



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta

elektrotechnická

**Katedra ekonomiky,
manažerství a humanitních
věd**

Mezinárodní trh s plynem

International gas market

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: doc. Ing. Július Bemš, Ph.D.

Balkizov Aslanbek

Praha

2021



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Balkizov** Jméno: **Aslanbek** Osobní číslo: **453598**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Mezinárodní trh s plynem

Název diplomové práce anglicky:

International gas market

Pokyny pro vypracování:

Popište současný trh s plynem.
Srovnajte regulaci trhu s plynem ve vybraných zemích.
Analyzujte možný vývoj trhu s plynem pro příštích 10 let.
Vytvořte balanční model plynu se zaměřením na Německo a západní hranici ČR.

Seznam doporučené literatury:

Kolektiv autorů - Úvod do liberalizované energetiky: Trh s plynem. Asociace energetických manažerů, 2016, ISBN: 978-80-260-9211-7.
Subhes C. - Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance, Springer, 2011, ISBN: 0857292676.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

doc. Ing. Július Bemš, Ph.D., FEL ČVUT v Praze, K 13116

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **04.03.2020**

Termín odevzdání diplomové práce: **21.05.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2022**

doc. Ing. Július Bemš, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracovala samostatně a že jsem uvedla veškeré použité informační zdroje v souladu s metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

V Praze dne

.....

Aslanbek Balkizov

Poděkování

Na tomto místě bych chtěl poděkovat vedoucímu mé diplomové práce, kterým byl doc. Ing. Július Bemš, za cenné připomínky a odbornou pomoc.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá trhem s plynem ve dvou vybraných zemích – v Německu a České republice. V teoretické části zde analyzovány základní vlastnosti zemního plynu, jeho využití v Evropě, současný stav trhu a plynárenské infrastruktury ve vybraných zemích s dalšími plánovanými projekty na území České republiky. Poslední kapitoly této teoretické části se zabývají srovnáním regulací trhu s plynem těchto dvou států a podrobným rozbořem pobídkové regulaci v Německu.

Hlavním cílem praktické části této práce je vytvoření balančního modelu plynu se zaměřením na Německo a západní hranici České republiky pro příštích 10 let. Nejprve je provedena analýza historických dat a na jejich základě je stanoven možný vývoj trhu s plynem a vývoj budoucí spotřeby v Německu a České republice. Model je vypracován v programu MS Exel a analýza části dat je provedena pomocí programu Gretl. Model vytvořen pro základní scénář vývoje spotřeby.

V posledních kapitolách praktické části je analyzované historická data přeshraničních toků zemního plynů a na jejich základě je navržen model možného vývoje pro období 2020–2030.

Klíčová slova

Zemní plyn, Německo, Česká republika, spotřeba zemního plynu, trh zemního plynu, model toků zemního plynu

Abstract

This diploma thesis deals with the gas market in two selected countries - Germany and the Czech Republic. The theoretical part analyzes the basic properties of natural gas, its use in Europe, the current state of the market and gas infrastructure in selected countries with other planned projects in the Czech Republic. The last chapters of this theoretical part deal with the comparison of gas market regulations of these two countries and a detailed analysis of incentive regulation in Germany.

The main goal of the practical part of this work is to create a gas balance model focusing on Germany and the western border of the Czech Republic for the next 10 years. First, an analysis of historical data is performed and based on them, the possible development of the gas market and the development of future consumption in Germany and the Czech Republic are determined. The model is developed in the MS Exel program and the analysis of a part of the data is performed with the help of the Gretl program. Model created for the basic scenario of consumption development.

In the last chapters of the practical part, the historical data of cross-border flows of natural gases are analyzed and based on them a model of possible development for the period 2020–2030 is proposed.

Keywords

Natural gas, Germany, the Czech Republic, natural gas consumption, natural gas market, model of natural gas flows

Obsah

1	Úvod	12
2	Základní vlastnosti zemního plynu	13
2.1	Vznik zemního plynu	13
2.2	Složení zemního plynu	13
2.3	Vlastnosti zemního plynu	14
2.4	Způsoby těžby a přeprava	15
2.5	Zásoby zemního plynu	16
2.6	Zemní plyn v Evropě	18
3	Trh s plynem v ČR	22
3.1	Současný stav plynárenské infrastruktury ČR	23
3.1.1	Subjekty trhu se ZP	24
3.1.2	Provozovatel přepravní soustavy v ČR	25
3.1.3	Zásobníky plynu v ČR	26
3.1.4	Operátor trhu ČR	28
3.2	Plánované projekty ČR	29
3.2.1	Projekt Moravia	29
3.2.2	Projekt Moravia Capacity Extension	29
3.2.3	Česko-polský propojovací plynovod (CPI)	29
3.2.4	Obousměrné rakousko-české propojení (BACI)	30
3.2.5	Capacity4Gas	30
3.3	Energetický Zákon č.458/2000 Sb.	31
3.4	Vyhláška č. 349/2015 Sb. "Vyhláška o Pravidlech trhu s plynem"	32
3.5	Poplatky	33
3.5.1	Daň ze zemního plynu v ČR	33
3.5.2	Ceny za služby operátora trhu v ČR	34
3.5.3	Ceny pro denní vyrovnávací množství	34
3.6	Cenová regulace v České republice	35
4	Trh s plynem v Německu	38
4.1	Plynárenská infrastruktura	40
4.1.1	Tržní oblasti	40
4.1.2	Provozovatele přepravní soustavy	42
4.2	Regulace trhu v Německu	43

4.2.1	Zákon o energetickém průmyslu (EnWG).	44
4.2.2	Nařízení o přístupu k plynárenským sítím (GasNZV).....	45
4.2.3	Nařízení o poplatcích za přístup do sítí pro zásobování plynem (GasNEV).	46
4.2.4	Nařízení o pobídkové regulaci energetických sítí (ARegV).....	48
4.3	Pobídková regulace v Německu.....	49
5	Modelování základního scénáře.....	51
5.1	Základní model ČR.	51
5.1.1	Domácnosti.....	52
5.1.2	Spotřeba CNG.	53
5.1.3	Podniky.	54
5.1.4	Výroba elektřiny.	54
5.2	Základní model Německo.	55
5.2.1	Domácnosti.....	56
5.2.2	Podniky.	57
5.2.3	Průmysl.	58
5.2.4	Dálkové vytopení.....	58
5.2.5	Výroba elektřiny.	58
5.3	Odhad cen zemního plynu, elektřiny a teploty.	59
5.4	Vlastní těžba zemního plynu.....	62
5.5	Zásobníky.....	62
5.6	Analýza přeshraničních toků.....	63
5.7	Analýza historických dat.	64
5.7.1	Toky CZ.	66
5.7.2	Toky DE.	67
5.8	Vyhodnocení základního scénáře.	68
6	Závěr.....	69
7	Bibliografie	70

1 Úvod.

Zemní plyn představuje pro Evropu významnou energetickou komoditu. Na cestě Evropských států k uhlíkové neutralitě do roku 2050 zemní plyn má zásadní výhody v porovnání s ostatními zdroji energie. Počítá se jako jeden z nejméně špinavých fosilních paliv. Zemní plyn má značné výhody i oproti elektřině, například, snadnější skladovatelnost a možnost přepravy na velké vzdálenosti.

Napříč Evropou už běží pilotní projekty přeměny energie jako Power to Gas. P2G je nástroj umožňující optimalizace celkového energetického systému. Zaměřen především na přebytky elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, které skoro vůbec nelze ovládat podle současné poptávky, což pak vede k přebytkům elektrické energie, která obtížně skladovatelná ve velkém množství po dlouhou dobu. Proto tyto přebytky mohou být pomocí elektrolýzy přeměněny na vodík.

Další výhodou rozvinuté plynárenské infrastruktury je možnost vtlačení a přepravy ve stejném potrubí i další plyny vyrobeny pomocí nových technologií, například biometan. Tedy nepochybuji že během následujících let soustředěná pozornost na zemním plynu bude jen růst.

2 Základní vlastnosti zemního plynu.

Zemní plyn dlouhá leta je jedním z nenahraditelných zdrojů energie pro lidstvo. Před tím, než přejít k popisu umístění a role plynu v světové energetice, bylo by vhodné popsat obecné informace o teorii jeho vzniku, složení a vlastnostech.

2.1 Vznik zemního plynu.

Mezí vědci stále neexistuje shoda o původu vzniku zemního plynu. Existuje dvě hlavní teorii: organická (biogenní) a anorganická (minerální).

Zastánci organické teorii ve své podstatě předpokládají, že před miliony let živé organismy, kteří zemřeli a padli na dno oceánů, kde neexistoval vzduch pro oxidaci. Z důvodu geologických pohybu organický substrát klesal hlouběji, kde se pod vlivem vysokého tlaku a teploty přeměňoval na uhlovodíky, včetně zemního plynu.

Dle anorganické teorie všechny chemické prvky, které tvoří plyn a ropu byli původně položeny do pláště Země, tvorba minerálů ve vrstvách hornin je součástí procesu odplyňování Země. V důsledku vnitřních pohybů Země se uhlovodíky usazeny v hloubkách přemisťují do oblasti s nižším tlakem, což vede k tvorbě ložisek plynu a ropy. [1] [2]

2.2 Složení zemního plynu.

Hlavní složkou zemního plynu je metan (CH_4) – jeho obsah se pohybuje v rozmezí 70–98 procent objemu. Dále může obsahovat nasycené uhlovodíky (etan, propan, butan), kromě nich může mít i další příměsí vodíku, dusíku, oxidu uhličitého, sirovodíků, inertních plynů atd. Podíl těchto složek nemůže být stejný u všech plynů na světě, dokonce nemusí být stejný při těžbě ze sousedních vrtů jednoho ložiska. V Tabulka 1 je znázorněno složení dle původu plynu.

Složky zemního plynu	Objemový podíl složky v zemním plynu [%]				
	Ruský plyn	Norský plyn	Dánský plyn	Alžírský plyn	Holandský plyn
Metan CH_4	97,276	88,710	90,070	86,980	82,657
Etan C_2H_6	1,414	6,930	5,680	9,350	3,450
Propan C_3H_8	0,346	1,250	2,190	2,330	0,746
Butan C_4H_{10}	0,106	0,280	0,900	0,630	0,263
Pentan C_5H_{12}	0,015	0,050	0,220	0	0,055
Hexan C_6H_{14}	0,007	0,020	0,060	0	0,054
Oxid uhličitý CO_2	0,094	1,940	0,600	0	1,081
Dusík N_2	0,742	0,820	0,280	0,710	11,694

Tabulka 1 Složení vybraných zemních plynů [3]

Podle obsahu metanu a podílu dalších prvků se těžený zemní plyn dělí do čtyř skupin:

- zemní plyn suchý (chudý) – s vysokým obsahem metanu CH₄ (95–98 %) a nepatrným množstvím vyšších uhlovodíků;
- zemní plyn vlhký (bohatý) – kromě metanu obsahuje vyšší podíl vyšších uhlovodíků;
- zemní plyn kyselý – plyn s vysokým obsahem sulfanu (H₂S), který je před dodávkou zemního plynu do distribuční soustavy nutné odstranit;
- zemní plyn s vyšším obsahem inertních plynů – především oxidu uhličitého a dusíku. [3]

Nehledě na to, že v některých ložiskách má plyn velice kvalitní složení, před přepravou a dodáním konečnému spotřebiteli potřeba ho očistit od nežádoucích látek. Pote upravený zemní plyn se dělí do dvou typů:

- H-Gas (High Calorific Gas) – bohatý na energii plyn je z 87 až 99 procent tvořen metanem s vyšší výhřevnosti, která je kolem 10-12 kWh/m³. Většinou pochází z ložisek v Norsku, Rusku, Alžíru atd.
- L-Gas (Low Calorific Gas) – obsahuje pouze 80-87 % metanu, pochází například ze severního Německa, Nizozemska. Plyn obsahuje vyšší podíl dusíku a oxidu uhličitého, proto má nižší výhřevnost 8-10 kWh/m³. [4]

2.3 Vlastnosti zemního plynu.

Samotný zemní plyn je bezbarvý a bez zápachu pro usnadnění detekce úniku do ní přidávají látky s ostrým, nepříjemným zápachem v malých koncentracích. Čistý plyn hoří modrým plamenem, ale nečistoty mohou obarvit plamen v různých barvách. Přesné fyzikální vlastnosti plynu závisí na jeho složení, průměrné hodnoty jsou uvedeny v následující tabulce.

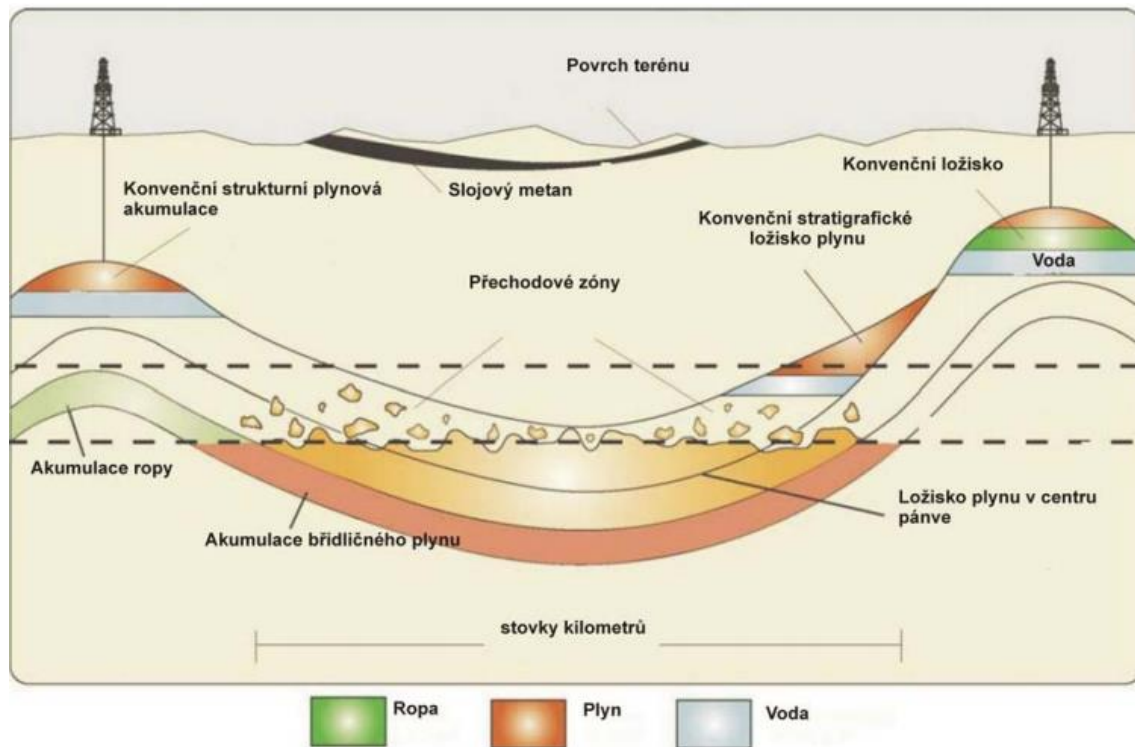
Výhřevnost	34,08 MJ/m ³
Spalné teplo	37,82 MJ/m ³
Hustota	0,69 kg/m ³
Meze výbušnosti	5–15 %
Zápalná teplota	650 °C
Množství spalovacího vzduchu	9,56 m ³ vzduchu/ m ³ ZP
Teplota plamene	1957 °C

Tabulka 2 Vlastnosti zemního plynu [5]

Z pohledu využití a dopravy zemní plyn vyskytuje ve dvou formách. První je stlačený zemní plyn při tlaku 200 barů (CNG), další formou je zkapalněný plyn při teplotě -162 °C (LNG). [5]

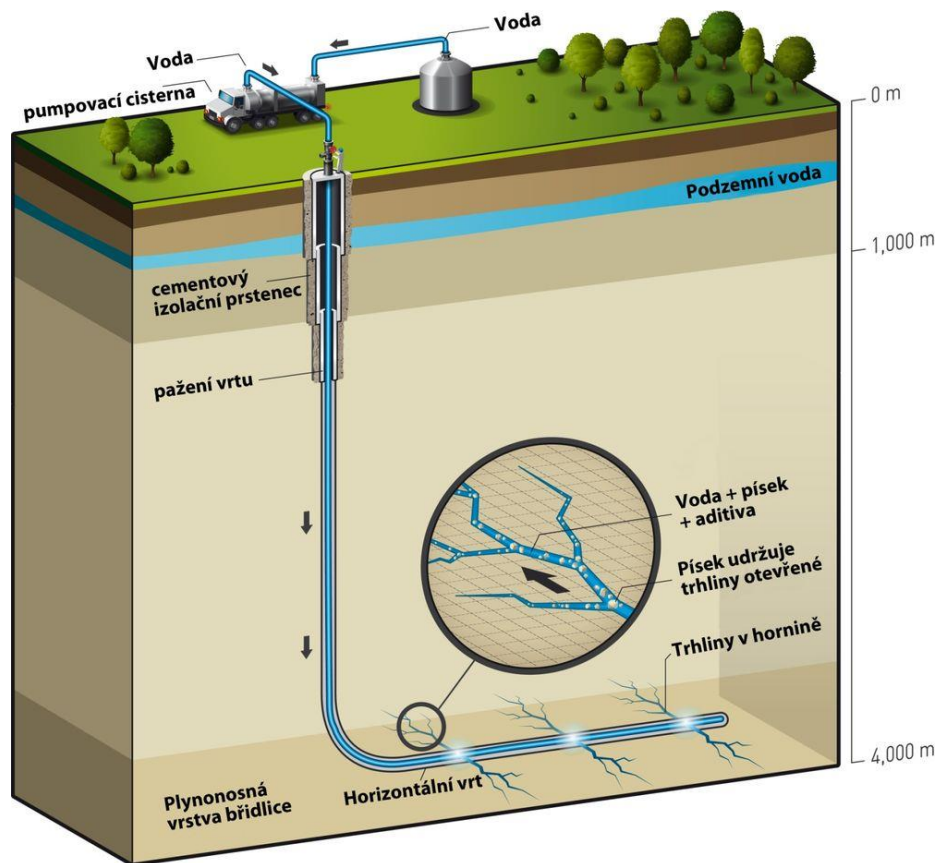
2.4 Způsoby těžby a přeprava.

Těžený zemní plyn podle vyskytu a způsobu těžby lze rozdělit na dvě velké skupiny. První je konvenční (klasické) zdroje, kde plyn vyskytuje společně s další surovinou, například, s ropou (naftový zemní plyn) nebo spolu s uhlí (karbonský zemní plyn). Další jsou nekonvenční typy ložisek ke kterým patří: podmořská ložiska hydrátů (Gas Hydrate), plyn ze skalních ložisek (tight gas), břidlicový plyn (shale gas) a slojový metan těženy při důlní degazaci (CBM - Coal Bed Methane). [3] [6]



Obrázek 1 Schematický diagram konvenčních a nekonvenčních ložisek plynu a ropy [6]

Na počátku 21. století došlo k velkému pokroku těžby břidlicového plynu a rozvoji technologii s ní spojených, hlavně ve Spojených státech. Moderní technologie výroby zahrnuje vrtání jedné svislé studny a několika vodorovných studní s vicedávkovými kohoutky ve stejné hloubce. Provádí se hydraulické štěpení, při kterém do vrtu pod tlakem je napumpováno velké množství směsi z vody, písku a příměsí chemických přísad. Při vysokém tlaku vody se v břidlici vytvářejí trhliny, které písek drží otevřené i po odčerpání vody a zemní plyn pote může takto vytvořenému systému unikat vrtem nahoru. Tato technologie je znázorněna na Obrázek 2. Hlavní nevýhoda spojena s odčerpáním, znečištěnou vodou, kterou je obtížné zlikvidovat v souladu s enviromentálními normami. [7]



Obrázek 2 Zjednodušené schematické znázornění procesu hydraulického štěpení při těžbě břidlicového plynu [7]

Vytěžený plyn je potřeba očistit a upravit na parametry vhodné pro přepravu a další užití. V současné době zemní plyn je transportován hlavně dvěma způsoby, a to buď potrubními systémy nebo tankery.

Potrubí je hlavním druhem přepravy zemního plynu. Plynovody obvykle jsou ocelové nebo plastové o průměru 0,8 – 1,4 metrů. Plyn v potrubí proudí pod určitým tlakem, který v celém systému udržují na zadané hodnotě kompresorové, čerpací stanice. Zároveň na stanice probíhá ohlazení plynu. Pokud tlak v potrubí klesne dojde k zpomalení nebo plnému zastavení toku plynu. Plynovody obvykle jsou umístěny pod zemí, taky mohou vest pod vodou nebo nad zemí. [8]

Dalším způsobem je přeprava LNG. Používá se pro těžko dostupné oblasti daleko od hlavních plynovodu. Kam je plyn přepravován ve zkapalněném stavu ve speciálních kryogenních nádržích po mořích (LNG tankery) a po souši (silnice, železnice). Při zkapalnění se spotřebuje cca 10 až 15 procent plynu (nebo ekvivalentní energie). [8]

2.5 Zásoby zemního plynu.

Zásoby zemního plynu jsou významným parametrem, který ovlivňuje cenu zemního plynu ve světě. Zásoby uhlovodíků se obecně dělí na prokázané, pravděpodobné a potenciální. Na začátku 2020 roku prokázané rezervy ve světě činí kolem 198 800 miliard krychlových metrů a při současné těžbě měli by vydržet do roku 2070.

Pod pojmem prokázané zásoby obvyklé se rozumí množství plynu, které lze získat z existujících ložisek za stávajících ekonomických a provozních podmínek s využitím známých technologií. Rozdělení celosvětových, prokázaných rezerv zemního plynu je znázorněno v Tabulka 3.

Oblast	Objem zásob [mld. m ³]	Podíl na celosvětových zásobách
Severní Amerika	15 000	7,6 %
Jižní a Střední Amerika	8 000	4,0 %
Evropa	3 400	1,7 %
SNS + Turkmenistán	64 200	32,3 %
Střední Východ	75 600	38,0 %
Afrika	14 900	7,5 %
Jihovýchodní Asie +Oceánie	17 700	8,9 %

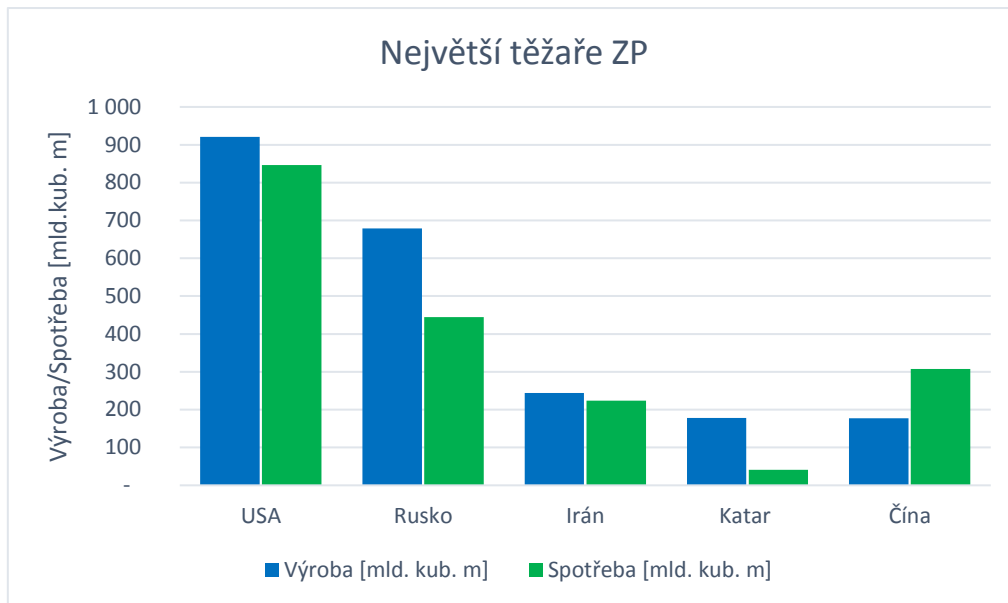
Tabulka 3 Distribuce zásob zemního plynu (2019). Data [9]

Prokázané rezervy zkoumají s pomocí geologických a technických údajů, které lze získat průzkumným vrtáním nebo seismickým testováním. Pravděpodobnost komerční těžby u těchto zdrojů je nad 90 %. [10]

Pravděpodobné rezervy jsou zásoby, které s vysokou pravděpodobností cca 50-89 % budou vytěžitelné v budoucnu za stejných podmínek jako u zásob prokázaných. Například, ložisko může se jevit jako komerčně vhodné, ale pro technologii, kterou společnost zatím nepoužívá na daném místě. [10]

Potenciální zásoby (nekonvenční zdroje) mají menší pravděpodobnost (10-50 %) komerční těžby. [10]

Největší prokázané zásoby zemního plynu k dnešnímu dni má Rusko (38 000 mld. m³), ale posledních deset let USA produkuje a zároveň spotřebovává větší množství než jakýkoliv stát ve světě. Z Graf 1 je jasně vidět jak moc daleko USA a Rusko od ostatních při porovnání objemu těžby, tyto dva státy dohromady ročně těží více než 40 % celosvětové produkce zemního plynu. Z top-5 zemí uvedených v grafu jenom u Číny import přesahuje export, což není překvapením, protože Čína je největším importérem zemního plynu ve světě.

