

---

Rozhodnutí podle článku 27 odst. 4 Nařízení  
Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března  
2017, kterým se zavádí kodex sítě  
harmonizovaných struktur přepravních  
sazeb pro zemní plyn

---



## 1. Obsah

---

1. Obsah .....	2
2. Použité pojmy a zkratky .....	6
3. Úvod .....	8
4. Právní prostředí .....	9
5. Shrnutí implementace .....	10
6. Doložka .....	11
7. Popis plynárenské soustavy ČR .....	12
7.1. Tok plynu a spotřeba v České republice .....	12
7.2. Vstupně-výstupní model přepravy plynu v ČR .....	12
7.3. Plynovod GAZELA .....	15
7.4. Dlouhodobé kontrakty .....	16
7.5. Distribuční soustava .....	17
7.6. Zásobníky plynu .....	17
7.7. Rozvoj plynárenské infrastruktury ČR .....	19
7.7.1. Krátkodobý a střednědobý horizont .....	19
7.7.2. Dlouhodobý horizont .....	20
8. Konzultace v souladu s čl. 28 .....	21
8.1. Nastavení úrovně multiplikátorů .....	21
8.1.1. Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů .....	21
8.1.2. Úrovně multiplikátorů .....	23
8.2. Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15 TAR NC .....	24
8.3. Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16 TAR NC .....	24
9. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) .....	26
9.1. Současný regulatorní přístup .....	26
9.2. Kompatibilita současného regulatorního přístupu s požadavky článku 7 (d) TAR NC .....	27
9.3. Popis navrhované metodiky stanovení referenčních cen .....	28
9.3.1. Obecná východiska cenotvorby .....	28
9.3.2. Stanovení povolených a cílových výnosů provozovatele přepravní soustavy .....	29
9.3.3. Referenční WACC a riziková přírážka .....	30
9.3.4. Předpoklady a způsob cenotvorby .....	31
9.3.5. Ilustrace navrhovaného přístupu .....	33

9.3.6.	Referenční model podle TAR NC - metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50.....	35
9.3.7.	Cílový model - metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s optimalizovaným rozdělením výnosů na vstup/výstup .....	38
9.3.8.	Sleva na sazby pro zásobníky plynu podle čl. 9, TAR NC .....	39
9.3.9.	Regulatorní účet a jeho narovnávání.....	40
9.3.10.	Odůvodnění souladu navrhovaného způsobu implementace s požadavky čl. 7 TAR NC.....	41
9.3.11.	Důvody odmítnutí ostatních metodologií .....	41
10.	Orientační informace o položkách uvedených v TAR NC čl. 30, odst. 1, písm. a) .....	42
10.1.	Lokality vstupních a výstupních bodů.....	42
10.1.1.	Virtuální propojovací body .....	42
10.1.2.	Přeshraniční propojovací body (IP) .....	43
10.1.3.	Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	44
10.1.4.	Body zásobníků plynu .....	45
10.2.	Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body.....	46
10.3.	Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech.....	49
10.3.1.	Virtuální propojovací body .....	49
10.3.2.	Propojovací body (IP) .....	50
10.3.3.	Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	52
10.3.4.	Body zásobníků plynu .....	53
10.4.	Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body .....	53
10.4.1.	Předpokládané využití na vstupních a výstupních bodech .....	54
10.4.2.	Předpokládané toky na vstupních bodech .....	55
10.4.3.	Předpokládané toky na výstupních bodech .....	55
10.5.	Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti	56
10.6.	Další technické informace o přepravní soustavě, jako je například délka a průměr potrubí a výkon kompresorových stanic;.....	56
11.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod ii).....	57
12.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod iii) .....	58
13.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod iv) .....	59
13.1.	Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5 odst. 1 písm. a).....	59

13.2.	Posouzení přidělování nákladů podle čl. 5 odst. 1 písm. b) .....	59
14.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod v) .....	60
15.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod vi) .....	61
16.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. b) .....	63
16.1.	Orientační informace uvedené v čl. 30 odst. 1 písm. b) bodech i), iv), v) .....	63
16.1.1.	Povolené a cílové výnosy provozovatele přepravní soustavy bez poplatku za průtok .....	63
16.1.2.	Výnosy z přepravních služeb .....	63
16.1.3.	Poměry u výnosů uvedených v bodě iv) .....	63
17.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. c) .....	65
17.1.	Přepravní sazby založené na komoditách (poplatek na základě průtoku) .....	65
17.1.1.	Náklady vstupující do výpočtu .....	65
17.1.2.	Způsob stanovení poplatku na základě průtoku .....	66
17.1.3.	Podíl povoleného nebo cílového výnosu, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt .....	70
17.1.4.	Poplatek za průtok .....	70
17.1.5.	Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok .....	70
18.	Nepřepravní služby .....	72
19.	Orientační informace týkající se přepravních sazeb uvedené v čl. 30 odst. 2 .....	73
19.1.	Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb do konce regulovaného období .....	73
19.1.1.	Úroveň referenčních cen na vstupních bodech .....	73
19.1.2.	Úroveň referenčních cen na výstupních bodech .....	73
19.1.3.	Úroveň poplatku na základě průtoku na vstupních bodech .....	74
19.1.4.	Úroveň poplatku na základě průtoku na výstupních bodech .....	74
19.2.	Vysvětlení rozdílu v úrovni přepravních sazeb pro další regulované období .....	75
19.2.1.	Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 .....	75
19.2.2.	Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 .....	75
19.2.3.	Odhadovaná úroveň poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 .....	76
19.3.	Zjednodušený model sazeb .....	76
20.	Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. e) TAR NC .....	77
Příloha č. 1 Přehled náležitostí konzultace dle čl. 26 a odpovídajících kapitol konzultačního dokumentu .....		80
Příloha č. 2 Mapa plynárenské soustavy ČR .....		81

Příloha č. 3 Seznam obrázků .....	82
Příloha č. 4 Seznam tabulek.....	83
Příloha č. 5 Seznam grafů .....	84

## **2. Použité pojmy a zkratky**

---

### **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 vzdáleností, vážených podle kapacity

### **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.<sup>1</sup>

### **ČR**

Česká republika

### **Energetický zákon**

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

### **ERÚ**

Energetický regulační úřad

### **Metodologie CAPM**

Model oceňování kapitálových aktiv

### **Mezinárodní přeprava, tranzitní přeprava**

Využití přepravní soustavy na území ČR pro potřeby přepravy<sup>2</sup> plynu zákazníkům v jiných vstupně-výstupních systémech

### **NET4GAS**

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

### **PDS, DSO**

Provozovatel distribuční soustavy

### **PPZ, DCC**

Zákazník přímo připojený k přepravní soustavě

---

<sup>1</sup> <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/projekt-capacity4gas/>

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

**Provozovatel přepravní soustavy, TSO, PPS**

Společnost NET4GAS, s.r.o.

**PZP, UGS**

Zásobník plynu

**RAB**

Regulační báze aktiv

**Rozhodnutí**

Odůvodněné rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 TAR NC

**SEK**

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

**TAR NC**

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

**VIP**

Virtuální hraniční bod<sup>3</sup>

**Vnitrostátní přeprava**

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

**VOB**

Virtuální obchodní bod

**WACC**

Referenční hodnota regulované výnosnosti

**Zásady**

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

**IV. regulační období**

Regulované období<sup>4</sup> v letech 2016 - 2020

**V. regulační období**

Regulované období<sup>4</sup> počínající rokem 2021

---

<sup>3</sup> Čl. 19 odst. 9 CAM NC

<sup>4</sup> Čl. 3 bod 5 TAR NC

### 3. Úvod

---

V tomto rozhodnutí je popsána vlastní implementace tarifní struktury podle TAR NC v ČR. Podrobně jsou uvedeny aspekty, které bral ERÚ v úvahu a rovněž jsou zohledněny výsledky konzultace a závěrečné analýzy ACER.

V souladu s požadavky na transparentnost jsou uvedeny důvody, na jejichž základě je ERÚ přesvědčen, že je použita metodika stanovení referenčních cen nejen v souladu s TAR NC a relevantní evropskou legislativou, ale zároveň podporuje cíle, které jsou klíčové pro trh s plynem v České republice.



#### 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.

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 energetickým zákonem. V rámci právního řádu ČR je v otázce naplnění požadavků nařízení nutné vycházet především z ustanovení § 2c zákona č. 265/1991 Sb. ERÚ má zákonem danou kompetenci v oblasti regulace cen a svěřovat sám sobě tuto kompetenci prostřednictvím rozhodnutí ve správním řízení je nejen nadbytečné, ale z hlediska ústavních principů dokonce nepřipustné.

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

## 5. Shrnutí implementace

---

- Dne 1. října 2018 byla zahájena konečná konzultace návrhu metodiky stanovování referenčních cen podle nařízení Komise (EU) 2017/460, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn, na jejímž základě budou stanoveny příslušné ceny za službu přepravy plynu, které budou platné od 1. ledna 2020.
- Připomínky bylo možné uplatnit do 31. prosince 2018. ERÚ neobdržel žádnou připomínku po termínu, ani neobdržel jakoukoli připomínku, která by byla v rozporu se stanovenými pravidly konzultačního procesu.
- V souladu s čl. 26 odst. 3 TAR NC byly dne 31. ledna 2019 zveřejněny doručené reakce na konzultovaný dokument včetně jejich shrnutí. Připomínky byly zároveň v anglickém překladu postoupeny ACER.
- ACER v souladu s čl. 27 TAR NC provedl analýzu konzultačního dokumentu vč. posouzení doručených připomínek. Ve stanovené lhůtě dvou měsíců po ukončení konzultace, tj. dne 28. února 2019, ACER zaslal ERÚ a Komisi závěr své analýzy.
- ERÚ je podle čl. 27 odst. 5 TAR NC povinen do pěti měsíců od ukončení konzultace, tj. do 31. května 2019, přijmout a zveřejnit odůvodněné rozhodnutí o všech položkách uvedených v čl. 26 odst. 1 TAR NC. Podle článků 29 a 32 TAR NC je ERÚ povinen publikovat ceny nejpozději 30 dnů před konáním každoroční aukce roční přepravní kapacity (čl. 11 odst. 4 Nařízení Komise 2017/459). Vydání cenového rozhodnutí v Energetickém regulačním věstníku musí proto proběhnout nejpozději v tomto termínu. V souladu s ustanoveními § 17e odst. 2 písm. a) energetického zákona bude návrh cenového rozhodnutí s příslušnými cenami za službu přepravy, které budou platné od 1. ledna následujícího roku, předmětem veřejné konzultace. Připomínky v této konzultaci bude v souladu s § 17e odst. 5 možné uplatnit ve lhůtě 15 dnů od zveřejnění návrhu.

## 6. Doložka

---

Veškeré předkládané informace a předpoklady vycházejí z informací dostupných v době vydání rozhodnutí. Tyto předpoklady budou každoročně aktualizovány prostřednictvím informací zveřejňovaných před zahájením období platnosti sazeb<sup>5</sup>.

Principy a parametry zásad cenové regulace pro následující regulační období počínající rokem 2021 nebyly doposud stanoveny, a proto nemohou být a ani nejsou předmětem tohoto rozhodnutí.

Metodika stanovení referenčních cen využívá jako vstupní hodnoty výstupy zásad cenové regulace platné v roce, pro který jsou ceny stanovovány (IV. regulační období). Při změně zásad cenové regulace provede Energetický regulační úřad přepočtení tarifů podle metodiky stanovení referenčních cen uvedené v tomto rozhodnutí.

Velikost slevy z přepravních tarifů pro vstupní a výstupní body virtuálních zásobníků plynu podle čl. 9 odst. 1 TAR NC je založena na aktuální konfiguraci a využívání jednotlivých prvků plynárenské soustavy a skladovacích a přepravních kapacitách známých v době vydání rozhodnutí. Dojde-li v následujícím období ke změně vstupních předpokladů, na jejichž základě byla vypočtena referenční cena za službu přepravy z/do zásobníku plynu a na jejichž základě byla stanovena sleva z této referenční ceny, provede Energetický regulační úřad přepočtení přepravní sazby a přehodnotí výši poskytnuté slevy z této sazby.

S ohledem na velikost přepravních kapacit na všech vstupních a výstupních hraničních bodech nejsou k dispozici data, na jejichž základě by mohla být stanovena pravděpodobnost přerušení. Metodika referenčních cen proto pro kapacitní produkty s přerušitelnou kapacitou aplikuje režim následných slev s tím, že pokud přerušení skutečně nastanou, pak bude zavedena a stanovena předběžná sleva pro standardní kapacitní produkty pro přerušitelnou kapacitu.

Tento dokument přistupuje k problematice emisních povolenek v souladu se Zásadami pro IV. regulační období. Metodika stanovení výše akceptovatelných nákladů spojených s nákupem emisních povolenek bude řešena v Zásadách pro V. regulační období.

---

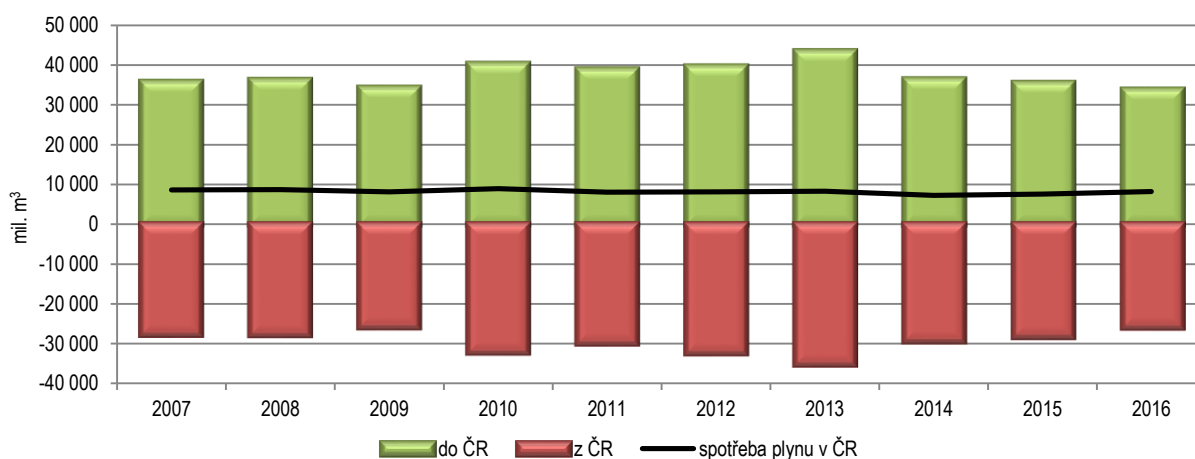
<sup>5</sup> Čl. 30 TAR NC

## 7. Popis plynárenské soustavy ČR

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

### 7.1. Tok plynu a spotřeba v České republice

Graf 1 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 (černá spojnice). Z grafu je patrné, že je přepravní soustava v České republice primárně designovaná jako tranzitní, neboť toky plynu přes Českou republiku do dalších zemí představují výrazně převažující část a jsou třikrát až čtyřikrát vyšší než domácí spotřeba plynu. Bez takto robustní soustavy by však nebylo možné zásobovat plynem další země navazující na Českou republiku ležící po směru toku plynu.



Graf 1 Toky plynu do a z České republiky, domácí spotřeba plynu

### 7.2. 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 virtuálních zásobníků 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.

