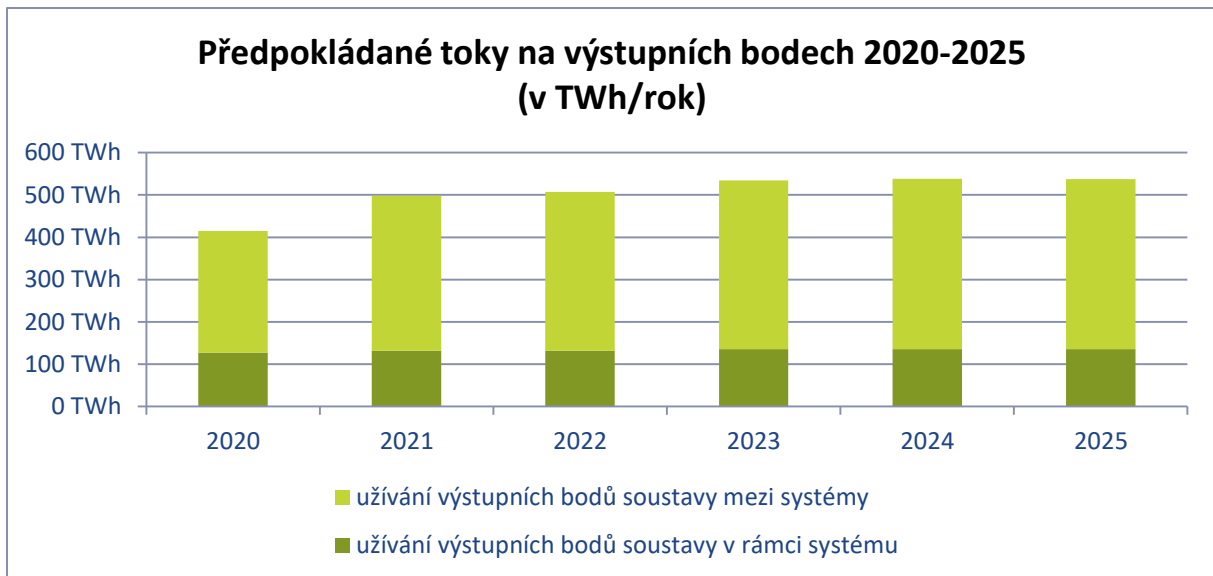
Graf 7 Předpokládané toky na vstupních bodech

10.4.3. Předpokládané toky na výstupních bodech

Výsledné předpokládané toky na výstupních bodech pro roky 2020-2025 jsou znázorněny na grafech 8 a 9. Z grafů je zřejmá dominantní role využití výstupních bodů mezi systémy nad využitím v rámci systému s dominantní rolí výstupního hraničního bodu Lanžhot.



Graf 8 Předpokládané toky na výstupních bodech



Graf 9 Předpokládané toky na výstupních bodech

10.5. Znárodnění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti

Viz příloha 2.

10.6. Další technické informace o přepravní soustavě, jako je například délka a průměr potrubí a výkon kompresorových stanic;

Viz kapitola 6.1.7.

11. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), ii)

Viz kapitola 8.3.

12. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), iii)

Viz kapitola 9.1.6.2.

13. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), iv)

Výsledky, součásti a podrobnosti o těchto součástech pro účely posouzení přidělování nákladů uvedeného v článku 5 jsou uvedeny v následujících podkapitolách.

13.1. Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5, odst. 1, písm. a

Pro posouzení přidělování nákladů vztahujících se k výnosům z přepravních služeb, které mají být pokryty přepravními sazbami založenými na kapacitě, byly vypočteny hodnoty srovnávacího indexu podle čl. 5, odst. 1, písm. a, iv) – tedy pouze na základě předpokládané smluvní kapacity a vzdálenosti.

Výsledné hodnoty indexu posuzujícího přidělování nákladů vztahujících se k výnosům z přepravních služeb, které mají být pokryty přepravními sazbami založenými na kapacitě, jsou uvedeny v tabulce 23.

Za porovnatelné mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou ERÚ považuje výnosy bez zahrnutí rizikové přírážky, vzhledem k tomu, že přírážka vyjadřuje vícenáklady dané rizikem toků mezi systémy a které jsou nepřiraditelné nákladům zákazníků v rámci systému. Tyto hodnoty splňují požadavek uvedený v čl. 5, odst. 6, kde je uvedena hranice 10% pro tento srovnávací index.

13.2. Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5 odst. 1, písm. b

Pro posouzení přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě (dále CAA com) byly vypočteny hodnoty srovnávacího indexu podle:

- čl. 5 odst. 1 písm. b i) – tedy pouze na základě proteklého množství
- čl. 5 odst. 1 písm. b ii) – tedy pouze na základě proteklého množství a vzdálenosti s tím, že pro tento výpočet byly uvažovány zjednodušení ohledně toků a vzdáleností podle kapitoly 17.1.2.

Výsledné hodnoty jsou uvedeny v následující tabulce:

CAA com	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Podle průtoku - i)	66%	66%	66%	65%	65%	65%
Podle vzdálenosti a průtoku - ii)	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabulka 20 Výsledné hodnoty indexu posuzujícího přidělování nákladů sazeb založených na komoditě

Výsledky srovnávacího indexu pouze na základě proteklého množství vyjadřují míru nepřesnosti, ke které by došlo při stanovení cen na základě podle čl. 4 odst. 3 písm. ii) ve stejné výši pro všechny výstupní body. Z tohoto důvodu byla taková metoda shledána jako nenákladová a zvolena metodika popsána v kapitole 17.1.2.

14. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), v)

Článek 7 TAR NC a článek 13 nařízení 715/2009/ES stanovují elementární požadavky (viz tabulka 4 v kapitole 7) na tarify spojené s přístupem k přepravní soustavě. ERÚ je přesvědčen, že tyto požadavky musí být naplněny při současném zohlednění národní specifičnosti.

Přepravní soustava v České republice je charakterizována dominantní rolí přepravy plynu pro potřeby sousedních států. Je proto nezbytné ochránit vnitrostátní zákazníky před riziky vyplývajícími ze změny rezervací pro účely mezinárodní přepravy plynu.

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 tak 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.

Na základě informací uvedených v tomto konzultačním dokumentu se ERÚ domnívá, že je navrhovaná metodika založena na transparentním a nediskriminačním přístupu, který je ve všech aspektech v souladu s principy stanovenými v článku 7 TAR NC.

15. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. a), vi)

Jak je uvedeno v kapitole 9.1 výše, přestože ERÚ vychází z primárního rozdělení výnosů do dvou kategorií - povolených a cílových, používá následně jejich součet jako vstup pro stanovení referenčních cen založených na použití metodologie podle vzdálenosti, vážené podle kapacity (CWD), s jedinou výjimkou – a to přímým přiřazením části cílových výnosů generovaných price cap rizikovou přírůžkou na výstupní přeshraniční propojovací body.