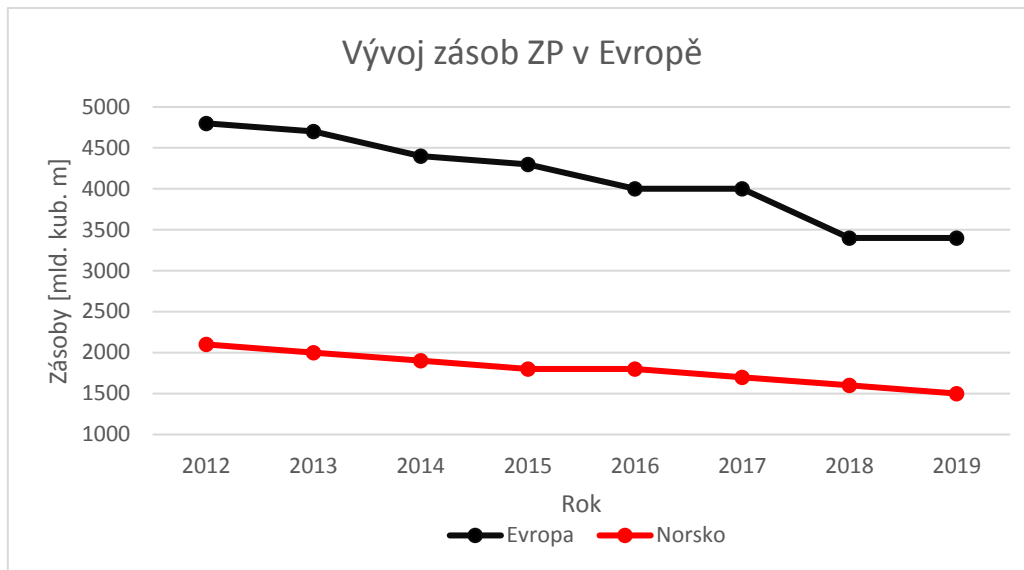


Graf 1 Největší těžaře zemního plynu a jejich vlastní spotřeba (2019). Data [9]

2.6 Zemní plyn v Evropě.

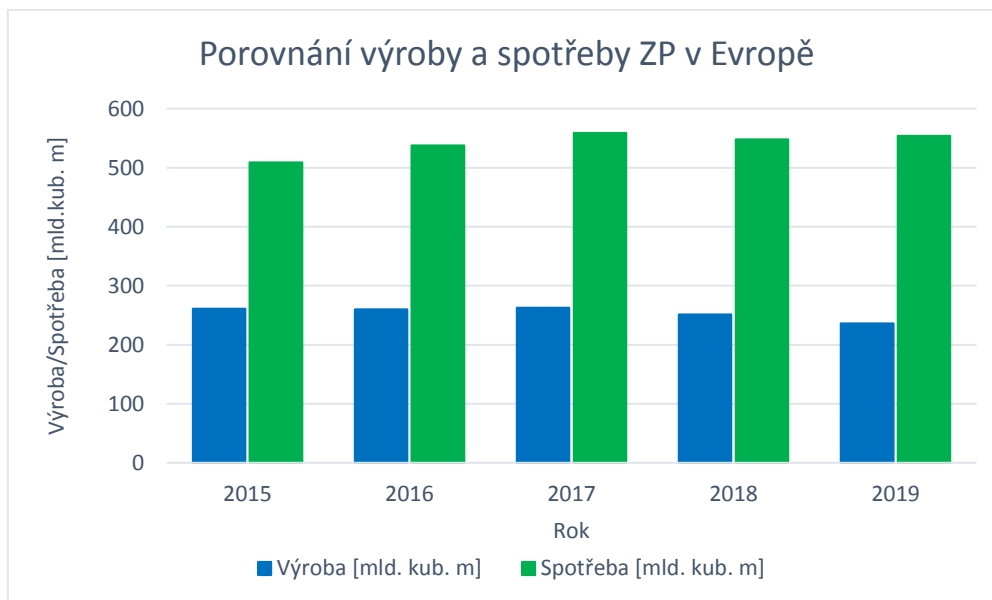
Zemní plyn je důležitou energetickou komoditou pro Evropu. V současné době se ZP počítá za přechodné palivo po cestě k uhlíkové neutralitě do roku 2050. Plyn má zásadní výhody oproti ostatním zdrojům energie. Například, možnost jednodušší dopravy na velké vzdálenosti a skladovatelnost oproti elektřině, nižší emise v porovnání s ostatními fosilními palivy. Další podstatnou výhodou je že podle současných představ pomocí plynové infrastruktury je možný po některých úpravách přepravovat spolu ZP a vodík. Z důvodu nedostatku vlastních zdrojů Evropská komise se snaží aktivně podporovat diverzifikaci dodávek zemního plynu jak ve smyslu původu plynu, tak i ve smyslu tras, kterými se plyn dopravuje.

V Evropě se nachází jen 1,7 % celosvětových prokázaných zásob zemního plynu. Největší rezervy jsou v Norsku podle dat činí 1 500 miliard m³. Jak je vidět z Graf 2 rezervy v Evropě neustále klesají. Zároveň Norsko je i největším producentem a vývozcem ZP ve starém světě. V roce 2019 její výroba dosahovala 114,4 miliard kubických metrů a vlastní spotřeba jen 4,5 miliard m³, to znamená že vyváží 96 procent vytěženého plynu.



Graf 2 Vývoj zásob zemního plynu v Evropě a Norsku (2012-2019). Data [9]

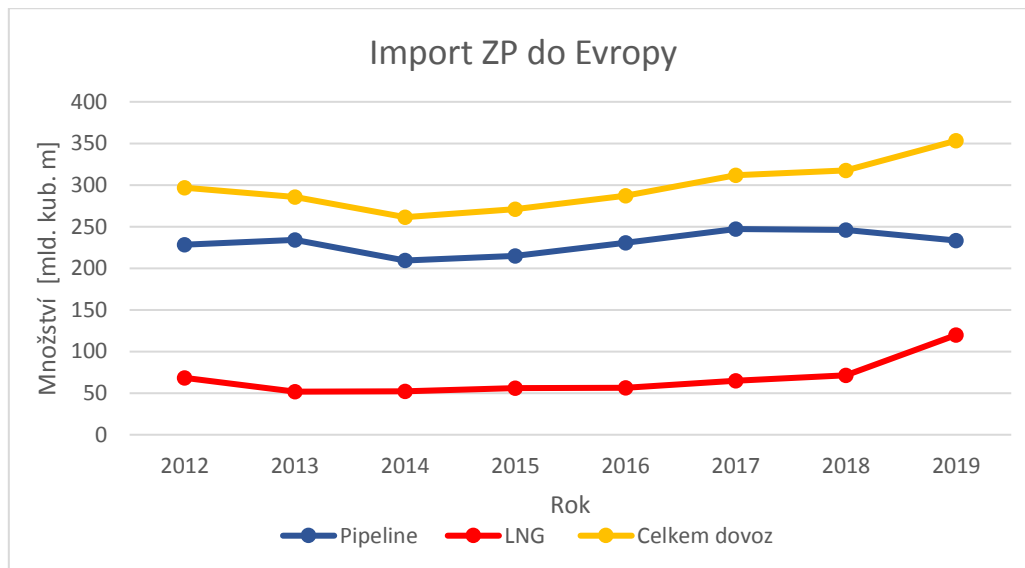
Celková vlastní produkce ZP v Evropě už dlouhá leta neustále klesá. Samozřejmě Evropa jako celek není plynově soběstačným regionem, vlastní produkce nepokrývá ani polovinu spotřeby, deficit, který je vidět na Graf 3, nutno odněkud dovézt. Spotřeba zemního plynu v první řadě je závislá na počasí a cenách ZP.



Graf 3 Porovnání výroby a spotřeby ZP v Evropě (2015-2019). Data [9]

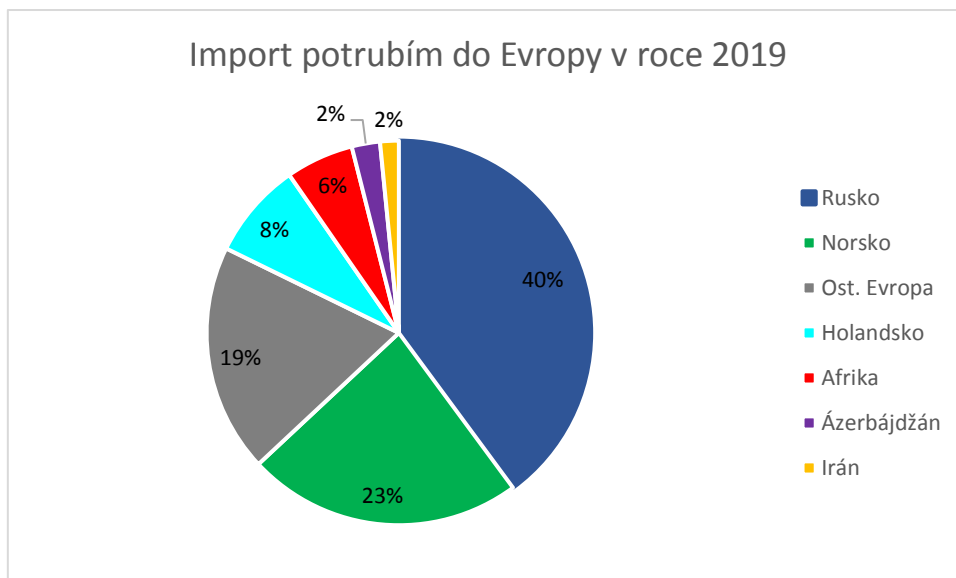
Jak bylo podrobněji popsáno na stráně 15 dálkově přepravovat ZP je možné buď potrubím nebo ve zkapalněném stavu pomoci LNG tankeru. Evropa využívá pro import plynu obě možnosti. Z níže uvedeného Graf 4 je možné pozorovat, že mezi roky 2012 až 2019 celkový

dovoz zemního plynu do Evropy má rostoucí charakter, hlavně ze dvou důvodů: klesající vlastní výroba a pomalu rostoucí spotřeba. Dominantní množství je importováno pomocí plynovodů. Je vidět že v rocích 2014–2015 došlo k značnému snížení přepravy ZP pomocí potrubních systémů, důvodem sloužil politický konflikt mezi Ruskem a Ukrajinou během kterého docházelo k přerušení dodávek ZP plynovodem Bratrství, který vede z Ruska přes Ukrajinu do Evropy. Dále lze pozorovat prudký růst dovozu LNG v roce 2019. Jedním z důvodů je dvojnásobné zvýšení importu LNG z USA, dalším je snaha o realizaci cílů EU o diverzifikaci dodávek strategických zdrojů energie a zvýšení konkurence na evropském trhu.



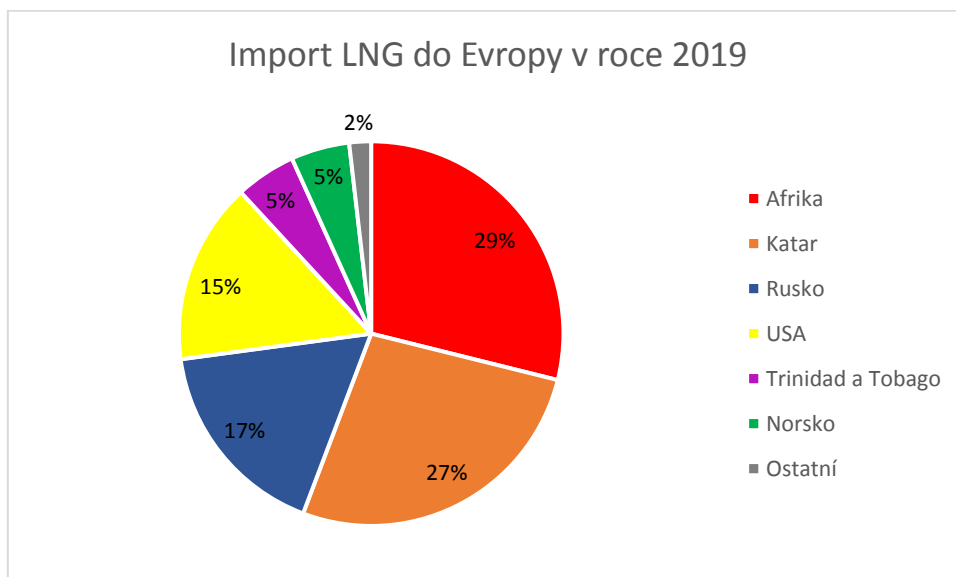
Graf 4 Import ZP do Evropy (2012-2019). Data [9]

Na následujícím Graf 5u je zobrazeno rozdělení dovozu ZP do Evropy pomocí plynovodů. Není překvapením, že největšími dodavateli jsou Rusko a Norsko. V roce 2019 bylo přepraveno z Ruska 188 miliard m³, z Norska 109,1 miliard m³, což dohromady je 63 % celkové přepravy zemního plynu potrubím do Evropy. Import z Afriky zahrnuje Alžírsko (21,4 mld. m³) a Libye (5,4 mld. m³).



Graf 5 Import potrubím do Evropy v roce 2019. Data [9]

Celkový dovoz LNG plynu do Evropy v roce 2019 činil 119,8 miliard krychlových metrů. Největším dovozcem je Katar (32,2 mld. m³), dále Rusko (20,5 mld. m³) a USA (18,3 mld. m³). Skoro třetina je přepravena z Afriky, kde nejvýznamnějšími importéry jsou Nigerie (15,8 mld. m³) a Alžírsko (15,2 mld. m³).



Graf 6 Import LNG do Evropy v roce 2019 [9]

3 Trh s plynem v ČR

Dle státní energetické koncepce je zemní plyn důležitým zdrojem energie a součástí palivoenergetického mixu ČR. V koncepci rozvoje plynárenství se uvažuje o tom, že by zemní plyn měl být zdrojem energie, za pomoci kterého bude uskutečněn přechod od užití uhlí jako znečišťujícího zdroje v konečné spotřebě (například pro vytápění), v energetickém sektoru (výměna doživajících uhelných elektráren na moderní plynové) a také v dopravě (vytlačení spotřeby části nafty a benzínu). Jedním z dalších hlavních cílů je udržení tranzitní role ČR v přepravě posílením přeshraničních propojení se sousedními státy. Posílení propojení je také důležité z pohledu diverzifikace dodávek z různých zdrojů a různými cestami. [11] Role ČR jako tranzitní země je důležitá v rámci celoevropské soustavy, což potvrzují i data o tocích plynu přes českou přepravní soustavu.

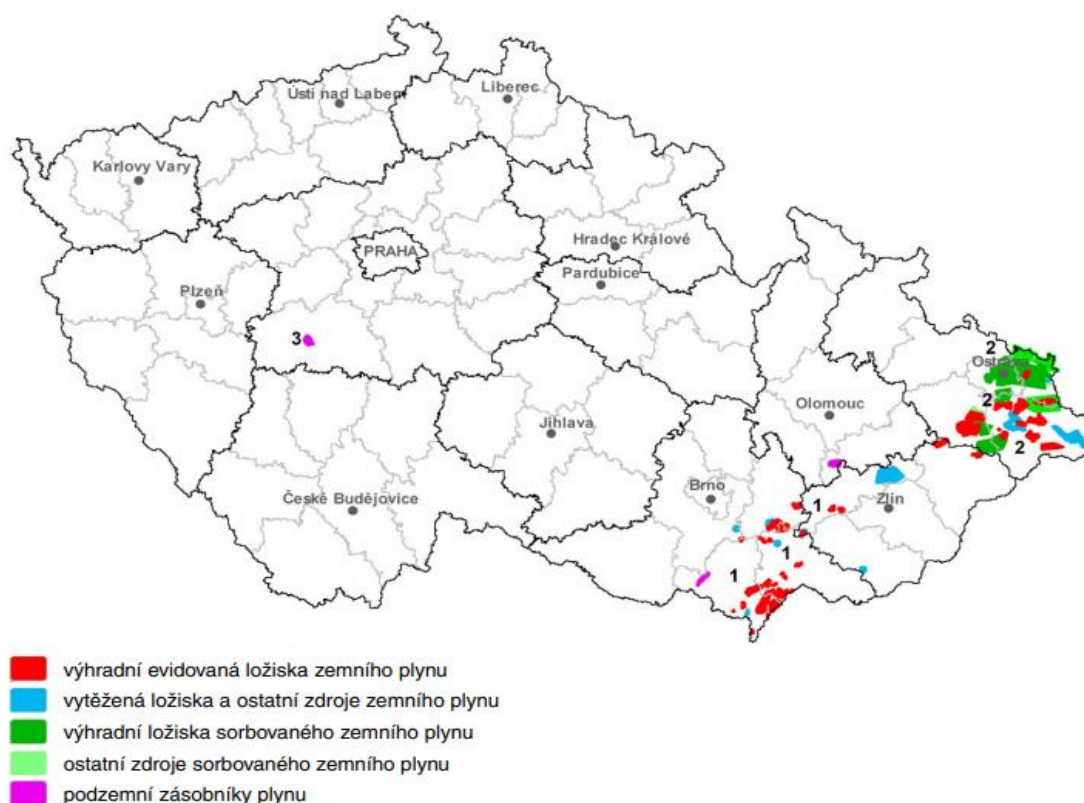
	2014	2015	2016	2017	2018
Tok plynu do plyn. soustavy ČR [mil. m ³]	36 540,7	35 681,7	33 974,7	35 009,2	39 769,8
Tok plynu z plyn. soustavy ČR [mil. m ³]	29 291,4	28 207,9	25 851,6	26 120,1	31 761,8
Saldo do/z ČR [mil. m ³]	7 249,3	7 473,8	8 123,1	8 889,1	8 008,0

Tabulka 4 Bilance přeshraničního toku plynárenské soustavy ČR v letech 2014–2018 [12]

Hlavní ložiska zemního plynu v České republice se nacházejí na jižní a severní Moravě (Obrázek 3), ale jsou natolik malé, že tuzemská výroba v posledních letech nepokrývá ani 2 % vlastní spotřebu což je vidět z následující tabulky.

	2014	2015	2016	2017	2018
Výroba plynu v ČR [mil. m ³]	168,0	158,4	135,9	146,2	137,1
Spotřeba plynu v ČR [mil. m ³]	7 280,4	7 607,6	8 255,1	8 527,5	8 182,8
Podíl výroby v ČR na spotřebě [%]	2,31 %	2,08 %	1,65 %	1,71 %	1,68 %

Tabulka 5 Výroba a spotřeba plynu v ČR v letech 2014-2018 [12]



Obrázek 3 Ložiska zemního plynu v ČR [13]

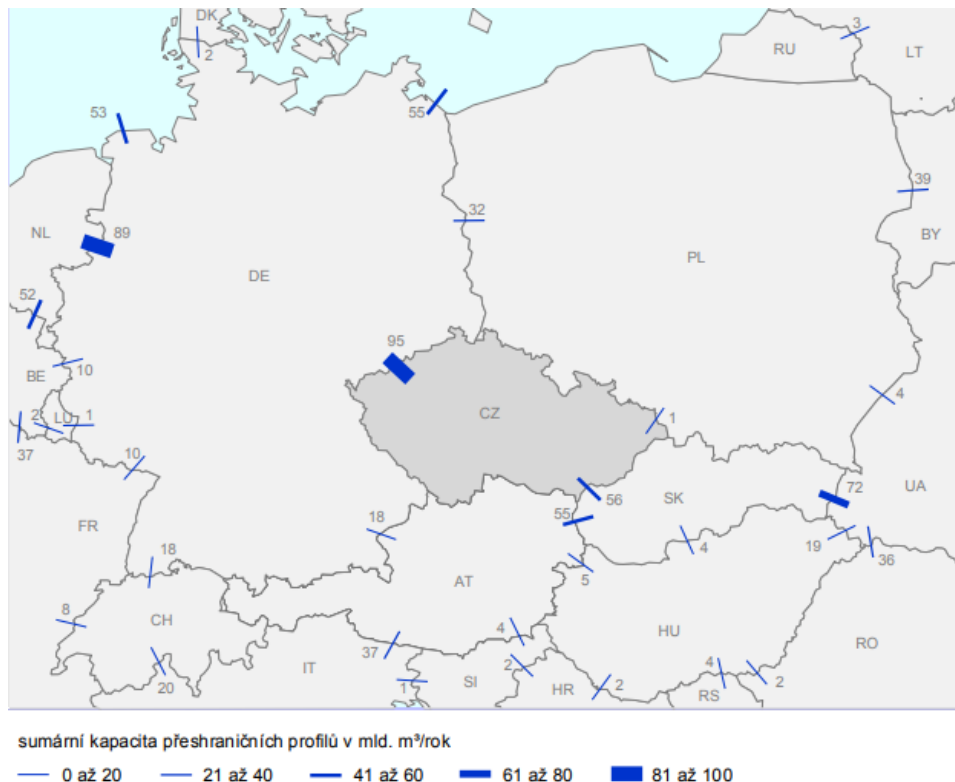
3.1 Současný stav plynárenské infrastruktury ČR

Plynárenská infrastruktura je v České republice velmi rozvinuta. Tuzemská soustava je propojena s třemi sousedními státy: Německo, Slovensko a Polsko. Z nich s Polskem je jen jednosměrné propojení z ČR, v ostatních dvou případech je obousměrné propojení. V budoucnu se plánuje výstavba obousměrné trasy mezi ČR a Rakouskem, ČR a Polskem. Kapacity všech hraničních profilů jsou uvedeny v následující tabulce.

Profil	Vstupní kapacita do ČR [mld. m ³ /rok]	Výstupní kapacita z ČR [mld. m ³ /rok]
SK-CZ	50,5	28,1
PL-CZ	0,0	1,0
DE-CZ	68,5	49,5
Kapacita HPS	119,0	78,6

Tabulka 6 Kapacity hraničních profilů [14]

Rozdíl hodnot uvedených v tabulce nahoře a na obrázku *Propojení plynárenských soustav* může být způsoben hraničními předávacími místy v distribučních soustavách.



Obrázek 4 Propojení plynárenských soustav [12]

3.1.1 Subjekty trhu se ZP

Držitelem výlučné licence a provozovatelem přepravní soustavy je společnost NET4GAS, s.r.o. Na území České republiky jsou tři provozovatelé distribučních soustav. Přímou připojení k přepravní soustavě jsou: GasNet, s.r.o., Pražská plynárenská distribuce, a.s. a E. ON distribuce, a.s. Jejich působnost je zřejmá z obrázku *Působnost distribučních společností na území ČR*. Dalšími důležitými subjekty jsou provozovatelé zásobníků plynu, kteří jsou celkem čtyři:

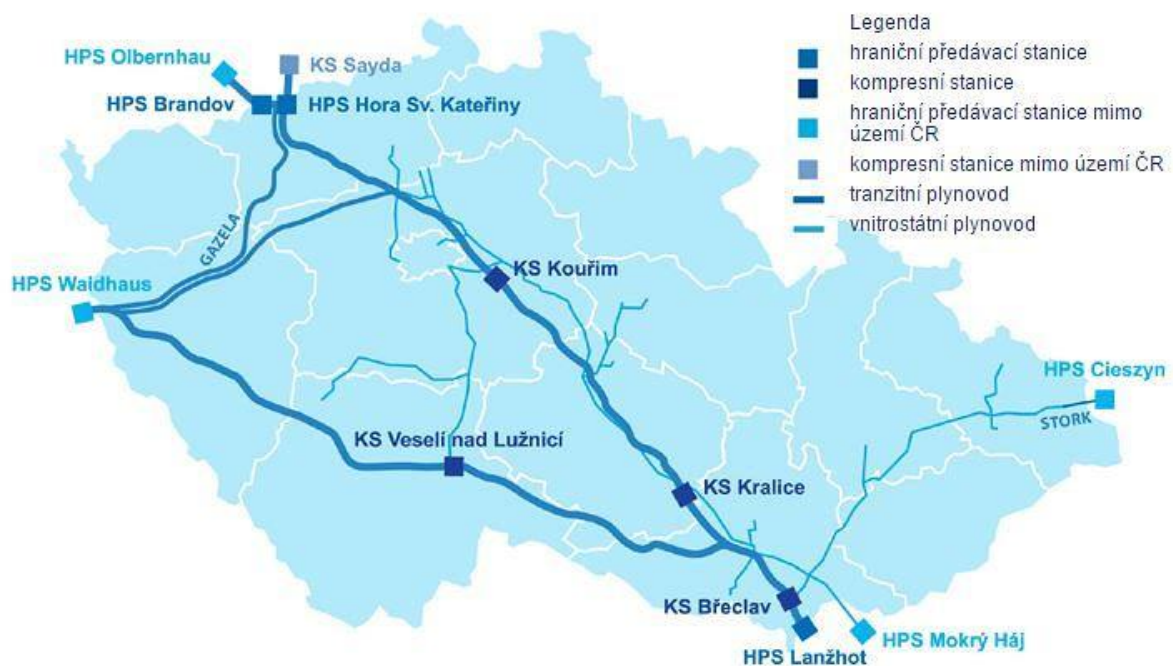
- innogy Gas Storage, s.r.o.,
- MND Gas Storage a.s.,
- Moravia Gas Storage a.s.,
- SPP Storage, s.r.o.



Obrázek 5 Působnost distribučních společností na území ČR [12]

3.1.2 Provozovatel přepravní soustavy v ČR

Společnost NET4GAS provozuje plynovody, jak pro mezinárodní tranzit, tak i pro vnitrostátní přepravu, celková délka je kolem 3 820 kilometrů.



Obrázek 6 Přepravní soustava ČR [15]

Soustavu lze rozdělit na čtyři větvi: severní (spojuje Lanžhot a Brandov/Horu Sv. Kateřiny), jižní (vede od Lanžhota do Waidhause), západní nebo taky Gazela (spojuje mezi sebou severní a jižní větví) a polsko-moravská (přepravuje plyn na Moravu a propojena s Polskou soustavou).

NET4GAS nevlastní plynovod Gazela, jeho vlastníkem je společnost BRAWA, a.s. a není k němu umožněn přístup třetích stran.

- HPS Brandov – hraniční předávací stanice na území ČR. Propojení CZ – DE. Německý plynovod připojený k Brandovu navazuje na NORD STREAM, kterým putuje zemní plyn z Ruska.
- HPS Hora Svaté Kateřiny – spojuje CZ – DE a je důležitým plynárenským uzlem z důvodu setkání více plynových společností v tomto bodě.
- HPS Waidhaus – další bod propojení CZ – DE provozovaný na německém území.
- HPS Lanžhot – slouží k obousměrné přepravě plynu na hranice CZ – SK.
- HPS Cieszyn – předávací stanice CZ – PL na polské straně. Směr toku je možný jen z ČR. [15]

3.1.3 Zásobníky plynu v ČR.

Spotřeba plynu v průběhu roku není konstantní, v zimním období je mnohem větší než v letním. Pokud by plynárenská soustava byla dimenzovaná na spotřebu v jednom ze dvou období, došlo by buď k naddimenzování a ve výsledku k neefektivnímu využívání po dlouhou dobu roku nebo k poddimenzování, což by vedlo k nedostatku plynu v období topné sezony. Právě pro účely vyhlazování a sezonního vyrovnávání se používají zásobníky plynu. Dalšími výhodami využívání zásobníku mohou být: pokrytí neočekávaných špiček spotřeby, ekonomická efektivita (plyn bude nakoupen za nižší ceny, uskladněn a v období vyšších cen vytěžen a použit) a v neposlední řadě energetická bezpečnost.

Na území České republiky je celkem devět zásobníků plynu, osm z nich je připojeno do tuzemské soustavy a zásobník Dolní Bojanovice je napojen na slovenskou síť. Seznam zásobníků a jejich technické parametry jsou uvedeny v tabulce níže.

Provozovatel zásobníku plynu	Zásobník plynu	Celkový provozní objem [GWh]	Maximální technická těžební kapacita [GWh/d]	Maximální technická vtláčecí kapacita [GWh/d]
MND Gas Storage, a.s.	Uhřetice 1 a 2	3 500,5	128,0	65,0
Moravia Gas Storage, a.s.	Dambořice	3 200,0	80,1	48,1
innogy Gas Storage, s.r.o.	Tvrdonice Dolní Dunajovice Štramberk Lobodice Třanovice Haje	28 910,8	443,2	381,3
SPP Storage, s.r.o.	Dolní Bojanovice	6 117,1		

Tabulka 7 Technické parametry zásobníků v ČR [16]

Celkový provozní objem českých zásobníků je kolem 35 600 GWh, což je docela slušné číslo i v evropském měřítku, například spotřeba ČR v roce 2018 byla 87 306 GWh, to znamená, že objem plynu ze zásobníků by byl schopen pokryt cca 35–40 % roční spotřeby státu.