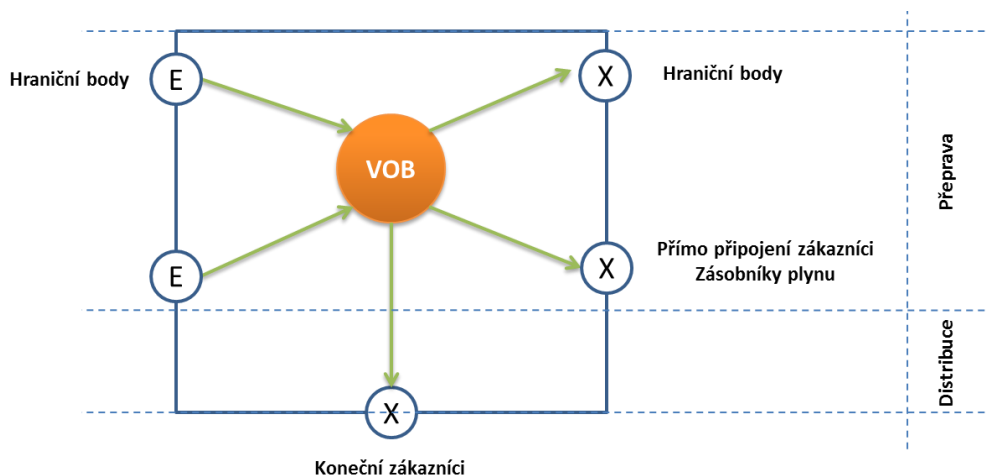
V praxi toto řešení v souladu s požadavky třetího energetického balíčku znamená, že plyn přivedený do soustavy v jakémkoli vstupním bodě je k dispozici na jakémkoli výstupním bodě. Analogicky tak platí, že každý výstupní bod může být považován za zásobovaný z libovolného vstupního bodu. Schematické znázornění vstupně-výstupního systému v ČR znázorňuje obrázek 1.

Mezi těmito body se v souladu s nařízením č. 715/2009 nachází 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 žádným 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 tvořící hranici 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 přepravní kapacitu.

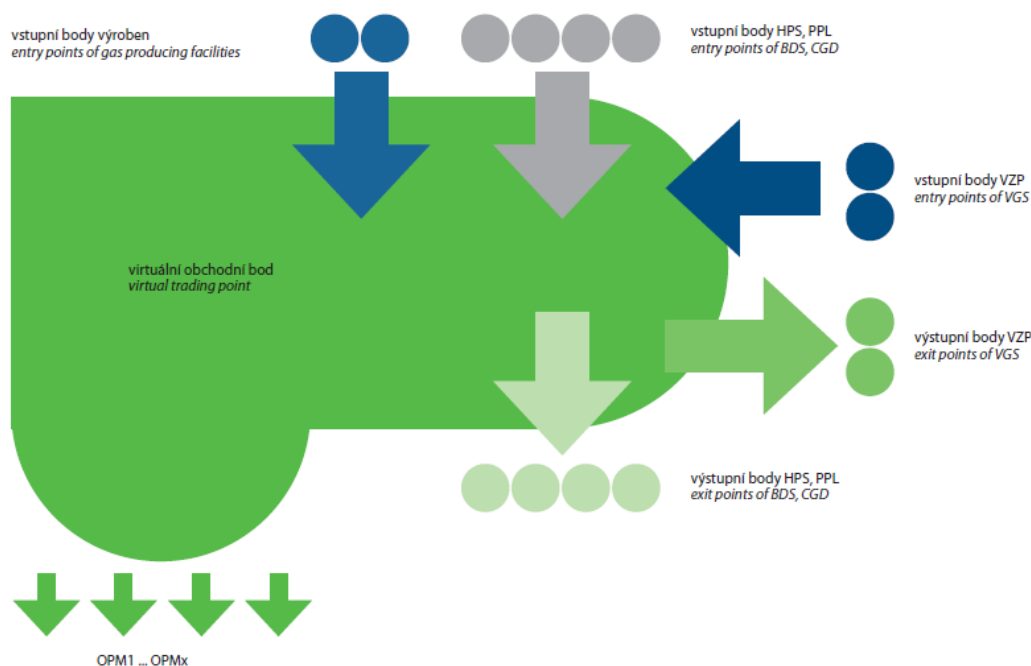
Vstupní a výstupní systém umožňuje uživatelům sítě rezervovat přepravní kapacitu nezávisle na vstupních a výstupních místech. Tento model byl impulsem podporujícím rozvoj trhu, neboť poskytuje uživatelům sítě větší flexibilitu, transparentnost systému a tarify, které odrážejí náklady. Nezávislost vstupních 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.

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.)

**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.

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, 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	56 MW	56 MW	77 MW	54 MW
Celkový instalovaný výkon pro přepravu	243 MW			

Tabulka 1 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony

### 7.3. Plynovod GAZELA

Plynovod GAZELA, který je propojen s plynovodem OPAL u obce Brandov a prostřednictvím hraniční předávací stanice Rozvadov-Waidhaus s přepravní soustavou MEGAL, byl v roce 2011 rozhodnutím ERÚ vyjmut z povinnosti umožnění přístupu třetích stran podle podmínek energetického zákona a z povinnosti vlastnického oddělení provozovatele přepravní soustavy ve smyslu § 67 energetického zákona, a to na období do 1. ledna 2035. Tuto skutečnost potvrdila Evropská komise v roce 2011 rozhodnutím o udělení výjimky z přístupu třetích stran podle čl. 36 směrnice 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. m<sup>3</sup>/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.

#### 7.4. 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 soustavy<sup>6</sup>, zajišťují funkčnost celého systému a současně vytváří jistotu potřebnou pro investice do dalšího rozvoje<sup>7</sup>.

Přepravní 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 odpovídajícími plynovody). Je plně v souladu s evropskou legislativou<sup>8</sup> 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 krizi 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

---

<sup>6</sup> § 58 odst. 8 písm. a) zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů

<sup>7</sup> Brown, M. H.; Rewey, Ch.; Gagliano, T.: Energy Security; The National Conference of State Legislatures; Denver; 2003

<sup>8</sup> Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2017/1938, čl. 7 preambule



nedocházelo k diskriminaci v podobě křížových dotací<sup>9</sup> a 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<sup>10</sup>.

### 7.5. 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. Územní působnost provozovatelů regionálních distribučních soustav je patrná z obrázku 3.



Obrázek 3 Působnost provozovatelů distribučních soustav

### 7.6. Zásobníky plynu

Zásobníky představují nástroj, pomocí kterého obchodníci s plynem v České republice částečně vykrývají a vyrovnávají kolísání sezónní a špičkové spotřeby plynu v průběhu roku. Systém je nastaven tak, že v období nižší spotřeby plynu je plyn do zásobníků vtlačén, aby v období zvýšené spotřeby plynu zásobníky napomáhaly obchodníkům vyrovnávat deficit mezi aktuální spotřebou a aktuálním importem plynu do ČR.

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.

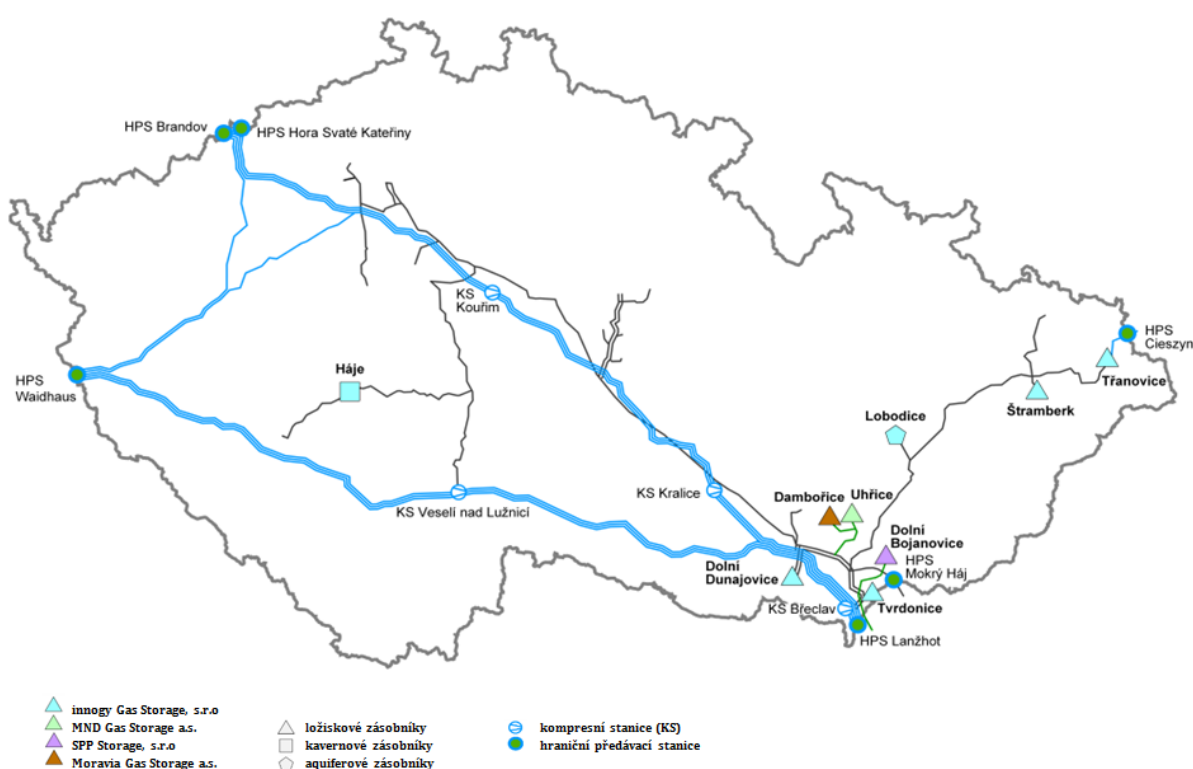
<sup>9</sup> Článek 7(c) nařízení 2017/460

<sup>10</sup> Článek 7(d) nařízení 2017/460

V této souvislosti je sezónní rozdíl v ceně plynu stále hlavním nástrojem při stanovení hodnoty skladovací kapacity z pohledu uživatelů. Hodnota skladovací kapacity je dále tvořena rovněž možností výdělku na krátkodobých cenových fluktuacích. Třetí složkou určení hodnoty skladovací kapacity pro uživatele 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 logickým prvkem trhu s plynem a má nezastupitelnou roli pro jeho stabilitu.

Zvláštním aspektem zásobníků plynu, který je dán historickou logikou výstavby plynárenské infrastruktury jako optimálního celku, je participace na zajištění zásobování regionu severní Moravy, pro který provozovatel přepravní soustavy dlouhodobě indikuje v Desetiletém plánu rozvoje přepravní soustavy kapacitní nedostatečnost v zimním období, kdy přepravní soustava není, podle informací poskytnutých provozovatelem přepravní soustavy, bez pomoci zásobníků plynu v regionu sama schopna pokrýt maximální denní spotřebu v regionu<sup>11</sup>.



Obrázek 4 Schéma umístění zásobníků plynu v Česku a jejich připojení k přepravní soustavě

<sup>11</sup> [https://www.net4gas.cz/files/rozvojove-plany/ntyndp18-27\\_cz\\_181119schvalen.pdf](https://www.net4gas.cz/files/rozvojove-plany/ntyndp18-27_cz_181119schvalen.pdf)

## 7.7. Rozvoj plynárenské infrastruktury ČR

---

### 7.7.1. Krátkodobý a střednědobý horizont

---

V krátkodobém horizontu se očekává realizace 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, dále o výstavbu nové kompresní stanice o výkonu 25 MW na území Ústeckého kraje, o vybudování paralelní linie plynovodu GAZELA vedoucí z rozdělovacího uzlu Kateřinský potok do rozdělovacího uzlu Přimda a rovněž o navýšení výstupní kapacity na hraničním bodě Lanžhot. Uvedené projekty jsou souhrnně označovány jako Capacity4Gas a budou probíhat v několika fázích, jejichž dokončení je plánováno na roky 2019 až 2021.

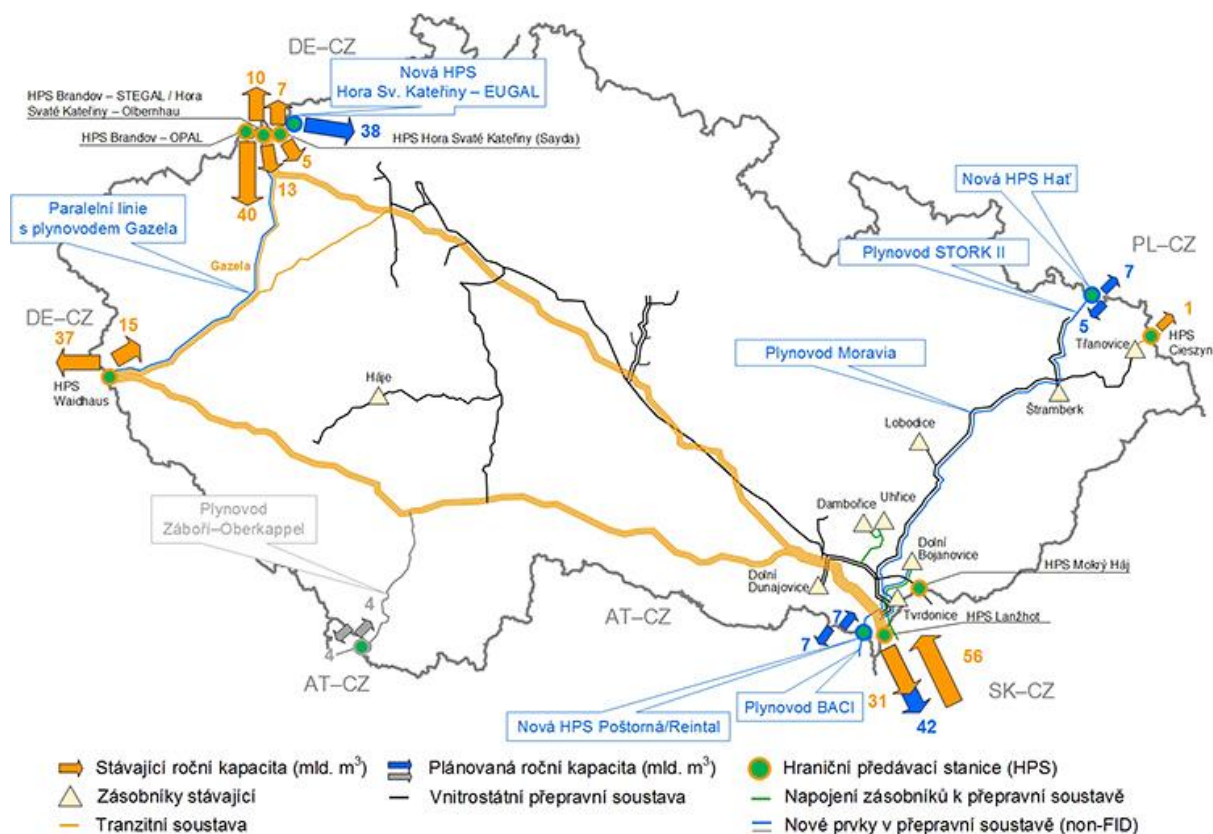
Na rok 2022 je plánována realizace tuzemského plynovodu Moravia, případně projektu Moravia Capacity Extension, jejichž cílem je zabezpečení dostatečné výstupní přepravní kapacity pro oblast severní Moravy, jakož i další možné rozšíření kapacit v souvislosti s vytvořením Severojižního plynového koridoru<sup>12</sup>. Realizace projektu v jakékoli zvažované a řešené variantě je spojena s modernizací kompresní stanice Břeclav.

V případě realizace projektu Moravia se v roce 2022 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.

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.

---

<sup>12</sup> [https://acer.europa.eu/cs/Gas/Infrastructure\\_development/EIP\\_G/NSgiCESEE/Stranky/default.aspx](https://acer.europa.eu/cs/Gas/Infrastructure_development/EIP_G/NSgiCESEE/Stranky/default.aspx)



Obrázek 5 Přehled vstupních a výstupních přepravních kapacit hraničních předávacích bodů

### 7.7.2. 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. Uzavírání dlouhodobých kontraktů bude pravděpodobně dále ve větší míře nahrazováno jak střednědobými tak i krátkodobými kontrakty s posilující úlohou obchodování na burzách. Rozvoj infrastruktury bude silně vázán na požadavky trhu a bude jej následovat. Česká přepravní soustava pravděpodobně již 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. m<sup>3</sup> nové skladovací kapacity<sup>13</sup> a této kapacitě odpovídající přepravní kapacitu.

<sup>13</sup> Zpráva o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu, OTE, a.s., 2017

## 8. Konzultace v souladu s čl. 28

---

### 8.1. Nastavení úrovně multiplikátorů

---

#### 8.1.1. Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů

---

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

Při nastavování výše multiplikátorů tak byly nezbytné v souladu s TAR NC zohledněny tyto aspekty<sup>14</sup>:

- 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 co nejvíce odrážely náklady,
- situace, kdy dojde k fyzickému a smluvnímu překročení kapacity,
- dopad na přeshraniční toky.