Dalším důležitým aspektem cenotvorby následně bylo nalezení optimálního rozdělení výnosů mezi vstupní a výstupní body systému.

Rozdíly v sazbách mezi použitím CWD metodologie s rozdělením výnosů 50%/50% oproti téže metodologii s navrhovaným optimálním rozdělením výnosů vstup/výstup 20,35% / 79,65% uvádí následující tabulka:

CWD rozdíly 50 / 50% vs. 20,35 / 79,65%		2020	2021	2022	2023	2024	2025
VSTUP VIP Brandov	CZK	1159,0	1185,3	1212,3	1239,9	1268,1	1297,0
VSTUP Lanžhot	CZK	701,4	717,3	733,7	750,4	767,4	784,9
VSTUP VIP Waidhaus	CZK	1240,8	1269,0	1297,8	1327,4	1357,6	1388,5
VSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	303,7	310,6	317,7	324,9	332,3	339,9
VSTUP Hať	CZK	303,7	310,6	317,7	324,9	332,3	339,9
VSTUP podzemní zásobníky	CZK	264,5	270,5	276,6	282,9	289,4	296,0
VÝSTUP VIP Brandov	CZK	-1136,3	-1155,6	-1175,2	-1195,0	-1215,1	-1235,4
VÝSTUP Lanžhot	CZK	-1058,2	-1076,1	-1094,3	-1112,8	-1131,5	-1150,5
VÝSTUP VIP Waidhaus	CZK	-582,2	-592,0	-602,1	-612,2	-622,5	-632,9
VÝSTUP Cieszyn (Český Těšín)	CZK	-1584,6	-1611,5	-1638,7	-1666,4	-1694,4	-1722,8
VÝSTUP Hať	CZK	-1561,5	-1588,0	-1614,8	-1642,0	-1669,7	-1697,7
VÝSTUP DSOs a PPZ	CZK	-680,1	-708,3	-737,4	-767,6	-798,8	-831,1
VÝSTUP podzemní zásobníky	CZK	-570,7	-583,6	-596,9	-610,5	-624,4	-638,6

Tabulka 21 Rozdíly v cenách mezi CWD modelem 50%/50% a CWD modelem 20,35%/79,65%

Rozdíly ve výnosech mezi těmito dvěma CWD variantami pak uvádí následující tabulka:

CWD rozdíly 50 / 50% vs. 20,35 / 79,65%		2020	2021	2022	2023	2024	2025
VÝNOSY NA VSTUPECH CELKEM	CZK tis.	1 749 923	1 789 706	1 830 413	1 872 064	1 914 682	1 958 289
VÝNOSY NA VÝSTUPECH CELKEM	CZK tis.	-1 749 923	-1 789 706	-1 830 413	-1 872 064	-1 914 682	-1 958 289
CELKOVÉ VÝNOSY	CZK tis.	0	0	0	0	0	0
<i>Výnosy pro užití v rámci systému</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>-57 713</i>	<i>-66 417</i>	<i>-75 521</i>	<i>-85 037</i>	<i>-94 980</i>	<i>-105 368</i>
<i>Výnosy pro užití mezi systémy</i>	<i>CZK tis.</i>	<i>57 713</i>	<i>66 417</i>	<i>75 521</i>	<i>85 037</i>	<i>94 980</i>	<i>105 368</i>

Tabulka 22 Rozdíly ve výnosech mezi CWD modelem 50%/50% a CWD modelem 20,35%/79,65%

A v neposlední řadě pak rozdíly mezi srovnávacími indexy přidělování nákladů na kapacitu při různé volbě rozdělení výnosů vstup/výstup uvádí tabulka 23:

Srov.indexy pro 50 / 50% vs. 20,35% / 79,65%		2020	2021	2022	2023	2024	2025
50/50% srov.index - vč.rizikové prémie		18,9%	18,9%	18,8%	18,8%	18,8%	18,8%
20,35/79,65% srov.index - vč.rizikové prémie		14,1%	13,5%	12,9%	12,3%	11,7%	11,1%
rozdíl		4,8%	5,4%	6,0%	6,5%	7,1%	7,7%
50/50% srov.index - bez rizikové prémie		8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
20,35/79,65% srov.index - bez rizikové prémie		1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
rozdíl		6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%

Tabulka 23 Srovnání CAA indexu variant CWD model 50%/50% a CWD model 20,35%/79,65%

16. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. b)

16.1. Orientační informace uvedené v čl. 30 odst. 1 písm. b) bodech i), iv), v)

16.1.1. Povolené a cílové výnosy provozovatele přepravní soustavy

CZK	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Povolené výnosy	1 635 158 030	1 679 732 926	1 725 538 300	1 772 608 457	1 820 978 669	1 870 685 199
Cílové výnosy	4 743 676 062	4 843 293 260	4 945 002 418	5 048 847 469	5 154 873 266	5 263 125 604

Tabulka 24 Povolené a cílové výnosy

16.1.2. Výnosy z přepravních služeb

CZK	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kapacitní část výnosů z přepravních služeb	6 378 834 092	6 523 026 186	6 670 540 718	6 821 455 926	6 975 851 935	7 133 810 803
Komoditní část výnosů z přepravních služeb	461 214 914	1 065 783 655	1 621 780 043	1 621 780 043	1 621 780 043	1 621 780 043
Výnosy z přepravních služeb	6 840 049 006	7 588 809 841	8 292 320 761	8 443 235 969	8 597 631 978	8 755 590 846

Tabulka 25 Výnosy z přepravních služeb

16.1.3. Poměry u výnosů uvedených v bodě iv)

Rozdělení kapacita-komodita

Rozdělení mezi výnosy z přepravních sazeb založených na kapacitě a výnosy z přepravních sazeb založených na komoditách je znázorněno v tabulce 26.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rozdělení kapacita-komodita	93,26% / 6,74%	85,96% / 14,04%	80,44% / 19,56%	80,79% / 19,21%	81,14% / 18,86%	81,48% / 18,52%

Tabulka 26 Rozdělení kapacita-komodita

Rozdělení vstup-výstup

Rozdělení mezi výnosy z přepravních sazeb založených na kapacitě ve všech vstupních bodech a výnosy z přepravních sazeb založených na kapacitě ve všech výstupních bodech je znázorněno v tabulce 27.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rozdělení vstup-výstup	20,35% / 79,65%	20,35% / 79,65%	20,35% / 79,65%	20,35% / 79,65%	20,35% / 79,65%	20,35% / 79,65%

Tabulka 27 Rozdělení vstup-výstup

Rozdělení „v rámci systému“ / „mezi systémy“

Rozdělení mezi výnosy z užívání soustavy v rámci systému ve vstupních i výstupních bodech a výnosy z užívání soustavy mezi systémy ve vstupních i výstupních bodech vypočtené dle článku 5 je znázorněno v tabulce 28.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rozdělení v rámci systému / mezi systémy	25,63% / 74,37%	25,75% / 74,25%	25,87% / 74,13%	25,99% / 74,01%	26,10% / 73,90%	26,22% / 73,78%