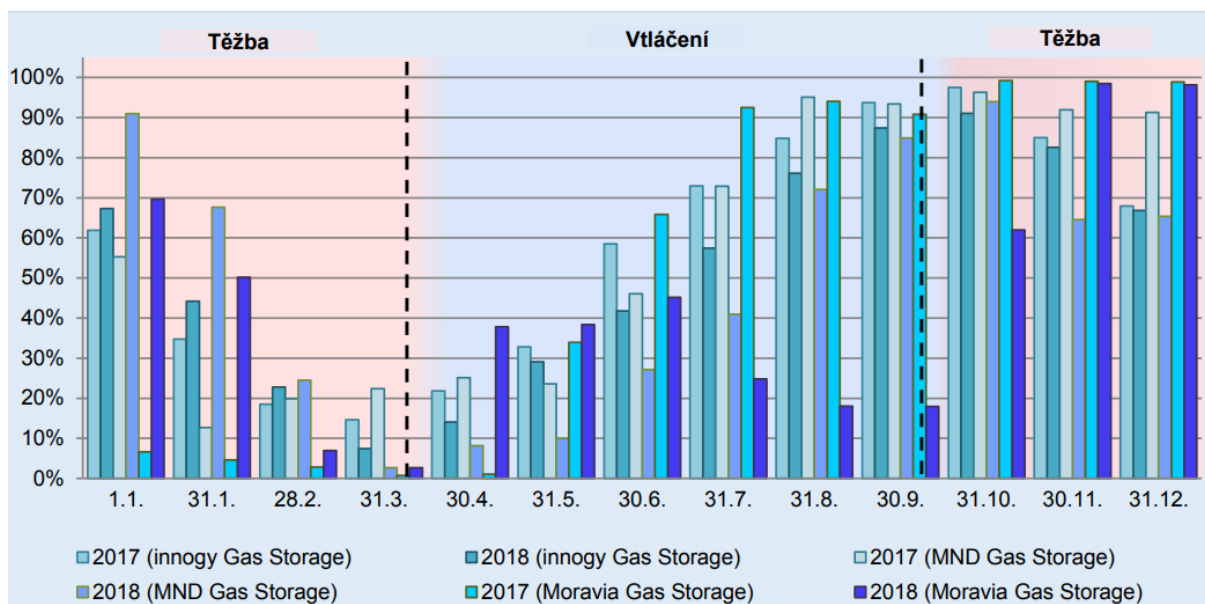
	2014	2015	2016	2017	2018
Tok plynu ze zásobníků [mil. m ³]	2 146,4	2 803,3	2 783,0	2 383,4	2 940,9
Tok plynu do zásobníků [mil. m ³]	2 130,9	2 656,4	2 639,4	2 808,6	2 915,4
Saldo ze/do [mil. m ³]	15,5	146,9	143,6	- 425,2	25,5

Tabulka 8 Toky plynu do a ze zásobníků v ČR [12]

Z údajů uvedených v tabulce nahoře je vidět toky do a ze zásobníků za posledních pět let. V roce 2017 výjimečně došlo k tomu, že objem vtlačení převyšoval objem vytěžený za stejné období. Podle konvenční dohody obvykle těžba ze zásobníků začíná kolem 1.10., důležité je, aby zásobníky plynu před topnou sezonou byly naplněny co nejvíce, nejlépe na 100 %. Pokud toto opatření nebude dodržováno, zvyšuje se riziko toho, že na konci skladovacího roku by v případě potřeby nebylo možné těžít s maximálním výkonem. Míry naplněnosti před a po těžební sezoně a průběh zásobování a těžby v letech 2017–2018 jsou uvedeny v následující tabulce a obrázku.

Subjekt	Stav zásobníku v [%] k 30.09.2017	Stav zásobníku v [%] k 31.03.2018
innogy Gas Storage, s.r.o.	93,75	7,42
Moravia Gas Storage, a.s.	90,87	2,69
MND Gas Storage, a.s.	93,69	2,66

Tabulka 9 Stav zásobníků v před a po těžební sezoně ČR [17]



Obrázek 7 Míra naplnění zásobníků plynu v ČR (2017-2018) [17]

Cena za služby zásobníku plynu není regulovaná ze strany ERÚ. Legislativní rámec vyžaduje umožnění přístupu k zásobníku pro účastníky trhu za aukční ceny. Provozovatel zásobníku plynu vyhlásí elektronickou aukci, pro kterou udává minimální cenu a celkovou nabízenou kapacitu, která je reprezentovaná provozním objemem (obvykle v MWh), maximálním

těžebním výkonem (MWh/den) a maximálním vtlačení výkonem (MWh/den). Pokud suma všech poptávek přesahuje nabízenou kapacitu, pokračuje se v dalším kole s vyšší cenou do té doby, až celková poptávka nebude shodná nebo menší než nabídka. Cena bude pro všechny stejná, a to cena z předposledního kola. V případě že v posledním kole celková poptávka bude menší než nabízené množství, zbytek se rozdělí poměrově mezi poptávajícími z předposledního kola, jejichž potřeby nebyly uspokojeny v plné míře.

3.1.4 Operátor trhu ČR

Na základě licence přidělené ERÚ činnost operátoru trhu s plynem na území ČR výkonová OTE, a.s., kde stoprocentním vlastníkem je stát. Některé úkoly operátoru trhu jsou:

- organizace krátkodobých trhu s plynem,
- vyhodnocování odchylek jak jednotlivých subjektů zúčtování, tak i za soustavu ČR celkem,
- na základě vyhodnocení odchylek zajistit zúčtování a vypořádání odchylek SZ,
- zpracování a zveřejňování zpráv o trhu s plynem ČR,
- registrace účastníku trhu,
- poskytování informace účastníkům trhu.

Krátkodobé trhy se skládají ze dvou: vnitrodenní trh s plynem a trh s nevyužitou flexibilitou, parametry uvedeny na obrázku níže. [14]

	vnitrodenní trh s plynem	trh s nevyužitou flexibilitou
forma trhu	kontinuální párování	aukční princip
obchodní perioda	1 den	1 den
minimální množství	0,1 MWh	0,001 MWh
maximální množství	99 999,9 MWh	nedef.
množstevní krok	0,1 MWh	0,001 MWh
měna obchodování	EUR	Kč
místo dodání	VOB ČR	VOB ČR
minimální cena	0,01 EUR/MWh	0,01 Kč/MWh
maximální cena	4 000 EUR/MWh	99 999 Kč/MWh
cenový krok	0,01 EUR/MWh	0,01 Kč/MWh
nulová cena	NE	NE
čas otevření trhu	9:00 D-1	13:00 D+1
čas uzavření trhu	5:00 D+1	13:45 D+1

Obrázek 8 Parametry krátkodobých trhů ČR [14]

Roční zobchodované množství na vnitrodenním trhu je uvedeno v tabulce níže. Pro rok 2019 jsou uvedena data jen pro období leden–červenec. S vysokou pravděpodobností letos bude zobchodován největší objem minimálně za posledních 6 let.

Rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Celkový zobchodovaný objem [GWh]	662	2 228	2 088	3 747	3 059	2 573

Tabulka 10 Výsledky vnitrodenního trhu ČR (2014-2019) [14]

3.2 Plánované projekty ČR

Plánované projekty lze rozdělit do dvou skupin, z nichž jednou jsou vnitrostátní projekty, druhá jsou mezinárodní projekty, jejichž část dostala status PCI (Project of Common Interest). Projekt společného zájmu (PCI) je projekt, který má nadnárodní význam (např. přispívá k plnění dílčích nebo celoevropských cílů) a je definován v Nařízení Evropského parlamentu a rady EU č. 347/2013. PCI má obvykle speciální režim pro zjednodušení a urychlení povolovacích procedur. Může být částečně zafinancován ze strany EU. Aktuální výzvou na vnitrostátní úrovni je nutnost zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek zemního plynu v regionu střední a severní Moravy. Pro tyto účely jsou přepraveny dva projekty (projekt Moravia a projekt Moravia Capacity Extension). Realizován však bude jen jeden z nich.

3.2.1 Projekt Moravia

Předpokládaný rok zprovoznění je 2023. Hlavním cílem projektu je zvýšení vstupní kapacity do domácí zóny, zvýšení spolehlivosti přepravy a bezpečnosti dodávek plynu v oblasti střední a severní Moravy. Dále zvýšení vláčecí kapacity a následné využití zásobníků plynu, z nichž se většina nachází v tomto regionu. V současné době se provozovatelé zásobníků obávají možného poklesu tržní poptávky po uskladnění plynu. Pokles může být pravděpodobně způsoben zaprvé snížením volatility cen plynu v průběhu roku, za druhé vyhlazováním profilu spotřeby plynu, než bylo v minulosti. Očekávaná délka je cca 157 kilometrů, plánovaný nárůst kapacity 134–157 GWh/den. Projekt je závislý na realizaci projektu Česko – polského propojovacího plynovodu. [16]

3.2.2 Projekt Moravia Capacity Extension

Předpokládaný rok zprovoznění je 2022. MCE je samostatný vnitrostátní projekt, na rozdíl od Moravia není závislý na dalších plánech. Cíle projektu jsou úplně shodné s výše uvedenými. Přibližná délka úseku Tvrdonice – Bezměrov je 85 kilometrů, plánovaný nárůst kapacity je 158 GWh/den. [16]

3.2.3 Česko-polský propojovací plynovod (CPI)

Projektu je přisouzen status PCI a při výstavbě se uplatní princip CBCA, tj. přeshraniční dělení nákladů. Plánovaný rok zprovoznění je 2023. Propojení přepravní soustavy ČR a Polska má za cíl navýšit obousměrné přeshraniční kapacity. Na projektu se bude podílet NET4GAS, s.r.o. a z polské strany společnost GAZ – SYSTEM, S. A. Předpokládaná délka trasy na území ČR je přibližně 207 kilometrů. Česká část projektu CPI, se skládá ze dvou podprojektů:

- 1) Propojení Polsko – Česka republika (STORK 2)
- 2) Plynovod Tvrdonice – Libhošť a modernizace KS Břeclav

Za účelem úspor se tento projekt plánuje spojit s vnitrostátním projektem Moravia v úseku Tvrdonice – Libhošť. Plánovaný nárůst kapacit Polsko → ČR je 153 GWh/den a v obráceném směru je 219 GWh/den. Hlavními výhodami plynovodu jsou:

- integrace trhu zemního plynu s Polskem (podpora konkurence),
- dokončení propojení koridoru sever – jih pro přepravu plynu ve střední Evropě,
- diverzifikace tras a zdrojů dodávek plynu. [16]



Obrázek 9 Česko-polský propojovací plynovod (CPI) [16]

3.2.4 Obousměrné rakousko-české propojení (BACI)

Projektu je také přisouzen status PCI. Předkladateli projektu jsou NET4GAS, s.r.o. a GAS CONNECT AUSTRIA GmbH. Hlavním cílem je udělat první přímé propojení přepravních soustav ČR a Rakouska. Propojení plynovodu bude přes body: KS Břeclav (CZ) – Reintal (hranice CZ/AT) – Baumgarten (AT). Předpokládaný rok zprovoznění je 2023. Délka na straně ČR bude 12 kilometrů. Přibližný nárůst kapacity je nejméně 201 GWh/den. Přínosy projektu:

- integrace trhu umožní přímý přístup k CEGH Hubu v Baumgartenu,
- podpora likvidity plynárenských obchodních bodů,
- diverzifikace zdrojů a tras díky přímému připojení soustav s LNG terminály v Chorvatsku a Polsku. [18]

3.2.5 Capacity4Gas

Projekt realizuje společnost NET4GAS, s.r.o. Skládá se ze dvou částí (DE/CZ a CZ/SK). Cílem projektu je vybudovat novou plynovou infrastrukturu, která navýší přeshraniční kapacity s Německem a Slovenskem. Na hranice s Německem plynárenská soustava NET4GAS bude napojena na plánovaný plynovod EUGAL, kterým bude proudit ruský plyn severní cestou Nord Stream 2. Český provozovatel přepravní soustavy projektem Capacity4Gas zajistí potřebnou kapacitu pro tuzemskou spotřebu a také pro další tranzit do Slovenska. Rok zprovoznění DE/CZ v první fázi je 2019, druhé fáze v roce 2021. Pro CZ/SK to bude v roce 2020. Přibližný nárůst kapacity na hranicích DE/CZ je 665 GWh/den (1.fáze) a +454 GWh/den (2.fáze) na hranicích se Slovenskem je 333 GWh/den. Projekt posiluje tranzitní roli ČR. [16]

Project Capacity4Gas je opatření k možnému rozvoji evropské energetiky, těžba zemního plynu v Evropě klesá a spotřeba naopak roste. V budoucnu narůst poptávky po plynu bude ještě větší, protože se plyn považuje za přechodný zdroj energie na cestě k uhlíkové neutralitě plánované k roku 2050. Rozdíl mezi poptávkou a nabídkou bude potřeba zaplnit pomocí kombinace LNG a přepravy plynu klasickým způsobem. Mohlo by také ještě dojít k obratu stávajícího toku plynu (východ-západ). Pokud k tomu dojde, projekt Capacity4Gas bude schopen dodat část plynu z Německa tranzitem přes ČR, dále zásobovat Slovensko, Rakousko a Maďarsko.



Obrázek 10 Capacity4Gas DE/CZ [16]

3.3 Energetický Zákon č.458/2000 Sb.

Z Energetického zákona se dozvíme o dvou státních institucích v České republice, které se zabývají regulací, a dalšími činnosti v odvětví energetiky. Prvním je Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky, které plní funkci ústředního orgánu státní správy pro energetické odvětví. Dalším orgánem je Energetický regulační úřad, který plní funkci regulátora v energetice.

Hlavní účastníci trhu:

1. Operátor trhu – je akciová společnost, jejíž majoritním akcionářem je stát. Provádí svoji činnost na základě licence přidělené ERÚ na dobu neurčitou. Nesmí být držitelem jiné licence (na výrobu, distribuci, přepravu atd.). Základní povinnosti jsou organizace krátkodobých trhů, vyhodnocení a zúčtování odchylek subjektům zúčtování, registrace účastníků trhu, poskytování informací atd.
2. Výrobce plynu – má právo na připojení k přepravní nebo distribuční soustavě či zásobníku plynu. Licence se uděluje na 25 let. Má celou řadu povinností spojených s předáním informací provozovatelům přepravní a distribuční soustavy nutných k zajištění vzájemné provozuschopnosti. Jednou z dalších povinností je poskytovat operátoru trhu údaje o výši a průběhu dodávky plynu.
3. Provozovatel přepravní soustavy – je držitelem licence na dobu neurčitou. Musí být oddělený a nezávislý na výrobě a obchodu s plynem. Má právo na přístup do

zásobníků plynu, na informace od ostatních účastníků trhu. Je povinen zajistit řádný a spolehlivý provoz, obnovovat a rozvíjet přepravní soustavu. Dále má povinnost zajistit měření a dispečink.

4. Provozovatel distribuční soustavy – je obvykle připojen k přepravní soustavě nebo k jiné distribuční soustavě. Musí mít licenci na dobu neurčitou a na vymezenou oblast. Musí být nezávislý na jiných činnostech netýkajících se distribuce, přepravy a uskladňování plynu. Hlavním úkolem je dodržovat stanovenou kvalitu dodávek a služeb.
5. Provozovatel zásobníku plynu – je povinen zajistit bezpečný a spolehlivý provoz, údržbu, obnovu a rozvoj zásobníku plynu. Zajistit uskladňování plynu na základě uzavřené smlouvy. Musí být oddělen, stejně jako provozovatele přepravní a distribuční soustavy od ostatních činností.
6. Obchodník s plynem – je držitelem licence na obchodování s plynem na 5 let. Může nakupovat plyn a dále prodávat ostatním účastníkům trhu. Má právo na přístup do plynovodů a do soustav. Má řadu povinností vůči svým zákazníkům. Také předávat informace operátoru trhu.
7. Zákazník – může být připojen k přepravní nebo distribuční soustavě, sám si vybírá dodavatele plynu a musí uhradit podíl na oprávněné náklady na připojení. V případě, že zákazníkovi byl odmítnut přístup k distribuční nebo přepravní soustavě, má právo na zřízení přímého plynovodu. V případě zřízení přímého plynovodu je povinen předávat operátorovi trhu měsíční údaje o dodávce plynu, kterou zajišťuje v zahraničí nebo u výrobce plynu. Zákazník může být buď subjektem zúčtování odchylek, tedy odpovídá za odchylku, nebo přenášet odpovědnost na jiný subjekt zúčtování na základě smlouvy. [19]

3.4 Vyhláška č. 349/2015 Sb. “Vyhláška o Pravidlech trhu s plynem”

Každé odběrné místo zákazníka nese odpovědnost za odchylky. Zákazník může převést odpovědnost na jiný subjekt zúčtování. Prostřednictvím informačního systému operátora trhu, kam se zadává žádost a přebírající SZ, schvaluje přiřazení odpovědnosti. Celý proces je posuzován operátorem trhu. Stejně lze přenést celkovou odchylku SZ, v tomto případě k přebírajícímu SZ přejde flexibilita a hodnota bilančního účtu odchylek.

Odchylka subjektu zúčtování se počítá podle vzorce:

$$Odchylka = \sum Alokace Vst - \sum Alokace Výst - \sum Závazek dod + \sum Závazek odb$$

Operátor trhu přiděluje a vede každému subjektu zúčtování bilanční účet odchylek, jeho hodnotu lze spočítat podle vzorce:

$$HBÚ_t = HBÚ_{t-1} + DO_t + DVM_t,$$

kde

$HBÚ_t$ je hodnota bilančního účtu za daný plynárenský den,

$HBÚ_{t-1}$ je hodnota bilančního účtu z předchozího plynárenského dne,

DO_t je denní odchylka za daný plynárenský den,

DVM_t je denní vyrovnávací množství za daný plynárenský den.

Odchyłka nemusí být vypořádaná subjektem zúčtování, pokud se vejde do poskytované flexibility operátorem trhu. V bodech, na které je použito pravidlo, kdy hodnota nominace je považovaná za hodnotu dodanou, se flexibilita neposkytuje. Nevyužitá flexibilita může být zobchodována prostřednictvím provozovatele přepravní soustavy na krátkodobém trhu. Operátor trhu organizuje trh s nevyužitou flexibilitou. Jedná se o trh, na kterém SZ mohou obchodovat přímo mezi sebou. Jedna strana vstupuje na krátkodobý trh za účelem prodat svoji nevyužitou flexibilitu za finanční prostředky, druhá strana se snaží vypořádat odchyłky, které překračují svou flexibilitu. Z pohledu provozovatele přepravní soustavy, pokud nastane systémová odchyłka (suma denních odchyłek SZ), která by se stala příčinou vyrovnávací akce PPS, tak v tomto případě subjekt zúčtování za tuto odchyłku zaplatí.

Druhým krátkodobým trhem, který organizuje operátor trhu, je vnitrodenní trh. Otevírá se v 9:00 hodin D-1 (předcházející den dodávky) a uzavírá se v 5:00 D+1, což je hodina před koncem plynárenského dne. Jednotkou obchodování je dodávka či odběr na jeden plynárenský den. Minimální obchodovatelné množství je 0,1 MWh a obchoduje se v eurech. Na rozdíl od trhu s nevyužitou flexibilitou, kde obchod probíhá na základě aukčního principu, na vnitrodenním trhu se jedná o kontinuální obchodování. Operátor trhu každý den zveřejňuje index krátkodobého trhu za předchozí plynárenský den.

Může nastat situace, při které zákazník bude mít více než jednoho smluvního dodavatele. A to v případě, že SZ, který dodává plyn zákazníkovi, nenese odpovědnost za odchyłku v jeho odběrném místě. Tuto dodávku musí uskutečnit předáním plynu SZ odpovědnému za odchyłku v odběrném místě, na základě vzájemné smlouvy mezi dodavatelem plynu a zákazníkem.

Každý subjekt zúčtování musí poskytnout operátorovi trhu finanční zajištění plateb ve výši předvídatelných rizik souvisejících s činnostmi SZ. Pokud SZ nemá dostatečné finanční zajištění plateb pro zaregistrování obchodu, operátor trhu takový obchod nezaregistruje. [20]

3.5 Poplatky

V této kapitole je popsáno, jaké poplatky a v jaké výši jsou spojeny se zemním plynem.

3.5.1 Daň ze zemního plynu v ČR

Podle zákona č.261/2007 Sb. « Zákon o stabilizaci veřejných rozpočtu »plátcem daně je:

- dodavatel, který na daňovém území dodal plyn konečnému spotřebiteli,
- provozovatel přepravní soustavy, provozovatel distribuční soustavy a provozovatel podzemního zásobníku plynu.

Podle 45. části §4, zemní plyn jako předmět daně podle toho, za jakým účelem byl použit, je rozdělen:

- a) určený k použití, nabízený k prodeji nebo pro jiné účely, s výjimkou plynu uvedeného v odrážce b)
- b) určený k použití, nabízený k prodeji nebo používaný pro výrobu tepla bez ohledu na způsob spotřeby tepla.

Výše daně se vypočítá vynásobením základu daně sazbou daně. Základem daně je množství plynu v MWh spalného tepla. Sazba daně, která se týká zemního plynu jako předmětu zdanění podle §4a) je od 1. 01. 2018 do 31. 12. 2019 je 136,8 Kč/MWh a od 1. 01. 2020 bude sazba 264,8 Kč/MWh. Dále podle §4b) je sazba 30,6 Kč/MWh. Od daně je osvobozen plyn určený k použití, nabízený k prodeji nebo použitý: pro výrobu tepla v domácnostech a domácích kotelnách, k výrobě elektřiny, pro KVET, který splňuje podmínky min. účinnosti a dodávky tepla domácnostem. Dále dodavatel nabývá plynu bez daně za účelem jeho dalšího prodeje. Od daně je tedy osvobozen plyn maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. O vydání povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně rozhoduje správce daně. [21]

3.5.2 Ceny za služby operátora trhu v ČR

Všechny ceny, který budou ukázaný dále jsou bez DPH a jejich výše je stanovená dle Cenového rozhodnutí ERÚ. Poplatky za činnost OTE, a.s. pro subjekty zúčtování:

- za registraci SZ – 10 000 Kč,
- za činnost zúčtování – 1 000 Kč/měsíc.

Ceny týkající se účastníků krátkodobého trhu:

- za zobchodované množství plynu na vnitrodenním trhu – 0,3 Kč/MWh,
- za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích na trhu s plynem organizovaném operátorem trhu (REMIT) – 2 704 Kč/měsíc

Dodavatelé s přenesenou odpovědností za odchylku musí platit za poskytování skutečných hodnot účastníkům trhu, kteří nejsou subjekty zúčtování ve výši 1 000 korun měsíčně. Cenu za zúčtování spotřebovaného plynu jsou povinni hradit provozovatelé distribuční a přepravní soustavy ve výši 2,05 Kč/MWh. [22]

3.5.3 Ceny pro denní vyrovnávací množství

Ceny pro denní vyrovnávací množství se vypočítají podle Vyhlášky č. 349/2015 Sb.« Vyhláška o Pravidlech trhu s plynem ». Výpočet ceny se liší pro kladnou a zápornou systémovou odchylku.

Pro kladné denní vyrovnávací množství se za plynárenský den určí jednotková použitá cena jako nižší ze dvou cen. První je nejnižší cena za vyrovnávací akce provozovatele přepravní soustavy, u které došlo k předání plynu v příslušném plynárenském dni. Druhá je náhradní cena (v EUR/MWh) která se počítá vynásobením indexu krátkodobého trhu za plynárenský den a koeficientu snížení indexu krátkodobého trhu pro kladné denní vyrovnávací množství. Koeficient se v závislosti na hodnotě systémové odchylky pohybuje v intervalu 0,95 až 0,98.

Pro záporné denní vyrovnávací množství se za plynárenský den určí jednotková použitelná cena jako vyšší z následujících dvou cen. První cenou je nejvyšší cena za vyrovnávací akce provozovatele přepravní, u které došlo k předání plynu v příslušném plynárenském dni. Druhou je náhradní cena, která se počítá násobením indexu krátkodobého trhu za plynárenský den a koeficientu snížení indexu krátkodobého trhu pro záporné denní vyrovnávací množství určený v závislosti na hodnotě odchylky z intervalu 1,02 až 1,05. [20]

3.6 Cenová regulace v České republice.

Energetické podniky všude jsou přísněji regulovány na rozdíl od mnoha jiných průmyslových odvětví, ve kterých existuje řada konkurentů soutěžících o prodej stejného produktu, se distribuce a přenos elektřiny a zemního plynu považují za přirozené monopoly. Regulace je jedním ze způsobů, jak řešit monopolní postavení energetických společností. Tímto stát chrání zájmy spotřebitelů a překáží zneužívání postavení na trhu.

V České republice se touto činností zabývá Energetický Regulační Úřad, který zpracovává zásady cenové regulace. V současné chvíli od 1. ledna 2021 platí pravidla pro V. regulační období. Používají se dvě základní metody regulace cenového stropu (price cap) a příjmového stropu (revenue cap). Jak je zřejmé z názvů těchto metod jedná omezují maximální možnou cenu za komoditu, druhá dělá totéž, ale pro příjmy. Cena vnitrostátní přepravy a distribuce plynu je regulována na principu příjmového stropu a cena za mezinárodní přepravu na základě cenového stropu.

Dále jsou rozebrány parametry regulace pro vnitrostátní přepravu a distribuce plynu. Základem je výpočet povolených výnosů (**PV**) podle následujícího vzorce:

$$PV = PN + O + Z + F_T,$$

kde

PN [kč] je hodnota povolených nákladů,

O [kč] je hodnota povolených odpisů,

Z [kč] je zisk držitele licence,

F_T [kč] je parametr faktorů trhu.

Základna povolených nákladů (**PN**) se počítá jako aritmetický průměr ze skutečně dosažených ekonomicky oprávněných nákladů za poslední tři roky upravených o hodnotu profit/loss sharingu ještě se upraví eskalačním faktorem a faktorem efektivity. Pro stanovení základní PN v prvních letech V. regulačního období, kde do výpočtu budou vstupovat hodnoty z IV. regulačního období se použijí skutečně dosažené náklady očištěné o mimořádné náklady (náklady nesouvisející s pravidelnou činností držitele licence, vzniklé mimořádně atd.). Pro zajištění lepší předvídatelnosti a vyrovnaní se na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady se aplikuje profit/loss sharing. [23]

Povolené odpisy (**O**) se vypočítají s použitím odpisových sazeb a minimálních dob životnosti podle platných norem. Hlavním úkolem povolených odpisů je, aby držitel licence pomoci nich byl schopen obnovit a zajistit financování dalšího majetků potřebného k činnosti. Pokud dojde k značnému rozdílu mezi skutečnou a plánovanou hodnotou úřad má právo tuto hodnotu rozdílu podělit mezi dalšími lety a upravit hodnoty plánovaných odpisů. [23]

Regulační báze aktiv (**RAB**) je to hodnota všech aktiv držitele licence, který byli uznány ERÚ jako potřebné pro výkon činnosti společnosti. Pro V. regulační období u provozovatelů s koeficientem přecenění větším nebo rovným 1 bude RAB_0 roven skutečné hodnotě ZHA_{2019} (zůstatková hodnota aktiv) upravené o plánovaný přírůstek na rok 2020. Během V.

regulačního období u všech provozovatelů mělo by dojít k vyrovnání hodnot RAB a ZHA. RAB je taky základem pro výpočet povoleného zisku. Dalším parametrem je zisk (**Z**), který se vypočítá vynásobením hodnoty RAB a míry výnosností. Společnost vykonává svou činnost kromě ostatního ještě i za účelem zisku, který podle Energetického zákona musí být přiměřený. Kvůli tomu hodnota zisku je stanovena pomocí váženého průměru nákladů na kapitál (WACC). Pro V. regulační období pro odvětví plynárenství nominální hodnota WACC před zdaněním je 6,43 % (při podílu cizího kapitálu 48,89 %). [23]

Energetika je strategicky důležitým odvětvím ekonomiky proto regulována nejen státem, ale i nadřízenými orgány Evropské Unii. Často kvůli změně legislativy nebo implementaci evropských kodexů vznikají pro držitele licenci mimořádné náklady. Právě tyto náklady v rovnici pro výpočet povolených výnosů zohledňuje parametr faktorů trhu (**F_T**). Po uznání takto vzniklých nákladů regulačním úřadem, ekonomické oprávněné náklady budou zahrnuty do PV ex-post (budou zahrnuty v cenách pro následující rok). [23]

Pro určení hodnoty upravených povolených výnosů (**UPV_{ppi}**) pro vnitrostátní přepravu plynu se používá další vzorec:

$$UPV_{ppi} = PV_{ppi} + KF_{ppi} ,$$

kde

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

PV_{ppi} [kč] je hodnota povolených výnosů PPS pro regulovaný rok *i*,

KF_{ppi} [kč] je korekční faktor pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok *i*.