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

---

<sup>14</sup> 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 2 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.

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 zbývajících do konce plynárenského dne).

### 8.1.2. Úrovně multiplikátorů

---

V rámci rozhodování o nastavení multiplikátorů byly zváženy nejen předpoklady a odůvodnění uvedená v kapitole 8.1.1.

Připomínky obdržené v rámci konzultace směřovaly jak k návrhům na zvýšení, tak i snížení multiplikátorů, a to zejména multiplikátoru pro vnitrodenní kapacitu. V rámci

požadavků na zvýšení úrovně multiplikátorů navrhované v konzultaci bylo argumentováno snižováním rezervací na dlouhodobých produktech ve prospěch krátkodobých a v kontextu vývoje v Německu. Oproti tomu byl v rámci konzultace vznesen požadavek snížení všech multiplikátorů a zejména multiplikátoru pro vnitrodenní rezervace kapacity z úrovně 1,7 na 1,5 odůvodněný efektivnějším využitím přepravní kapacity a likvidnějším trhem.

ERÚ dospěl k závěru, že do konzultace navržená vyšší úroveň vnitrodenního multiplikátoru (1,7) oproti dennímu (1,5) odráží kompromis mezi snahou o maximální využití jinak nevyužitých kapacit a preferencí rezervace přepravních kapacit s delší dobou trvání (denních) vzhledem k lepší předvídatelnosti (a tedy i relativně nižší nákladovosti) jejich využití oproti využití vnitrodenní kapacity pouze po několik zbývajících hodin plynárenského dne. Rovněž z důvodu klesajících rezervací dlouhodobých produktů ve prospěch krátkodobých ERÚ v rámci této konzultace neshledává prostor pro další snižování koeficientů.

Na základě výše uvedených skutečností budou multiplikátory pro hraniční body a virtuální hraniční body pro rok 2020 stanoveny v této výši:

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

Tabulka 3 Nastavení výše multiplikátorů pro rok 2020

Hodnota multiplikátorů v dalších obdobích bude předmětem konzultace návrhu cenového rozhodnutí realizovaného podle § 17e energetického zákona.

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

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., které uživatelům přepravní soustavy umožňují v dostatečné míře strukturovat své kapacitní potřeby a zároveň respektují potřebu krytí nákladů, které krátkodobé přepravní produkty vyvolávají. Vzhledem k rozsahu přepravní soustavy v České republice nedochází k případům, kdy by byl např. v zimním období nedostatek dostupné přepravní kapacity a bylo nutné tuto skutečnost a s ní související vyšší náklady zohledňovat ve struktuře přepravních tarifů.

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

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.

V rámci konzultačního procesu byl vznesen požadavek na zavedení předběžné slevy podle čl. 16 (2) TAR NC. ERÚ se ztotožňuje s tím, že předběžná sleva přerušitelné kapacity je z pohledu trhu lepším nástrojem než následná sleva. V podmínkách ČR, kdy vzhledem k výše uvedené dostatečné velikosti přepravních kapacit na všech vstupních a výstupních hraničních bodech nejsou k dispozici data, na jejichž základě by bylo možné stanovit pravděpodobnost přerušení nezbytnou pro určení předběžné slevy na jednotlivých vstupních nebo výstupních hraničních bodech (respektive se tato pravděpodobnost blíží k nule) a případná předběžná sleva by tedy byla nulová.

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

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

---

### 9.1. 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. 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 a zajišťující přiměřený zisk. 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), který bude v rámci implementace TAR NC nahrazen režimem na základě nákladů, odpisů a přiměřeného zisku na základě RAB a WACC. 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. 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.

## 9.2. Kompatibilita současného regulatorního přístupu s požadavky článku 7 (d) 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 nízkou intenzitou.

Aplikovaný model implementace TAR NC řeší 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 tato skutečnost zohledněna při stanovení výnosů pro vnitrostátní přepravu i pro tranzitní přepravu. Je proto relevantní, že aplikovaný model implementace TAR NC obsahuje řešení, kdy jsou náklady transparentně alokovány uživatelům vnitrostátní části soustavy a zákazníkům v jiných tržních oblastech využívajícím 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 systémem (tj. tranzitní část soustavy), nebylo přenášeno na koncové zákazníky v rámci uvedeného vstupně-výstupního systému. Zároveň aplikované řešení plně respektuje požadavky vyplývající z nařízení 2009/715/ES.

### 9.3. Popis navrhované metodiky stanovení referenčních cen

---

#### 9.3.1. Obecná východiska cenotvorby

---

Vzhledem k dlouhodobě dominantní roli přepravy plynu pro potřeby sousedních států prostřednictvím přepravní soustavy v ČR je nezbytné, zejména z důvodu ochrany vnitrostátních zákazníků před riziky změny rezervací pro účely tranzitu, aplikovat rozdílné regulatorní 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).

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 ponechává dosavadní způsob cenové regulace formou výnosového stropu na vnitrostátní přepravě, zatímco u činnosti mezinárodní přepravy aplikuje režim cenového stropu 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, využít jinou dopravní trasu pro ruský plyn, nebo nové zdroje plynu ze středomoří apod.). Skutečnost, že po skončení dlouhodobých kontraktů provozovateli zůstanou ještě neodepsané plynovody, pro které již nebude žádné využití, odráží riziková přírážka, viz kapitola 9.3.3.

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 Zásadách.

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, jsou v rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 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 rozhodnutí 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 rozhodnutí poskytuje až do roku 2025, tj. pokrývá i minimální předpokládanou dobu trvání V. regulačního období<sup>15</sup>. Ve spojení s publikováním zjednodušeného modelu sazeb podle čl. 30 odst. 2 písm. b) TAR NC výhled přispívá k přiměřené míře transparentnosti a předvídatelnosti cenových změn pro uživatele soustavy. ERÚ je přesvědčen, že takový postup naplňuje záměry TAR NC vyjádřené v důvodech jeho přijetí [viz TAR NC preambule (2)].

### 9.3.2. 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 WACC aplikovaný na RAB (upravený o plánované investice a odpisy). 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 vnitrostátní a tranzitní účely na základě kapacity, vzdáleností, tlakových ztrát a typického využití pro daný typ přepravy v rámci roku. Tato alokace tedy znamená, že celá část plynovodů a dalších součástí přepravní soustavy, která je využívána pouze pro potřeby zákazníků v rámci systému (typicky plynovody o nižších dimenzích a tlacích) a 19,2 % plynovodů využívaných společně pro zásobování zákazníků v rámci systému a mezi systémy (typicky plynovody velkých dimenzí a kompresní stanice), je alokováno na zákazníky v rámci systému. Zákazníkům užívajícím přepravní soustavu mezi systémy je tak alokováno 80,8 % plynovodů využívaných společně pro zákazníky v rámci a mezi systémy.
- Vzhledem k plánované změně rezervací kapacit a značného posílení kapacity pro směr Brandov-Lanžhot a dále možných dalších investic pro posílení jak tranzitní,

---

<sup>15</sup> 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 rozhodnutí.

tak i vnitrostátní přepravy bude hodnota alokačního klíče ověřena a upřesněna v rámci stanovení parametrů V. regulačního období<sup>15</sup>, a je tak pravděpodobné, že se výsledek tohoto přepočtu alokace projeví při stanovení cen a bude mít vliv na výpočetní modely<sup>16</sup>.

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).

### 9.3.3. Referenční WACC a riziková přírážka

---

Vzhledem k tomu, že:

- pro činnost mezinárodní přepravy plynu doposud neexistuje metodologie pro stanovení WACC,
- konzultační proces k nastavení pravidel regulace, včetně pravidel pro WACC pro V. regulační období 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 stanovení přepravních sazeb uvedených v tomto rozhodnutí 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 prémii, která bude ve výpočtu výsledného WACC aplikována jako přírážka vztahující se pouze k části nákladů vlastního kapitálu kalkulovaným v referenčním WACC.

V rámci konzultace a závěrečné analýzy ACER byla uplatněna připomínka, že není dostatečně uvedena a odůvodněna výše rizikové přírážky. Z tohoto důvodu ERÚ doplňuje podrobnější vysvětlení.

Zcela zásadní roli při rozhodování ERÚ o výše rizikové přírážky hraje projekt C4G a jeho podíl na aktivech provozovatele přepravní soustavy. Při hodnocení rizik podstupovaných provozovatelem přepravní soustavy v oblasti mezinárodní přepravy plynu, a s tím spojené rizikové přírážky uplatněné nad úroveň referenční výnosové míry WACC (tj. nad úroveň odpovídající zvolenému režimu revenue-cap v oblasti vnitrostátní

---

<sup>16</sup> Předkládané výpočetní modely vycházejí z dat a informací známých ke dni vydání rozhodnutí podle čl. 27 TAR NC

přepravy), zohlednil ERÚ pro rozhodné období 2020-2025 zejména velmi malý počet obchodníků rezervujících kapacitu na hraničních bodech přepravní soustavy zejména u projektu C4G, dále rozsah a délku rezervovaných kapacit obchodníků na hraničních bodech (včetně plánu) a rozsah očekávaných výnosů z historicky uzavřených přepravních kontraktů.

ERÚ dospěl k závěru, že z pohledu omezeného počtu obchodníků s nízkou mírou rezervací dlouhodobějších kapacit existuje vyšší míra nejistoty a nízká míra diverzifikace rizika týkajícího se budoucí úhrady jak již vynaložených, tak i očekávaných nákladů. Jako pozitivní faktor snižující riziko lze jednoznačně hodnotit existenci dlouhodobých rezervací kapacit z aukce uskutečněné v roce 2017, ovšem stále se značným rizikem na straně diverzifikace obchodníků rezervujících kapacitu.

Vzhledem k uvedeným okolnostem lze konstatovat, že je riziko na rezervacích kapacity mezi systémy vyšší než riziko u rezervací kapacit v rámci systému, a to nejen z pohledu odlišené metody regulace, ale i z hlediska profilu zákazníků. Takové riziko je obtížné stanovit na základě pravděpodobnostně podložené volatility rezervovaných kapacit. Při stanovení rizikové přírážky tak ERÚ vycházel nejen z objemového rizika, ale i z kreditního rizika dominantního obchodníka rezervujícího dlouhodobé přepravní kapacity. Výsledkem byla stanovena riziková prémie ve výši 1,92 % vztažená vůči výnosu vlastního kapitálu (vztaženo vůči referenčnímu WACC se pak jedná o hodnotu 1,46%), aby zohlednila dopad očekávaných výnosů z historicky uzavřených přepravních kontraktů končících v letech 2020 a 2021 (existence těchto kontraktů snižuje výši rizikové přírážky).

Výnosy spojené s aplikací této rizikové přírážky jsou zcela jednoznačně přiřazeny k mezinárodní přepravě, tedy přímo alokovány na hraniční výstupní body přepravní soustavy, aby nedošlo k ovlivnění sazeb pro činnost vnitrostátní přepravy podléhající odlišnému regulatornímu režimu výnosového stropu.

V rámci rozhodnutí jsou zmiňovány dvě výše cílových výnosů, a to cílové výnosy obsahující výnosy plynoucí z rizikové přírážky (tedy takové, které provozovatel přepravní soustavy vybere) a cílové výnosy bez výnosů z rizikové přírážky (pro účely modelových výpočtů).

#### 9.3.4. 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 projektů C4G, Moravia a STORK II, jejichž realizace se očekává v období 2019-2023, což mj. dokládá následující tabulka 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 4 Plánované investice (CAPEX)



- v důsledku projektu C4G bude rovněž docházet k postupnému meziročnímu přírůstku plánovaných rezervovaných kapacit – viz tabulka 5, 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 5 Plánované rezervované kapacity**

V případě uživatelů soustavy v rámci systému (vnitrostátní přeprava) není volatilita rezervovaných kapacit předpokládána a jsou plánovány jako stabilní pro celé období.

V rámci konzultace a v závěrečné analýze ACER byl vyjádřen názor, že zvolený způsob cenotvorby založený na NPV neutralitě výnosů ve zvoleném období 2020-2025 přiměřeným způsobem neodráží nákladovost v důsledku přesunu části výnosů v čase (požadavek čl. 7, písm. b) TAR NC) a že takový přístup může komplikovat zacházení s regulačním účtem v režimu „revenue-cap“.

ERÚ na základě analýzy možných řešení dospěl k závěru, že požadované principy nákladovosti jsou v navrhovaném systému plně zachovány, ale rovněž, že benefity pro zákazníky vyplývající z použití zvolené NPV neutrální metodiky stanovení cen jsou jednoznačné z následujících důvodů:

- zvolená NPV neutrální metodika stanovení cen přiměřeným způsobem zohledňuje cenové dopady strategicky významného inkrementálního projektu C4G, jehož očekávané celkové investice v období 2019–2025 dosahují při porovnání v nominální hodnotě více než 40% hodnoty regulované báze aktiv (souhrnného RAB infrastruktury v rámci systému a mezi systémy) na počátku tohoto období. Bez použití této metodiky by byl značně narušen požadavek na stabilitu cen a požadavky požadavek čl. 7 písm. b) TAR NC písm. a), c), d) a e).



- metodologie umožňuje dosáhnout předvídatelných a stabilních cen pro zákazníky v nadcházejícím V. regulačním období, což alternativní metodologie cenotvorby založená na průběžném vývoji výnosů („pay-as-you-go“) a postupně narůstajících rezervací kapacit neumožňuje, neboť ve zmíněném období je příliš závislá zejména na roku aktivace významných přírůstkových investic projektu C4G, a rovněž tak na souvisejících provozních nákladech.
- navržená NPV metodologie z obecného pohledu odráží a zohledňuje dlouhodobější návratnost aktiv v oblastech plynárenské infrastruktury.

Uplatněná metodika je de facto NPV modifikovanou verzí klasického regulačního výnosového schématu, která zaručuje, a to v reálném vyjádření (tj. v cenách očištěných o skutečný inflační nárůst), cenově stejný a spravedlivý dopad na zákazníky v období let 2020-2025 a splňuje tedy požadavky čl. 7, písm. b) NC TAR.

Dále ERÚ pečlivě uvážil námitku, zda by v oblasti revenue-cap regulace a výnosů v rámci systému uvedená NPV metodologie mohla působit problémy s vypořádáním regulačního účtu a domnívá se, že metodicky/analyticky není složité tuto skutečnost v dané formě regulace správně reflektovat, nicméně o konečném nastavení systému, který by příslušné korekce zahrnul, rozhodne v rámci konzultace a pravidel pro V. regulační období.

Na základě uvedených okolností ERÚ založil tvorbu přepravních sazeb na hodnotě průměrných kapacit za období 2020 až 2025 a spolu s tím zavedl i kalkulační mechanismus, který zabezpečí na inflačním indexu (2,3 % p. a.<sup>17</sup>) 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.

#### 9.3.5. Ilustrace navrhovaného přístupu

Následující tabulka 6 uvádí výhled výnosů (součet cílových včetně rizikové přírážky 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):

---

<sup>17</sup> Jedná se o hodnotu pro účely modelu.

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
<b>Celkem</b>						<b>38 424 928</b>
NPV neutrální výnosy - diskontované	6 378 834	6 388 860	6 398 962	6 409 141	6 419 398	6 429 732
<b>Celkem</b>						<b>38 424 928</b>

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

**Tabulka 6 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 7 Výše sazeb na principu poštovní známky**

V tabulce 7 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 5):

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 7.

#### 9.3.6. Referenční model podle TAR NC - metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50

---

V souladu s požadavky TAR NC je ve finálním rozhodnutí obsažen výpočet referenčního modelu pro možnost porovnání se zvoleným modelem. Referenční modelový výpočet sazeb je 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 9.3.5., včetně použití průměrných kapacit za toto období;
- zisk pro vnitrostátní přepravu je kalkulován na základě WACC ve výši 7,94 % pro rok 2020 a dále 6,72 % pro roky 2021-2025 aplikované na RAB;
- zisk pro mezinárodní přepravu je kalkulován na základě WACC ve výši 8,18 % aplikované na 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 70% slevy na sazby pro podzemní zásobníky (čl. 9, TAR NC), stanovení finální výše slevy je popsáno v kapitole 9.3.8;
- 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, s.r.o., 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. Z tohoto důvodu nebylo vyhověno připomínce v rámci konzultace na oddělení a výpočet cen pro jednotlivého přímo připojeného zákazníka.