Tabulka 28 Rozdělení „v rámci systému“ / „mezi systémy“

17. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. c)

17.1. Přepravní sazby založené na komoditách (poplatek na základě průtoku)

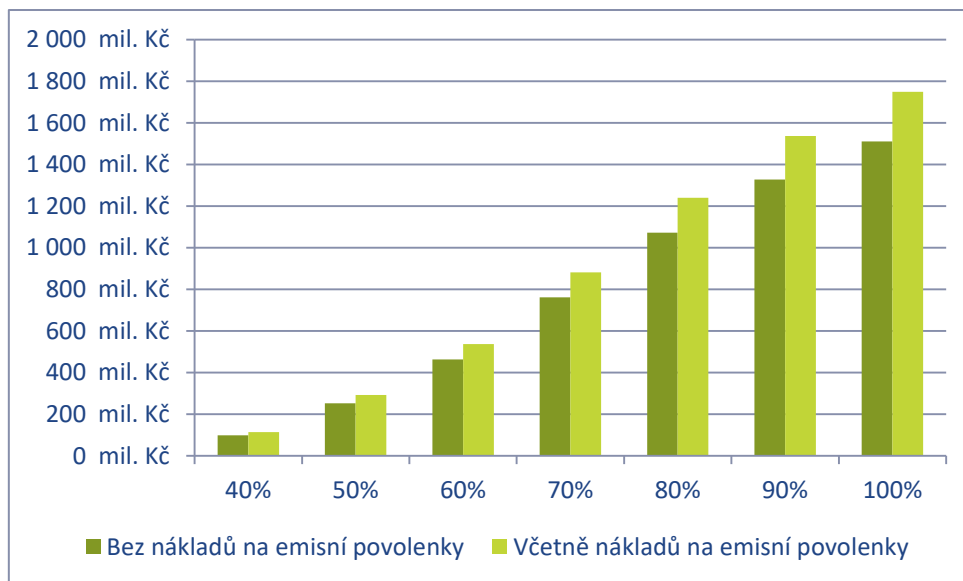
17.1.1. Náklady vstupující do výpočtu

Pro výběr nákladů spojených s provozem kompresních stanic je v České republice dlouhodobě využívána alokace nákladů na komoditní složku ceny na výstupních bodech přepravní soustavy. V rámci implementace TAR NC je plánováno zachování výběru těchto nákladů v rámci komoditní složky ceny na výstupních bodech přepravní soustavy.

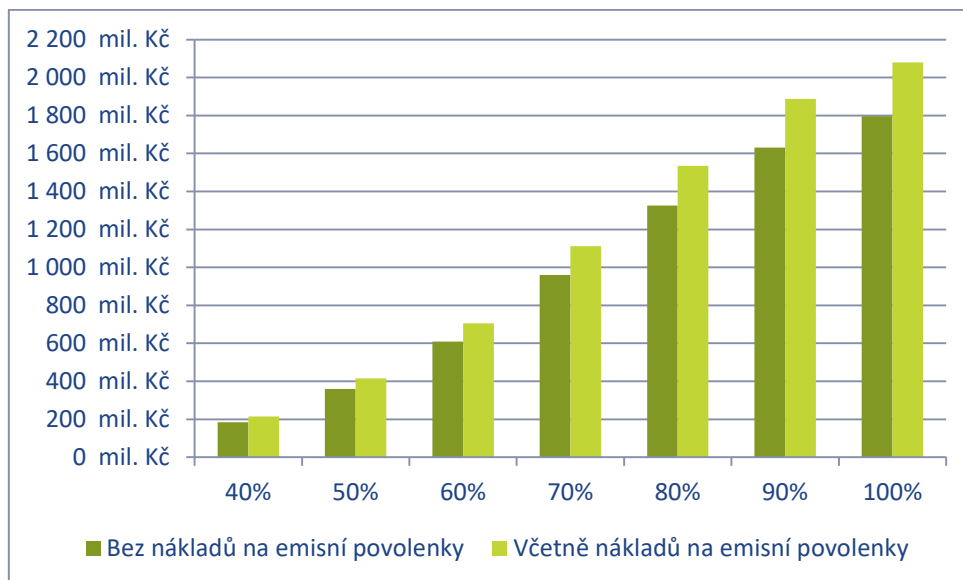
Náklady na provoz kompresních stanic tvoří následující složky:

- Náklady na pořízení plynu a elektřiny pro pohon kompresních stanic
 - Vychází z předpokladu nákupu plynu/elektřiny na pohon na základě denních cen; náklady na elektřinu (pro pohon 1 nové kompresní stanice) dále zahrnují všechny ostatní složky ceny (distribuce, podpora obnovitelných zdrojů, systémové služby, podpůrné služby, poplatky operátorovi trhu, daň z elektřiny). Pro účely modelu je uvažována cena plynu ve výši 20 EUR/MWh a směnný kurz 25 CZK/EUR.
- Náklady na daň z plynu pro pohon kompresních stanic
 - Vstupují na základě skutečné spotřeby plynu a sazby ve výši 30,6 Kč/MWh
- Náklady na emisní povolenky
 - V současné době tyto náklady do výpočtu variabilních nákladů nevstupují vzhledem k současné spotřebě plynu na pohon a dostatečné bezplatné alokaci povolenek. Vzhledem k zásadnímu nárůstu spotřeby na pohon kompresních stanic a doposud neznámému klíči pro alokaci bezplatného množství povolenek v ČR je v této kapitole uvedena možná maximální výše nákladů za předpokladu dokoupení veškerého potřebného množství povolenek za současných tržních cen. Pro účely modelu je uvažována cena povolenky ve výši 20 EUR/EUA. V rámci stanovení parametrů na V. regulační období bude ERÚ analyzována nákladová neutralita provozovatele přepravní soustavy a stanoveny pravidla pro případné zahrnutí nákladů na emisní povolenky do variabilní složky.

Vzhledem k očekávanému zásadnímu nárůstu toků ve směru z VIP Brandov na hraniční bod Lanžhot v rámci projektu C4G je očekáván řádový nárůst nákladů na pohon kompresních stanic. Výsledná výše nákladů (a tedy i navrhované sazby) bude značně závislá na využití přepravní kapacity na výstupním hraničním bodě Lanžhot. V grafu 10 pro roky 2020-2021 a v grafu 11 pro roky 2022-2025 jsou zobrazeny předpokládané výše nákladů v mil. Kč v závislosti na využití tohoto výstupního hraničního bodu, a to ve verzích bez a včetně nákladů na emisní povolenky.