Upravené povolené výnosy (**UPV_{dpi}**) za služby distribuční soustavy jsou stanoveny podle vztahu:

$$UPV_{dpi} = PV_{dpi} + NZ_{dpi} + ND_{dppli} + KF_{dpi} + N_{dpppli} ,$$

kde

i [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

PV_{dpi} [kč] je hodnota povolených výnosů PDS pro regulovaný rok *i*,

NZ_{dpi} [kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu v DS pro regulovaný rok *i*,

ND_{dppli} [kč] jsou plánované náklady na nákup distribuce pro regulovaný rok *i* od jiných PDS,

KF_{dpi} [kč] je korekční faktor pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok *i*,

N_{dpppli} [kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenského zařízení pro regulovaný rok *i*.

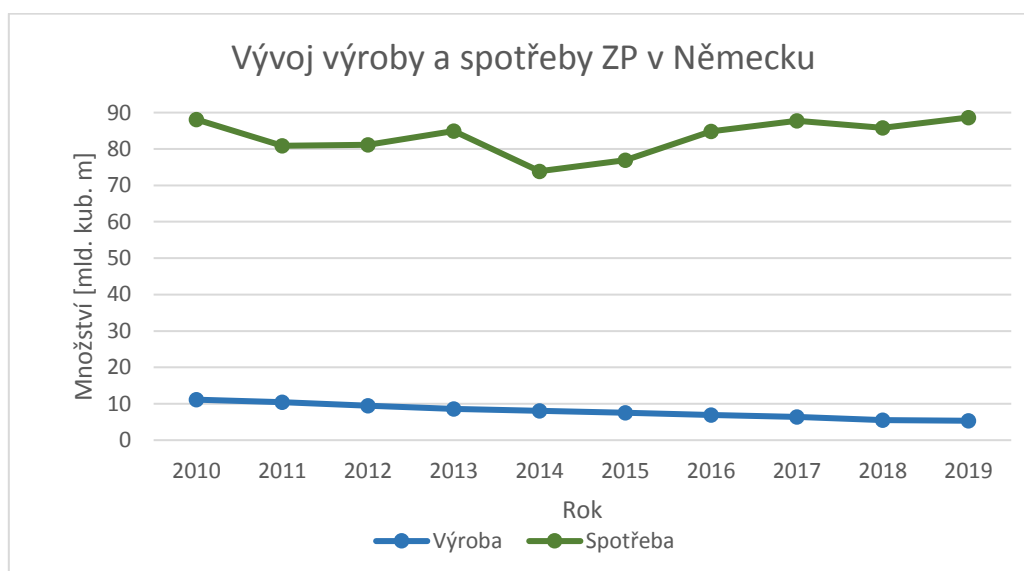
Jak již před tím bylo zmíněno oblast mezinárodní přepravy plynu je regulováno podle principu price cap. Pro každého je jasným že nemá cenu budovat zvláštní plynovou soustavu pro vnitřní

a mezinárodní přepravu plynu, proto se používá jediná soustava pro oba účely. Dále pro rozdělení nákladů, odpisů a dalších parametrů vstupujících do výpočtů povolených výnosů a cílových výnosů (tranzit) je zapotřebí určit nějaký rozdělovací mechanismus. Právě v V. regulačním období došlo ke změně alokačního mechanismu a nyní dílčí části infrastruktury mají svůj individuální alokační klíč. Když v minulosti se používal jednotný alokační klíč pro celou tranzitní část přepravné soustavy na celé regulační období. [23]

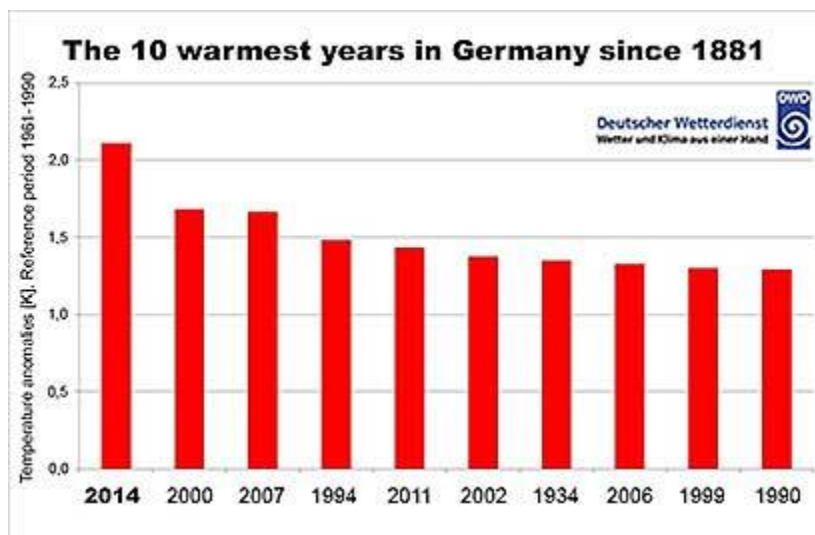
4 Trh s plynem v Německu.

V německé energetické struktuře druhým nejdůležitějším primárním zdrojem energie je zemní plyn. Na trhu s plynem Německo je jedním z největších dovozců ZP v Evropě. Domácích zásob je malé množství a vnitřní těžbou v současné době lze pokrýt jen 4–5 % spotřeby. Přeprava zemního plynu do Německa v současné době probíhá jen pomocí plynovodů, LNG terminály s připojením k německé plynové síti dosud neexistují.

Na následujícím Graf 7 je zobrazeno porovnání vlastní těžby a spotřeby za posledních deset let. Neustále se snižuje výroba nejen za období vynesené do grafu, ale na mnohem delším časovém úseku cca 20 let. Je vidět, že spotřeba má mírně rostoucí trend s výjimkou roků 2014 a 2015. Jak už jsem zmiňoval spotřeba zemního plynu závisí na více faktorech, například, počasí v zimě, celková ekonomická situace, cena ZP, cena emisních povolenek atd. Tady musím říct, že podle vyhodnocení meteorologických stanic v lednu a únoru 2014 nemělo Německo prakticky žádné skutečné zimní počasí. Rok 2014 byl nejteplejším rokem a překonal rekord z roku 2010.

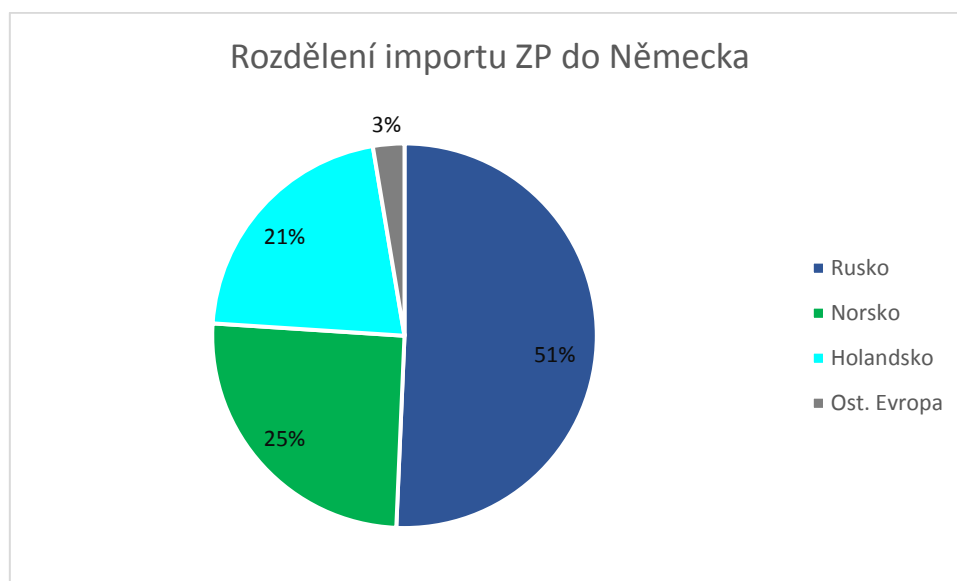


Graf 7 Vývoj výroby a spotřeby ZP v Německu (2010-2019). Data [9]



Obrázek 11 Roky s nejteplejším počasím v Německu. Zdroj [24]

Zemní plyn do Německa přichází převážně z Ruska, Norska a Holandska, procentuální rozdělení importu pro rok 2019 je znázorněno na následujícím Graf 8.



Graf 8 Rozdělení importu ZP do Německa v roce 2019. Data [9]

Celkem v roce 2019 do Německa bylo přepraveno 109,6 miliard krychlových metrů zemního plynu: z Ruska 55,6 miliard m³, z Norska 27,8 miliard m³, z Holandska 23,4 miliard m³. Německo je jedním z největších a nejdůležitějších partnerů společnosti Gazprom, která má výhradní právo na export zemního plynu z Ruska. Většina velkých kontraktů mezi Gazpromem a německými energetickými skupinami končí mezi roky 2030–2035. Vzájemná výměna aktivů mezi Gazpromem a Wintershall Holding GmbH byla dokončena v roce 2015. Díky čemu došlo k zvýšení podílů do 100 % Gazpromu v společnostech zabývajících se prodejem a zásobováním zemního plynu v Evropě, například, WINGAS GmbH.

4.1 Plynárenská infrastruktura.

Meziregionální přepravu plynu řídí 15 TSO zároveň na území Německa existuje kolem 750 provozovatelů regionální distribuční sítě pro plyn. Celá síť je dlouhá více než 530 000 km, která se skládá z přenosových soustav celkem kolem 40 000 km a z distribuční sítě o délce cca 470 000 km.

4.1.1 Tržní oblasti.

Na rozdíl od České republiky v Německu se plyn prodává ve dvou kvalitách, H-Gas je plyn s vyšší výhřevností a L-Gas s menší. Jejich složení se velmi liší, proto aby plynové zařízení správně fungovalo musí být navrženo na jeden určitý druh plynu, nemohou být dodávány jedním potrubním systémem.



Obrázek 12 Mapa dodávek plynu v Německu. Zdroj [25]

Jak je vidět z Obrázek 12 oblast dodávek L-plynu je poblíž hranici s Nizozemskem, odkud část tohoto plynu dovezena zbytek tvoří vlastní těžba. L-plyn je jedním z úzkých míst německého trhu s plynem. Za první, rychlé klesají objemy domácí produkce. Za druhé, zásoby plynu v Groningenu (oblast v Nizozemsku kde těží se plyn dodávaný do Německa) dochází. Do roku 2012 se předpokládalo, že výroba bude klesat postupně a prodej nebude ukončen dříve než

v roce 2030. Tyto předpoklady se změnili po prvním silném zemětřesení v roce 2012 v důsledku čehož podle rozhodnutí nizozemského soudu a požadavku vlády výroba v Groningenu byla snížena na polovinu (21,6 miliard m³). Po dalším zemětřesení v roce 2018 bylo rozhodnuto o snížení výroby plynu na maximálně 12 miliard m³ ročně. [26] Na základě výše uvedeného bylo rozhodnuto o transformaci tržní oblastí z L-plynu na H-plyn, která už probíhá v současné době. Dodatečné vybavení, které je potřebné pro přechod pro dotčené domácnosti “bezplatné”. V uvozovkách, protože veškeré náklady, které vzniknou provozovateli sítě budou přeneseny na všechny uživatele sítě po celém Německu.

Německý trh je daleko větší než český, a to jak z pohledu celkového počtu zákazníků, tak i počtu dodavatelů. Tak německý trh se dělí nejen podle kvality dodávaného plynu, ale také na tržní (obchodní) oblasti, kterých do roku 2011 bylo kolem dvaceti. Dnes existuje pouze dvě obchodní zóny: GASPOOL (severní a východní Německo) a NetConnect Germany (NCG, jižní a západní Německo). V každé obchodní zóně existuje svůj VTP (virtuální obchodní bod).



Obrázek 13 Obchodní oblasti v Německu. Zdroj [27]

Na trzích působí holdingové společnosti (vyrovnávací skupiny) GASPOOL Balancing Services GmbH a NetConnect Germany GmbH & Co. KG, které koordinují činnosti provozovatelů plynových sítí v příslušné oblasti, mají na starost bilancování a energetickou kontrolu. Vyrovnávací skupiny zpracovávají obchodní transakcí. Jejich správa kontroluje, zda množství, které odesílatel zakoupil virtuálně, odpovídá množství, které výrobce dodal do sítě. V případě nerovnováhy probíhá kompenzace, zároveň se kontroluje rovnováha celé tržní oblasti. Vyrovnávací skupiny tak představují spojení mezi virtuálním a fyzickým světem obchodování

s plynem a dodávkou energie. Pro provádění různých operací s ZP přes VTP musí obchodník s plynem uzavřít vyrovnávací smlouvu s odpovědným koordinátorem vyrovnávací skupiny nebo použít sublicence. Do října 2021 dvě oblasti mají být sloučený. Jednou z výhod plynoucích z sloučení je, že vyrovnávací skupiny budou mít jen jednu protistranu v rámci státních hranic, dříve oddělené sítě budou tvořit jednu vyrovnávací zónu. [28]

4.1.2 Provozovatele přepravní soustavy.

Německý trh s plynem má jednu z nejsložitějších infrastruktur v Evropě a liší se svou strukturou od ostatních států. Je to dáno tím, že sítě historicky nebyly primárně organizovány státem, ale spolu rostly v soukromém sektoru. Je to vidět i na počtu provozovatelů přepravních soustav, kterých v Německu je 15-16, ve Francii dva, v Česku jen jeden provozovatel.

1. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Společnost je účastníkem trhu s plynem v Nizozemsku a Německu. Na území severní části Německa provozuje kolem 3 800 kilometrů vysokotlakých vedení. Gasunie účastní se na severoevropském plynovodu, který přes přeshraniční předávací stanici Greifswald navazuje na ruský plynovod Nord Stream. [29]

2. NEL Gastransport GmbH

NEL provozuje jeden z největších plynovodů na zemní plyn v severozápadní Evropě o jmenovitém průměru 1 400 mm. Na Severoevropském plynovodu spolupracuje s dalšími TSO. Celková délka sítě NEL Gastransport GmbH je 441 kilometrů. [30]

3. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Společnost provozuje přepravní síť OPAL s celkovou délkou 473 kilometrů a s kapacitou 36 miliard krychlových metrů ročně. Potrubí vede z Baltského moře směrem na jih k české hranici (Obernau/Brandov). [31]

4. GASCADE Gastransport GmbH

Síť GASCADE skládá se z menších potrubí (STEGAL, MIDAL, RHG, WEDAL, JAGAL, NOWAL a EUGAL) její souhrnná délka je 2900 kilometrů. Hlavními vstupními body do sítě jsou Lubmin a Lubmin 2. Pro přijímání zemního plynu z Nord Stream 2 byla postavena předávací stanice Lubmin 2 s roční kapacitou 60 miliard kubických metrů. [32]

5. Gastransport Nord GmbH (GTG)

GTG je provozovatelem přepravní sítě výhradně na L-plyn. Síť připojena k přeshraniční stanici Oude Statenzijl (Holandsko). Celková délka je 323 kilometrů. Podle rozvojových plánů pro zachování bezpečnosti dodávek, společnost bude muset předělat soustavu na H-plyn. [33]

6. ONTRAS Gastransport GmbH

Společnost provozuje rozsáhlou síť s celkovou délkou kolem 7 500 kilometrů. ONTRAS přepravuje největší množství biometanu ve své infrastruktuře, 17 % objemu biometanu v Německu. V současné době je k síti připojeno 22 bioplynových stanic. [34]

7. Fluxys TENP GmbH

Společnost zajišťuje přepravu plynů ze severu na jih a ze jihu na sever Německa, propojena s nizozemskou, belgickou a švýcarskou sítí v obou směrech. Má přístup

k belgickému LNG terminálu Zeebrugge a francouzskému terminálu Dunkirk prostřednictvím belgické sítě. [35]

8. GRTgaz Deutschland GmbH

Přenosová síť společnosti spojuje německou soustavu se sousedními přes body: Oberkappel (Rakousko), Waidhaus (Česko) a Medelsheim (Francie). Potrubní systém společnosti je složen ze dvou linek: MEGAL NORD (sever) a MEGAL SUD (jih) s celkovou délkou 1 161 kilometrů. [36]

9. terranets bw GmbH

Společnost provozuje přepravní síť délkou kolem 2 000 kilometrů. Potrubí je spojeno s dalšími německými TSO a se švýcarskou soustavou. Hlavně působí v oblasti Baden-Württemberg. [37]

10. bayern ets GmbH

Společnost má rozsáhlou síť v jižním Bavorsku o celkové délce cca 1 600 kilometrů. [38]

11. Ferngas Netzgesellschaft GmbH

Přenosová síť společnosti je dlouhá 214 kilometrů a nachází se v oblasti Thüringen (Durínsko). [39]

12. Nowega GmbH

Společnost zajišťuje přepravu plynu v oblasti Niedersachsen (Dolní Sasko), provozuje síť o délce 1 500 kilometrů. [40]

13. Open Grid Europe GmbH

Společnost provozuje největší plynárenskou soustavu v Německu o délce 12 000 kilometrů. V současné době se zabývá postupnou přeměnou infrastruktury pro L-plyn na H-plyn. [41]

14. Thyssengas GmbH

Délka provozovaných plynovodů je 4 179 kilometrů. Společnost provozuje síť jak na L-plyn tak i na H-plyn. [42]

Sektor přepravy na ZP je organizován jako soukromý obchodní sektor, avšak většinu provozovatelů distribučních soustav a část provozovatelů přenosových soustav vlastní obce a místní komunity.

4.2 Regulace trhu v Německu.

Regulace trhu s plynem v první řadě má za cíl zajistit existence bezpečného a stabilního sektoru ZP. Jedním z dalších cílů je, aby tento sektor byl nákladově efektivní z hlediska hospodářské soutěže, také současně přispíval k splnění celkových cílů v oblasti klimatu. Vnitrostátní energetická politika je ovlivněna do značné míry směrnicemi a nařízeními Evropské Unie.

Celkem energetický sektor spadá pod vedení **Federálního ministerstva hospodářství a energetiky (BMW)**. Zásadním orgánem ministerstva, který prosazuje zákony a předpisy o energetickém průmyslu je **Federální síťová agentura (BNetzA)**.

Nejdůležitějšími zákonnými akty, podle kterých se řídí trh se zemním plynem v Německu jsou:

- **Zákon o energetickém průmyslu (EnWG** – Gesetz über die Elektrizitäts und Gasversorgung),
- **Nařízení o přístupu k plynárenským sítím (GasNZV** – Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen),
- **Nařízení o poplatcích za přístup do sítí pro zásobování plynem (GasNEV** – Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen),
- **Nařízení o pobídkové regulaci energetických sítí (ARegV** – Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen).

Obecně sektory těžby, dovozu a dodávek plynu jsou méně regulovaný než odvětví přepravy, distribuce a skladování ZP. Poslední odvětví nejsou přímo regulováno sazbami, ale různé ustanovení a nařízení omezují vliv provozovatelů zásobníků na smluvní podmínky. Co se týče sektoru dovozu tak v dubnu 2019 přijal Evropský parlament směrnici (2019/692) její cílem je zajistit, aby všichni provozovatele plynovodu do EU obecně dodržovali se pravidel EU, jako jsou požadavky na oddělení a přístup třetích stran. Kvůli čemuž bylo zahájeno soudní řízení proti společnostem akcionářům plynovodu Nord Stream 2.

4.2.1 Zákon o energetickém průmyslu (EnWG).

Zákon nejprve dává definice všech účastníků trhu, například, kdo je podle zákona provozovatel plynárenské sítě, provozovatelem plynárenské distribuční sítě a také definuje co může být považováno za bioplyn atd.

Podle §4 provozovatel energetické sítě musí splnit určité podmínky a po podání žádosti, čekat na udělení povolení do 6 měsíců od příslušného organu podle státního práva.

Z §7 plyne, že vertikálně integrovaný společnosti dodávající energii musejí zajistit, aby provozovatele distribučních a přepravních sítí, který jsou jejich součástí, byli právně a ekonomické nezávislé na jiných činnostech společnosti. Také zakazuje osobám, kteří oprávněny činit konečná rozhodnutí v řízení PDS a PPS, patřit do vertikálně integrované společnosti, která přímo nebo nepřímo odpovědná za operace v oblastech těžby, výroby nebo prodeje energie. Zvláštním požadavkem pro PPS podle §8 je že PPS musí být vlastníkem této sítě přímo nebo prostřednictvím účasti. Dále v §11 jsou popsány povinnosti provozovatelů sítí pro zásobování energií, například, povinnost provozovat, udržovat a optimalizovat, posilovat a rozšiřovat síť nediskriminačním způsobem, pokud je to ekonomické přiměřené. Další povinnosti, kterou ukládá §12 pro PPS je, že každé dva roky musí provozovatel vypracovat společný rámec scénářů a plán rozvoje sítě s ohledem na cíle energetické politiky německé vlády po dobu příštích 10–15 let.

Podle §17 provozovatel energetické sítě musí připojit konečného spotřebitele, systémy výroby a skladování, obdobné plynové zásobovací sítě za vhodných a nediskriminačních technických a ekonomických podmínek. Výjimkou jsou provozovatele sítě pro dodávku L – plynu, v tomto případě musí žádoucí o připojení strana prokázat, že připojení k H sítí je nemožné nebo nepřiměřené z ekonomických a technických důvodů, jinak provozovatel má právo žádost odmítnout.

Podmínky a poplatky za přístup do sítě jsou popsány v §21. Podle kterého podmínky a poplatky musí být přiměřené, nediskriminační, transparentní a nesmí být méně výhodné, než používají

operátoři sítí ve srovnatelných případech. Poplatky vycházejí z nákladů na provozní správu s navýšením pobídky pro účinné poskytování služeb a přiměřené rizikově upravené návratnosti použitého kapitálu. Nesmí být zohledněny náklady a složky nákladů, které nevznikly v hospodářské soutěži. Poplatky se za přístup do sítě stanovují metodou pobídkové regulaci, se specifikací horních limitů výše poplatku nebo limitu pro celkový výnos z poplatků za přístup k síti.

Dále §28 ukládá povinnost provozovatelům skladovacích zařízení poskytnout přístup za určitých podmínek, ale provozovatel může odmítnout přístup, pokud to není možné z provozních nebo jiných důvodů. V odstavcích a), b), c) rozebrány případy ve kterých společnosti provozující plynárenské potrubí, které propojují Německo a stát z třetí země, mohou mít výjimky a osvobození od použití §§8–10 e) a §§20–28 (oddělení vlastnictví, práva rozhodovat atd, ve vertikálně integrovaných společnostech) a za jakých podmínek.

Dalším důležitým pro trh s plynem paragrafem je §54, kde se zakládá, že úkoly regulačního orgánu plní Federální síťová agentura (BNetzA). Agentura je odpovědná za schválení tarifů za přístup do sítě, schválení nebo zákaz jednotlivých poplatků za přístup do sítě atd. Federální ministerstvo hospodářství a energetiky (BMWi) podle zákona je oprávněno vydávat předpisy. [43]

4.2.2 Nařízení o přístupu k plynárenským sítím (GasNZV).

Toto nařízení upravuje podmínky, za kterých provozovatele sítí udělují oprávněným osobám přístup do sítě. Hlavními body §§1–6 jsou smlouvy, který musí uzavřít přepravce nebo dodavatel plynu pro přístup k síti:

- Smlouva o přístupu k síti pro fyzicky k síti,
- Smlouva o vstupu/výstupu se uzavírá s provozovatelem vstupní/výstupní sítě,
- Smlouva s vyrovnávací skupinou pro vyvažování.

Přepravce by měl být zaregistrován u všech provozovatelů sítí se kterými má uzavřené smlouvy. Dále manažér vyrovnávací skupiny je povinen zaregistrovat se u manažera obchodní oblasti, na jehož trhu plánuje uzavírat smlouvy o vyvažování.

§5 ukládá za povinnost provozovatelů sítí převzít množství plynu poskytovaného zákazníkem přepravy na vstupních bodech tržní oblasti a předat je do výstupních bodů určených zákazníkem se stejným energetickým obsahem, ale nemusí být zachována identita plynu. PPS musí nabídnout volně přidělenou kapacitu, která umožní využít rezervované vstupní a výstupní kapacity bez určení přepravních cest.

Co se týče produktů, tak podle §11 provozovatele přepravních soustav musí nabízet kapacitní produkty (pevné i přerušitelné kapacity) na roční, čtvrtletní, měsíční a denní bázi i na vnitrodenní bázi. Podle §12 náklady na zřízení a provozování platformy pro rezervaci kapacity mohou být alokovány k poplatkům za síť.

Taký nařízení reguluje proces nominace a denominace kapacit, například, přepravci povinný své nevyužité kapacity nabídnout jako sekundární kapacity na rezervační platformě do data jmenování nebo je zpřístupnit PPS po dobu a v rozsahu nevyužití. Přepravce, jehož kapacity byly nabídnuty PPS zůstává povinen zaplatit vstupní/výstupní poplatky.

Podle §18 pokud jsou přepravní kapacity z technických důvodů sníženy po uzavření smlouvy rezervované kapacity se úměrně sníží ve vztahu ke kapacitám rezervovaným přepravci.

Provozovatele přenosových soustav tvoří oblasti trhu neboli obchodní zóny. Pro každou zavedenou tržní oblast musí být jmenován manažer, kterému §20 stanovuje úkoly:

- Provozování virtuálního obchodního bodu tržní oblasti,
- Zpracování vyrovnávacích skupin, zejména zpracování smluv, přenos a zveřejňování údajů, fakturace vyrovnávacích skupin,
- Získávání a kontrola používání regulační energie.

Podle §24 se používají standardizované profily zatížení, které vycházejí z typické spotřeby různých skupin konečných spotřebitelů (obchodní podniky, zákazníci využívající plyn na vaření a zákazníci s topením na plyn).

Část 6 nařízení začíná §31 a reguluje dodávky bioplynu do sítě se zemním plynem. Například v §34 je řečeno že provozovatele sítí jsou povinni uzavírat smlouvy o přepravě a obchodu primárně se zákazníky přepravci bioplynů a přednostně přepravovat bioplyny, pokud tyto plyny jsou slučitelné se sítí. Provozovatel soustavy může odmítnout žádost, pokud je to technické nemožné nebo ekonomický nepřiměřené. Napájení nelze odmítnout s tvrzením, že v systému jsou úzká místa kapacity poblíž bodu napájení, pokud je síť technický a fyzický schopna. [44]

4.2.3 Nařízení o poplatcích za přístup do sítí pro zásobování plynem (GasNEV).

V dokumentu na začátek uvedeny podstatné definice, například, za plynný rok se počítá období od 1. října 6:00 jednoho kalendářního roku do 1. října 6:00 následujícího kalendářního roku. Proto aby potrubní síť vyhovovala pojmu vnitrostátní plynové sítě musí být plyn do ní převáděn z domácí výrobní linky nebo na hranici s Německem a následně musí vest jen do výstupního bodu na hranici DE nebo většinu plynu dodávat v tuzemsku do distribuční sítě.