Rozdělení nákladů mezi mezinárodní a vnitrostátní přepravu jako předstupeň tvorby oddělených cílových a povolených výnosů, posloužilo pouze k zachování možnosti aplikace dvou různých regulačních 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 vstupy pro cenotvorbu ve zvoleném období vypadají takto:

Výnosy - kapacita (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Povolené výnosy	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	4 266 774	4 356 376	4 447 860	4 541 265	4 636 632	4 734 001
Výnosy z rizikové premie	476 902	486 917	497 142	507 582	518 241	529 124
Cílové výnosy včetně rizikové premie	4 743 676	4 843 293	4 945 002	5 048 847	5 154 873	5 263 126
<b>Celkové výnosy</b>	<b>6 378 834</b>	<b>6 523 026</b>	<b>6 670 541</b>	<b>6 821 456</b>	<b>6 975 852</b>	<b>7 133 811</b>

Název bodu	Rezervované smluvní kapacity					
ENTRY (MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188	1 422 188
Lanžhot	54 080	54 080	54 080	54 080	54 080	54 080
VIP Waidhaus	18 774	18 774	18 774	18 774	18 774	18 774
Cieszyn (Český Těšín)	0	0	0	0	0	0
Hať	30 767	30 767	30 767	30 767	30 767	30 767
Zásobník plynu	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524	117 524
<b>CELKEM</b>	<b>1 643 333</b>	<b>1 643 333</b>	<b>1 643 333</b>	<b>1 643 333</b>	<b>1 643 333</b>	<b>1 643 333</b>
v rámci systému	455 295	455 295	455 295	455 295	455 295	455 295
mezi systémy	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037
EXIT (MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	36 786	36 786	36 786	36 786	36 786	36 786
Lanžhot	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629	1 064 629
VIP Waidhaus	23 611	23 611	23 611	23 611	23 611	23 611
Cieszyn (Český Těšín)	4 877	4 877	4 877	4 877	4 877	4 877
Hať	58 133	58 133	58 133	58 133	58 133	58 133
DSO+PPZ	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078	583 078
Zásobník plynu	127 434	127 434	127 434	127 434	127 434	127 434
<b>CELKEM</b>	<b>1 898 550</b>	<b>1 898 550</b>	<b>1 898 550</b>	<b>1 898 550</b>	<b>1 898 550</b>	<b>1 898 550</b>
v rámci systému	710 512	710 512	710 512	710 512	710 512	710 512
mezi systémy	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037	1 188 037

Tabulka 8 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 9.3.5., tedy aby bylo možné i s jejím započtením dosáhnout NPV neutrality výnosů a požadovaného inflačního průběhu cen.

V následující tabulce 9 jsou uvedeny celkové výsledky po vyrovnaní 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:

ENTRY (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	1 968,4	2 013,2	2 058,9	2 105,8	2 153,7	2 202,8
Lanžhot	1 191,3	1 218,3	1 246,0	1 274,4	1 303,4	1 333,1
VIP Waidhaus	2 107,3	2 155,2	2 204,3	2 254,4	2 305,7	2 358,2
Cieszyn (Český Těšín)	515,8	527,6	539,6	551,8	564,4	577,3
Hať	515,8	527,6	539,6	551,8	564,4	577,3
PZP	269,5	275,6	281,9	288,3	294,9	301,6

EXIT (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	2 290,4	2 341,7	2 394,2	2 447,9	2 502,8	2 559,0
Lanžhot	2 132,9	2 180,7	2 229,6	2 279,6	2 330,7	2 383,0
VIP Waidhaus	1 173,4	1 199,7	1 226,6	1 254,1	1 282,3	1 311,0
Cieszyn (Český Těšín)	3 193,9	3 265,5	3 338,7	3 413,6	3 490,2	3 568,5
Hať	3 147,3	3 217,8	3 290,0	3 363,8	3 439,2	3 516,4
DSO + PPZ	1 324,6	1 354,8	1 385,6	1 417,2	1 449,4	1 482,5
PZP	582,7	595,9	609,5	623,4	637,6	652,1

Výnosy (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Výnosy na vstupních bodech	2 950 966	3 018 055	3 086 699	3 156 937	3 228 805	3 302 343
Výnosy na výstupních bodech	3 427 868	3 504 972	3 583 841	3 664 519	3 747 047	3 831 468
<b>Celkové výnosy</b>	<b>6 378 834</b>	<b>6 523 026</b>	<b>6 670 541</b>	<b>6 821 456</b>	<b>6 975 852</b>	<b>7 133 811</b>
Výnosy pro užití v rámci systému	1 524 550	1 559 220	1 594 695	1 630 993	1 668 134	1 706 138
Výnosy pro užití mezi systémy	4 854 282	4 963 804	5 075 844	5 190 461	5 307 716	5 427 670

CAA test (čl. 5 TAR NC)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Srov. index - vč. rizikové premie	23,3%	23,3%	23,3%	23,3%	23,3%	23,2%
Srov. index - bez rizikové premie	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
Rozdíl povolených a výnosů v rámci systému (tis. Kč)	110 608	120 513	130 843	141 616	152 845	164 547

**Tabulka 9 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 23 %, při nezapočtení rizikové přírážky pak na úrovni 12,5 %. 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 9.

### 9.3.7. Cílový model - metodika určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážená podle kapacity (CWD) s optimalizovaným rozdělením výnosů na vstup/výstup

Pro účely cílového modelu jsou využity předpoklady kapitoly 9.3.6, které nejsou v této kapitole znovu uvedeny. Níže jsou uvedené pouze dílčí změny oproti referenčnímu modelu.

Přestože využití referenčního modelu v bodě 9.3.6 při rozdělení regulovaných výnosů mezi vstupní a výstupní body soustavy 50/50 téměř vyhovuje při nezapočtení vlivu rizikové přírážky testu srovnávacího indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 3 písm. c) TAR NC, bylo cílem dalšího postupu určit takové rozdělení výnosů a úpravy referenčního modelu, které dosáhne příznivějších výsledků v tomto testu a zároveň naplní i další cíle implementace TAR NC.

Dalším cílem implementace TAR NC bylo 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 (a případně i riziko spekulace proti těmto cenám).

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.

Dále 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 cílového modelu oproti referenčnímu 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.

Vypočtené sazby po jejich vyrovnaní 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 10:



ENTRY (v Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	801,1	819,4	838,0	857,1	876,6	896,5
Lanžhot	484,8	495,9	507,1	518,7	530,5	542,6
VIP Waidhaus	857,7	877,2	897,1	917,5	938,4	959,8
Cieszyn (Český Těšín)	209,9	214,7	219,6	224,6	229,7	234,9
Hať	209,9	214,7	219,6	224,6	229,7	234,9
PZP	109,7	112,2	114,7	117,3	120,0	122,7

EXIT (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	3 388,3	3 458,0	3 529,2	3 601,8	3 675,9	3 751,5
Lanžhot	3 155,3	3 220,2	3 286,5	3 354,1	3 423,1	3 493,5
VIP Waidhaus	1 735,9	1 771,6	1 808,1	1 845,3	1 883,2	1 922,0
Cieszyn (Český Těšín)	4 725,0	4 822,2	4 921,4	5 022,7	5 126,0	5 231,4
Hať	4 656,0	4 751,8	4 849,5	4 949,3	5 051,1	5 155,0
DSO + PPZ	2 127,7	2 188,8	2 251,6	2 316,2	2 382,7	2 451,1
PZP	930,8	952,0	973,6	995,8	1 018,5	1 041,7

Výnosy (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Výnosy na vstupních bodech	1 201 043	1 228 348	1 256 287	1 284 873	1 314 124	1 344 054
Výnosy na výstupních bodech	5 177 791	5 294 678	5 414 254	5 536 583	5 661 728	5 789 757
<b>Celkové výnosy</b>	<b>6 378 834</b>	<b>6 523 026</b>	<b>6 670 541</b>	<b>6 821 456</b>	<b>6 975 852</b>	<b>7 133 811</b>
Výnosy pro užití v rámci systému	1 635 158	1 679 733	1 725 538	1 772 608	1 820 979	1 870 685
Výnosy pro užití mezi systémy	4 743 675	4 843 292	4 945 002	5 048 847	5 154 872	5 263 125

CAA test (čl. 5 TAR NC)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Srov. index - vč. rizikové premie	14,1%	13,5%	12,9%	12,3%	11,7%	11,1%
Srov. index - bez rizikové premie	2,9%	2,3%	1,7%	1,1%	0,5%	0,2%
Rozdíl povolených a výnosů v rámci systému (tis. Kč)	0	0	0	0	0	0

**Tabulka 10 Výsledné ceny z modelu CWD s rozdělením Vstup/Výstup 20,35 %/79,65 %**

Dosažená úroveň rozdělení regulovaných výnosů (povolených a cílových bez rizikové přírážky) 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 hodnotám od 0,2 % do 2,9 % 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.

### 9.3.8. Sleva na sazby pro zásobníky plynu podle čl. 9, TAR NC

Sleva sazby na zásobníky podle čl. 9 TAR NC byla nejvíce připomínkovanou částí v rámci konzultace TAR NC. Uživatelé požadovali značné navýšení slevy z navrhovaných 50 % až na úroveň slevy 100 %.

ERÚ v rámci finálního rozhodnutí zohlednil a vyhodnotil obdržené připomínky:

- V rámci nastavení výše slevy nelze zohlednit ekonomickou situaci provozovatelů zásobníků plynu, jelikož by se bez relevantních argumentů jednalo o křížovou dotaci s negativním vlivem na přeshraniční obchod, a tedy by bylo i v rozporu s čl. 7 (e) NC TAR,

- Úspora nákladů na výstavbu regulačních stanic vlivem existence zásobníků plynu je velmi omezená, jelikož existence regulačních stanic je nezbytná i pro období mimo těžební období a v případě, že daný zásobník plynu plyn netěží.
- ERÚ souhlasí s tím, že provozovatel přepravní soustavy indikuje, že v současné době není možné zajistit v obdobích s vysokou spotřebou zásobování regionu severní Moravy bez zásobníků plynu umístěných v této oblasti viz kapitola 7.6.
- ERÚ akceptuje argument, že provozování zásobníků v souladu s místní spotřebou, přináší určitou lokálně omezenou úsporu na straně provozovatele přepravní soustavy.
- Skutečnost, že se zásobníky plynu nachází nedaleko dominantní budoucí trasy přepravy plynu byla zohledněna v rámci metodiky pro stanovení sazeb za průtok v kapitole 17.1.
- Vlivem změny rezervací a toků v přepravní soustavě se prodlužuje trasa zejména pro přepravu plynu do zásobníků plynu oproti dřívějšímu stavu při toku od východu na západ,
- ERÚ považuje za relevantní rovněž zvýšení bezpečnosti dodávek vlivem užívání zásobníků plynu, ačkoli přepravní soustava je dostatečně diverzifikována a kritérium bezpečnosti N-1 násobně překračuje,
- ERÚ dále považuje za relevantní rovněž příspěvek k flexibilitě soustavy.

ERÚ na základě výše uvedených skutečností rozhodl, že stávající úroveň cen za přepravu do/z zásobníků plynu není nákladově udržitelná, jelikož metodika nebyla od roku 2010 revidována a výpočty v rámci implementace TAR NC poukázaly na nezbytné navýšení stávajících cen.

Na základě výše uvedených argumentů ERÚ rozhodl o stanovení slevy na sazby pro podzemní zásobníky podle čl. 9 TAR NC ve výši 70%. Tato sleva zohledňuje současný přínos zásobníků plynu pro plynárenskou soustavu, resp. trh s plynem v celé jeho komplexnosti a reflektuje požadavek na zamezení dvojího zpoplatnění přepravy do skladovacích zařízení a z nich.

Velikost slevy z tarifu pro přepravu z/do zásobníku plynu je založena na konfiguraci a využívání jednotlivých prvků plynárenské soustavy a skladovacích a přepravních kapacitách známých v době vydání rozhodnutí. Energetický regulační úřad v rámci nastavení parametrů V. regulační období znovu vyhodnotí velikost poskytované slevy a rozhodne o dalším postupu pro přehodnocení poskytnuté slevy v případě, že dojde ke změně vstupních předpokladů, na jejichž základě byla vypočtena referenční cena za službu přepravy z/do zásobníku plynu a stanovena sleva z této referenční ceny.

### 9.3.9. Regulační účet a jeho narovnávání

V rámci regulačního účtu a jeho vyrovnávání je řešena pouze kapacitní část výnosů spojená s přepravou v rámci systému regulovaná na principu revenue-cap. Narovnání rozdílů spojených s poplatkem za průtok plynu je popsáno v kapitole 17.1.5.

V rámci výstupních hraničních bodů přísluší 100 % výnosů režimu price-cap, který není předmětem regulačního účtu. U vstupních hraničních bodů je podíl výnosů, které nejsou



předmětem regulačního účtu cca 78 %, je tedy zřejmé, že zahrnutí korekce na vstupní hraniční body by znamenala křížovou dotaci mezi zákazníky v rámci systému a zákazníků mezi systémy.

Vzhledem k současnému termínovému nastavení stanovení regulovaných cen není výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými výnosy známa dostatečně včas tak, aby mohla být stanovena před termínem podle čl. 32 (a) TAR NC, kdy jsou zveřejňovány ceny pro hraniční body a ceny pro body zásobníků plynu.

Z výše uvedených důvodů bude regulační účet narovnáván prostřednictvím cen pro výstupní domácí bod na rok následující a prostřednictvím bodů zásobníků plynu na rok přespříští. Podíl na narovnání regulačního účtu bude určen v souladu s čl. 20 bod 1 TAR NC.

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

---

Zvolené principy cenotvorby ve sledovaném období 2020-2025 a popsané v předchozích částech tohoto dokumentu přináší 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 podle čl. 9 odst. 1 TAR NC, podle poskytnuta 70% sleva, a u nichž výpočty v rámci implementace TAR NC poukázaly na nezbytnost úpravy cen (více viz 9.3.8);
- sazby korespondují s vývojem cen za dlouhodobé rezervace přepravních kapacit za pevné ceny z roku 2017, tedy vyhovují i takto založenému cenovému benchmarku a netvoří bariéru přeshraničnímu obchodu.

#### 9.3.11. 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, včetně 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)**

---

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

Pro výpočet referenčních cen dle metodiky CWD, ERÚ určil:

- lokality vstupních a výstupních bodů přepravní soustavy (viz kapitola 10.1.),
- vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy (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**

---

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

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

- Hora Svaté Kateřiny;
- 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 je 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 11 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 12 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.