Graf 10 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2020-2021 v mil. Kč



Graf 11 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2022-2025 v mil. Kč

ERÚ na základě informací od provozovatele přepravní soustavy a relativně vysokého očekávaného využití sjednané přepravní kapacity zvolil jako základ pro výpočet nákladů využití sjednané přepravní kapacity ve výši 80 % pro roky 2020-2021 a 90 % pro roky 2022-2025.

Vzhledem k značné závislosti nákladů na využití sjednané přepravní kapacity hraničního bodu Lanžhot a volatilitě ceny plynu i případně emisních povolenek bude v určených časových intervalech probíhat korekce na skutečnou výši nákladů, a to i pro využití mezi systémy tak, aby uživatelé přepravní soustavy nesli skutečně vyvolané náklady. Přesný mechanismus bude stanoven v rámci stanovení parametrů V. regulační období.

17.1.2. Způsob, jakým je stanoven poplatek na základě průtoku

V rámci přípravy konzultačního dokumentu byla prověřována nákladovost jednotlivých výstupních bodů z pohledu spotřeby kompresní práce a tedy i z pohledu nákladů na kompresi. Bylo shledáno, že je zde značná závislost na přepravní vzdálenosti (a také částečně na požadovaném výstupním tlaku daného bodu) a že se tyto vzdálenosti zásadně liší. Použití jednotné sazby pro všechny výstupní body podle čl. 4 odst. 3 písm. a), ii) TAR NC by vedlo k značným křížovým dotacím mezi jednotlivými typy uživatelů a bylo by v rozporu s cíli nákladové alokace požadované TAR NC. Dokladem toho je, že požadavek na posouzení přidělování nákladů podle čl. 5 odst. 1 písm. b), ii) stanovuje jako možný nákladový faktor vzdálenost. Je tak logické, že při různých vzdálenostech takový test nemůže vyjít pod 10 % při stejné výši sazeb. Energetický regulační úřad se tedy rozhodl upřednostnit požadavek na nákladovou alokaci a posuzování přidělování nákladů nad požadavek čl. 4 odst. 3 písm. a), ii).

Pro stanovení přepravních sazeb založených na komoditách byla využita metodika určování sazeb podle vzdálenosti, vážená podle předpokládaných toků, která je analogická k metodice popsané v článku 8, TAR NC. Tato metodika byla pro účely výpočtu komoditních sazeb následovně upravena:

- Model je striktně orientován na skutečně vznikající náklady na základě skutečně očekávaných toků. Na rozdíl od kapacitního CWD modelu tak nejsou uvažovány pro alokaci nákladů všechny teoretické kombinace vstupních a výstupních bodů, které jsou však reálné pouze teoreticky a nikdy nenastanou. Snahou je co nejjednodušší nákladový model.
- Pro účely stanovení nákladů byl model zjednodušen na 4 hlavní body reprezentující převládající toky v systému:
 - VIP Brandov jako místo vstupu plynu do ČR,
 - Hraniční bod Lanžhot vyjadřující výstup plynu z ČR,
 - Virtuální bod reprezentující spotřebu ČR,
 - Virtuální vstupní/výstupní bod zásobníku plynu.
- Pro účely stanovení přepravní sazby založené na komoditách bylo tedy stanoveno, že všechny předpokládané toky, které vstupují do soustavy, vstupují na vstupním bodě VIP Brandov. Jedná se o zjednodušení, které je přijatelné, protože toky na tomto vstupním bodě jinak představují přibližně 92 % - 96 % všech předpokládaných toků vstupujících do soustavy na hraničních bodech.
- Pro účely stanovení přepravní sazby založené na komoditách bylo tedy stanoveno, že všechny předpokládané toky pro užívání výstupních bodů soustavy mezi systémy vystupují ve fyzickém bodě Lanžhot. Jedná se o zjednodušení, které je přijatelné, protože toky na výstupním bodě jinak představují přibližně 90 % všech předpokládaných toků vystupujících ze soustavy pro účely předání plynu mezi systémy.
- Pro účely stanovení přepravní sazby založené na komoditách bylo tedy stanoveno, že všechny předpokládané toky pro užívání výstupních bodů soustavy v rámci

systemu vystupují na virtuálním výstupním bodě, jehož souřadnice byly určeny agregací souřadnic všech předávacích stanic vážené jejich technickou kapacitou.

	zeměpisná šířka N	zeměpisná délka E
Virtuální výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému	49.7512333°	15.6343731°

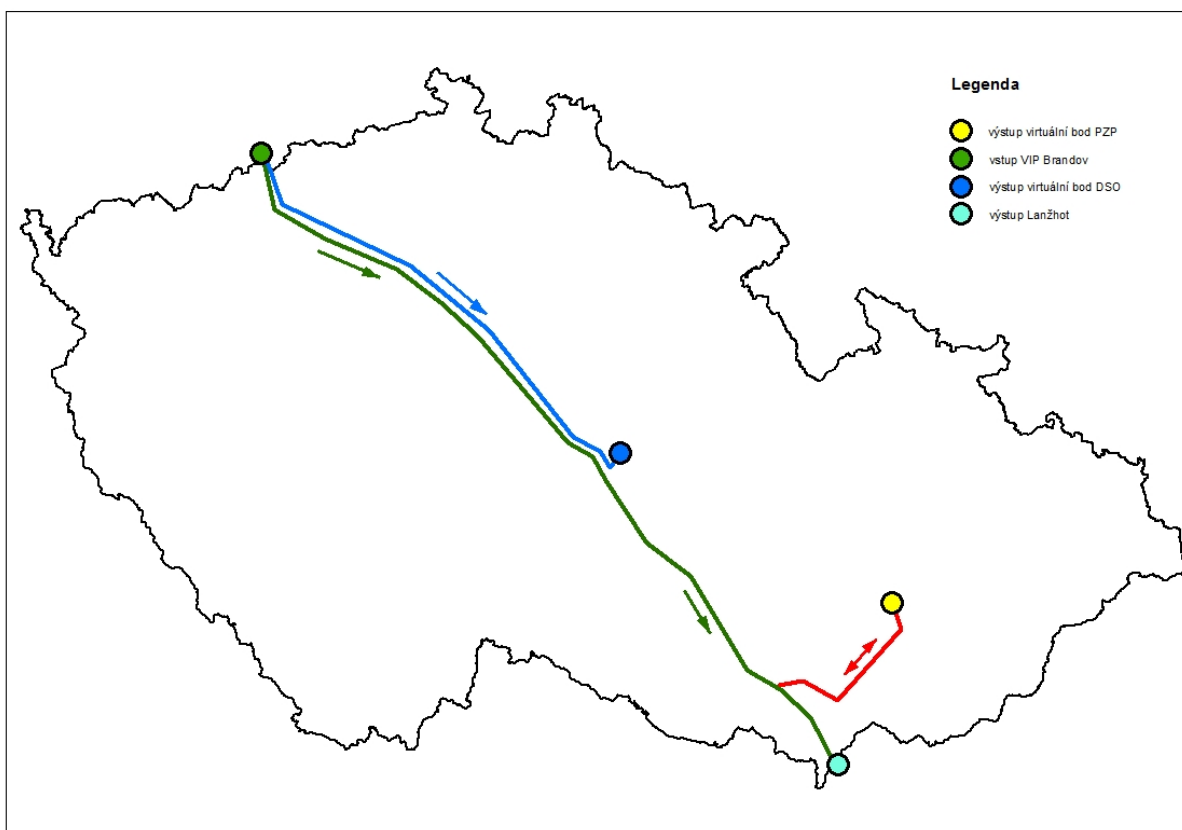
Tabulka 29 GPS souřadnice virtuálního výstupního bodu