Podle §3 pro stanovení síťových poplatků je nutné, aby náklady na síť byli sestaveny v souladu s §§4–10. Zjištěné síťové náklady jsou poté plně přiřazeny hlavním nákladovým střediskům v souladu s §12. Síťové poplatky za plynovod a distribuci plynu se stanoví podle §§13-18 a §20. Výjimku mají jen provozovatele nadregionálních plynovodních sítí, kteří mohou stanovit poplatky v souladu s §19, pokud je jejich přepravní síť většinou vystavena potenciální konkurenci plynovodů (většina výstupních bodů této sítě se nachází v oblastech do kterých lze dosáhnout také prostřednictvím nadregionálních sítí třetích stran). Provozovatele, kteří využívají tuto výjimku musí o tom informovat regulační úřad.

Podle zásad určování nákladů na síť (§4) vždy se uznávají náklady v rozsahu nákladů efektivního a strukturálně srovnatelného provozovatele sítě. Síťové náklady, které nelze přímo alokovat jako jednotlivé náklady, je třeba alokovat jako režijní náklady pomoci kauzálního kódování. Náklady na síť se skládají z dalších typu:

- a. Nákladové položky se stejným úsilím (Aufwandsgleiche Kostenpositionen).**
Nákladové položky se stejnými výdaje se vezmou z výkazu zisku a ztrát pro plynovod a distribuce plynu. Úroky z vypůjčeného kapitálu mají být stanoveny nejvýše v částce obvyklé na kapitálovém trhu pro srovnatelné půjčky.

b. Předpokládané/vypočtené odpisy (Kalkulatorische Abschreibungen).

Pro zajištění dlouhodobě efektivního a spolehlivého provozu sítě je potřeba zohlednit odpisy provozně nezbytných aktiv jako nákladovou položku. Podle doby aktivování se rozlišují systémy počítání odpisů. Pro aktivování před 1. lednem 2006 se používá starý systém a po už nový systém. Imputované odpisy starých systémů se stanoví s přihlédnutím k poměru vlastního kapitálu pomocí metody lineárního odepisování. Poměr vlastního kapitálu, který se může použít je pro výpočet poplatků za síť omezen na max. 40 %. Imputované odpisy nových systémů se stanoví na základě příslušných historických pořizovacích cen a výrobních nákladů pomocí metody lineárního odepisování.

c. Předpokládaná návratnost kapitálu (Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung).

Úroky z vlastního kapitálu se počítají na základě kapitálu požadovaného pro provoz. Vlastní kapitál požadovaný pro operace vyplývá ze součtu:

- Zbytkové hodnoty pozemku, budov, zařízení potřebných pro provoz. Pokud tyto položky oceněny historickými pořizovacími a výrobními náklady, potřeba jejich hodnotu vynásobit poměrem dluhového kapitálu. Když oceněny novými hodnotami potřeba vynásobit poměrem vlastního kapitálu;
- Rozvahové hodnoty provozně nezbytných finančních aktiv a krátkodobých aktiv snížených o daňovou část zvláštních položek s rezervní částí a po odečtení odpočitatelného kapitálu a úročeného dluhu.

Regulační organ rozhoduje o úrokových sazbách vlastního kapitálu.

d. Předpokládané daně (Kalkulatorische Steuern).

Při určování nákladů na síť tento paragraf umožňuje použití příslušné alokační daně z obchodu jako nákladovou položku.

e. Příjmy a výnosy, které snižují náklady (Kostenmindernde Erlöse und Erträge).

Dotace na stavební náklady vyplacené uživateli připojení ke spotřebě plynu mají být rozpuštěny lineárně po dobu 20 let a každoročně aplikovány na snížení nákladu na síť.

V §13 jsou uvedeny zásady stanovení poplatků. Poplatky se uvádějí jako kapacitní poplatky (v eurech za metr krychlový za hodinu nebo kilowatttech za časovou jednotku). Poplatky za všechny systémové služby musí být zahrnuty v poplatcích, ale PPS jsou povinni prokázat na účtech procento systémových služeb k celkovým nákladům na síť. Naopak poplatky za provoz, měření a fakturaci měřicího bodu musí být účtovány samostatně.

Náklady na síť, pokud možno musí být rozděleni podle příčiny na částky, které mají být pokryty vstupními poplatky na jedné straně a výstupními poplatky na druhé straně. Vždycky musí PPS splňovat další požadavky: záruka bezpečnosti dodávek a bezpečného provozu sítě, dodržování nediskriminace a stanovení pobídek pro efektivní využití stávajících kapacit v potrubní síti. Při tvorbě výstupních poplatků jejich výše se může měnit na základě vzdálenosti od vstupních bodů a úrovně tlaku ve výstupním bodě. U výstupních bodů měřených výkonem se poplatky za provoz měřicího bodu, za měření a za fakturaci stanoví zvlášť pro různé úrovně tlaků.

§18 uvádí zvláštní pravidla pro domácí distribuční sítě, která se odlišuje od §§14–16. Zde základem zpoplatnění přístupu k síti je bodový model nezávislý na transakcích. Náklady na místní distribuční síť jsou hrazeny z ročního poplatku za síť. Za dodávku plynu do ní se neplatí žádné síťové poplatky.

Další výjimky podle §19 a §20 spojený s použitím bioplynu, například, za dodávku bioplynu do přenosové sítě se neplatí žádné poplatky za přívod. Zákazníci přepravující bioplyn dostávají od provozovatele sítě paušální poplatek 0,007 euro za kilowatthodinu přiváděného bioplynu, to platí bez ohledu na úroveň sítě. [45]

4.2.4 Nařízení o pobídkové regulaci energetických sítí (ARegV).

Toto nařízení reguluje stanovení poplatků za přístup do energetických sítí prostřednictvím pobídkové regulaci. Regulační období trvá 5 let. V souladu s §7 se příjmový strop pro provozovatele sítě vypočítává podle následujícího vzorce:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_o}{T}) * (\frac{VPI_t}{VPI_o} - PF_t) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_o) + S_t$$

kde

EO_t je horní hranice příjmu ze síťových poplatků v roce *t*,

KA_{dnb,t} je podíl trvalé neovlivnitelných nákladů v roce *t*,

KA_{vnb,t} je dočasně neovlivnitelné náklady v roce *t*,

V_t je distribuční faktor pro snížení neefektivnosti v roce *t*,

KA_{b,t} je podíl ovlivnitelných nákladů v roce *t*,

B_o je bonus v základním roce,

T je doba trvání regulačního období,

VPI_t je celkový index spotřebitelských cen v roce *t*,

VPI_o je celkový index spotřebitelských cen podle Federálního statistického úřadu v základním roce,

PF_t je obecný sektorový produktivní faktor v roce *t*,

KKA_t je příplatek za kapitálové náklady, který se použije v roce *t*,

Q_t je příplatky a slevy na horní hranici příjmů v roce *t*,

VK_t je volatilní nákladová složka v roce *t*,

VK_o je volatilní podíl nákladů v základním roce,

S_t je součet příplatků a odpočtů stropu příjmů.

Za stanovení stropů výnosů je odpověden regulační organ a vždy určuje limity na základě kontroly nákladů, která probíhá v předposledním kalendářním roce před začátkem regulačního období. Za základní rok se považuje rok, na kterém je založen přezkum nákladů.

Podle §8 ve vzorci pro výpočet limitů se zohledňuje obecný vývoj peněžní hodnoty jako poměr celkového indexu spotřebitelských cen v příslušném roce regulačního období k stejnému indexu v základním roce. V souladu s §9 obecný faktor produktivity se vypočítá pomocí statistických metod a zohledňuje rozdíl vývoje ekonomické produktivity sítě a pokroku makroekonomické produktivity. Díky §10a) provozovatel energetické sítě může požádat o kapitálový příplatek k limitu výnosů, která vznikne po investiční činnosti do provozně nezbytných aktiv po základním roce.

V §11 jsou náklady rozděleny do dvou skupin ovlivnitelné a neovlivnitelné. Poslední skupina dále rozdělena ještě na dvě trvalé neovlivnitelné a dočasně neovlivnitelné. Dlouhodobě neovlivnitelné náklady nebo výnosy jsou například koncesní poplatky, daně, platby městům. Nelze dlouhodobě ovlivnit také náklady/výnosy, který vzniknou díky opatření provozovatele k zajištění účinné regulace v souladu s nařízením Evropského parlamentu. Existují ještě volatilní nákladové složky například náklady na pořízení hnací energie, jejich výše se může významně lišit rok od roku.

Před začátkem regulačního v souladu s §12a) provádí Federální síťová agentura celostátní srovnání účinnosti provozovatelů sítí a na základě výsledků pro každého je stanovena individuální hodnota účinnosti, kterou musí splnit. Pokud provozovatel prokáže splnění super účinnosti dostane bonus (navýšení příjmového limitu). [46]

4.3 Pobídková regulace v Německu.

Podle mého názoru pobídková regulace v Německu je trochu složitější, ale celkem princip regulace je shodný. Vždy individuální limit příjmů je stanoven předem. Hlavním cílem tohoto je vynutit PS udržet skutečně vynaložené náklady pod pevně stanovenými výnosy. Pokud regulace funguje bez selhání tak regulační organ tím vytváří ekonomické prostředí, kde ve vlastním zájmu PS je dosáhnout dlouhodobého snížení nákladů zároveň při dodržování kvality poskytovaných služeb a plnění všech závazků. Důležité vzorce a definice jsou popsány v podkapitole Nařízení o pobídkové regulaci energetických sítí (ARegV). Regulační období trvá 5 let, pouze pro první regulační období pro odvětví plynu byla udělena výjimka (4 roky). III. regulační období bylo zahájeno v roce 2018.

Postup stanovení příjmového stropu:

- 1) Kontrola nákladů.
- 2) Porovnání efektivity podle nákladů PS, stanovení individuální účinnosti.
- 3) Určení individuálního horního limitu výnosů.
- 4) V souladu s právním rámcem stanovení poplatků za přístup do sítě na základě stropu výnosů.

Před stanovením limitů výnosů se zjišťuje individuální nákladová situace provozovatele sítě. Potřebné informace pro kontrolu nákladů regulační organy čerpají z účetní uzávěrky PS. Kalendářní rok na základě, kterého se probíhá stanovení počáteční úrovně označuje jako

základní rok. Posouzení kapitálových nákladů pro provozovatele distribučních soustav od III. regulačního období stala o něco těžší. Nyní se provádí roční srovnání kapitálových nákladů, které se dělí do dvou složek (kapitálová prémie a odpočet kapitálu). Náklady na odpočet kapitálu vždy určeny předem za celé regulační období. Proto aby kapitálové náklady z nových investic realizovaných po základním roce příslušného regulačního období byly také zahrnuty do stropů výnosů existuje kapitálová prémie (přirážka), která je uplatňována každoročně. Kapitálové náklady se počítají jako suma z následujících parametrů: odpisy, návratnost kapitálu, obchodní daně a náklady na úroky z vypůjčeného kapitálu. Odpočet je výsledkem rozdílů mezi kapitálovými náklady stávajících systémů v základním roce a zbývajících kapitálových nákladů. V dalším kroku jsou náklady rozděleny na trvalé nekontrolovatelné a náklady, které lze v zásadě ovlivnit. Je logickým, že dlouhodobě neovlivnitelné náklady budou zahrnuty do příjmového stropu. Při značných změnách povinnosti PS (například rozšíření oblasti dodávek) tímto způsobené náklady mohou být započteny do limitu výnosů. [47] [48]

Efektivitu síťového operátoru lze určit pouze ve srovnání s jinými operátory, které se provádí před začátkem regulačního období na základě kontroly nákladů. Z porovnání účinnosti jsou vyloučeny dlouhodobě neovlivnitelné náklady. Účinnost nelze určit jen z absolutní výše nákladů, ale třeba posoudit jejich hodnotu s ohledem na příslušný úkol zásobování. Hodnota účinnosti je stanovena pomocí statistických metod. Od III. regulačního období mohou efektivní provozovatele DS získat bonus ve formě příplatku k stropu příjmů na základě analýzy super účinnosti. Bonus je rovnoměrně rozdělen na zbývajících roky regulačního období. [47]

V III. regulačním období míra výnosnosti vlastního kapitálu je stanovena ze dvou složek: bezriziková sazba (2,49 %) a přirážka ke krytí podnikatelských rizik (3,15 %). Tím pádem regulována míra výnosnosti před zdaněním u nových investic je 6,91 % (po zdanění 5,64 %), pro staré systémy před zdaněním je 5,12 %. Tuto míru výnosností PS může dosáhnout pouze v tom případě, že jsou splněny dvě následující podmínky: celkové náklady společnosti nepřesahují strop individuálních výnosů, byla určena hodnota efektivity na 100 procent. [47]

Většinou síťové poplatky PS je v značné míře závislé na budoucích objemech prodeje energie. Objemy prodeje plynu velice ovlivněny těžce předvídatelnými faktory jako teplota počasí, celkový ekonomický vývoj atd. K tomu, aby vyrovnat předpovědní nejistoty se používá zúčtovací (regulační) účet, kam se ukládají rozdíly mezi skutečnými výnosy a stanoveným stropem příjmů. Díky tomu PS nenesou žádné objemové riziko. Kromě toho se na regulační účet zaúčtují také odchylky mezi skutečnými a naplánovanými náklady na kapitálovou přirážku. Vypořádání zůstatku na regulačním účtu probíhá během třech let následujících po příslušném roce posouzení, ve formě anuitního nebo bezplatně přípustného navýšení příjmů. [48]

5 Modelování základního scénáře.

V této kapitole provedena analýza spotřeby zemního plynů ve vybraných zemích na základě historických. Dále na základě položených předpokladů a zjednodušení byli navrženy modely spotřeby zemního plynů pomocí kterých se počítá budoucí vývoj poptávky na území Německa a České republiky.

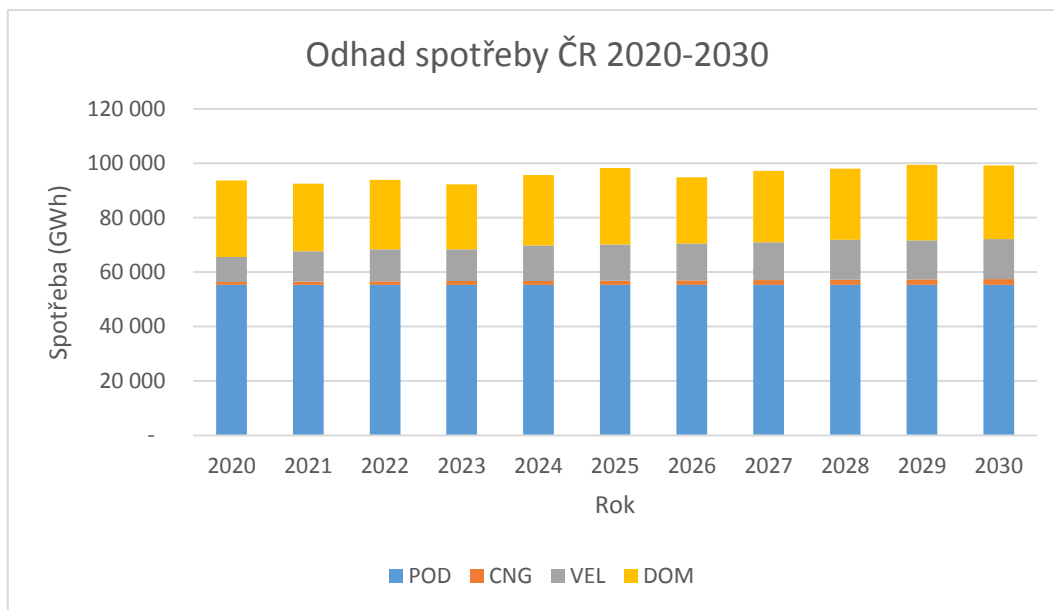
5.1 Základní model ČR.

Z důvodů zatížení spotřeby zemního plynu velkými výkyvy během kalendářního roku a závislosti poptávky v různých odvětvích, kde se zemní plyn využívá na odlišné identifikátory. Celou spotřebu jsem rozdělil podle užití na několik skupin (domácnosti, spotřeba zemního plynu na výrobu elektřiny, doprava a podniky).

Hlavním cílem bylo stanovit co nejjednodušší model pro omezení chyb a nepřesností, které mohou být zaneseny do modelů. Odhad modelů byl stanoven na datech za leta 2010-2019, v některých případech značné odlétla pozorování byli vyřazeny z dat, nebo byli použity data z kratšího časového úseku. Zkoušel jsem aplikovat lineární závislosti na historická data pomocí programů MS Exel a Gretl. V případě že lineární závislost nevyhovovala stanovené relativní odchylce odhad byl realizován pomocí použití interakce dvou proměnných nebo pomocí druhé mocniny proměnných. Za vyhovující jsem model uznával při hodnotě relativní odchylky v rozmezí -12 až 12 procent. Množství a kvalita vstupní sady dat nebyla vždy zcela dokonalá, proto některé předpoklady jako například heteroskedasticita dat nebyli splněny, ale přesto byli předpokládány pro umožnění aplikace.

GWh	POD	CNG	VEL	DOM	Spotřeba celkem
rok					
2020	55 373	1 005	9 213	28 154	93 745
2021	55 372	1 114	11 186	24 833	92 505
2022	55 371	1 224	11 799	25 507	93 901
2023	55 370	1 333	11 749	23 798	92 249
2024	55 369	1 442	12 980	25 867	95 658
2025	55 368	1 551	13 206	28 203	98 328
2026	55 367	1 660	13 489	24 385	94 902
2027	55 366	1 769	13 851	26 293	97 280
2028	55 365	1 878	14 721	26 097	98 062
2029	55 364	1 988	14 326	27 799	99 477
2030	55 364	2 097	14 684	27 124	99 269

Tabulka 11 Spotřeba ČR 2020–2030



Graf 9 Odhad spotřeby ČR 2020-2030

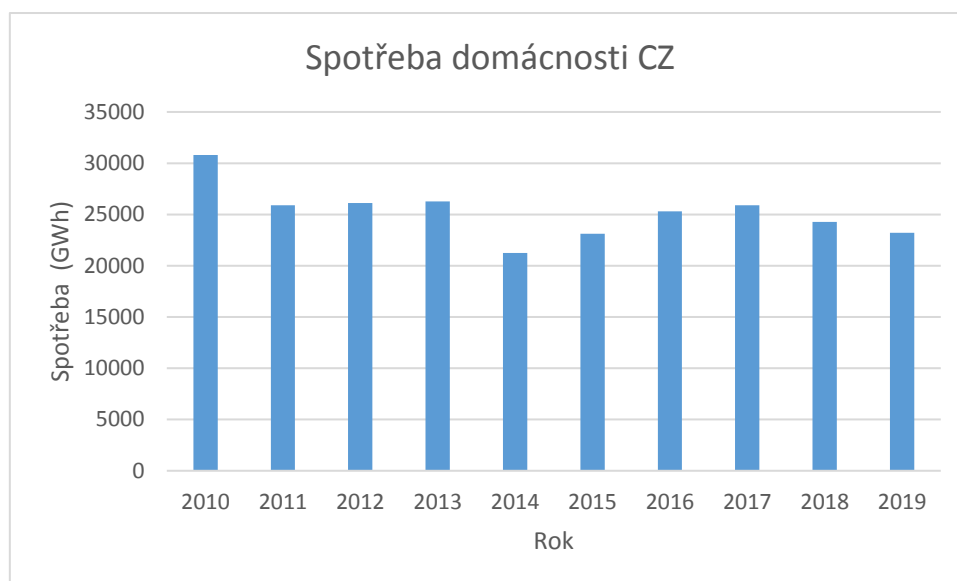
5.1.1 Domácnosti.

Spotřeba skupiny domácnosti nejvíce závisí na teplotě. Z tabulky uvedené níže je jasný že největší spotřeba v této skupině během zimních měsíců.

Kvartál	Podíl
Q 1	35 %
Q 2	21 %
Q 3	13 %
Q 4	32 %

Tabulka 12 Rozdělení spotřeby během roku DOM CZ. Data [49]

Na Graf 10 je zobrazen průběh spotřeby této skupiny během posledních deseti let. Nejmenší spotřeby byli v rocích 2014 a 2015 bylo to způsobeno teplejším počasím během topné sezony.



Graf 10 Spotřeba domácnosti CZ 2010-2019. Data [49]

Pro stanovení spotřeby v této skupině pro kvartály 1 a 4 vytvořil jsem model pomocí programu Gretl. Model:

$$DOM_Q^i = 12192,1 - 650,648 * t_Q^i$$

kde

DOM_Q^i je spotřeba zemního plynu ve skupině domácnosti v roce i a kvartálu Q (GWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C).

Spotřeba během Q3 se dopočítala pomocí logaritmické závislosti a Q2 byla stanovena pomocí průměrného podílu spotřeby během tohoto kvartálu na celkové spotřeby této kategorii z Tabulka 12. Výsledky modelu se od historických dat lišily $\pm 4\%$ jen jedna hodnota $\pm 8\%$.

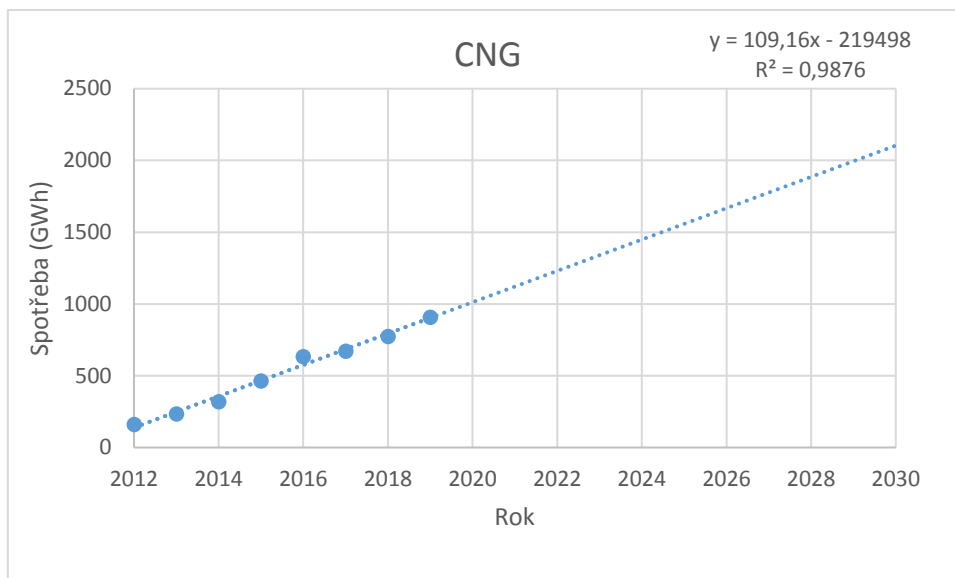
5.1.2 Spotřeba CNG.

Spotřeba zemního plynu v odvětví dopravy je lineární rostoucí od roka k roku posledních deset let. Spotřeba během roku nekolísá nějak výrazně a lze říct že je skoro konstantní, toto tvrzení potvrzují i hodnoty v Tabulka 13.

CNG rozdělení	
Q 1	23,8 %
Q 2	24,3 %
Q 3	24,9 %
Q 4	27,0 %

Tabulka 13 Rozdělení spotřeby během roku CNG CZ. Data [49]

Proložení historických dat za období 2012-2019 zjistil jsem závislost, kterou dále aplikuji pro odhad spotřeby v tomto odvětví do roku 2030.



Graf 11 Spotřeba CNG CZ

5.1.3 Podniky.

Další důležitou skupinou se značným podíem na celkové spotřebě zemního plynu v Česku je skupina podniků. Jak je vidět z tabulky níže za posledních deset let jejich podíl neklesl ani jednou pod 60 procent.

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
64,5 %	65,6 %	65,6 %	64,7 %	66,9 %	65,4 %	62,6 %	63,3 %	63,0 %	61,4 %

Tabulka 14 Podíl POD na celkové spotřebě zemního plynu ČR. Data [49]

Vývoj spotřeby této kategorii v absolutních hodnotách je téměř konstantní s mírně klesajícím trendem, proto pro výpočet budoucí spotřeby jsem jako závislost považoval rovnici $y = 57220 - 0,9145 * x$. Rozdělení spotřeby na jednotlivé kvartály jsem udělal na základě hodnot v následující tabulce.

POD rozdělení	
Q 1	35,76 %
Q 2	18,56 %
Q 3	14,79 %
Q 4	30,90 %

Tabulka 15 Rozdělení POD CZ na kvartály. Data [49]

5.1.4 Výroba elektřiny.

Skupinou s největší variabilitou spotřeby zemního plynu je skupina výroba elektřiny tuto skutečnost lze jasně pozorovat na Graf 12. Na základě historických dat jsem stanovil korelace mezi množstvím spotřebovaného zemního plynu na výrobu elektřiny a cenou silové elektřiny, cenou zemního plynu a průměrnou teplotou ovzduší. Za použití programu Gretl jsem určil model s následujícím základním vzorcem:

$$VEL_Q^i = 1639530 - 4770,81 * t_Q^i{}^2 + 783,319 * price\ el_Q^i{}^2 - 2690,33 * price\ zp_Q^i{}^2$$

kde

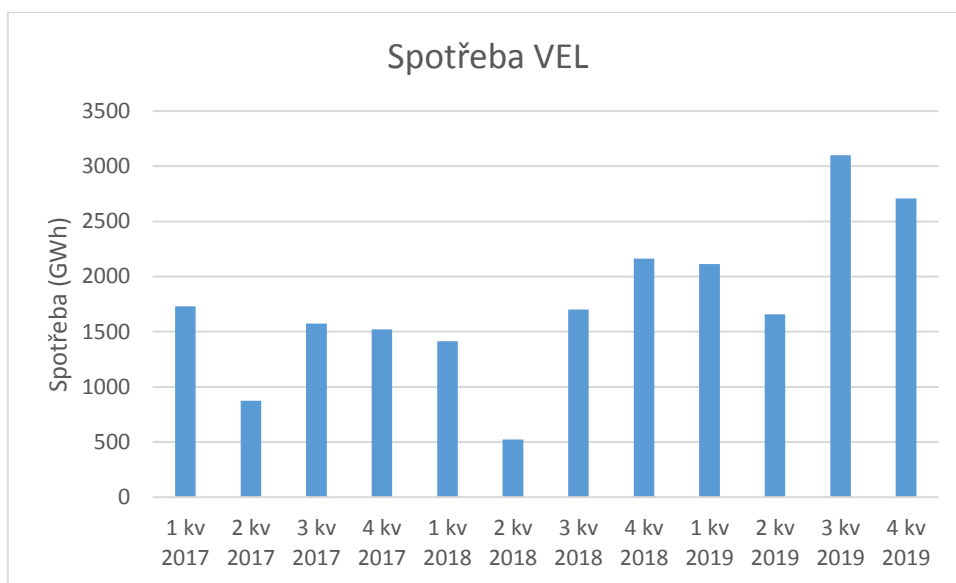
VEL_Q^i je spotřeba zemního plynu ve skupině domácnosti v roce i a kvartálu Q (MWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C),

$price\ el_Q^i$ je průměrná cena elektřiny v roce i a kvartálu Q (EUR/MWh),

$price\ zp_Q^i$ je průměrná cena zemního plynu v roce i a kvartálu Q (EUR/MWh).