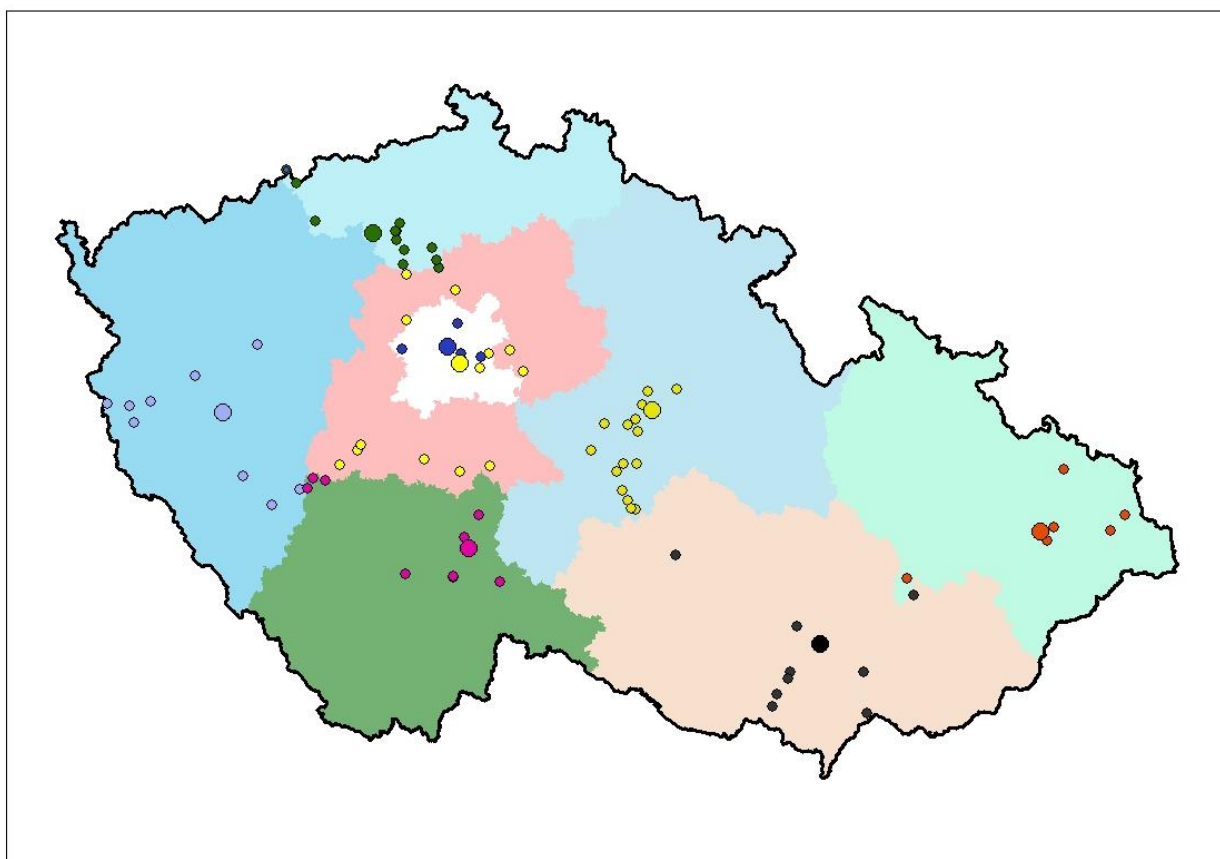
Technické kapacity jednotlivých předávacích stanic vychází z dokumentace provozovatele přepravní soustavy a z platných smluv uzavřených mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem dané distribuční soustavy. Případná existující technická omezení např. pro sčítání technických kapacit byla zohledněna.

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

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

zóna	lokalita 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 13 Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ



Obrázek 6 Lokalita fyzických bodů DSO+PPZ v distribučních zónách a virtuálních bodů

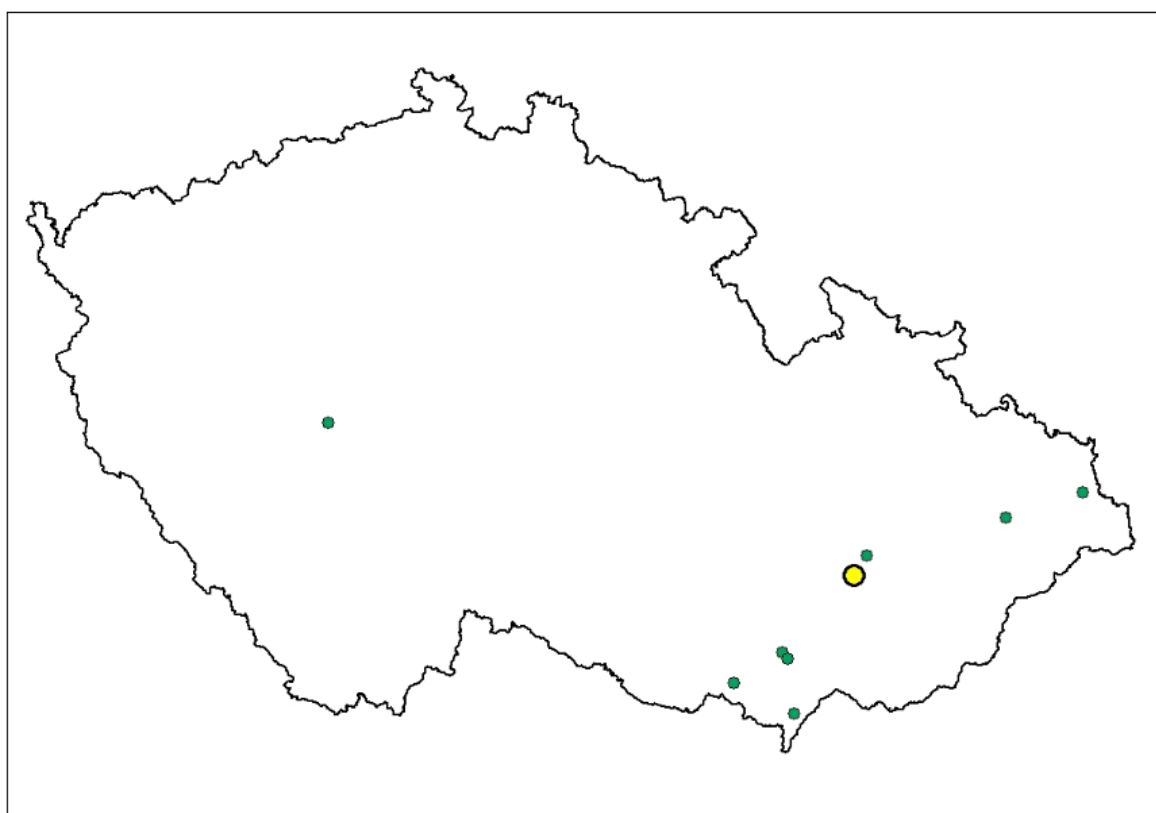
#### 10.1.4. Body zásobníků plynu

Lokality fyzických bodů podzemních zásobníků plynu, jejichž lokalita odpovídá osmi zásobníkům připojeným na přepravní soustavu, byly agregovány do jednoho virtuálního bodu. ERÚ stanovil, že souřadnice agregovaného virtuálního bodu 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 14 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu



Obrázek 7 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 jsou v soustavě možné při zohlednění technických parametrů soustavy a jež jsou znázorněny na obrázku 14.

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 je možná při zohlednění technických omezení). Pro lokality virtuálních bodů, které se nacházejí mimo trasu plynovodu, ERÚ stanovil postup pro výpočet této vzdálenosti. Postup bere v úvahu:

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

Přehled všech vzdáleností je uvedený v tabulce 15.

		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 15 Matice 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 vtláčení 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

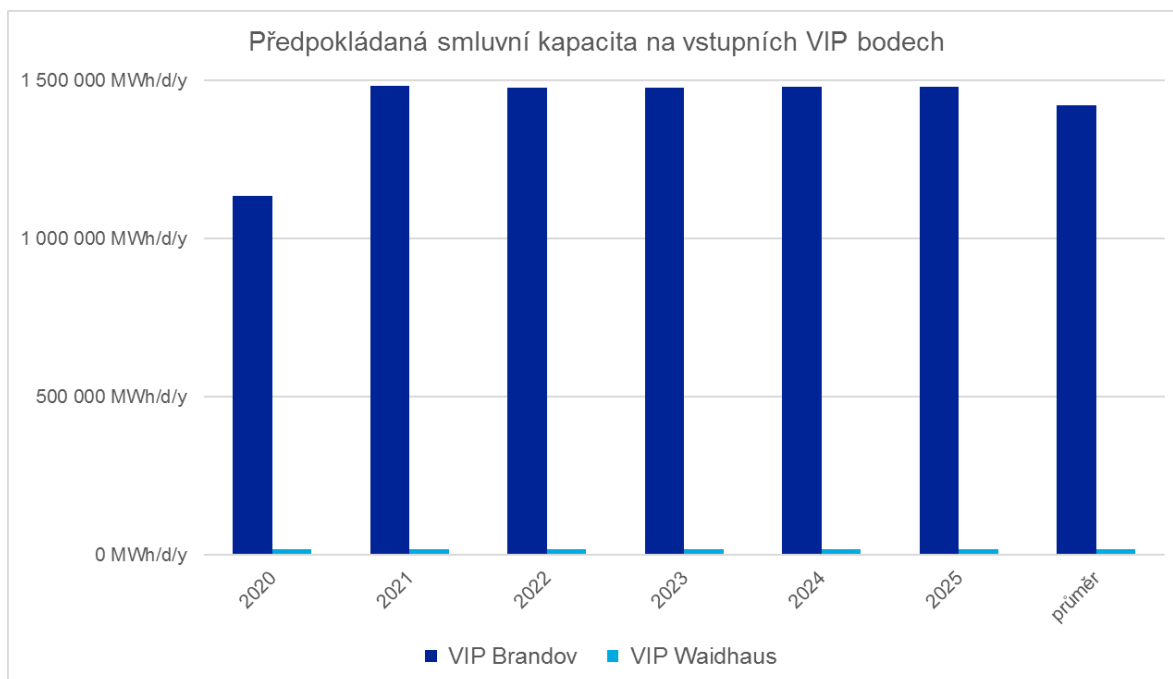
---

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

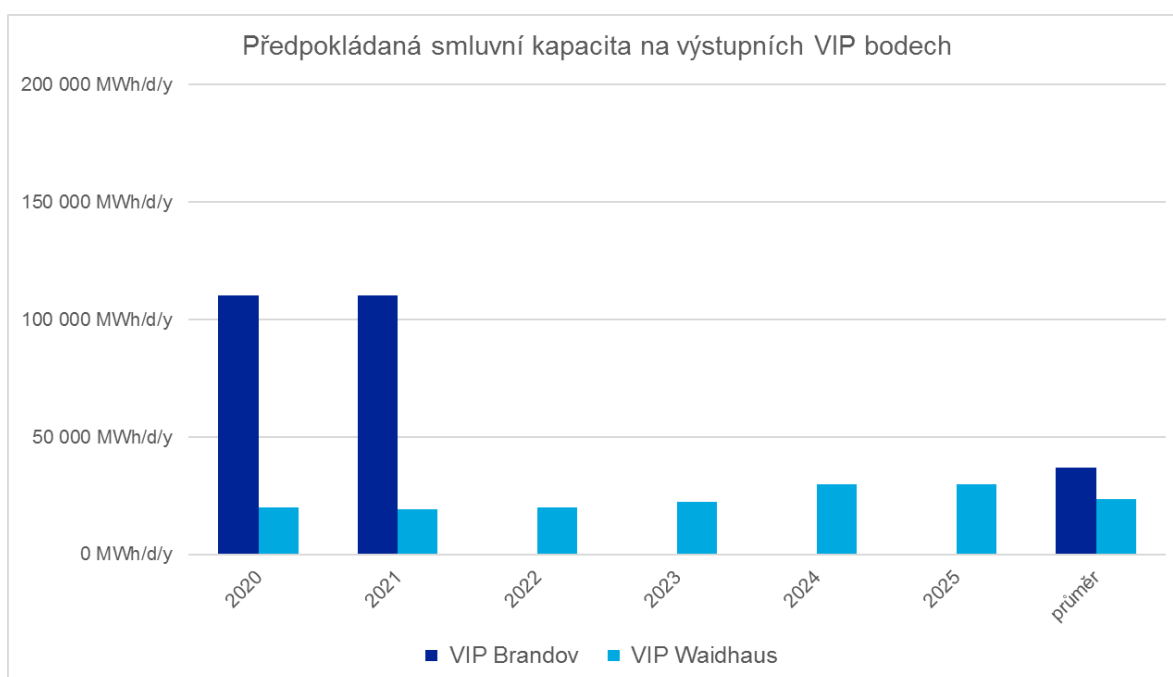
- Hora Svaté Kateřiny (Sayda);
- Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau;
- BRANDOV – OPAL;
- BRANDOV – EUGAL.

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

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



Obrázek 8 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních VIP bodech



Obrázek 9 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních VIP bodech

### 10.3.2. Propojovací body (IP)

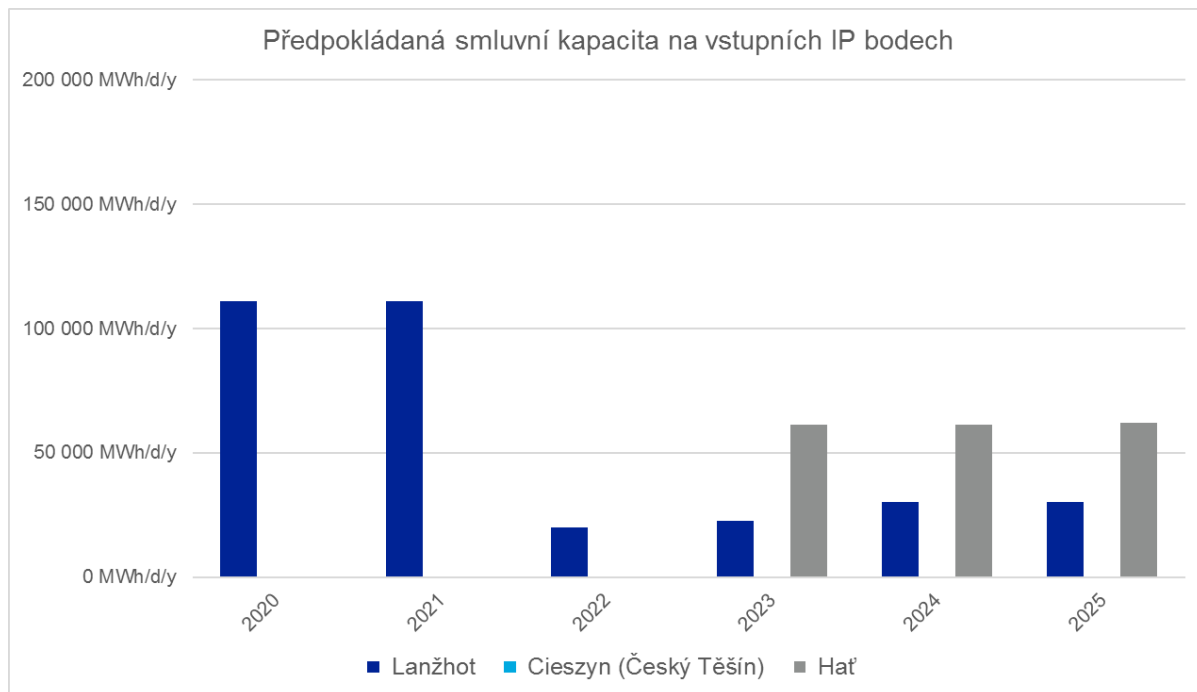
ERÚ určil, že předpokládaná smluvní kapacita bodu Lanžhot, pro účely uplatnění metodiky stanovení referenční ceny, je tvořena součtem

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

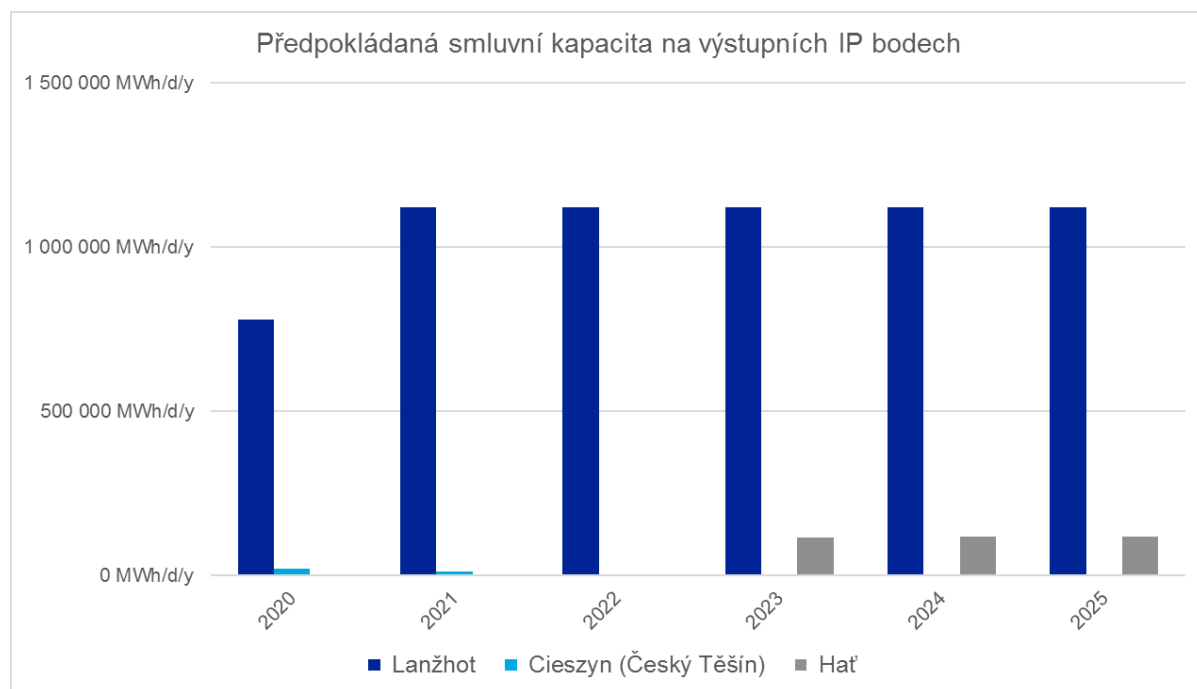
Předpokládaná smluvní kapacita bodu Mokřý Háj je rovna nule a tedy neovlivňuje výši sazeb na bodě Lanžhot. Důvodem pro zahrnutí bodu Mokřý Háj pod bod Lanžhot je

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 společností NET4GAS, s.r.o., a GAZ-SYSTEM S.A. a z předpokládaného uvedení do provozu k datu 1. 1. 2023.