- Virtuální vstupní/výstupní bod PZP je totožný s bodem pro výpočet kapacitních sazeb v CWD modelu v kapitole 10.1.4.
- Přehled předpokládaných toků je znázorněný v tabulce níže.

Toky (TWh/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ENTRY body (VIP Brandov)	415	498	507	534	538	537
EXIT uvnitř systému DSO	94	99	99	103	103	103
EXIT uvnitř systému PZP	33	33	33	33	33	33
EXIT mezi systémy (Lanžhot)	288	366	375	399	402	401

Tabulka 30 Předpokládané toky plynu v rozdělení po bodech

- V rámci zjednodušeného systému je uvažována přepravní vzdálenost na základě obrázku 16 a tedy nejkratší vzdálenosti tras plynovodu mezi vstupním bodem a výstupním bodem v souladu s požadavkem v článku 8, 1. c) TAR NC a to pro směr VIP Brandov – Lanžhot a pro směr VIP-Brandov-virtuální bod PDS + PPZ.
- Pro účely praktické nákladovosti zásobníků plynu byl uvažován stav při neexistenci zásobníků plynu a stav se zásobníky plynu. Bylo uvažováno, že vícenáklad je spojen nikoliv s celou trasou do/z zásobníků plynu, ale pouze se vzdáleností vyjadřující odbočení při vtláčení plynu a návrat při těžbě plynu na trasu VIP Brandov-Lanžhot (v praxi je při vtláčení plynu do zásobníku plynu vzdálenost rovna vzdálenosti VIP Brandov-virtuální bod zásobníku plynu, ale při těžbě plynu ze zásobníku plynu nemusí být odpovídající množství plynu na této trase přepraveno a dojde tak k úspoře nákladů na většině trasy VIP Brandov - virtuální bod zásobníku plynu).



Obrázek 16 Schéma toků pro výpočet poplatku za průtok

- Na základě výše uvedeného byly vypočteny vzdálenosti pro jednotlivé trasy:

Vzdálenosti (km)	
ENTRY (VIP Brandov) - EXIT uvnitř systému (DSO)	228
ENTRY (VIP Brandov) - EXIT uvnitř systému (PZP)	89
ENTRY (VIP Brandov) - EXIT mezi systémy (Lanžhot)	383

Tabulka 31 Vzdálenosti pro výpočet poplatku za průtok

- Komoditní rozdělení vstup-výstup je určeno jako 0/100, což je v souladu se dosavadní praxí v České republice, kdy komoditní složka tarifu byla stanovena pouze na výstupních bodech a na vstupních bodech byla ve výši 0.
- Postup určení přepravních sazeb je odvozen od následných kroků, analogicky k metodice určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity, která je popsána v článku 8, TAR NC. Jedná se tedy o určení váhy nákladů daného výstupního bodu v závislosti na výši toku a vzdálenosti.
- Pro výpočet přepravní sazby založené na komoditách ve výstupních bodech je uvažován podíl části výnosů připadající na tento bod a předpokládaných toků na tomto výstupním bodě.

17.1.3. Podíl povoleného nebo cílového výnosu, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt

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

17.1.4. Orientační poplatek za průtok

Výše navrhovaných sazeb je uvedena ve 4 variantách:

- Výše poplatku za průtok stanovená v Kč/MWh bez nákladů na emisní povolenky je uvedena v následující tabulce:

Sazby založené na komoditě (v Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,19	2,07	2,05	2,06
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	1,31	2,46	3,67	3,47	3,44	3,45

Tabulka 32 Poplatek za průtok bez nákladů na emisní povolenky

- Výše poplatku za průtok stanovená jako normativ (násobený cenou plynu v daném dni) bez nákladů na emisní povolenky je uvedena v tabulce 33:

Sazby založené na komoditě (koef*C _{NG} /MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,0016	0,0029	0,0044	0,0041	0,0041	0,0041
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,0006	0,0011	0,0017	0,0016	0,0016	0,0016
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,0026	0,0049	0,0073	0,0069	0,0069	0,0069

Tabulka 33 Poplatek za průtok bez nákladů na emisní povolenky (stanovené jako normativ)

- Výše poplatku za průtok stanovená v Kč/MWh včetně nákladů na emisní povolenky je uvedena v následující tabulce:

Sazby založené na komoditě (v Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,91	1,70	2,53	2,39	2,38	2,38
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,35	0,66	0,99	0,93	0,92	0,93
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	1,52	2,85	4,25	4,02	3,98	3,99

Tabulka 34 Poplatek za průtok včetně nákladů na emisní povolenky

- Výše poplatku za průtok stanovená jako normativ (násobený cenou plynu v daném dni) včetně nákladů na emisní povolenky je uvedena v následující tabulce 35:

Sazby založené na komoditě (koef*C _{NG} /MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,0018	0,0034	0,0051	0,0048	0,0048	0,0048
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,0007	0,0013	0,0020	0,0019	0,0018	0,0019
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,0030	0,0057	0,0085	0,0080	0,0080	0,0080

Tabulka 35 Poplatek za průtok včetně nákladů na emisní povolenky (stanovené jako normativ)

Varianta stanovení poplatku za průtok v Kč/MWh nebo normativem (násobeným cenou plynu v daném dni) bude zvolena na základě výsledků konzultačního procesu, v rámci kterého bude analyzována otázka využití sjednaných kapacit a přístup k nákladům na emisní povolenky.

18. Nepřepravní služby

Nepřepravní služby poskytované uživatelům soustavy nejsou navrhovány.

19. Orientační informace týkající se přepravních sazeb uvedené v čl. 30 odst. 2

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 je uveden v následujících podkapitolách.

19.1. Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb do konce regulovaného období

19.1.1. Úroveň referenčních cen na vstupních bodech

Rozdílné změny přepravních sazeb založených na kapacitě pro jednotlivé vstupní body uvedené v tabulce 36 jsou způsobeny zavedením metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity, v souladu s nařízením TAR NC, a tedy zavedením nákladových faktorů předpokládané smluvní kapacity a vzdálenosti. Vzhledem k tomu, že na těchto bodech nedochází k vyrovnání podle čl. 6 (4) b), jsou rozdíly mezi změnami na jednotlivých bodech odlišné.