Pro jednotlivé kvartály pak se měnila konstantní proměnná vypočítaná taky pomocí Gretlu.



Graf 12 Spotřeba zemního plynu na výrobu elektřiny 2017-2019 CZ. Data [49]

Odhad modelu při aplikaci na historická data ukazuje větší odchylky, než jsem stanovil na začátku, ale v přepočtu kvartálních hodnot na roční odchylka měla tendenci se zmenšovat. Stejně odhad zatížen dostatečnou nepřesností. Protože přesná historická data spotřeby zemního plynu na výrobu elektřiny rozdělena na kvartály z veřejně dostupných zdrojů je od roku 2014. Na data 2010–2013 pro rozdělení spotřeby na kvartály jsem vypočítal a aplikoval procentuální rozdělení v období 2014–2019. Výsledný model docela přeceňuje vliv ceny zemního plynu, když je poměrně nízká cena zemního plynu tak výsledek modelu vždy přesahoval historickou spotřebu pro dany kvartál.

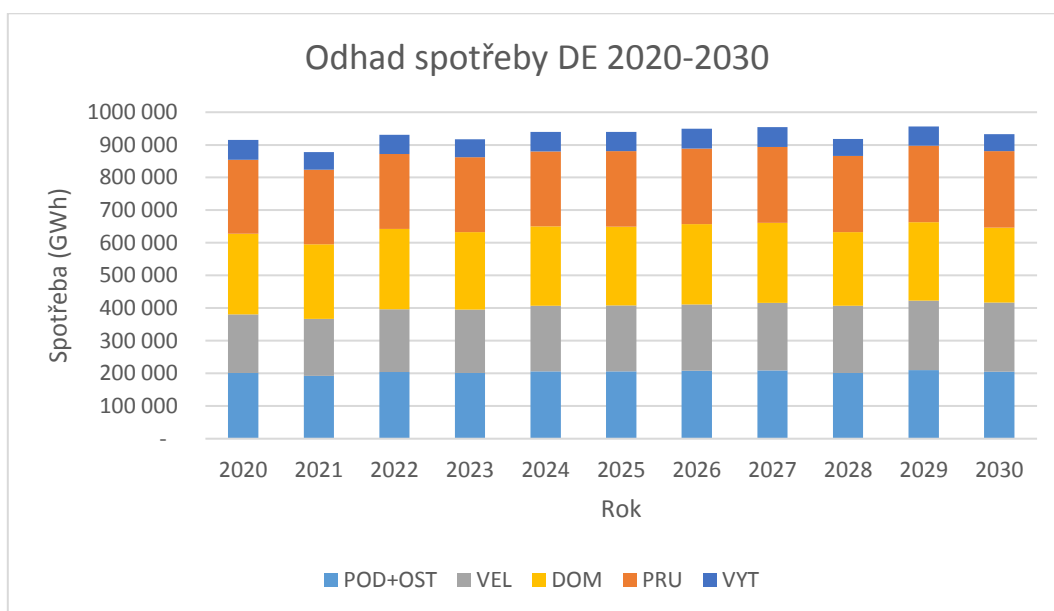
5.2 Základní model Německo.

Dostupnost dat v případě Německa byla mnohem složitější a jejich rozsah menší v porovnání s Českem. Proto musel při vytváření modelu postupovat trochu jinak. Celková spotřeba zemního plynu podle užití byla rozdělena na další skupiny: domácnosti, podniky (myšleno obchod, služby atd), průmysl, výroba elektřiny a dálkové vytápění. Pro všechny tyto skupiny

kromě skupiny výroba elektřiny jsem vycházel z ročních historických dat. Na základě historických dat jsem vypočítal budoucí roční spotřeby jednotlivých skupin. Dále na základě dokumentu [50] z grafu jsem odečet desetileté průměrné spotřeby podle jednotlivých měsíců z nich jsem dopočítal kvartální rozdělení celkové spotřeby, které je uvedeno v tabulce dole. A nakonec aplikoval toto rozdělení na své dopočítané celkové spotřeby.

Spotřeba rozdělení	
Q 1	35,42 %
Q 2	19,22 %
Q 3	15,33 %
Q 4	30,02 %

Tabulka 16 Rozdělení celkové spotřeby zemního plynu podle kvartálů DE. Data [50]



Graf 13 Odhad spotřeby zemního plynu DE 2020-2030

5.2.1 Domácnosti.

Na základě historických ročních spotřeb dane skupiny pomoci Gretlu jsem vyhledal určitou závislost spotřeby zemního plynu na průměrné teplotě ovzduší a mírně klesající časový trend. Rovnice pro výpočet budoucí spotřeby:

$$DOM_i = 380482 - 10507,1 * t_i - 951,945 * time$$

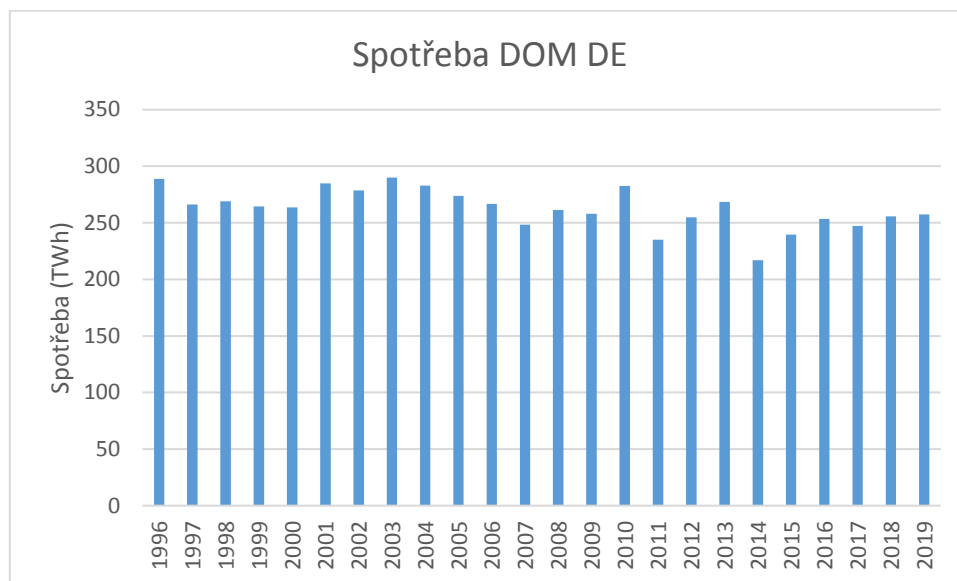
kde

DOM_i je spotřeba zemního plynu ve skupině domácnosti v roce i (GWh),

t_i je průměrná teplota ovzduší v roce i (°C),

$time$ je časový index pro rok 2020 roven 25.

Při aplikaci této rovnici na historické hodnoty relativní odchylka byla $\pm 10\%$, jen jedná odlétla hodnota s odchylkou $\pm 13,4\%$.



Graf 14 Spotřeba DOM DE 1996-2019 [51]

5.2.2 Podniky.

V případě Německa pod skupinou podniky je umístěna spotřeba zemního plynu v odvětví obchodu, služeb atd. Při analýze historických dat jsem zjistil, že spotřeba v tomto odvětví v sumě se skupinou ostatní, má dlouhodobě skoro konstantní podíl na celkové spotřebě zemního plynu. Příklad spotřeby v této skupině a její podílu na kratším časovém úseku uveden v Tabulka 17 Spotřeba POD DE 2013-2019.

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
POD+OST (GWh)	189 685	156 123	161 909	179 991	193 300	188 316	200 136
Podíl na celk.	22,3 %	21,1 %	21,0 %	21,2 %	22,0 %	21,9 %	22,5 %

Tabulka 17 Spotřeba POD DE 2013-2019. Data [51]

Tak na základě výše uvedeného určení spotřeby pro tuto skupinu probíhá pomocí vzorce:

$$POD_i = \frac{0,22 * (PRU_i + VEL_i + DOM_i + VYT_i)}{0,78}$$

kde

POD_i je spotřeba zemního plynu ve skupině podniky v roce i (GWh),

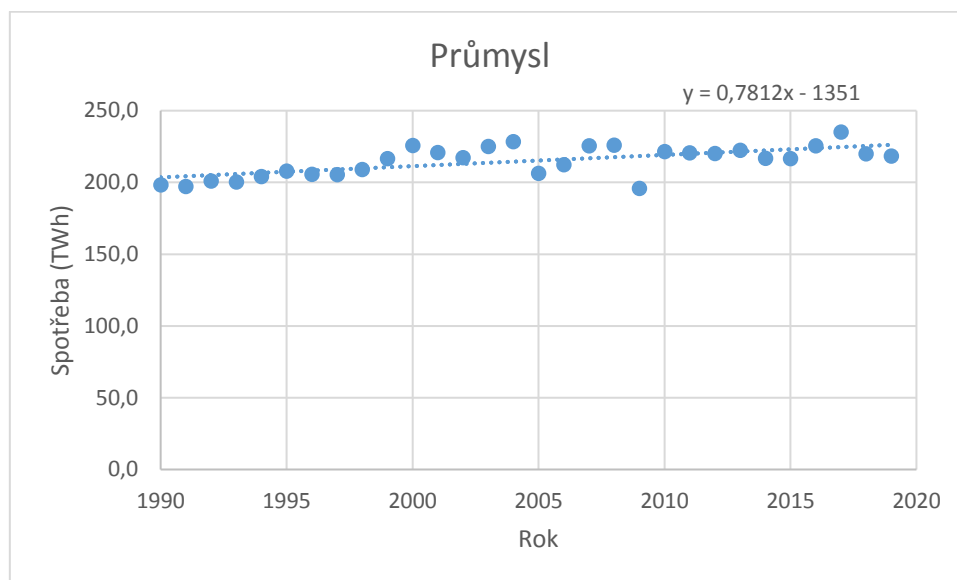
PRU_i je spotřeba zemního plynu ve skupině průmysl v roce i (GWh),

DOM_i je spotřeba zemního plynu ve skupině domácnosti v roce i (GWh),

VYT_i je spotřeba zemního plynu ve skupině vytápění v roce i (GWh).

5.2.3 Průmysl.

Spotřebu pro skupinu průmysl jsem stanovil pomocí lineární závislosti na základě historických dat za období 1990-2019. Závislost lze vyjádřit pomocí rovnice jako $y = 0,7812 * x - 1351$. Relativní odchylky při dopočítání nazpět historických hodnot byla v tolerovaném rozsahu $\pm 12\%$.



Graf 15 Spotřeba PRU DE 1990-2019. Data [51]

5.2.4 Dálkové vytopení.

Na základě historických dat se ukázalo že spotřeba této skupiny je zhruba konstantní s klesajícím trendem. Bylo několik odlehlých pozorování zejména v letech kdy průměrná teplota ovzduší značně se lišila od dlouhodobého normálu. Hodnoty pro tuto skupinu jsem počítal ze základního vzorce $y = 61490 - 495,06 * x$. U kterého jsem si zmírnit sklon poklesu. A při budoucích velkých odklonech teploty ovzduší od normálu kontroloval jsem tyto hodnoty a mírně upravoval.

5.2.5 Výroba elektřiny.

V této skupině z veřejně dostupných zdrojů jsem zjistil roční spotřeby. Dále zjistil jsem desetileté průměrné měsíční spotřeby v této skupině, hodnoty jsou uvedeny v tabulce níže.

Měsíc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Podíl (%)	10,4	9,6	9,1	7,6	7,1	6,6	7,1	7,1	7,6	8,3	9,8	9,8

Tabulka 18 Rozdělení spotřeby VEL DE v průběhu roku. Data [50]

Dále na základě těchto údajů, rozdělil jsem historické roční spotřeby na kvartální, podle hodnot z Tabulka 19.

Rozdělení VEL	
Q 1	29,0 %
Q 2	21,2 %

Q 3	21,7 %
Q 4	28,0 %

Tabulka 19 Rozdělení spotřeby VEL DE podle kvartálů. Data [50]

V dalším kroku jsem pomocí programu Gretl udělal model pro výpočet budoucí spotřeby, základní rovnice, kterého vypadá jako:

$$VEL_Q^i = 4,026 * 10^7 - 742963 * t_Q^i + 492353 * price_{el}_Q^i - price_{zp}_Q^i$$

kde

DOM_Q^i je spotřeba zemního plynu ve skupině domácnosti v roce i a kvartálu Q (MWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C),

$price_{el}_Q^i$ je průměrná cena elektřiny v roce i a kvartálu Q (EUR/MWh),

$price_{zp}_Q^i$ je průměrná cena zemního plynu v roce i a kvartálu Q (EUR/MWh).

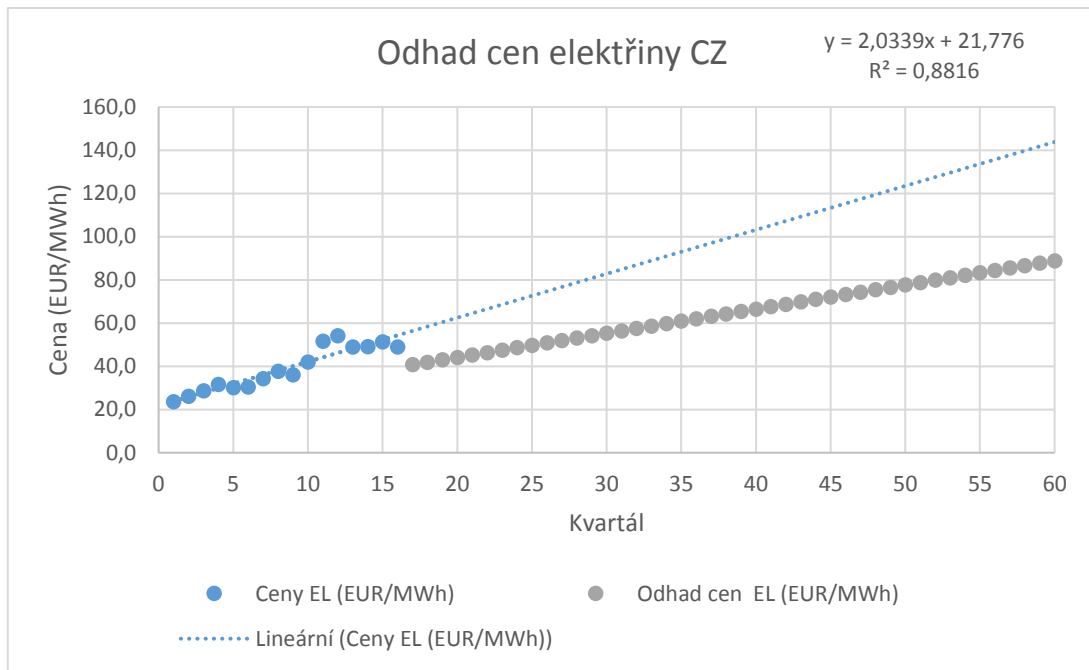
Pro Q 2 konstantní člen snížen o 2598820.

Tento odhad jak i v případě pro Českou republiku je zatížen dostatečně velkou chybou. Při porovnání hodnot vypočtených pomocí modelu s historickými hodnotami u 8 hodnot z 40 došlo k překročení stanovené odchylky. Avšak pro naše účely předpokládám za dostačující.

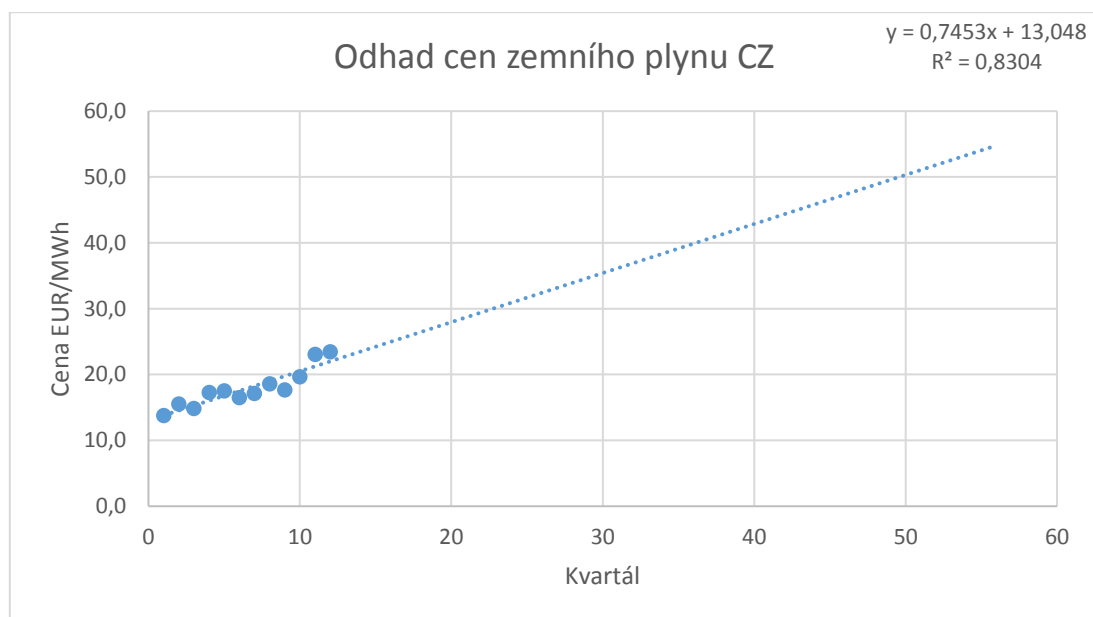
5.3 Odhad cen zemního plynu, elektřiny a teploty.

Do výpočtu spotřeby zemního plynu pro skupinu VEL jak pro Německo, tak i pro Česko vstupují tři zásadní proměnné: cena elektřiny, cena zemního plynu a průměrná teplota ovzduší.

Pro odhad cen jsem proložil historické ceny lineární přímkou, narůst které jak je patrné z Graf 16 Odhad cen elektřiny pro CZ jsem si zmenšil. A pro každý kvartál jsem volil ceny kolem této nové přímky. Stejným způsobem jsem postupoval pro ceny zemního plynu. Vždy pro stanovení odhadu budoucích cen přihlížel jsem na několik zdrojů [52] [53] [54]s odhady analytiků a futures kontrakty. Podle jednoho z odhadů z výše uvedených zdrojů cena v roce 2024 na evropském trhu měla být 16,5 až 17 EUR/MWh, další zdroj odhaduje cenu v roce 2030 kolem 20–21 EUR/MWh. Podle vlastního odhadu vyšla mě cena pro německý trh kolem 25 EUR/MWh. A to z dalších důvodů na tomto časovém úseku předpokládám jako mnoho analytiků rostoucí poptávku po zemním plynu. Plyn může být jedním z největších primárních zdrojů energie do roku 2035-2040. V posledních letech více znalců upozorňují klesající vývoj poměru objemu uskladněného plynu k měsíční produkce. Poslední leta ten poměr má klesající trend, to by mohlo znamenat, že nabídka zemního plynu nemusí být tak velká jak většina lidí to dneska myslí. Můžeme usoudit, že poptávka převyšuje nabídku.

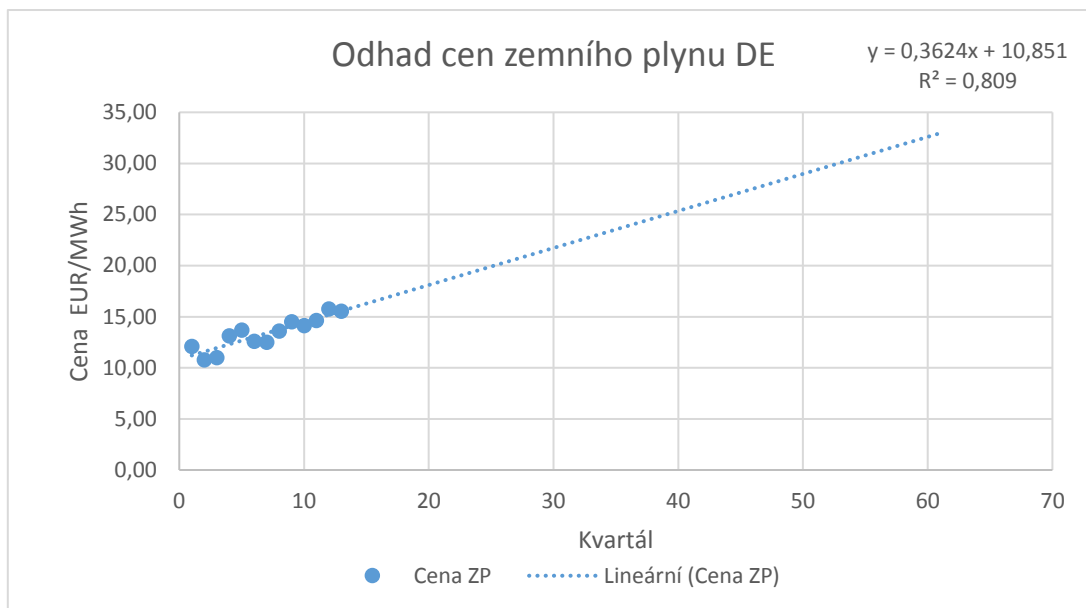


Graf 16 Odhad cen elektřiny pro CZ



Graf 17 Odhad cen zemního plynu pro CZ

Takové navýšení cen elektřiny dopouštím hlavně z několika důvodů: očekávám velký růst cen emisních povolenek. Což nejvíce ovlivní státy, který z velké části elektřinu vyrábí z uhlí. Dále velký tlak na odklon od konvenčních zdrojů spolu s planém a plněním v oblastí odstávky jaderných elektráren, předpokládám že budou tlačit ceny elektřiny nahoru nejen v Německu ale i v sousedních státech.



Graf 18 Odhad cen zemního plynu pro DE. Data [51]

Cena elektřiny v Německu použita pro výpočet v roce 2030 dosahuje hodnoty 100 EUR/MWh což v porovnání s hodnotou pro Česko (85 EUR/MWh) o 15 procent dražší. Podle historických dat cena v DE byla větší o 30–40 procent. Myslím si, že díky market couplingu v čase odchylky cen mezi sousedními státy budou klesat, až dosáhne úplného sjednocování energetického trhu. Cena zemního plynu v roce 2030 pro německý trh jsem stanovil na hodnotu 28 EUR/MWh, pro český trh (25 EUR/MWh) ceny o 9–10 procent nižší.

Proložení historických teplot jsem zjistil, že mají kmitavý charakter a oscilují velice podobně sinusové nebo kosinusové křivky. Na základě tohoto odhadu jsem si snažil určit koeficienty pro tyto křivky, aby mohl podle ní odhadnout vývoj průměrných teplot do budoucna. Dále jsem použil obdobný způsob jak ve zdroji [55]. A podle rovnici: $t = h * \cos(o * x^2 + e) + w$ a s použitím koeficientů uvedených v tabulkách níže byli stanoveny průměrné teploty ovzduší. Za x v roce 2020 dosazovalo se 7.

	h	o	w	e
q1	1,50817	0,933857	3,78914	2,49395
q2	1,34575	0,975171	14,883	0,779016
q3	1,14834	0,934311	18,437	2,38238
q4	1,32347	1,06454	6,83081	0,319195

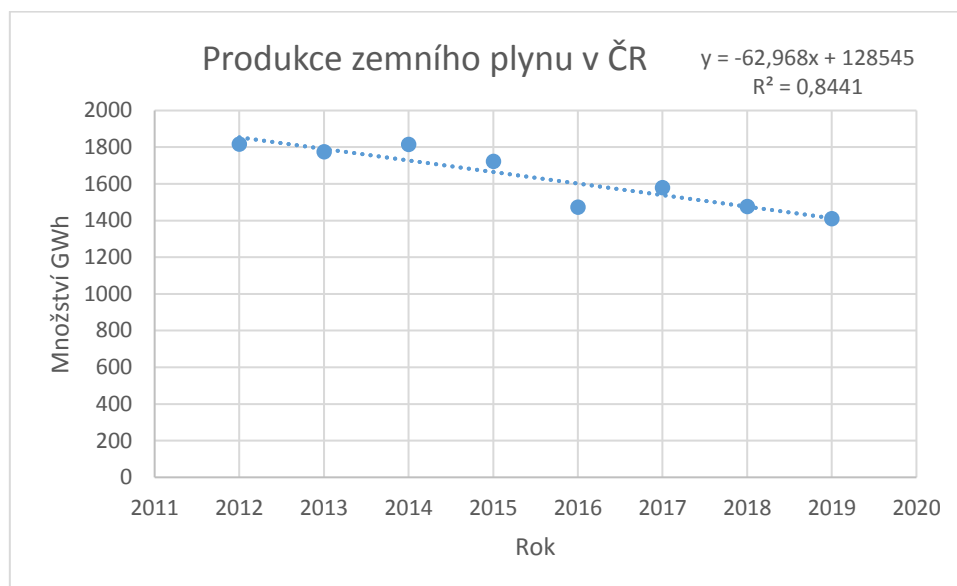
Tabulka 20 Koeficienty pro výpočet teplot DE

	h	o	w	e
q1	1,41587	0,91093	1,96915	3,12168
q2	1,24814	0,988608	13,7674	0,600679
q3	0,984604	0,932625	17,6557	1,94116
q4	1,62271	1,07049	5,39581	0,175976

Tabulka 21 Koeficienty pro výpočet teplot CZ

5.4 Vlastní těžba zemního plynu.

Analýzy vlastní produkce pro oba území byli provedeny v kapitolách výše. Jednoduchým proložením historických hodnot získal jsem budoucí vytěžené množství zemního plynu jednotlivých zemi. Příklad proložení pro území České republiky je na grafu níže.



Graf 19 Odhad vlastní produkce zemního plynu v CZ. Data [49]

Obdobným způsobem jsem získal rovnici i pro vypočet produkce zemního plynu pro Německo. A dále jsem přepočítal podle průměrných historických hodnot rozložení produkce během roku.

Těžba rozdělení	
Q 1	26,70 %
Q 2	24,54 %
Q 3	23,59 %
Q 4	25,18 %

Tabulka 22 Rozdělení produkce zemního plynu na kvartály DE. [50]

Těžba rozdělení	
Q 1	25,97 %
Q 2	24,53 %
Q 3	23,73 %
Q 4	25,78 %

Tabulka 23 Rozdělení produkce zemního plynu na kvartály CZ. Data [49]

5.5 Zásobníky.

O důležité roli zásobníků plynu bylo zmíněno v předchozích kapitolách. Pro zjednodušení a umožnění tak odhadu toků z a do zásobníků předpokládám, že vždy pro oba analyzované státy platí, že během Q1 a Q4 ze zásobníků se jenom těží zemní plyn do plynové soustavy, naopak během Q2 a Q3 zásobníky se jenom plní. Avšak musím uvést, že toto zjednodušení neplatí vždy

v reálném životě, zejména u států s velkou kapacitou zásobníků jako je například Německo. Na základě analýzy historických toků jsem zjistil rovnici pro Německo, kterou pak používám pro výpočet toků během Q1 a Q4:

$$ZAS_Q^i = 133064 - 13934,7 * t_Q^i$$

kde

ZAS_Q^i je množství zemního plynu vytěžené v roce i a kvartálu Q1 nebo Q4 (GWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C).

Pro případ Q2 na základě historických hodnot a průměrných nárůstů zásob během tohoto období byl stanoven nárůst o 54500 GWh. Pro Q3 jsem vycházel z historické naplněnosti na konci tohoto kvartálu a stanovil vždy tok tak aby na konci období zásobníky byli na 91,7 % naplněny.