Obrázek 10 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních IP bodech



Obrázek 11 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 16 a na obrázku 12. Tato hodnota vychází z maximální denní spotřeby všech distribučních soustav v m<sup>3</sup> <sup>18</sup> 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 16 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky**

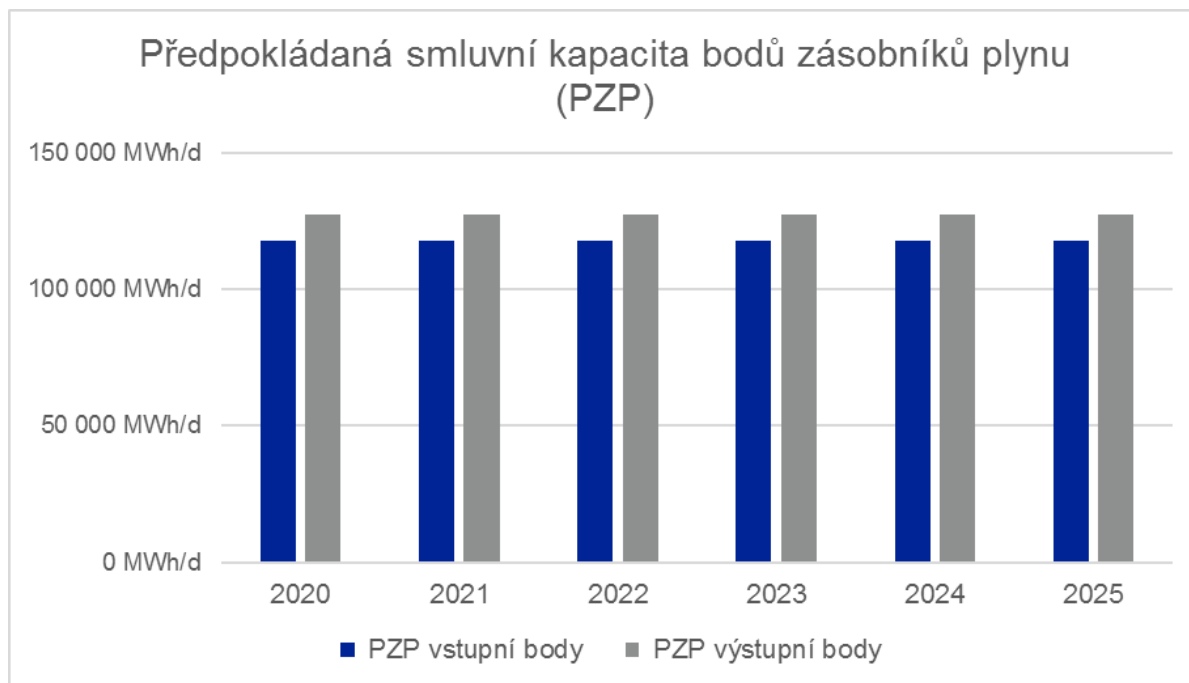


**Obrázek 12 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ)**

<sup>18</sup> Za předpokladu hodnoty spalného tepla 10,6 kWh/m<sup>3</sup>

#### 10.3.4. Body zásobníků plynu

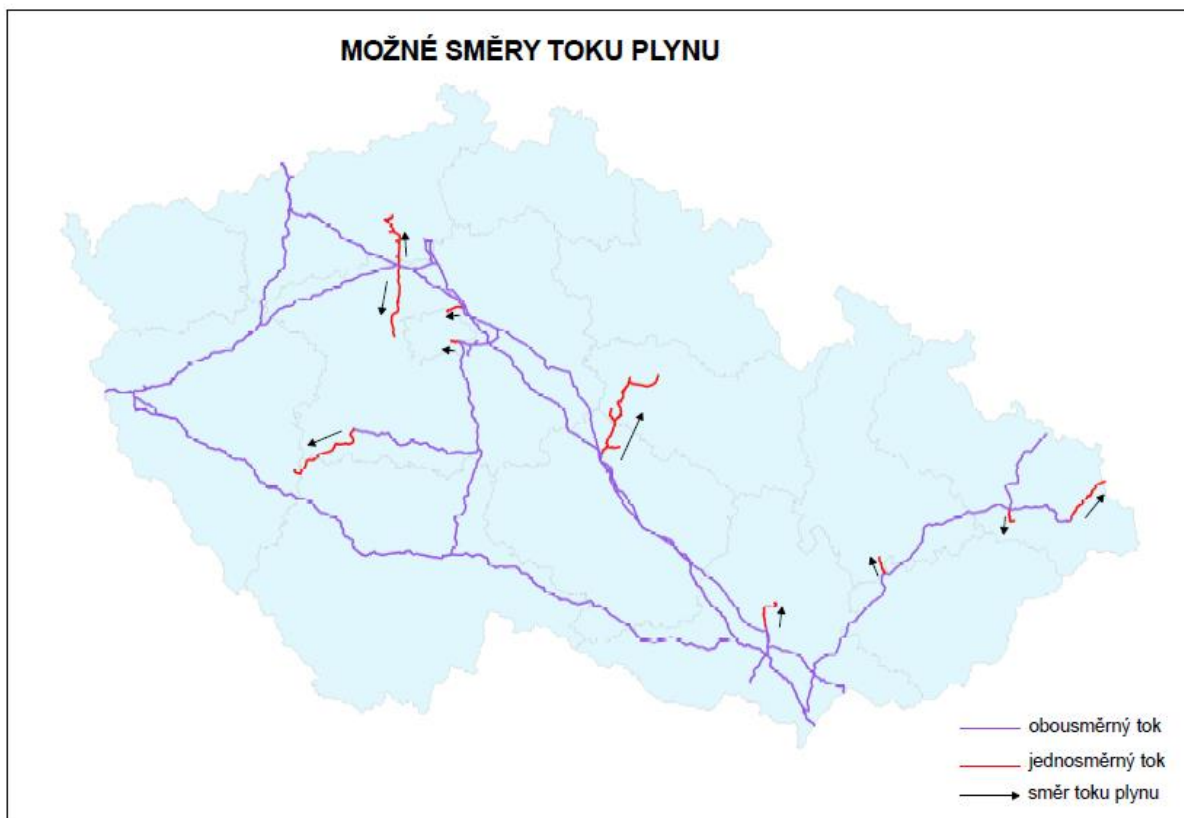
Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu je agregována za všechny zásobníky a určena s ohledem na očekávané využití kapacit včetně převažujících krátkodobých rezervací. Její výše je patrná z obrázku 13.



Obrázek 13 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 14. Na všech vstupních a výstupních přeshraničních bodech je možný obousměrný tok plynu, s výjimkou bodu Cieszyn (Český Těšín), kde je možný pouze výstup z přepravní soustavy. Virtuální předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky umožňují pouze výstup z přepravní soustavy. 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 15.



Obrázek 14 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 smluvních kapacit pro daný bod a období.

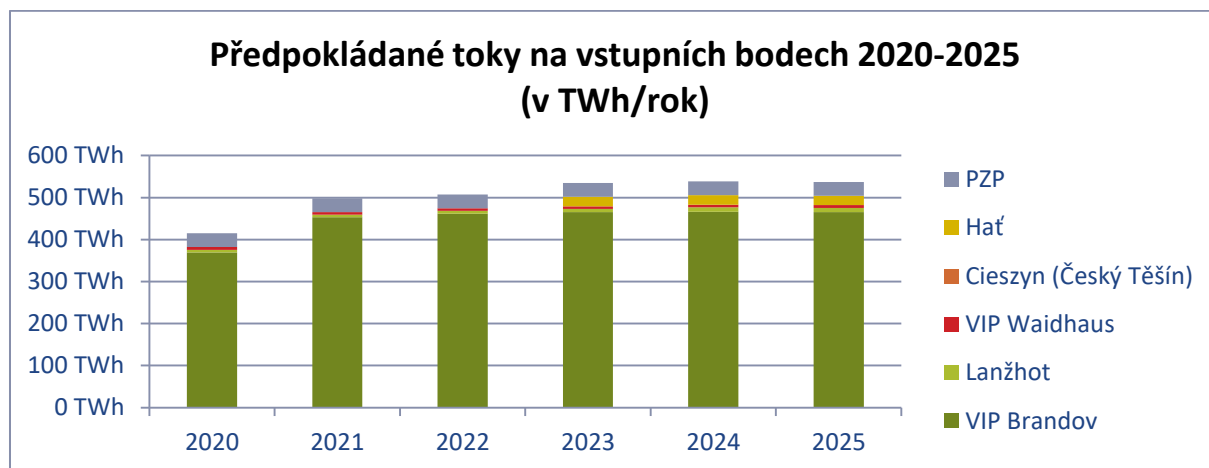
U využití na výstupních bodech pro užívání soustavy v rámci systému, tedy pro domácí spotřebu a zásobníky plynu, lze vycházet ze stabilního využití zásobníků plynu a u domácí spotřeby vycházíme z jejího pozvolného nárůstu ve výši cca 2 % ročně. Stanovení využití výstupních bodů pro užívání soustavy mezi 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 2022-2025.

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

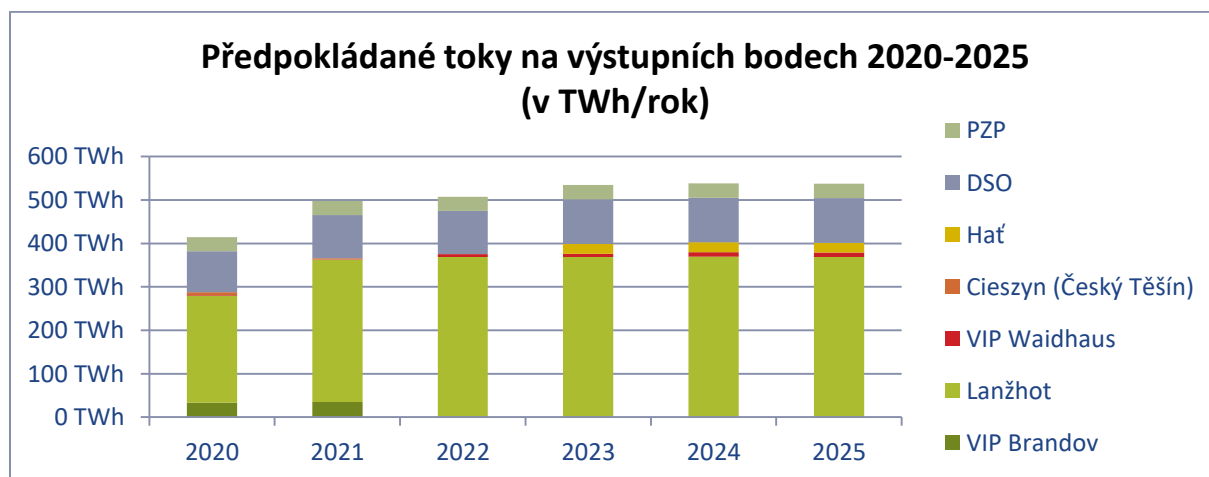
Výsledné předpokládané toky na vstupních bodech pro roky 2020-2025 jsou znázorněny v grafu 2. Z grafu je zřejmá dominantní role bodu VIP Brandov, který se podílí na dovozu plynu do ČR v objemu cca 95 %.



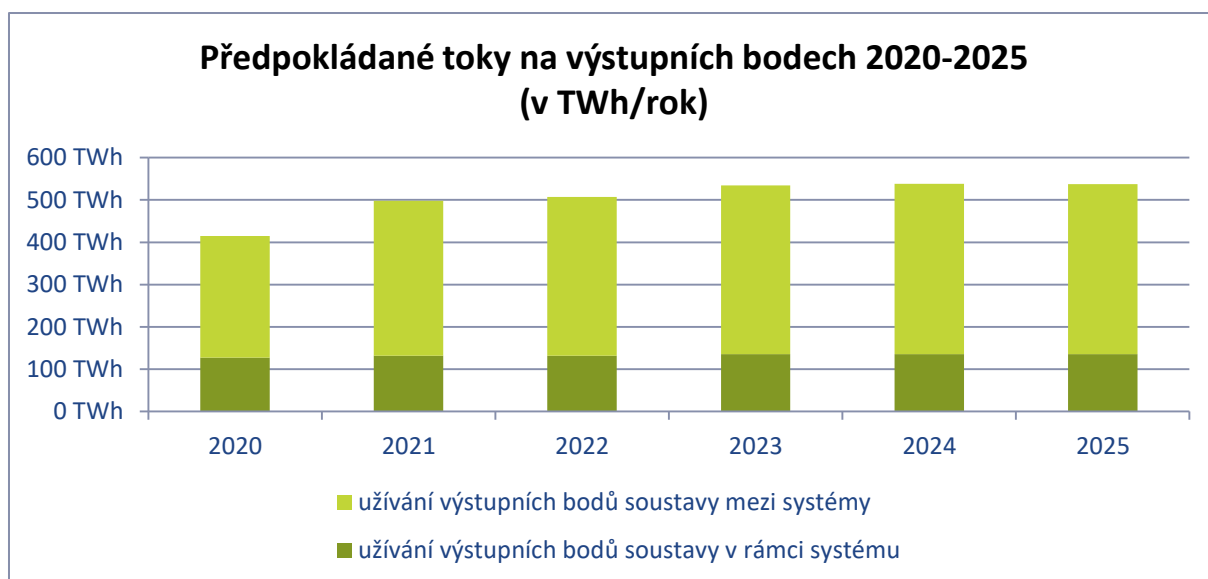
Graf 2 Předpokládané toky na vstupních bodech

#### 10.4.3. Předpokládané toky na výstupních bodech

Výsledné předpokládané toky na výstupních bodech pro roky 2020-2025 jsou znázorněny v grafech 3 a 4. Z grafů je zřejmá dominantní role využití výstupních bodů mezi systémy nad využitím v rámci systému s dominantní rolí výstupního hraničního bodu Lanžhot.



Graf 3 Předpokládané toky na výstupních bodech



**Graf 4 Předpokládané toky na výstupních bodech**

#### **10.5. Znáznornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti**

Viz příloha č. 2.

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

Viz kapitola 7.2.



## **11. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod ii)**

---

Viz kapitola 9.3.8 a kapitola 8.3.

## **12. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod iii)**

---

Viz kapitola 9.3.7.

### **13. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod iv)**

Výsledky, součásti a podrobnosti o těchto součástech pro účely posouzení přidělování nákladů uvedeného v článku 5 TAR NC 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) bod iv) TAR NC – 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 20.