Název bodu	Cena v aktuálním období (Kč/MWh/den/rok)	Navhovaná metodika referenčních cen - rok 2020 (Kč/MWh/den/rok)	Rozdíl
ENTRY			
VIP Brandov	765,01	795,45	4%
Lanžhot	765,01	481,40	-37%
VIP Waidhaus	765,01	851,59	11%
Cieszyn (Český Těšín)	765,01	208,45	-73%
Hať	765,01	208,45	-73%
PZP	442,96	181,51	-59%

Tabulka 36 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na vstupních bodech

19.1.2. Úrovní referenčních cen na výstupních bodech

Rozdílné změny přepravních sazeb založených na kapacitě pro jednotlivé výstupní body uvedené v tabulce 37 jsou způsobeny zavedením metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity, v souladu s nařízením TAR NC, a tedy zavedením nákladových faktorů předpokládané smluvní kapacity a vzdálenosti.

Název bodu	Cena v aktuálním období (Kč/MWh/den/rok)	Navhovaná metodika referenčních cen - rok 2020 (Kč/MWh/den/rok)	Rozdíl
EXIT			
VIP Brandov	2 991,43	3 394,13	13%
Lanžhot	2 991,43	3 160,71	6%
VIP Waidhaus	2 991,43	1 738,88	-42%
Cieszyn (Český Těšín)	2 991,43	4 733,08	58%
Hať	2 991,43	4 663,97	56%
DSO + PPZ	1 840,11	1 985,94	8%
PZP	95,60	1 527,98	1498%

Tabulka 37 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na výstupních bodech

19.1.3. Úroveň poplatku na základě průtoku na vstupních bodech

Pro přepravní sazby založené na komoditě pro jednotlivé vstupní body nedochází v daném období ke změně, jak je znázorněno v tabulce 38.

Sazby založené na komoditě	Cena v aktuálním období (Kč/MWh)	Navhovaná metodika referenčních cen - rok 2020 (Kč/MWh)	Rozdíl
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0%

Tabulka 38 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na vstupních bodech

19.1.4. Úroveň poplatku na základě průtoku na výstupních bodech

Pro přepravní sazby založené na komoditě pro jednotlivé výstupní body dochází v daném období ke změně, která je dána především zavedením metodiky pro určování poplatku na základě průtoku, v souladu s článkem 4. odst. 3. a), TAR NC, a tedy zavedením nákladových faktorů předpokládaných toků a vzdálenosti, které dosud nebyly uplatňovány. Dalším faktorem je skutečnost, že od roku 2020 a dále dochází k podstatným změnám využití přepravní soustavy a s tím souvisejícím nárůstem komoditní části výnosů z přepravních služeb oproti roku 2019. U tarifu pro domácí spotřebu a zásobníky plynu je stávající variabilní část tarifu ve výši cca 0,05 Kč/MWh značně ovlivněna zápornými korekcemi z minulých let vzniklými vlivem nižší spotřeby plynu a nižší nákupní ceny plynu pro pohon kompresních stanic a nevyjadřuje tak vliv nárůstu oproti dlouhodobě alokovaným nákladům na tyto zákazníky (v průměru okolo 0,4-0,5 Kč/MWh).

Uvedené ceny nezahrnují náklady spojené s emisními povolenkami.

Sazby založené na komoditě	Cena v aktuálním období (Kč/MWh)	Navhovaná metodika referenčních cen - rok 2020 (Kč/MWh)	Rozdíl
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,05	0,78	1465%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,05	0,30	509%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,003*C _{NCG}	0,0026*C _{NCG}	-13%

Tabulka 39 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na výstupních bodech

19.2. Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb pro další regulované období

Odhadovaný rozdíl úrovně přepravních sazeb za stejný druh přepravní služby, platných v období platnosti sazeb, pro které se daná informace zveřejňuje, a pro jednotlivá období platnosti sazeb ve zbývajících částech regulovaného období je uveden v následujících podkapitolách. Vzhledem ke skutečnosti, že rok 2020 je posledním rokem regulovaného období, uvádíme výhled a odhadované rozdíly úrovně přepravních sazeb do dalšího období, které končí rokem 2025.

19.2.1. Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech mezi roky 2020 až 2025

Absolutní odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech pro roky 2020 až 2025 je znázorněna v tabulce 40.

ENTRY (v Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	795,4	813,5	832,0	851,0	870,3	890,2
Lanžhot	481,4	492,3	503,5	515,0	526,7	538,7
VIP Waidhaus	851,6	870,9	890,8	911,0	931,8	953,0
Cieszyn (Český Těšín)	208,5	213,2	218,0	223,0	228,1	233,3
Hať	208,5	213,2	218,0	223,0	228,1	233,3
PZP	181,5	185,6	189,9	194,2	198,6	203,1

Tabulka 40 Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 41.

ENTRY	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Lanžhot		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
VIP Waidhaus		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Cieszyn (Český Těšín)		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Hať		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
PZP		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%

Tabulka 41 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech

19.2.2. Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech mezi roky 2020 až 2025

Absolutní odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech pro roky 2020 až 2025 je znázorněna v tabulce 42.

EXIT (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	3 394,1	3 464,0	3 535,3	3 608,0	3 682,3	3 758,0
Lanžhot	3 160,7	3 225,8	3 292,2	3 359,9	3 429,0	3 499,6
VIP Waidhaus	1 738,9	1 774,7	1 811,2	1 848,5	1 886,5	1 925,3
Cieszyn (Český Těšín)	4 733,1	4 830,5	4 929,9	5 031,4	5 134,9	5 240,5
Hať	4 664,0	4 760,0	4 857,9	4 957,9	5 059,9	5 164,0
DSO + PPZ	1 985,9	2 043,8	2 103,3	2 164,5	2 227,6	2 292,4
PZP	1 528,0	1 562,7	1 598,3	1 634,7	1 671,9	1 710,0

Tabulka 42 Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně sazeb na výstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 43.

EXIT	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov		2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Lanžhot		2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
VIP Waidhaus		2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Cieszyn (Český Těšín)		2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
Hať		2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
DSO + PPZ		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
PZP		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%

Tabulka 43 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na výstupních bodech

Rozdíly jsou dány především zvolenou metodologií cenotvorby a rozdílným vývojem cílových a povolených výnosů.

19.2.3. Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025

Vzhledem ke skutečnosti, že absolutní výše poplatku za průtok může být také vyjádřena jako v Kč/MWh nebo normativem (násobeným cenou plynu v daném dni) uvádíme absolutní výši poplatku za průtok stanovenou v Kč/MWh v tabulce 44 a jako normativ v tabulce 45. Jedná se o úroveň bez nákladů na emisní povolenky.