Podobným způsobem byli vypočteny i toky v českých zásobnicích. Pro Q2 byl stanoven nárůst o 13500 GWh. A na konci období Q3 naplněnost zásobníků stanovena na hodnotu 96 %. Rovnice pro výpočet toků pro Q1 vypadá následovně:

$$ZAS_{Q1}^i = 15018,6 - 590 * t_Q^i$$

kde

ZAS_{Q1}^i je množství zemního plynu vytěžené v roce i a kvartálu Q1 (GWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C).

Dále pro Q4:

$$ZAS_{Q4}^i = 13511,2 - 847 * t_Q^i$$

kde

ZAS_{Q4}^i je množství zemního plynu vytěžené v roce i a kvartálu Q1 (GWh/kvartál),

t_Q^i je průměrná teplota ovzduší v roce i a kvartálu Q (°C).

5.6 Analýza přeshraničních toků.

Po namodelování domácí spotřeby zemního plynu, vlastní produkce a činnosti zásobníků plynu je potřeba rozebrat přeshraniční toky před vytvářením scénářů. Byl použit následující postup:

1. Vypočítání všech historických vstupu a výstupu zkoumaných zemi.
2. Zkoumání historických přeshraničních toků za účelem vyhledání souvislostí pro výchozí bod dalších výpočtů.
3. Počítání a stanovení poměrů jednotlivých vstupních a výstupních toků ku celkovému importu/exportu zemního plynu v ČR na základě historických hodnot.
4. Stanovení souvislosti mezi hodnotou SP_{CZ} a sumou výstupních toků ze soustavy ČR.
 $SP_{CZ} = \text{Celková spotřeba} - \text{Vlastní produkce.}$

5. Ze získané v době 4 souvislosti, dopočítání všech výchozích toků ze soustavy ČR podle procentuálního rozdělení.
6. Na základě výsledků přeshraničních toků CZ – DE z bodu 5, vypočítat vše výchozí toky pro DE.
7. Ze známé hodnoty sumy výstupních toků pro DE stanovit zbývající výstupní a vstupní toky.
8. Analýza scénářů a různých vlivů.

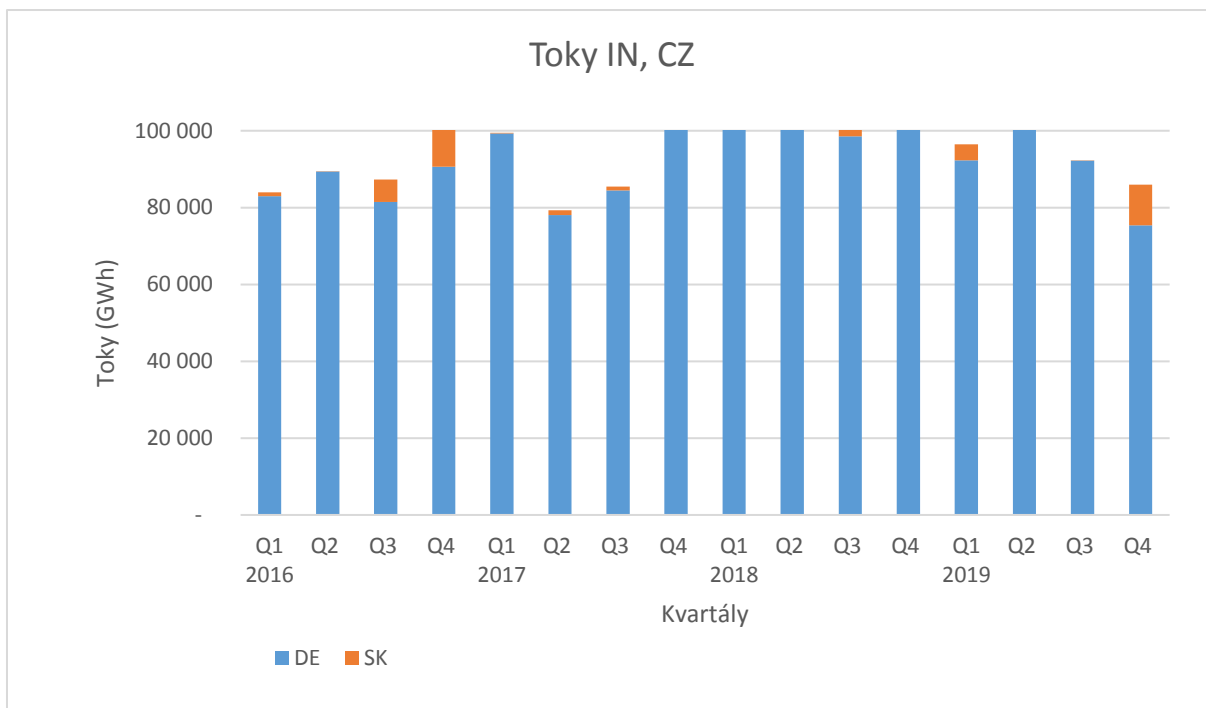
5.7 Analýza historických dat.

První dva grafy znázorňují přeshraniční toky pro ČR za období 2016–2019. Z grafu je zřejmým že hlavním sousedem na základě historických hodnot nepřekvapivě je Německo. Ale i když na vstupech do plynové soustavy ČR Slovensko se poděli velice málo a občas vůbec trochu tomu jinak na zpětných tocích. Je vidět že přeprava plynu směrem z Česka do Slovenska je významná pro oba státy.

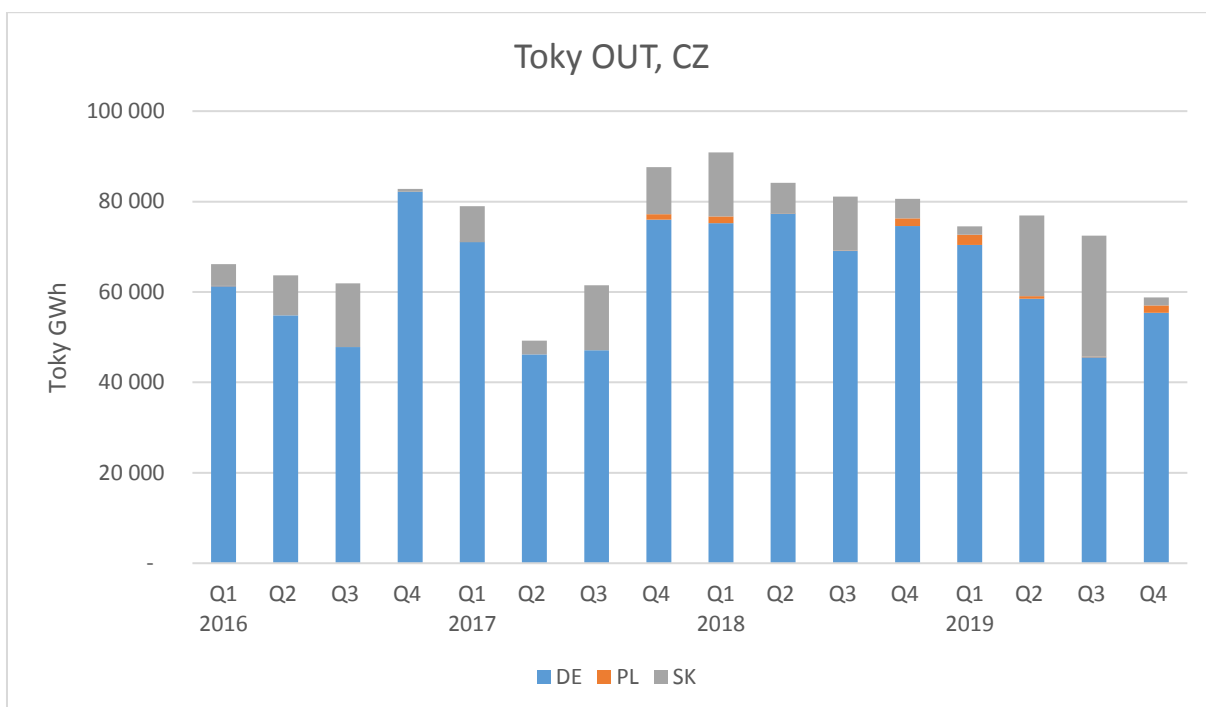
Na dalších dvou grafech je vidět přeshraniční toky pro Německo za období 2016–2019. Přepravní toky očekávaně pro DE mnohem rozmanitější a větší. Zaprvé je to dáno geografickou polohou DE, zadruhé rozměrem analyzovaných států jak z geografického hlediska, tak i z ekonomického hlediska. Největšími a nejdůležitějšími exportéry zemního plynu pro Německo už dlouhá leta zůstává Rusko a Norsko. Přes území Polska do Německa proudí taky z převažující části ruský plyn.

Největší výchozí toky byli zaznamenány směrem do Polska a Česka. Taky zajímavým pozorováním je skokové hodnoty výchozích toků směrem do Belgie a vždy tyto značné skoky se zaznamenají během otopné sezony tedy během Q1 a Q4. Z grafu to není úplně dobře vidět, ale během posledních let dochází ke značnému snížení toku z Holandska do Německa. Jedním z důvodů je události v oblasti Groningenu, kde se nachází velké ložisko zemního plynu odkud ten byl přepravován do Německa. V Groningenu a bližších oblastech byli velká zemětřesení, po kterých Holandsko rozhodlo docela rychle zmenšovat těžbu a úplně ukončit do roku 2030. Další důvod je že z Holandska do Německa bylo přepravováno velké množství L-plynu, tato přeprava taky postupně snižuje a spojeno to s planém postupného odklonu Německa od používání L-plynu.

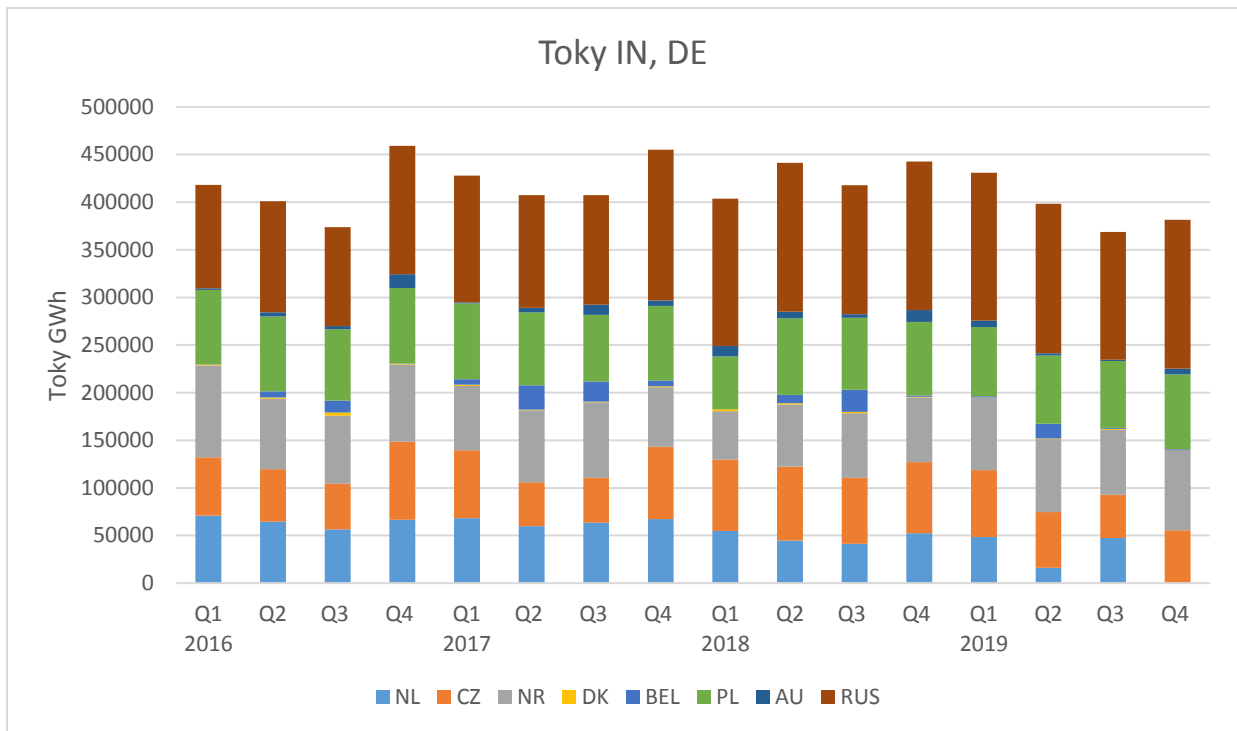
Oba analyzované státy jsou čistými dovozci zemního plynu.



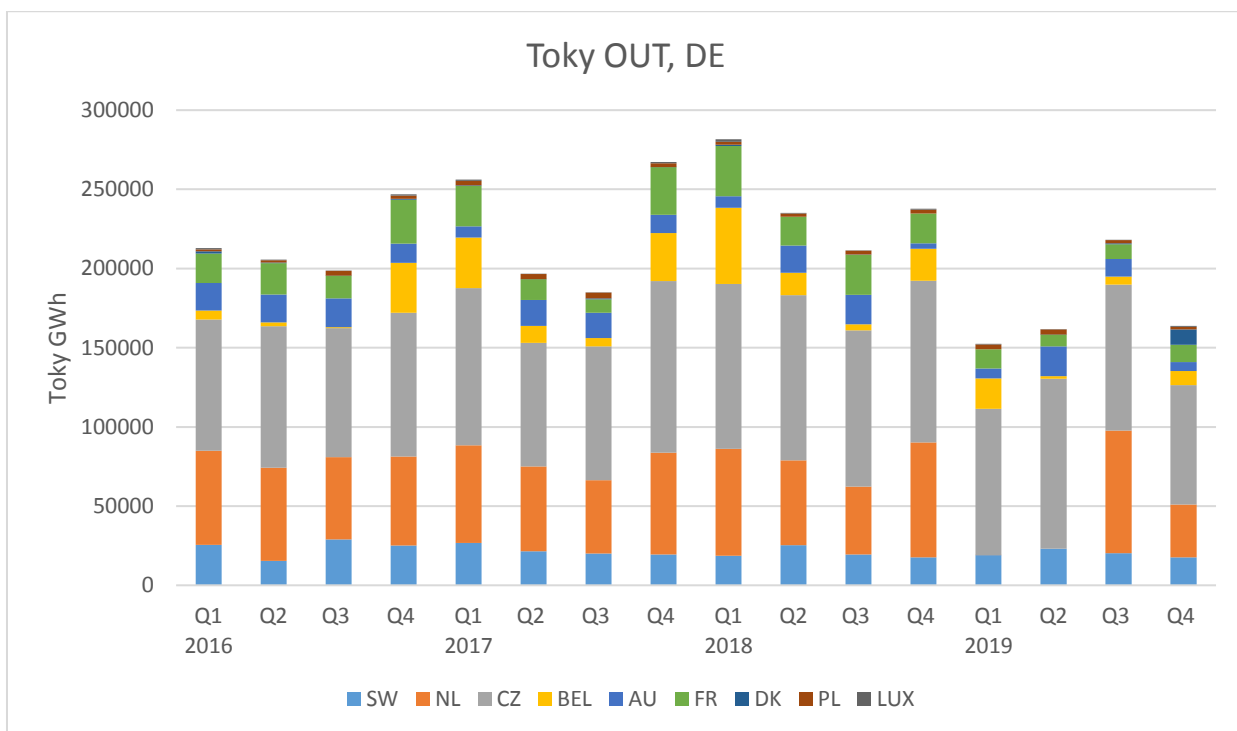
Graf 20 Toky zemního plynu do ČR 2016-2019. Data



Graf 21 Toky zemního plynu z ČR 2016-2019. Data



Graf 22 Toky zemního plynu do DE 2016-2019. Data



Graf 23 Toky zemního plynu z DE 2016-2019. Data

5.7.1 Toky CZ.

Během vytvoření základního scénáře model byl sestaven bez vlivů výstavby žádných nových projektů. Analýzou historických hodnot a hledáním závislosti mezi sumou výstupních nebo

vstupních toků ČR a spotřeby uvnitř území jako nejlepší byl vyhodnocen poměr SP_{CZ} a sumou výchozích toku OUT_{CZ} .

$$SP_{CZ} = \text{Celková spotřeba} - \text{Vlastní produkce.}$$

Na základě poměrů uvedených v následující Tabulka 24 Podíl vnitřní spotřeby na sumě výchozích toků CZ byla stanovena suma výchozích toků z soustavy ČR.

	SP_{CZ}/OUT_{CZ}	OUT_{CZ}/SP_{CZ}
Q 1	43,6 %	230,5 %
Q 2	21,7 %	495,8 %
Q 3	16,9 %	602,3 %
Q 4	37,9 %	269,8 %

Tabulka 24 Podíl vnitřní spotřeby na sumě výchozích toků CZ

Až na výjimky během roku 2018 kdy byli největší odlišností od ostatních dat. To bylo kvůli menší spotřebě v Q2 a Q3, během kterých byli zaznamenány nejteplejší počasí. Tak průměrná teplota během Q2 pro období 2016-2019 je mezi 13-14 stupňů celsia, když v roce 2018 byla skoro 16 stupňů celsia. Dále v Q3 byla průměrná teplota o 1,1 - 1,9 stupňů vyšší.

Dále na základě podílů vstupních a výstupních toků byli stanoveny jednotlivé přeshraniční toky.

Kvartál	CZ-DE		CZ-PL		CZ-SK		CZ-AU	
	in	out	in	out	in	out	in	out
Q 1	98,33 %	89,95 %	0,00 %	1,20 %	1,67 %	8,85 %	0,00 %	0,00 %
Q 2	98,41 %	86,94 %	0,00 %	0,19 %	1,59 %	12,86 %	0,00 %	0,00 %
Q 3	96,24 %	75,45 %	0,00 %	0,10 %	3,76 %	24,45 %	0,00 %	0,00 %
Q 4	93,61 %	93,15 %	0,00 %	1,58 %	6,39 %	5,26 %	0,00 %	0,00 %

Tabulka 25 Podíly výstupních a vstupních toků CZ

5.7.2 Toky DE.

Pro stanovení vstupních a výstupních toků na přeshraničních bodech Německa byly zachovány toky DE – CZ. Díky tomu bylo možné určit další přeshraniční toky. Z následující rovnici byla určena suma výstupních toků z Německa OUT_{DE} .

$$OUT_{DE} = \frac{\text{Tok z DE do CZ}}{0,44}$$

Dále byli dopočítány ostatní toky z hodnot uvedených v další tabulce, nulové hodnoty některých přepravních bodu z tabulky byli vyjmuty avšak v přiloženém Exel soubor jsou.

DE-DNM		DE-BEL		DE-PL		DE-AUST		DE-RUS	DE-FR	DE-LUX
in	out	in	out	in	out	in	out	in	out	out
0,43%	0,23%	0,49%	9,37%	17,54%	1,08%	1,13%	5,22%	29,87%	9,05%	0,49%
0,34%	0,04%	3,08%	3,22%	18,79%	1,21%	1,07%	8,53%	32,28%	7,32%	0,13%
0,49%	0,15%	4,07%	1,47%	18,55%	1,26%	1,17%	8,18%	30,36%	7,09%	0,08%
0,12%	1,33%	0,71%	7,84%	18,45%	0,94%	2,02%	4,51%	32,73%	8,86%	0,28%

Tabulka 26 Podíly výstupních a vstupních toků DE

5.8 Vyhodnocení základního scénáře.

Při sestavení základního scénáře neuvažovalo se o vlivech nových projektů. Cílem vytvoření základního scénáře bylo zjistit, jak se chovají toky na přeshraničních bodech a určit potřebné zvýšení kapacit.

Pro zjednodušení bylo předpokládáno plné sjednocení dvou obchodních zón v Německu od roku 2020 a neuvažovalo se o překročení technických kapacitách předávacích bodů mezi těmito oblastmi.

Vždy u všech přeshraničních bodů bylo potřeba kontrolovat překročení technických přepravních kapacit. Tato kontrola probíhala tak že byli známé hodnoty toků za kvartál a technická kapacita mezi území. Pro každý bod u podezřelých velkých hodnot byla vypočtena doba využití maxima a na její základě rozhodovalo se, jestli kapacita dostačující neboli ne. V případě že doba využití maxima byla přes 90 dní je to okamžitý indikátor nedostatku přepravní kapacity na daném bodě. Pokud doba využití maxima se pohybovala mezi 80-90 dní bylo zapotřebí zkoumat historické využití tohoto bodu a dobu trvání jak plánovaných, tak i neočekávaných odstávek nebo snížení možného toku z důvodů oprav.

Ukázalo se, že v případě ČR žádné navýšení existujících přepravních kapacit není potřeba v tomto scénáři. Největší doba využití maxima bylo dosaženo v období Q2 2030 na přeshraničním bodě s DE ve směru z CZ a tady hodnota bylo 77 dní.

Jinak tomu bylo pro přeshraniční body DE. Hned v období Q2 2020 došlo k nedostatků vstupní kapacity z Polska. Pro zajištění normální činnosti tohoto bodu po celé analyzované období by bylo potřeba navýšení vstupní kapacity směrem z PL do DE o dalších 238,5 GWh/d za předpokladu doby využití maxima 80 dnů.

Dalším bodem, kde by byla potřeba navýšení vstupní kapacity je směr z Ruska již od Q2 2022. Z důvodu výstavby plynovodu Nord Stream 2 tento problém bude vyřešen.

Posledním citlivým místem německé plynové soustavy v tomto scénáři je výstupní bod směrem do Švýcarska. K překročení existující technické kapacity v tomto směru nedochází, ale například během období Q2 2025 pro uspokojení toku do SW byla by potřeba aby doba využití maxima byla minimálně 88 dnů.

6 Závěr.

Tato práce se zabývala problematikou v oblasti zemního plynu v Evropě. V rámci teoretické části byli nejprve popsány základní vlastnosti zemního plynu, základní způsoby těžby a přepravy. Provedena analýza spotřeby a přepravy zemního plynu v Evropě. Převažující část zemního plynu je přepravována pomocí potrubních systému. Stále největšími dovozci ZP do jsou Rusko, Alžírsko, Katar, Nigerie a USA.

V další teoretické části se zabývalo podrobnou analýzou současného trhu s plynem v ČR a Německu. Byli popsány účastníci trhu, jejich základní funkce a význam. V poslední teoretické části této diplomové práce byla podrobně zkoumaná regulace trhu se zemním plynem v ČR a Německu. S rozбором vybraných aktuálních zákonů, vyhlášek a nařízení zabývajících se regulací trhu. Byl proveden podrobný rozbor pobídkové regulaci v Německu. Lze říci že Německo je na nakolik kroků dopředu, co se týče regulaci trhu s plynem.

V praktické části na základě zkoumaných historických dat byla spotřeba ZP v jednotlivých zemích rozdělena na skupiny spotřebitelů podle užití plynu. Následně pro každou skupinu jsem našel určitou závislost pomocí programu Gretl nebo MS Excel. Takhle stanovený budoucí poptávky následovně jsem zahrnul do modelů. Taky nezbytnou součástí modelování byli i zásobníky plynu pro které byli aplikované určité zjednodušení a předpoklady, například, pro umožnění odhadu toků z/do zásobníků byl stanoven předpoklad, že během Q1 a Q4 ze zásobníků se jenom těží zemní plyn do plynové soustavy a během Q2 a Q3 zásobníky se jenom plní. Toto zjednodušení neplatí vždy v reálném životě, zejména u státu s velkou kapacitou zásobníků jako je například Německo, které disponuje skladovací kapacitou v hodnotě 228 TWh. V další části byla provedena analýza přeshraničních toků pro Německo a Česko. Na základě historických hodnot byli nalezeny souvislosti, které byli implementovaný do bilančního modelů.

V poslední praktické části byl vytvořen bilanční model zemního plynu s možným vývojem pro příštích 10 let se zaměřením na hranici Německa a České republiky. Byli navrženy řešení vzniklých problémů jako například nedostatek technických kapacit pro přeshraniční stanice na hranici Německa a Švýcarska.