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 TAR NC, 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) bod i) TAR NC– tedy pouze na základě proteklého množství,
- čl. 5 odst. 1 písm. b) bod ii) TAR NC– tedy pouze na základě proteklého množství a vzdálenosti s tím, že pro tento výpočet bylo uvažováno 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 17 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 čl. 4 odst. 3 písm. a) bod ii) TAR NC ve stejné výši pro všechny výstupní body. Z tohoto důvodu byla taková metoda shledána jako nenákladová a zvolena metodika popsaná v kapitole 17.1.2.

#### **14. Informace uveřejňované na základě čl. 26 odst. 1 písm. a) bod v)**

---

Článek 7 TAR NC a článek 13 nařízení 715/2009/ES stanovují elementární požadavky na tarify spojené s přístupem k přepravní soustavě. ERÚ dospěl k závěru, že tyto požadavky musí být naplněny při současném zohlednění národní specifičnosti.

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 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.

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

Jak je uvedeno výše v kapitole 9.3, 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 přírážkou na výstupní přeshraniční propojovací body.

Dalším důležitým aspektem cenotvorby následně bylo nalezení optimálního rozdělení výnosů (povolených a cílových bez rizikové přírážky) 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:

Rozdíly CWD 50/50 vs 20,35/79,65						
ENTRY (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	1 167,3	1 193,8	1 221,0	1 248,7	1 277,2	1 306,2
Lanžhot	706,4	722,5	738,9	755,7	772,9	790,5
VIP Waidhaus	1 249,6	1 278,1	1 307,1	1 336,9	1 367,3	1 398,4
Gieszyn (Český Těšín)	305,9	312,8	320,0	327,2	334,7	342,3
Hať	305,9	312,8	320,0	327,2	334,7	342,3
PZP	159,8	163,4	167,2	171,0	174,9	178,8
EXIT (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	-1 097,9	-1 116,3	-1 135,0	-1 153,9	-1 173,0	-1 192,4
Lanžhot	-1 022,4	-1 039,5	-1 056,9	-1 074,5	-1 092,4	-1 110,4
VIP Waidhaus	-562,5	-571,9	-581,5	-591,1	-601,0	-610,9
Gieszyn (Český Těšín)	-1 531,0	-1 556,7	-1 582,7	-1 609,1	-1 635,8	-1 662,9
Hať	-1 508,6	-1 533,9	-1 559,6	-1 585,6	-1 611,9	-1 638,6
DSO + PPZ	-803,1	-834,0	-866,0	-899,1	-933,3	-968,6
PZP	-348,1	-356,0	-364,1	-372,4	-380,9	-389,6

Tabulka 18 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:

Rozdíly CWD 50/50 vs 20,35/79,65						
Výnosy (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Výnosy na vstupních bodech	1 749 923	1 789 706	1 830 413	1 872 064	1 914 682	1 958 289
Výnosy na výstupních bodech	-1 749 923	-1 789 706	-1 830 413	-1 872 064	-1 914 682	-1 958 289
<b>Celkové výnosy</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Výnosy pro užití v rámci systému	-110 608	-120 513	-130 843	-141 616	-152 845	-164 547
Výnosy pro užití mezi systémy	110 607	120 511	130 842	141 614	152 843	164 546

Tabulka 19 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 20:

CAA test (čl. 5 TAR NC) 50/50 vs 20,35/79,65	2020	2021	2022	2023	2024	2025
50/50 Srov. index - vč. rizikové prémie	23,3%	23,3%	23,3%	23,3%	23,3%	23,2%
20,35/79,65 Srov. index - vč. rizikové prémie	14,1%	13,5%	12,9%	12,3%	11,7%	11,1%
<b>Rozdíl</b>	9,2%	9,8%	10,4%	11,0%	11,6%	12,2%
50/50 Srov. index - bez rizikové prémie	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
20,35/79,65 Srov. index - bez rizikové prémie	2,9%	2,3%	1,7%	1,1%	0,5%	0,2%
<b>Rozdíl</b>	9,6%	10,2%	10,8%	11,4%	12,0%	12,3%

**Tabulka 20 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 bez poplatku za průtok

Výnosy (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Povolené výnosy	1 635 158	1 679 733	1 725 538	1 772 608	1 820 979	1 870 685
Cílové výnosy vč. rizikové přírážky	4 743 676	4 843 293	4 945 002	5 048 847	5 154 873	5 263 126

Tabulka 21 Povolené a cílové výnosy bez poplatku za průtok

#### 16.1.2. Výnosy z přepravních služeb

Výnosy (tis. Kč)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kapacitní část výnosů z přepravních služeb	6 378 834	6 523 026	6 670 541	6 821 456	6 975 852	7 133 811
Komoditní část výnosů z přepravních služeb	460 113	1 063 238	1 617 905	1 617 905	1 617 905	1 617 905
Výnosy z přepravních služeb	6 838 947	7 586 264	8 288 446	8 439 361	8 593 757	8 751 716

Tabulka 22 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 komoditě je znázorněno v tabulce 23.

Rozdělení kapacita - komodita	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kapacita	93,27%	85,98%	80,48%	80,83%	81,17%	81,51%
Komodita	6,73%	14,02%	19,52%	19,17%	18,83%	18,49%

Tabulka 23 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 uvedeno ve variantě, kdy se pro stanovení poměru používají povolené výnosy a cílové výnosy včetně rizikové přírážky (tabulka 24). Poměr vstup-výstup se zahrnutím cílových výnosů bez rizikové přírážky je uveden v kapitole 9.3.7.

Rozdělení vstup-výstup	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Vstup	18,83%	18,83%	18,83%	18,84%	18,84%	18,84%
Výstup	81,17%	81,17%	81,17%	81,16%	81,16%	81,16%

Tabulka 24 Rozdělení vstup-výstup (včetně výnosů z rizikové přírážky)

##### 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 25.

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

**Tabulka 25 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**

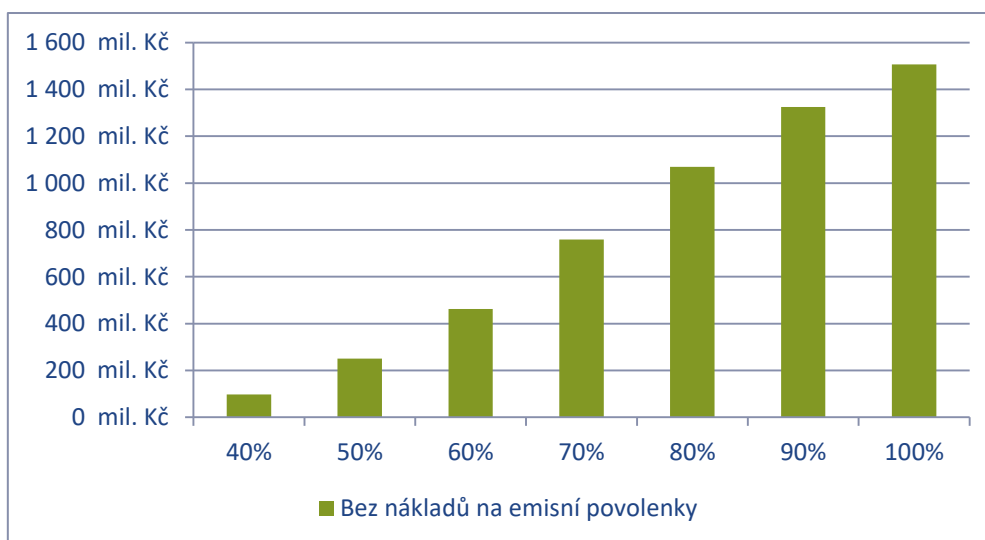
---

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 zachován výběr těchto nákladů v rámci komoditní složky ceny na výstupních bodech přepravní soustavy.

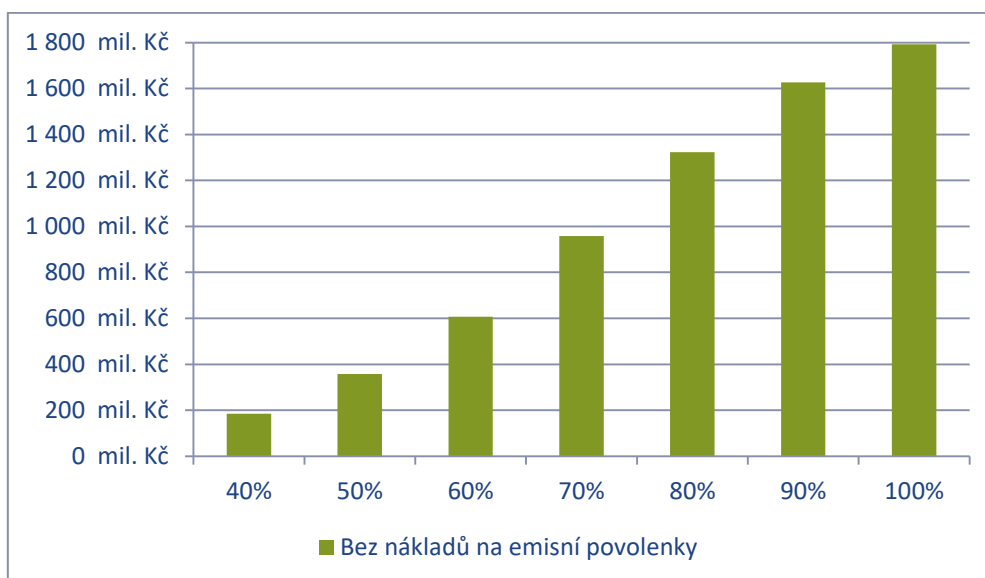
Náklady na provoz kompresních stanic tvoří následující složky:

- 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 19,42 EUR/MWh a směnný kurz 25,68 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 do výpočtu variabilních nákladů nevstupují vzhledem k současné spotřebě plynu na pohon a dostatečné bezplatné alokaci povolenek.

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 5 pro roky 2020-2021 a v grafu 6 pro roky 2022-2025 jsou zobrazeny předpokládané výše nákladů v mil. Kč v závislosti na využití tohoto výstupního hraničního bodu.



**Graf 5 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2020-2021 v mil. Kč**



**Graf 6 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.

#### 17.1.2. Způsob stanovení poplatku na základě průtoku

V rámci přípravy metodiky stanovení poplatku 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) bodu 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) bodu ii) TAR NC stanovuje jako možný nákladový faktor vzdálenost. Je tak logické, že při různých vzdálenostech takový test nemůže vyjít pod 10% hranici 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) bod ii) TAR NC.

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 je pro účely výpočtu komoditních sazeb upravena následujícím způsobem:

- 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 je 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 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 tomto výstupním bodě 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 systému kromě toku do zásobníku plynu 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°

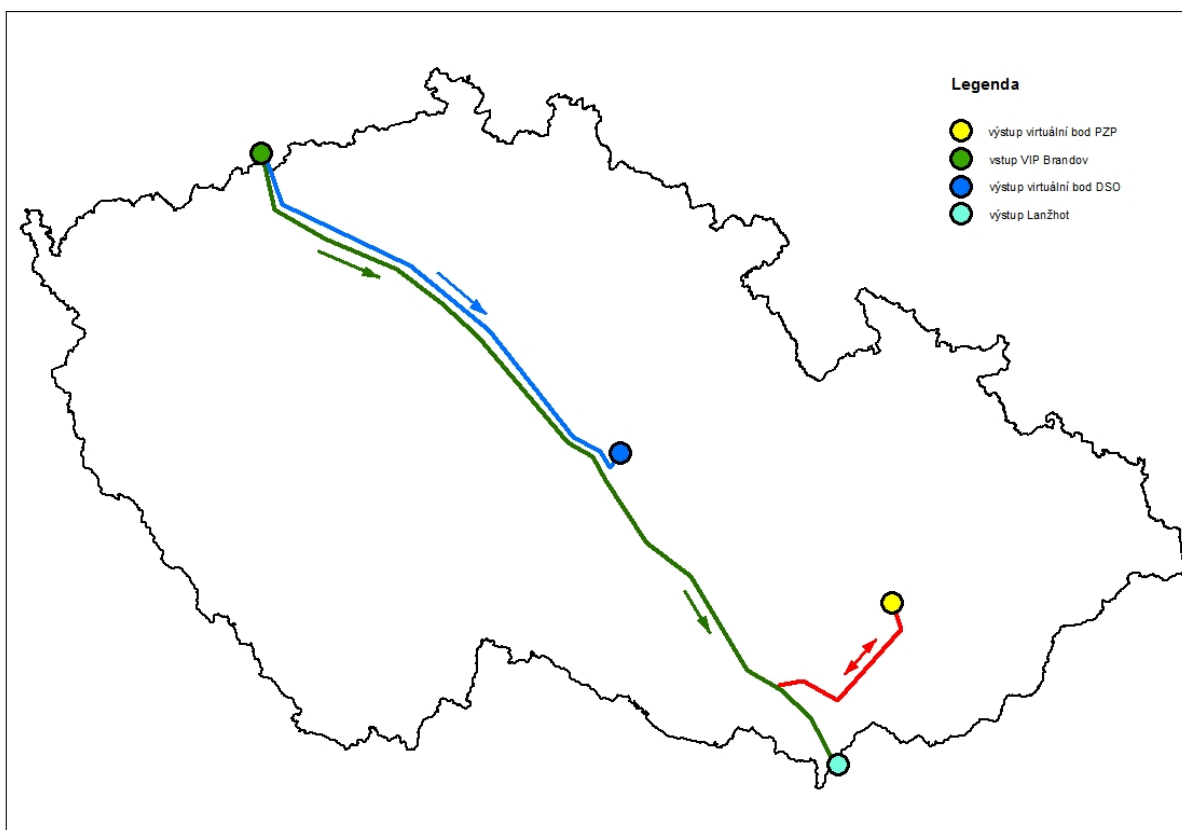
**Tabulka 26 GPS souřadnice virtuálního výstupního bodu**

- 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 27.

<b>Toky (TWh/rok)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
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 27 Předpokládané toky plynu v rozdělení po bodech**

- V rámci zjednodušeného systému se uvažuje přepravní vzdálenost na základě obrázku 15 a tedy nejkratší vzdálenosti tras plynovodu mezi vstupním bodem a výstupním bodem v souladu s požadavkem v článku 8 odst. 1 písm. 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 je uvažován stav při neexistenci zásobníků plynu a stav se zásobníky plynu. Je použit předpoklad, 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). V rámci připomínek v konzultačním procesu bylo ověřeno, že uvedený předpoklad je v souladu s odhadem potřebné kompresní práce zejména na vtláčení plynu do zásobníků a tedy, že spotřeba kompresní práce není nulová.



Obrázek 15 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 28 Vzdálenosti pro výpočet poplatku za průtok

- Komoditní rozdělení vstup-výstup je určeno jako 0/100, což je v souladu s dosavadní praxí v České republice, kdy komoditní složka tarifu byla stanovena pouze na výstupních bodech a na vstupních bodech byla ve výši 0.
- 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. Poplatek za průtok

Výše poplatku za průtok se na výstupních hraničních bodech stanoví jako koeficient pro výpočet množství energie plynu pro pohon kompresních stanic přepravní soustavy násobený cenou plynu v daném dni podle platné metodiky regulace. Jeho předpokládaná výše je uvedena v tabulce 29.

Sazby založené na komoditě (koef*C <sub>NG</sub> /MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,0026	0,0049	0,0073	0,0069	0,0069	0,0069

**Tabulka 29 Poplatek za průtok na výstupních hraničních bodech (stanovené jako koeficient)**

Výše jednotlivých poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému je stanovena v Kč/MWh a je uvedena v tabulce 30.

Sazby založené na komoditě (Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,18	2,06	2,05	2,05
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80

**Tabulka 30 Poplatek za průtok na výstupních bodech v rámci systému**

Vzhledem k rozdělení výnosů mezi vstupní a výstupní body v poměru 0/100 je poplatek za průtok na všech vstupních bodech nulový.

Takto vypočtený poplatek za průtok nepokrývá náklady spojené s nákupem emisních povolenek. Principy přístupu k emisním povolenkám určí ERÚ v zásadách cenové regulace pro regulační období v letech 2021 – 2025, kdy bude analyzována nákladová neutralita provozovatele přepravní soustavy v kontextu požadovaného snížení emisí při použití co možná nejefektivnějších metod, a budou stanovena pravidla pro případné zahrnutí nákladů na emisní povolenky do variabilní složky.