Sazby založené na komoditě (v Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,19	2,07	2,05	2,06
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	1,31	2,46	3,67	3,47	3,44	3,45

Tabulka 44 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 (v Kč/MWh)

Sazby založené na komoditě (koef*C _{NCG} /MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,0016	0,0029	0,0044	0,0041	0,0041	0,0041
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,0006	0,0011	0,0017	0,0016	0,0016	0,0016
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,0026	0,0049	0,0073	0,0069	0,0069	0,0069

Tabulka 45 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 (jako normativ)

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 46 a je dán především předpokládanými změnami výše využití soustavy a s tím související výše toků, včetně vývoje nákladových parametrů, které mohou ovlivnit výši komoditní části přepravních výnosů.

Sazby založené na komoditě (v Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro vstupní bod		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%

Tabulka 46 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025

19.3. Zjednodušený model sazeb

Zjednodušený model sazeb, který se pravidelně aktualizuje a včetně vysvětlení, jak jej používat, umožňující uživatelům soustavy vypočítat přepravní sazby platné pro aktuální období platnosti sazeb a odhadnout jejich možný vývoj po uplynutí tohoto období platnosti sazeb je zveřejněn na internetových stránkách ERÚ.

20. Informace uveřejňované na základě čl. 26, odst. 1 písm. e) TAR NC

Pevná fixní cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu (Kč/MWh/rok/d) může být na žádost účastníka trhu s plynem uplatněna za těchto podmínek:

Účastníkovi trhu s plynem je v aukci přidělena:

- roční standardní pevná přepravní kapacita na příslušném hraničním bodě na období nejméně 10 po sobě následujících let a zároveň je pro rezervovanou pevnou přepravní kapacitu na toto období pro každý plynárenský rok splněna podmínka, že výše v aukci přidělené rezervované pevné přepravní kapacity není o více než 50 % vyšší nebo o více než 50 % nižší, než je průměrná výše rezervované standardní pevné přepravní kapacity tohoto účastníka trhu s plynem za celé toto období, nebo
- roční standardní pevná přepravní kapacita, u které je ve spojení s ročními standardními pevnými přepravními kapacitami přidělenými tomuto účastníkovi trhu s plynem v aukcích konaných v předchozích letech splněna podmínka rezervace na období nejméně 10 po sobě následujících let, a zároveň je pro nově rezervovanou pevnou denní přepravní kapacitu pro každý plynárenský rok splněna podmínka, že výše v aukci přidělené rezervované pevné denní přepravní kapacity není o více než 50 % vyšší, než je průměrná výše denní rezervované standardní pevné přepravní kapacity tohoto účastníka trhu s plynem za období 10 let bezprostředně předcházejících poslednímu roku, pro který byla rezervována roční pevná přepravní kapacita.

Fixní cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se pro roční standardní pevnou kapacitu pro kalendářní rok i určí podle vzorce

$$C_{Fi} = \left(C_{r0} \times \prod_{t=j}^i \frac{I_{t-1}}{100} \right) + AP + RP ,$$

kde

C_{Fi} je fixní cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu

C_{r0} je pevná roční cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu, která je pro rok $i=j$ rovna ceně účinné pro kalendářní rok j , v letech $i=j+1$ a následujících je rovna ceně účinné pro kalendářní rok $j+1$,

i je kalendářní rok, pro který je fixní cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu stanovována,

j je kalendářní rok uzavření smlouvy o poskytnutí služby přepravy plynu,

I_{t-1} je hodnota eskalačního faktoru cen, která je pro rok $t=j$ a $t=j+1$ rovna 100 % a pro rok $t=j+2$ a následující je stanovena příslušným eskalačním faktorem popsáním v Zásadách cenové regulace,

AP je u aukce standardní koordinované přepravní kapacity podíl aukční prémie připadající na provozovatele přepravní soustavy dosažené v aukci na aukční rezervační platformě,

RP riziková prémie ve výši 0 Kč/MWh/d.

Riziková prémie v nulové výši byla zvolena i proto, že kalkulace sazeb v období 2020-2025 je založena na plánovaném vývoji investic a nákladů, jejichž výše bude ve významné míře ovlivněna postupem realizace zásadního projektu C4G, a tudíž v sobě obsahují značný stupeň nejistoty pro případné zájemce o garantovanou fixní cenu. ERÚ proto v tuto chvíli nevidí důvody pro použití dodatečné rizikové prémie, jejíž adekvátní ocenění by bylo velmi komplikované, prakticky téměř neproveditelné. S výnosy z rizikové prémie se tedy prozatím nepočítá.

21. Charakteristika používaných přepravních tarifů

21.1. Druhy tarifů pro tranzit

Energetický regulační úřad předpokládá na vstupních a výstupních hraničních bodech přepravní soustavy zachování stávající nabídky přepravních tarifních produktů tak, jak je popsána v čl. 9 CAM NC. S pohyblivou cenou, ve smyslu ustanovení čl. 24 TAR NC, budou nabízeny tyto kapacitní produkty:

- roční standardní pevná kapacita,
- čtvrtletní standardní pevná kapacita,
- měsíční standardní pevná kapacita,
- denní standardní pevná kapacita,
- vnitrodenní standardní pevná kapacita.

S fixní cenou, ve smyslu ustanovení čl. 24 TAR NC, bude nabízen tento kapacitní produkt:

- roční standardní pevná kapacita

21.1.1. Pohyblivá cena

Pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu je taková cena, která platí v době, kdy je přepravní kapacitu možno využít. Pohyblivá cena bude uplatněna za těchto podmínek:

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 kapacitu pro tyto po sobě následující roky pohyblivou cenou za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu.

Pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se pro roční standardní pevnou kapacitu, čtvrtletní standardní pevnou kapacitu nebo měsíční standardní pevnou kapacitu určí podle vzorce

$$C_S = C_r \times F_c + AP$$

kde

C_S je výsledná pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu,

C_r je referenční cena,

AP je aukční prémie,

F_c je faktor doby trvání rezervace standardní pevné přepravní kapacity, který se určí:

pro roční standardní pevnou kapacitu podle vzorce

$$F_c = 1,$$

pro čtvrtletní standardní pevnou kapacitu podle vzorce

$$F_c = \frac{3}{12} \times M,$$

pro měsíční standardní pevnou kapacitu podle vzorce

$$F_c = \frac{1}{12} \times M,$$

kde

M je multiplikátor zohledňující odlišnou dobu trvání rezervace kapacity

Pohyblivá cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu se pro denní a vnitrodenní standardní pevnou kapacitu určí podle vzorce

$$C_v = \frac{1}{365} \times M \times C_r.$$

21.1.2. Fixní cena

Viz kapitola 19.

21.2. Druhy tarifů pro vnitrostát

V případě přepravních tarifů pro výstupní, příp. vstupní body pro vnitrostátní uživatele přepravní soustavy předpokládá ERÚ zachování struktury, která je používána v současnosti.