7 Bibliografie

- [*What is natural gas* [online]. [cit. 2020-05-16]. Dostupné z:
1 <http://www.gazprominfo.com/articles/natural-gas>
]
- [*Общие сведения о природном газе* [online]. [cit. 2020-05-16]. Dostupné z:
2 http://www.pro-gas.ru/general/general_full/
]
- [*Úvod do liberalizované energetiky. Trh s plynem*. Vydání první. Praha: Asociace
3 energetických manažerů, 2015. ISBN 978-80-260-9211-7. Dostupné také z:
] <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-plynem.pdf>
- [*Co je zemní plyn?* [online]. [cit. 2020-05-17]. Dostupné z: <https://www.wingas.cz/o-4-zemnim-plynu/co-je-zemni-plyn.html>
]
- [*Vlastnosti zemního plynu. CNG4YOU* [online]. [cit. 2020-05-18].
5
]
- [*Nekonvenční zemní plyn z břidlic (NZPB): Potenciální zásoby a technologie jeho těžby*. Brno,
6 2011. Odborná studie.
]
- [*Břidlicový plyn – Těžba* [online]. [cit. 2020-05-22]. Dostupné z: <https://vytapeni.tzb-7-info.cz/vytapime-plynem/12610-bridlicovy-plyn-tezba>
]
- [BUDÍN, Jan. Plynárenství v ČR - dodávka plynu a základní statistiky. *Oenergetice.cz* [online].
8 [cit. 2020-05-24]. Dostupné z:
] <https://oenergetice.cz/technologie/plynarenstvi/plynarenstvi-v-cr-dodavka-plynu-zakladni-statistiky>
- [*Statistical Review of World Energy 2019. BP* [online]. [cit. 2020-06-03]. Dostupné z:
9 <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
]
- [*Probable Reserves. Investopedia* [online]. [cit. 2020-06-02]. Dostupné z:
10 <https://www.investopedia.com/terms/p/probable-reserves.asp>
]

[STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE ČESKÉ REPUBLIKY [online]. [cit. 2019-11-23]. Dostupné z:
1 <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/statni-energeticka->
1 [koncepce--223620/](https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/statni-energeticka-)
]

[Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR [online]. [cit. 2019-11-23]. Dostupné z:
1 <http://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-plynarenske-soustavy>
2
]

[Surovinové zdroje České republiky: nerostné suroviny : (stav ...). 2018. Praha: Ministerstvo
1 životního prostředí České republiky, 1992. ISBN 978-80-7075-953-0.
3
]

[OTE [online]. [cit. 2019-12-08]. Dostupné z: <https://www.ote->
1 [cr.cz/cs/statistika/dlouhodobá-rovnováha/infrastruktura-plynarenske-soustavy](https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/dlouhodobá-rovnováha/infrastruktura-plynarenske-soustavy)
4
]

[NET4GAS [online]. [cit. 2019-12-07]. Dostupné z: <https://www.net4gas.cz/cz/prepravni->
1 [soustava/](https://www.net4gas.cz/cz/prepravni-soustava/)
5
]

[Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2020 - 2029 [online]. [cit. 2019-
1 12-01]. Dostupné z: <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/rozvojove-plany/>
6
]

[Národní zpráva Energetického regulačního úřadu o elektroenergetice a plynárenství v České
1 republice za rok 2018 [online]. [cit. 2019-11-16]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/-/nz->
7 [2018?inheritRedirect=true](http://www.eru.cz/-/nz-2018?inheritRedirect=true)
]

[PCI 6.4 Obousměrné propojení mezi Rakouskem a Českou republikou, a to v místech
1 Baumgarten (AT) – Reintal (CZ/AT) – Břeclav (CZ) [online]. [cit. 2019-12-01]. Dostupné z:
8 <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/obousmerny-cesko-rakousky-propoj/>
]

[Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o
1 změně některých zákonů: Energetický Zákon. In: . ročník 2000, číslo 458. Dostupné také z:
9 <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
]

[*Vyhláška o Pravidlech trhu s plynem*. In: . 2015 Sb., číslo 349. Dostupné také z:
2 <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-349>

0

]

[*Zákon o stabilizaci veřejných rozpočtů*. In: . č.261/2007 Sb. Dostupné také z:
2 <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2007-261/zneni-20170701#cast45>

1

]

[*Ceny za služby operátora trhu v plynárenství* [online]. [cit. 2019-12-12]. Dostupné z:
2 <https://www.ote-cr.cz/cs/registrace-a-smlouvy/smluvni-vztahy-plyn/ceny-za-sluzby-ote>

2

]

[*Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky,
2 plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně
3 vykupující*. Dostupné také z: [https://www.eru.cz/-/zasady-cenove-regulace-pro-regulacni-](https://www.eru.cz/-/zasady-cenove-regulace-pro-regulacni-obdobi-2021-2025-pro-odvetvi-elektroenergetiky-plynarenstvi-pro-cinnosti-operatora-trhu-v-elektroenergetice-a-ply)
] [obdobi-2021-2025-pro-odvetvi-elektroenergetiky-plynarenstvi-pro-cinnosti-operatora-](https://www.eru.cz/-/zasady-cenove-regulace-pro-regulacni-obdobi-2021-2025-pro-odvetvi-elektroenergetiky-plynarenstvi-pro-cinnosti-operatora-trhu-v-elektroenergetice-a-ply)
trhu-v-elektroenergetice-a-ply

[*Deutsche Wetterdienst* [online]. [cit. 2020-12-09]. Dostupné z:
2 https://www.dwd.de/DE/Home/home_node.html

4

]

[*Umstellung von L- auf H-Gas. Bundesnetzagentur* [online]. [cit. 2020-12-03]. Dostupné z:
2 [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/U](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html)
5 [mstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html)

]

[*News zum Thema Erdgas*. In: *Bund der energie verbraucher* [online]. [cit. 2020-12-03].
2 Dostupné z: https://www.energieverbraucher.de/de/news__311/#con-17645

6

]

[*FNB Gas* [online]. [cit. 2020-12-04]. Dostupné z: <https://www.fnb-gas.de/#>

2

7

]

[*Gassektor im Wandel. FBN Gas* [online]. [cit. 2020-12-04]. Dostupné z: [https://www.fnb-](https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/)
2 [gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/](https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/)

8

]

[*Gasunie Deutschland Transport Services GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
2 <https://www.gasunie.de/>

9

]

[*NEL Gastransport GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: [https://www.nel-](https://www.nel-gastransport.de/)
3 [gastransport.de/](https://www.nel-gastransport.de/)

0

]

[*OPAL Gastransport GmbH & Co. KG* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
3 <https://www.opal-gastransport.de>

1

]

[*GASCADE Gastransport GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
3 <https://www.gascade.de/>

2

]

[*Gastransport Nord GmbH (GTG)* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: [https://gtg-](https://gtg-3-nord.de/de/index.php)
3 [nord.de/de/index.php](https://gtg-3-nord.de/de/index.php)

3

]

[*ONTRAS Gastransport GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
3 <https://www.ontras.com/de>

4

]

[*Fluxys TENP* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: <https://www.fluxys.com>

3

5

]

[*GRTgaz Deutschland GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: [https://www.grtgaz-](https://www.grtgaz-3-deutschland.de/content/startseite)
3 [deutschland.de/content/startseite](https://www.grtgaz-3-deutschland.de/content/startseite)

6

]

[*Terranets bw GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: <https://www.terranets-bw.de>

3

7

]

[*Bayern ets GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
3 <https://www.bayernets.de/start.aspx>
8
]

[*Ferngas Netzgesellschaft GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z:
3 <https://www.ferngas.de/start.html>
9
]

[*Nowega GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: <https://www.nowega.de>
4
0
]

[*Open Grid Europe GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: <https://oge.net/de>
4
1
]

[*Thyssengas GmbH* [online]. [cit. 2020-02-28]. Dostupné z: <https://thyssengas.com/de>
4
2
]

[NĚMECKO. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz -
4 EnWG)*. In: . 2005. Dostupné také z: http://www.gesetze-im-3 internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html#BJNR197010005BJNG000100000
]

[NĚMECKO. *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
4 (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)*. In: . 2010. Dostupné také z: https://www.gesetze-4 im-internet.de/gasnzv_2010/BJNR126110010.html
]

[NĚMECKO. *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
4 (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV)*. In: . 2005. Dostupné také z: <https://www.gesetze-5 im-internet.de/gasnev/BJNR219700005.html>
]

[NĚMECKO. *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
4 (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)*. In: . 2007. Dostupné také z:
6 <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html>
]

[*Ermittlung der Netzkosten* [online]. [cit. 2021-03-09]. Dostupné z:
4 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen>
7 [_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzk](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen)
] [ostenermittlung_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen)

[*Individuelle Erlösbergrenze* [online]. [cit. 2021-03-09]. Dostupné z:
4 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen>
8 [_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/Individu](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen)
] [elleEOG_node.html#\[AnpassEOG\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen)

[*Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2019* [online]. [cit. 2021-04-23].
4 Dostupné z: <https://www.eru.cz/zpravy-o-provozu-plynarenske-soustavy>
9
]

[*Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft – das Jahr 2020* [online]. In: . [cit. 2021-04-
5 23]. Dostupné z: <https://www.bdew.de/>
0
]

[*Zahlen und Fakten. Energiedaten* [online]. [cit. 2021-04-23]. Dostupné z:
5 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
1
]

[*Natural gas price forecast 2020 2021 and long term to 2030* [online]. In: . [cit. 2021-04-23].
5 Dostupné z: <https://knoema.ru/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2020-2021-and-long->
2 [term-to-2030](https://knoema.ru/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2020-2021-and-long-)
]

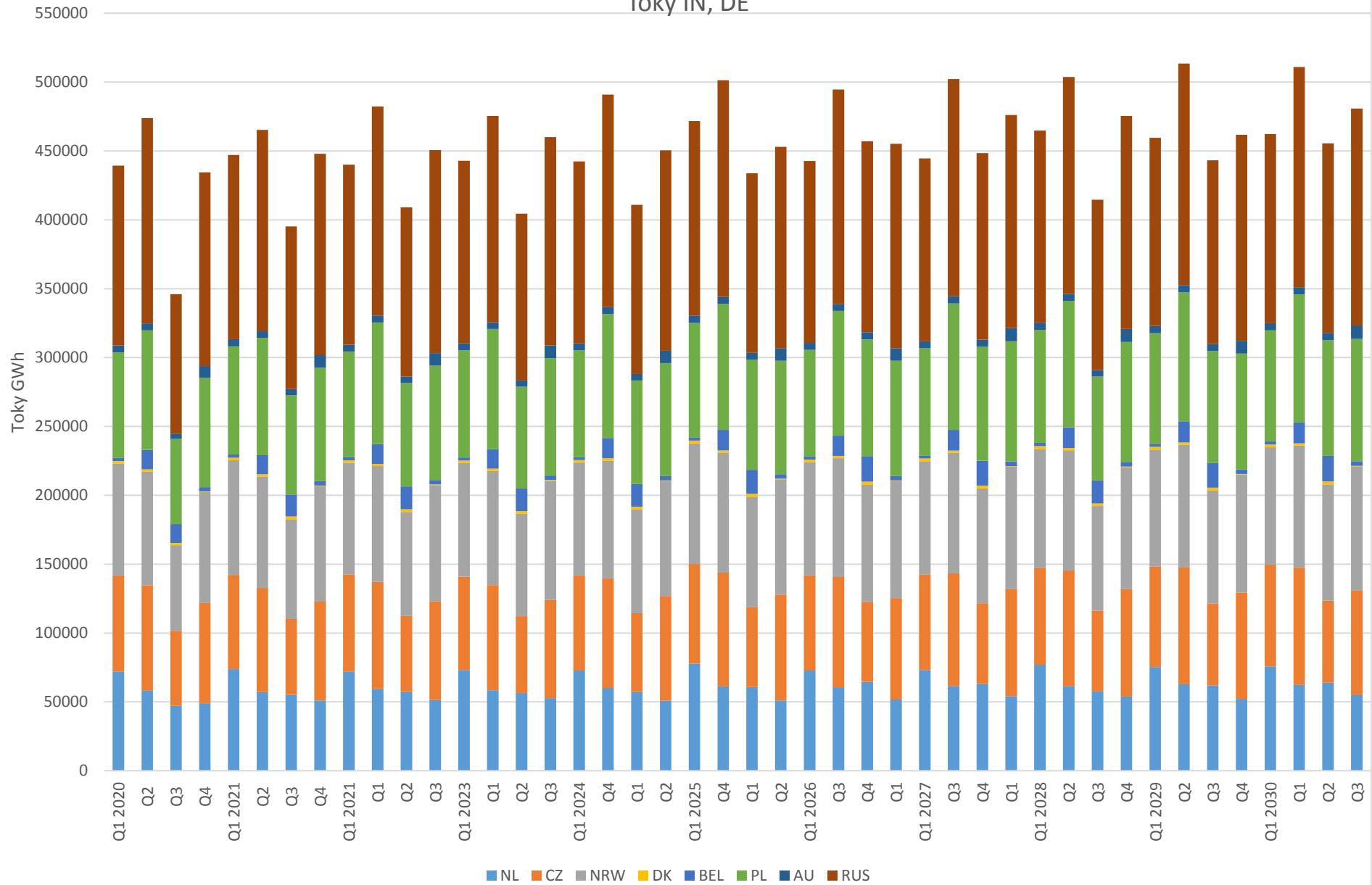
[EEX. *European Energy Exchange* [online]. [cit. 2021-04-23]. Dostupné z:
5 <https://www.powernext.com/>
3
]

[PXE. *Power Exchange Central Europe* [online]. [cit. 2021-04-23]. Dostupné z:
5 <https://www.pxe.cz/>
4
]

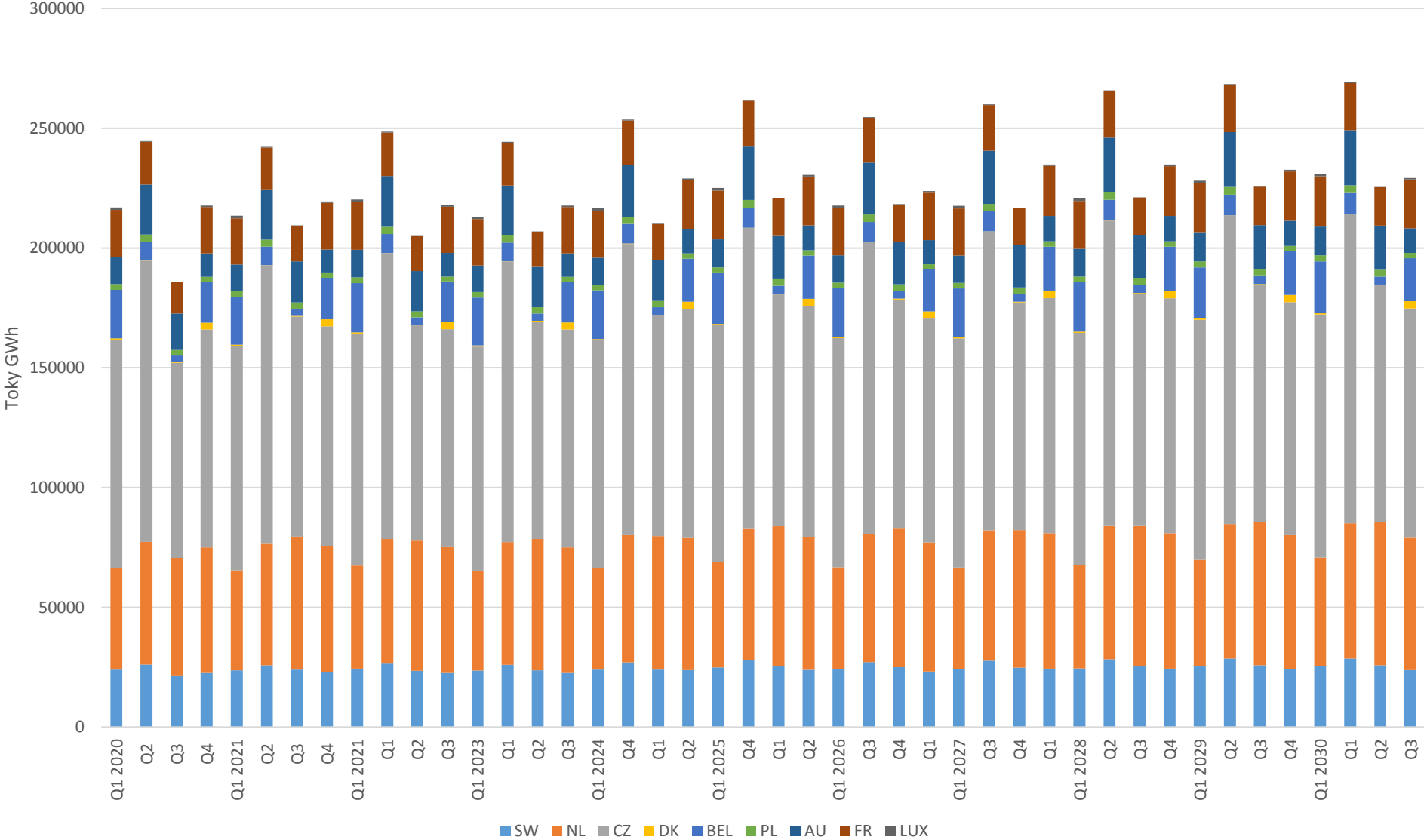
[JABLONSKÁ, Šárka. *Strategie trhu s plynem*. Praha, 2020. Diplomová práce. ČVUT.
5
5
]

[*Bundesnetzagentur* [online]. [cit. 2021-04-24]. Dostupné z:
5 <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/energy-node.html>
6
]

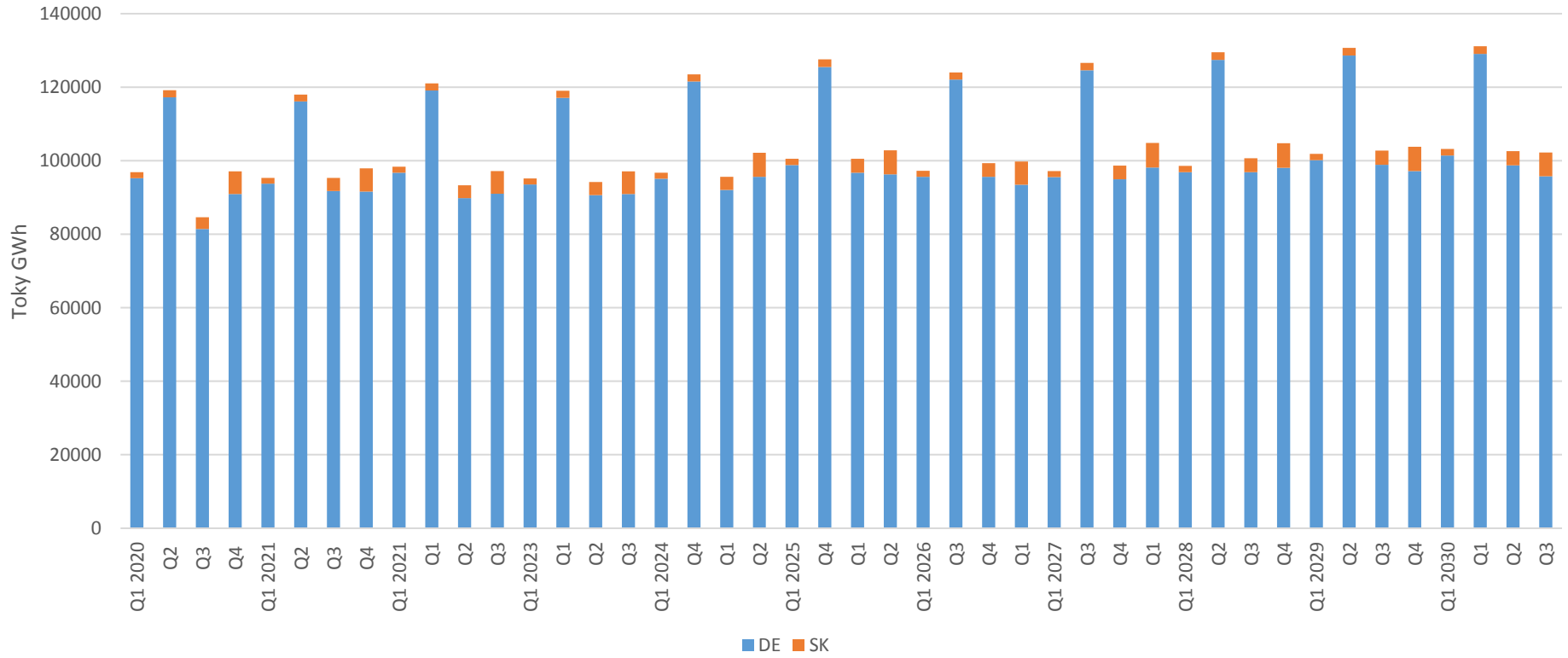
Tokyo IN, DE



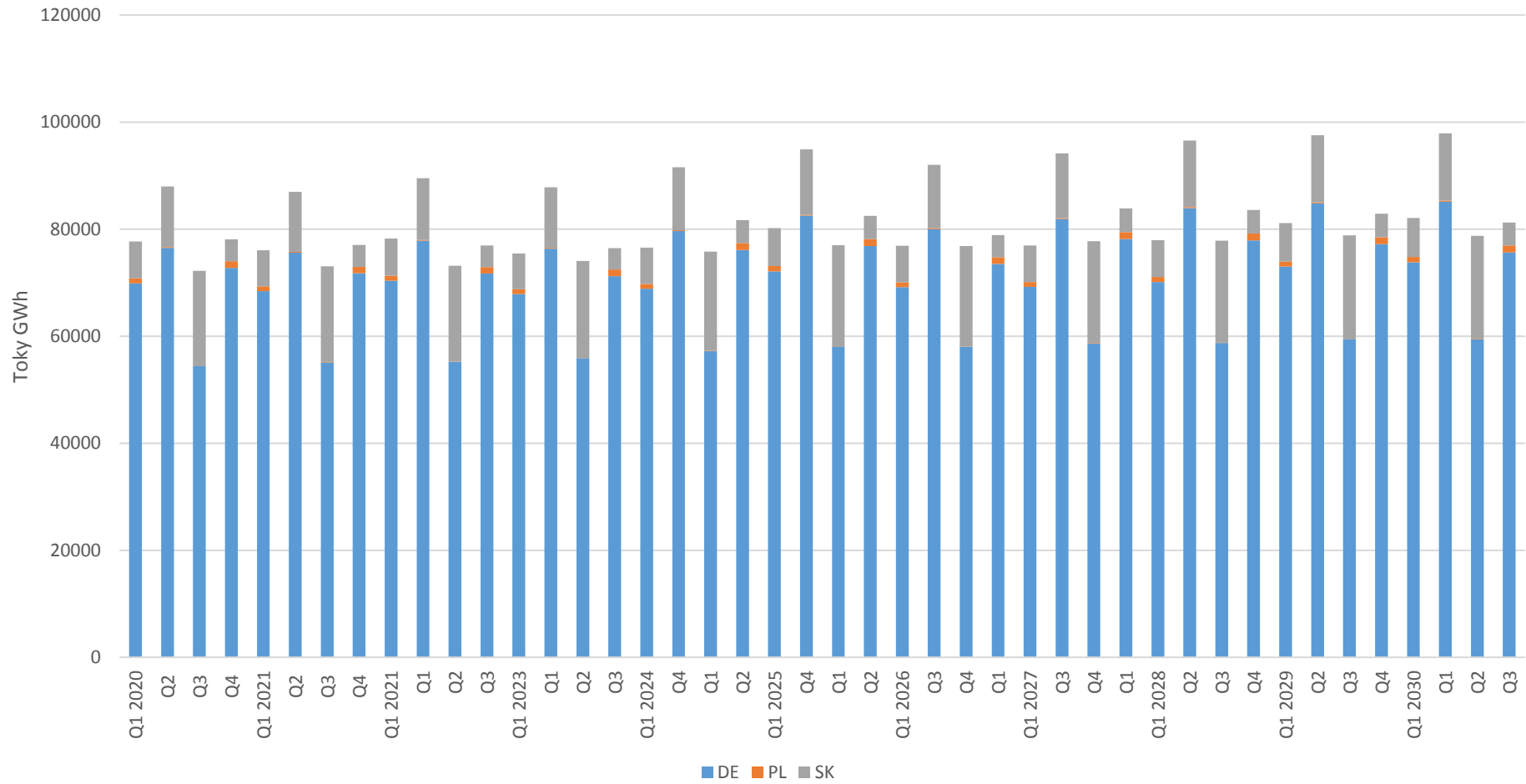
Toky OUT, DE



Toky IN CZ



Toky OUT CZ



Podíly toku CZ

Kvartál	CZ-DE		CZ-PL		CZ-SK		CZ-AU	
	in	out	in	out	in	out	in	out
Q 1	98,33%	89,95%	0,00%	1,20%	1,67%	8,85%	0,00%	0,00%
Q 2	98,41%	86,94%	0,00%	0,19%	1,59%	12,86%	0,00%	0,00%
Q 3	96,24%	75,45%	0,00%	0,10%	3,76%	24,45%	0,00%	0,00%
Q 4	93,61%	93,15%	0,00%	1,58%	6,39%	5,26%	0,00%	0,00%

Seznam zkratek

CZ, ČR	Česka Republika
DE	Německo
ZP	Zemní plyn
CNG	Compressed Natural gas
P2G	Power to gas
POD	Podniky
VEL	Výroba elektřiny
VYT	Dálkové vytápění
RUS	Rusko
SW	Švýcarsko
BEL	Belgie
PL	Polsko
OTE	Operátor trhu s elektřinou
ZAS	Zásobníky s plynem
DOM	Domácnosti

Seznam tabulek

Tabulka 1 Složení vybraných zemních plynů [3].....	13
Tabulka 2 Vlastnosti zemního plynu [5]	14
Tabulka 3 Distribuce zásob zemního plynu (2019). Data [9].....	17
Tabulka 4 Bilance přeshraničních toku plynárenské soustavy ČR v letech 2014–2018 [12].....	22
Tabulka 5 Výroba a spotřeba plynu v ČR v letech 2014-2018 [12].....	22
Tabulka 6 Kapacity hraničních profilů [14].....	23
Tabulka 7 Technické parametry zásobníků v ČR [16].....	26
Tabulka 8 Toky plynu do a ze zásobníků v ČR [12]	27
Tabulka 9 Stav zásobníků v před o po těžební sezoně ČR [17].....	27
Tabulka 10 Výsledky vnitrodenního trhu ČR (2014-2019) [14]	29
Tabulka 11 Spotřeba ČR 2020–2030	51
Tabulka 12 Rozdělení spotřeby během roku DOM CZ. Data [49].....	52
Tabulka 13 Rozdělení spotřeby během roku CNG CZ. Data [49].....	53
Tabulka 14 Podíl POD na celkové spotřebě zemního plynu ČR. Data [49].....	54
Tabulka 15 Rozdělení POD CZ na kvartály. Data [49]	54
Tabulka 16 Rozdělení celkové spotřeby zemního plynu podle kvartálů DE. Data [50].....	56
Tabulka 17 Spotřeba POD DE 2013-2019. Data [51]	57

Tabulka 18 Rozdělení spotřeby VEL DE v průběhu roku. Data [50].....	58
Tabulka 19 Rozdělení spotřeby VEL DE podle kvartálů. Data [50]	59
Tabulka 20 Koeficienty pro výpočet teplot DE	61
Tabulka 21 Koeficienty pro výpočet teplot CZ.....	61
Tabulka 22 Rozdělení produkce zemního plynu na kvartály DE. [50]	62
Tabulka 23 Rozdělení produkce zemního plynu na kvartály CZ. Data [49]	62
Tabulka 24 Podíl vnitřní spotřeby na sumě výchozích toků CZ	67
Tabulka 25 Podíly výstupních a vstupních toků CZ.....	67
Tabulka 26 Podíly výstupních a vstupních toků DE	68

Seznam obrázku

Obrázek 1 Schematický diagram konvenčních a nekonvenčních ložisek plynu a ropy [6].....	15
Obrázek 2 Zjednodušené schematické znázornění procesu hydraulického štěpení při těžbě břidlicového plynu [7].....	16
Obrázek 3 Ložiska zemního plynu v ČR [13]	23
Obrázek 4 Propojení plynárenských soustav [12]	24
Obrázek 5 Působnost distribučních společností na území ČR [12]	25
Obrázek 6 Přepravní soustava ČR [15]	25
Obrázek 7 Mira naplnění zásobníků plynu v ČR (2017-2018) [17]	27
Obrázek 8 Parametry krátkodobých trhů ČR [14]	28
Obrázek 9 Česko-polský propojovací plynovod (CPI) [16].....	30
Obrázek 10 Capacity4Gas DE/CZ [16].....	31
Obrázek 11 Roky s nejteplejším počasím v Německu. Zdroj [24]	39
Obrázek 12 Mapa dodávek plynu v Německu. Zdroj [25]	40
Obrázek 13 Obchodní oblastí v Německu. Zdroj [27].....	41

Seznam grafů

Graf 1 Největší těžaře zemního plynu a jejich vlastní spotřeba (2019). Data [9].....	18
Graf 2 Vývoj zásob zemního plynu v Evropě a Norsku (2012-2019). Data [9]	19
Graf 3 Porovnání výroby a spotřeby ZP v Evropě (2015-2019). Data [9]	19
Graf 4 Import ZP do Evropy (2012-2019). Data [9]	20
Graf 5 Import potrubím do Evropy v roce 2019. Data [9]	21
Graf 6 Import LNG do Evropy v roce 2019 [9]	21
Graf 7 Vývoj výroby a spotřeby ZP v Německu (2010-2019). Data [9].....	38
Graf 8 Rozdělení importu ZP do Německa v roce 2019. Data [9].....	39
Graf 9 Odhad spotřeby ČR 2020-2030	52
Graf 10 Spotřeba domácnosti CZ 2010-2019. Data [49]	53
Graf 11 Spotřeba CNG CZ	54
Graf 12 Spotřeba zemního plynu na výrobu elektřiny 2017-2019 CZ. Data [49]	55
Graf 13 Odhad spotřeby zemního plynu DE 2020-2030.....	56
Graf 14 Spotřeba DOM DE 1996-2019 [51].....	57
Graf 15 Spotřeba PRU DE 1990-2019. Data [51]	58
Graf 16 Odhad cen elektřiny pro CZ.....	60

Graf 17 Odhad cen zemního plynu pro CZ	60
Graf 18 Odhad cen zemního plynu pro DE. Data [51]	61
Graf 19 Odhad vlastní produkce zemního plynu v CZ. Data [49]	62
Graf 20 Toky zemního plynu do ČR 2016-2019. Data.....	65
Graf 21 Toky zemního plynu z ČR 2016-2019. Data	65
Graf 22 Toky zemního plynu do DE 2016-2019. Data	66
Graf 23 Toky zemního plynu z DE 2016-2019. Data	66