Stejně tak Energetický regulační úřad určí v zásadách cenové regulace pro regulační období v letech 2021 – 2025 způsob určení nákupní ceny energie plynu pro pohon kompresních stanic přepravní soustavy v daném dni.

### 17.1.5. Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok

Vzhledem k velké nejistotě ve skutečném využití přepravní soustavy zejména z důvodu postupného nástupu projektu C4G bude do doby stabilizace toků v přepravní soustavě stanovení výše poplatku za průtok odvozeno od plánovaných nákladů na pohon kompresních stanic dle kapitoly 17.1.1 a plánovaných hodnot průtoků.

Výše uvedená nejistota stanovení vstupních údajů povede ke vzniku rozdílů mezi očekávanými výnosy za průtok plynu a nákladů na pohon kompresních stanic. Pro zachování nákladové neutrality provozovatele přepravní soustavy bude do ceny za

pohon plynu na nejbližší možné následující období promítnuta tato korekce a to následovně:

- ERÚ prověří skutečnou výši nákladů na pohon kompresních stanic a dodržení principu efektivního a hospodárného provozování přepravní soustavy,
- ERÚ na základě modelu uvedeného v kapitole 17.1.2, do kterého budou vstupovat skutečné náklady a skutečné toky rozdělí skutečné náklady na:
  - Výstupní body pro užívání soustavy v rámci systému – zásobníky plynu
  - Výstupní body pro užívání soustavy v rámci systému – domácí bod a přímo připojení zákazníci
  - Výstupní body pro užívání soustavy mezi systémy
- ERÚ pro tyto skupiny odděleně stanoví rozdíl mezi skutečnými výnosy a skutečnými náklady a stanoví zvlášť korekci pro:
  - Pro výstupní body pro užívání soustavy v rámci systému – zásobníky plynu
  - Pro výstupní body pro užívání soustavy v rámci systému – domácí bod a přímo připojení zákazníci
  - Pro výstupní body pro užívání soustavy mezi systémy
- Výše korekce bude následně promítnuta do jednotlivých poplatků za průtok na nejbližší možné období.

## **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 31 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 odst. 4 písm. b) TAR NC, 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
<b>ENTRY</b>			
VIP Brandov	765,01	801,14	5%
Lanžhot	765,01	484,84	-37%
VIP Waidhaus	765,01	857,68	12%
Cieszyn (Český Těšín)	765,01	209,94	-73%
Hať	765,01	209,94	-73%
PZP	442,96	109,69	-75%

Tabulka 31 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na vstupních bodech

#### 19.1.2. Úroveň referenčních cen na výstupních bodech

Rozdílné změny přepravních sazeb založených na kapacitě pro jednotlivé výstupní body uvedené v tabulce 32 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
<b>EXIT</b>			
VIP Brandov	2 991,43	3 388,29	13%
Lanžhot	2 991,43	3 155,28	5%
VIP Waidhaus	2 991,43	1 735,89	-42%
Cieszyn (Český Těšín)	2 991,43	4 724,95	58%
Hať	2 991,43	4 655,96	56%
DSO + PPZ	2 552,95	2 127,72	-17%
PPZ	95,60	930,79	874%

**Tabulka 32 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 33.

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 33 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. písm. a) TAR NC, a tedy zavedením nákladových faktorů předpokládaných toků a vzdálenosti, které dosud nebyly uplatňovány. Dalším faktorem je skutečnost, že od roku 2020 dochází k podstatným změnám využití přepravní soustavy a s tím souvisejícím nárůstem komoditní části výnosů z přepravních služeb oproti roku 2019. U tarifů 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 cenou 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).

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	1461%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PPZ)	0,05	0,30	508%
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,003*C <sub>NCG</sub>	0,0026*C <sub>NCG</sub>	-13%

**Tabulka 34 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

Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech pro roky 2020 až 2025 je znázorněna v tabulce 35.

ENTRY (v Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	801,1	819,4	838,0	857,1	876,6	896,5
Lanžhot	484,8	495,9	507,1	518,7	530,5	542,6
VIP Waidhaus	857,7	877,2	897,1	917,5	938,4	959,8
Cieszyn (Český Těšín)	209,9	214,7	219,6	224,6	229,7	234,9
Hať	209,9	214,7	219,6	224,6	229,7	234,9
PZP	109,7	112,2	114,7	117,3	120,0	122,7

Tabulka 35 Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 36.

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 36 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech

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

Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech pro roky 2020 až 2025 je znázorněna v tabulce 37.

EXIT (Kč/MWh/den/rok)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VIP Brandov	3 388,3	3 458,0	3 529,2	3 601,8	3 675,9	3 751,5
Lanžhot	3 155,3	3 220,2	3 286,5	3 354,1	3 423,1	3 493,5
VIP Waidhaus	1 735,9	1 771,6	1 808,1	1 845,3	1 883,2	1 922,0
Cieszyn (Český Těšín)	4 725,0	4 822,2	4 921,4	5 022,7	5 126,0	5 231,4
Hať	4 656,0	4 751,8	4 849,5	4 949,3	5 051,1	5 155,0
DSO + PPZ	2 127,7	2 188,8	2 251,6	2 316,2	2 382,7	2 451,1
PZP	930,8	952,0	973,6	995,8	1 018,5	1 041,7

Tabulka 37 Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně sazeb na výstupních bodech mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 38.

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 38 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

Výše poplatku za průtok je pro výstupní hraniční body vyjádřena prostřednictvím koeficientu pro výpočet množství energie plynu pro pohon kompresních stanic přepravní soustavy násobeným cenou plynu v daném dni. Odhadovaný vývoj tohoto koeficientu je uveden v tabulce 39.

Sazby založené na komoditě (koef* $C_{NCG}$ /MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy	0,0026	0,0049	0,0073	0,0069	0,0069	0,0069

**Tabulka 39 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok v letech 2020 až 2025**

Výše jednotlivých poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému je stanovena v Kč/MWh a je uvedena tabulce 40.

Sazby založené na komoditě (Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,18	2,06	2,05	2,05
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80

**Tabulka 40 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok v letech 2020 až 2025**

Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 je znázorněn v tabulce 41 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	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%
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%

**Tabulka 41 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025**

### 19.3. Zjednodušený model sazeb

Zjednodušený model sazeb, který Energetický regulační úřad pravidelně aktualizuje, 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, zveřejňuje Energetický regulační úřad na svých internetových stránkách.

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

---

Na základě připomínek ze závěrečné zprávy ACER byly upraveny podmínky pro rezervaci fixní ceny za rezervovanou kapacitu na vstupních hraničních bodech tak, aby byly v souladu s čl. 25 odst. 1 TAR NC. Vzhledem k tomu, že cca 78 % výnosů na vstupních hraničních bodech je realizováno v režimu price-cap považuje ERÚ nabízení 60 % stávající kapacity v mechanismu fixní ceny za splňující požadavky TAR NC. Při výpočtu korekce podle 9.3.9 bude tato skutečnost zohledněna.

Pevná fixní cena za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu (Kč/MWh/rok/d) může být na žádost účastníka trhu s plynem uplatněna, že je mu v aukčním procesu přidělena roční standardní pevná přepravní kapacita písemně požádat provozovatele přepravní soustavy do pěti pracovních dnů bezprostředně následujících po skončení aukce, ve které byla účastníkovi trhu s plynem kapacita přidělena, aby cena stanovená v aukci byla fixní cenou za rezervovanou standardní pevnou přepravní kapacitu.

Fixní cenu lze uplatnit za těchto podmínek:

- a) jedná se o kapacitu přidělenou na výstupních hraničních a výstupních virtuálních hraničních bodech, nebo
- b) jedná se o kapacitu přidělenou na vstupních hraničních a vstupních virtuálních hraničních bodech pouze do výše 60 % technické kapacity daného vstupního hraničního a vstupního virtuálního hraničního bodu v daném plynárenském roce, nebo
- c) jedná se o kapacitu přidělenou na vstupních hraničních a vstupních virtuálních hraničních bodech při splnění podmínek čl. 25 odst. 1. písm. b) bodu ii) TAR NC,

a zároveň:

- a) v aukci přidělená roční standardní pevná přepravní kapacita na příslušném hraničním bodě je přidělena nejméně na dobu 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 nižší, než je průměrná výše rezervované standardní pevné přepravní kapacity tohoto účastníka trhu s plynem za celé toto období, nebo
- b) v aukci přidělená roční standardní pevná přepravní kapacita je ve spojení s ročními standardními pevnými přepravními kapacitami přidělenými 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  $C_{Fi}$  v Kč/MWh/den 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

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

**RP** je riziková premie stanovená ve výši 0,

**$i$**  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 roky stanovena vzorcem

$$I_{t-1} = 0,7 \times IPS_{t-1} + 0,3 \times (CPI_{t-1} + 1),$$

kde

**$IPS_{t-1}$**  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovena jako vážený průměr indexů cen

62-Služby v oblasti programování a poradenství a související služby,

63-Informační služby,

68-Služby v oblasti nemovitostí,

69-Právní a účetnické služby,

71-Architektonické a inženýrské služby; technické zkoušky a analýzy,

73-Reklamní služby a průzkum trhu,

74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby,

77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu,

78-Služby v oblasti zaměstnání,

80-Bezpečnostní a pátrací služby,

81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny,

82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání

vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód 011046) za měsíc duben roku  **$t-1$**  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2011,

**$CPI_{t-1}$**  [%] je hodnota indexu spotřebitelských cen stanovena na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů spotřebitelských cen za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců, vykázaný Českým statistickým úřadem v tabulce „Index spotřebitelských cen“ (kód 012018) za měsíc duben roku  **$t-1$** .

**AP** je u aukce standardní koordinované přepravní kapacity podíl aukční premie 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 projektu C4G, a proto v sobě obsahuje značný stupeň nejistoty pro případné zájemce o garantovanou fixní cenu. ERÚ proto v tuto chvíli neidentifikoval důvody pro použití dodatečné rizikové prémie, jejíž adekvátní ocenění by bylo velmi komplikované, prakticky téměř neproveditelné. Z tohoto důvodu se s výnosy z rizikové prémie prozatím nepočítá.

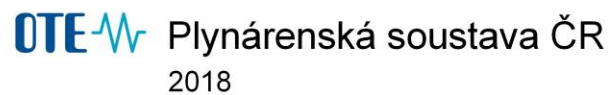
**Příloha č. 1 Přehled náležitostí konzultace dle čl. 26 a odpovídajících kapitol konzultačního dokumentu**

---

<b>Obsahové náležitosti</b>	<b>Požadavky stanovené dle TAR NC</b>	<b>Odpovídající kapitola</b>
Popis navrhované metodiky	Čl. 26, odst. 1, písm. a)	9.3
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. 2 Mapa plynárenské soustavy ČR



Zdroj: OTE, a.s.

([http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha-plyn/mapy-ke-stazeni/files/ddr\\_g\\_mapy\\_ke\\_stazeni/plynarenska-soustava-cr.png](http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha-plyn/mapy-ke-stazeni/files/ddr_g_mapy_ke_stazeni/plynarenska-soustava-cr.png))

## Příloha č. 3 Seznam obrázků

---

Obrázek 1 Schematické znázornění vstupně-výstupního systému v ČR (Zdroj: ERÚ).....	14
Obrázek 2 Bilanční zóna trhu s plynem v ČR (Zdroj: OTE, a.s.) .....	14
Obrázek 3 Působnost provozovatelů distribučních soustav .....	17
Obrázek 4 Schéma umístění zásobníků plynu v Česku a jejich připojení k přepravní soustavě .....	18
Obrázek 5 Přehled vstupních a výstupních přepravních kapacit hraničních předávacích bodů .....	20
Obrázek 6 Lokalita fyzických bodů DSO+PPZ v distribučních zónách a virtuálních bodů .....	45
Obrázek 7 Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu .....	46
Obrázek 8 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních VIP bodech .....	50
Obrázek 9 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních VIP bodech.....	50
Obrázek 10 Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních IP bodech.....	51
Obrázek 11 Předpokládaná smluvní kapacita na výstupních IP bodech.....	51
Obrázek 12 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky (DSO+PPZ).....	52
Obrázek 13 Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu (PZP) .....	53
Obrázek 14 Možné směry toku plynu .....	54
Obrázek 15 Schéma toků pro výpočet poplatku za průtok.....	69

## Příloha č. 4 Seznam tabulek

Tabulka 1 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony .....	15
Tabulka 2 Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů .....	22
Tabulka 3 Nastavení výše multiplikátorů pro rok 2020 .....	24
Tabulka 4 Plánované investice (CAPEX) .....	31
Tabulka 5 Plánované rezervované kapacity .....	32
Tabulka 6 Výhled vývoje výnosů .....	34
Tabulka 7 Výše sazeb na principu poštovní známky .....	34
Tabulka 8 Vstupní hodnoty pro stanovení cen v modelech CWD .....	36
Tabulka 9 Výsledné ceny z modelu CWD 50 %/50 % .....	37
Tabulka 10 Výsledné ceny z modelu CWD s rozdělením Vstup/Výstup 20,35 %/79,65 % .....	39
Tabulka 11 Lokalita virtuálních propojovacích bodů .....	43
Tabulka 12 Lokalita přeshraničních propojovacích bodů .....	44
Tabulka 13 Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ .....	45
Tabulka 14 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu .....	46
Tabulka 15 Matice vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy .....	48
Tabulka 16 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky .....	52
Tabulka 17 Výsledné hodnoty indexu posuzujícího přidělování nákladů sazeb založených na komoditě .....	59
Tabulka 18 Rozdíly v cenách mezi CWD modelem 50%/50% a CWD modelem 20,35 %/79,65 % .....	61
Tabulka 19 Rozdíly ve výnosech mezi CWD modelem 50 %/50 % a CWD modelem 20,35 %/79,65 % .....	61
Tabulka 20 Srovnání CAA indexu variant CWD model 50 %/50 % a CWD model 20,35 %/79,65 % .....	62
Tabulka 21 Povolené a cílové výnosy bez poplatku za průtok .....	63
Tabulka 22 Výnosy z přepravních služeb .....	63
Tabulka 23 Rozdělení kapacita-komodita .....	63
Tabulka 24 Rozdělení vstup-výstup (včetně výnosů z rizikové přírážky) .....	63
Tabulka 26 Rozdělení „v rámci systému“/„mezi systémy“ .....	64
Tabulka 27 GPS souřadnice virtuálního výstupního bodu .....	67
Tabulka 28 Předpokládané toky plynu v rozdělení po bodech .....	68
Tabulka 29 Vzdálenosti pro výpočet poplatku za průtok .....	69
Tabulka 30 Poplatek za průtok na výstupních hraničních bodech (stanovené jako koeficient) .....	70
Tabulka 31 Poplatek za průtok na výstupních bodech v rámci systému .....	70
Tabulka 32 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na vstupních bodech .....	73
Tabulka 33 Rozdíl úrovně přepravních sazeb na výstupních bodech .....	74
Tabulka 34 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na vstupních bodech .....	74
Tabulka 35 Rozdíl úrovně poplatku na základě průtoku na výstupních bodech .....	74
Tabulka 36 Odhadovaná úroveň sazeb na vstupních bodech .....	75
Tabulka 37 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na vstupních bodech .....	75
Tabulka 38 Odhadovaná úroveň sazeb na výstupních bodech .....	75
Tabulka 39 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně sazeb na výstupních bodech .....	76
Tabulka 40 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok v letech 2020 až 2025 .....	76
Tabulka 41 Odhadovaná úroveň poplatku za průtok v letech 2020 až 2025 .....	76
Tabulka 42 Odhadovaný relativní rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 .....	76

## Příloha č. 5 Seznam grafů

---

Graf 1 Toky plynu do a z České republiky, domácí spotřeba plynu .....	12
Graf 2 Předpokládané toky na vstupních bodech .....	55
Graf 3 Předpokládané toky na výstupních bodech .....	55
Graf 4 Předpokládané toky na výstupních bodech .....	56
Graf 5 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2020-2021 v mil. Kč .....	66
Graf 6 Předpokládané variabilní náklady v závislosti na využití sjednané kapacity výstupního bodu Lanžhot – roky 2022-2025 v mil. Kč .....	66