Příloha č. 1 Přehled náležitostí konzultace dle čl. 26 a odpovídajících kapitol konzultačního dokumentu

Obsahové náležitosti	Požadavky stanovené dle TAR NC	Odpovídající kapitola
Popis navrhované metodiky	Čl. 26, odst. 1, písm. a)	9.1
Informace o parametrech	Čl. 26, odst. 1, písm. a) i)	10
Hodnoty navrhovaných úprav přepravních sazeb	Čl. 26, odst. 1, písm. a) ii)	11
Orientační referenční ceny	Čl. 26, odst. 1, písm. a) iii)	12
Posouzení přidělování nákladů	Čl. 26, odst. 1, písm. a) iv)	13
Požadavky na metodiku	Čl. 26, odst. 1, písm. a) v)	14
Counterfactual	Čl. 26, odst. 1, písm. a) vi)	15
Výše výnosů, změny a poměry	Čl. 26, odst. 1, písm. b)	16
Přepravní sazby založené na komoditách	Čl. 26, odst. 1, písm. c) i)	17
Nepřepravní služby	Čl. 26, odst. 1, písm. c) ii)	18
Rozdíl v úrovni přepravních sazeb	Čl. 26, odst. 1, písm. d)	19.1, 19.2
Zjednodušený model sazeb	Čl. 26, odst. 1, písm. d)	19.3
Pevná cena	Čl. 26, odst. 1, písm. e)	20

Příloha č. 3 Seznam obrázků

Obrázek 1 Schematické znázornění vstupně-výstupního systému v ČR (Zdroj: ERÚ).....	16
Obrázek 2 Bilanční zóna trhu s plynem v ČR (Zdroj: OTE, a.s.)	16
Obrázek 3 Schéma dodávek a toku plynu dne 12. ledna 2009, kdy bylo dosaženo maximální spotřeby.....	18
Obrázek 4 Působnost provozovatelů distribučních soustav	23
Obrázek 5 Schéma umístění zásobníků plynu v Česku a jejich připojení k přepravní soustavě	24
Obrázek 6 Přehled vstupních a výstupních přepravních kapacit hraničních předávacích bodů.....	26
Obrázek 7 Lokalita fyzických bodů DSO+PPZ v distribučních zónách a virtuálních bodů	54
Obrázek 8 Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu	55
Obrázek 9 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních VIP bodech	59
Obrázek 10 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních VIP bodech.....	59
Obrázek 11 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních IP bodech.....	60
Obrázek 12 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních IP bodech.....	60
Obrázek 13 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	61
Obrázek 14 Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu (PZP)	62
Obrázek 15 Možné směry toku plynu	63
Obrázek 16 Schéma toků pro výpočet poplatku za průtok.....	76

Příloha č. 4 Seznam tabulek

Tabulka 1 Počet odběrných míst plynu v roce 2017	13
Tabulka 2 Počet změn dodavatele plynu v období 2011 – 2017	13
Tabulka 3 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony	20
Tabulka 4 Legislativní požadavky na tarifní systém	30
Tabulka 5 Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů	32
Tabulka 6 Návrh nastavení výše multiplikátorů	37
Tabulka 7 Plánované investice (CAPEX)	42
Tabulka 8 Plánované rezervované kapacity	42
Tabulka 9 Výhled vývoje výnosů	43
Tabulka 10 Výše sazeb na principu poštovní známky	43
Tabulka 11 Vstupní hodnoty pro stanovení cen v modelech CWD	46
Tabulka 12 Výsledné ceny z modelu CWD 50%/50%	47
Tabulka 13 Výsledné ceny z modelu CWD s rozdělením Vstup/Výstup 20,35% / 79,65%	49
Tabulka 14 Lokalita virtuálních propojovacích bodů	52
Tabulka 15 Lokalita přeshraničních propojovacích bodů	53
Tabulka 16 Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ	54
Tabulka 17 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu	55
Tabulka 18 Matrix vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy	57
Tabulka 19 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky	61
Tabulka 20 Výsledné hodnoty indexu posuzujícího přidělování nákladů sazeb založených na komoditě	68
Tabulka 21 Rozdíly v cenách mezi CWD modelem 50%/50% a CWD modelem 20,35%/79,65%	70
Tabulka 22 Rozdíly ve výnosech mezi CWD modelem 50%/50% a CWD modelem 20,35%/79,65%	70
Tabulka 23 Srovnání CAA indexu variant CWD model 50%/50% a CWD model 20,35%/79,65%	70
Tabulka 24 Povolené a cílové výnosy	71
Tabulka 25 Výnosy z přepravních služeb	71
Tabulka 26 Rozdělení kapacita-komodita	71
Tabulka 27 Rozdělení vstup-výstup	71
Tabulka 28 Rozdělení „v rámci systému“ / „mezi systémy“	71
Tabulka 29 GPS souřadnice virtuálního výstupního bodu	75
Tabulka 30 Předpokládané toky plynu v rozdělení po bodech	75
Tabulka 31 Vzdálenosti pro výpočet poplatku za průtok	76
Tabulka 32 Poplatek za průtok bez nákladů na emisní povolenky	77
Tabulka 33 Poplatek za průtok bez nákladů na emisní povolenky (stanovené jako normativ)	77
Tabulka 34 Poplatek za průtok včetně nákladů na emisní povolenky	77
Tabulka 35 Poplatek za průtok včetně nákladů na emisní povolenky (stanovené jako normativ)	77
Tabulka 36 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na vstupních bodech	80
Tabulka 37 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na výstupních bodech	81
Tabulka 38 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na vstupních bodech	81
Tabulka 39 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na výstupních bodech	81
Tabulka 40 Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech	82
Tabulka 41 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech	82
Tabulka 42 Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech	82
Tabulka 43 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na výstupních bodech	83
Tabulka 44 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 (v Kč/MWh)	83
Tabulka 45 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 (jako normativ)	83
Tabulka 46 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025	83

Příloha č. 5 Seznam grafů

Graf 1 Podíl obchodníků na dodávkách plynu v roce 2017.....	14
Graf 2 Toky plynu do a z České republiky, domácí spotřeba plynu	14
Graf 3 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017 – čtvrtletní produkty ¹¹	34
Graf 4 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017– měsíční produkty ¹¹	35
Graf 5 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017– denní produkty ¹¹	36
Graf 6 Přehled úrovně multiplikátorů uplatňovaných u jednotlivých provozovatelů přepravních soustav v roce 2017– vnitrodenní produkty ¹¹	37
Graf 7 Předpokládané toky na vstupních bodech	64
Graf 8 Předpokládané toky na výstupních bodech	64
Graf 9 Předpokládané toky na výstupních bodech	65
Graf 10 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2020-2021 v mil. Kč.....	73
Graf 11 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2022-2025 v mil. Kč.....	73