

ÚVOD DO LIBERALIZOVANÉ ENERGETIKY



TRH S PLYNEM

Kolektiv autorů

A.e.M

ASOCIACE
ENERGETICKÝCH
MANAŽERŮ

**Dílo bylo zpracováno za finanční
podpory Státního programu na podporu
úspor energie a využití obnovitelných
zdrojů energie pro rok 2015 –
Program EFEKT**



MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU



Kolektiv autorů

Úvod do liberalizované energetiky

Trh s plynem



Asociace energetických manažerů ve spolupráci s Českým plynárenským svazem

Praha

2015

Úvod do liberalizované energetiky

Trh s plynem

Kolektiv autorů

Asociace energetických manažerů ve spolupráci s Českým plynárenským svazem, 2015.
Vydání první.

Autoři kapitol: Pavel Benedikt (11.9), Ing. Tomáš Bičák (19.2), Mgr. Miloš Coufal (14.3), PhDr. Vladimír Čermák (22.3, 22.6, 22.7), Ing. Václav Derfl (14.6, 14.7, 14.8), Ing. Pavel Dočekal (4.1, 5, 6.3, 13), Ing. Vlastimil Dvořák (1.1, 1.2, 19.2), Ing. Jiří Gavor, CSc. (20.1, 20.2, 20.3), Ing. Milan Horálek (16), Ing. Milan Kajtman (4.2), Ing. Jan Kanta (21), Ing. Tibor Kántor (4.3, 4.4), Ing. Jiří Krtička (18), Ing. David Kučera (7, 22.2), Ing. Hugo Kysilka (19.3), Ing. Václav Lerch (20.4, 20.5, 20.6), Ing. Vratislav Ludvík (2), Ing. Jaroslav Medvec (12.1.2, 12.2, 12.3.2, 12.4.2, 14.2, 22.5), Ing. Jakub Nečesaný, Ph.D. MBA (6.4, 11.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.5, 11.6, 11.7, 11.8), Ing. Vladimír Outrata (8, 9.3, 12.1.1, 12.3.1, 12.4.1, 14.1, 22.4.2), Ing. Oldřich Petržilka (1.3, 1.4), Ing. Jan Ruml (16, 19.1, 19.3), Ing. Michal Slabý (6.1, 6.4, 6.5, 14.5, 21.1), Ing. Jindřich Švec (6.2, 17), Ing. Lubor Veleba (10, 14.4), Ing. Alena Vitásková (15), Ing. Tomáš Varcop (17), PhDr. Tomáš Vyležík (6.2, 17), Ing. Petr Zajíček (8.9, 9.1, 9.5), Ing. Jan Zaplatílek (3), Michal Zavadil (12.4.2), Mgr. Jindřich Zenger (9.4)

Odpovědní redaktoři: Ing. Jiří Gavor, CSc., Bc. Zuzana Šolcová
Přebal, grafická úprava a sazba: Bc. Miloš Mojžiš

Objednávky knih:

Asociace energetických manažerů
Ortenovo náměstí 15a, 170 00 Praha 7
aem@aem.cz
tel. 266 311 769

ISBN 978-80-260-9211-7

© Asociace energetických manažerů, z. s. Všechna práva vyhrazena. Žádná část této publikace nesmí být kopírována a rozmnožována za účelem rozšiřování v jakékoli formě či jakýmkoli způsobem bez písemného souhlasu vydavatele.

OBSAH

PŘEDMLUVA	11
1 ZEMNÍ PLYN JAKO KOMODITA A JEJÍ SPECIFICKÉ VLASTNOSTI	13
1.1 Původ a klasifikace zemního plynu	13
1.2 Fyzikálně-chemické spalovací vlastnosti zemního plynu	15
1.2.1 Chemické složení.....	15
1.2.2 Spalování zemního plynu.....	16
1.3 Charakteristika plynárenství	17
1.3.1 Pozice plynárenství v České republice	17
1.3.2 Dodávky zemního plynu.....	18
1.4 Plynárenská soustava a její vývoj v ČR	21
1.4.1 Hlavní milníky historie plynárenství na území ČR.....	21
1.4.2 Plynárenská soustava.....	22
1.4.3 Rozvojové projekty v ČR.....	25
2 DOSAVADNÍ VÝVOJ LIBERALIZACE TRHU SE ZEMNÍM PLYNEM	27
2.1 Vývoj tuzemského plynárenství v letech 1970 až 1995 a počátky snah o jeho liberalizaci	27
2.2 První zkušenosti z liberalizace ve Velké Británii	31
2.3 Liberalizace a integrace evropské energetiky a plynárenství	31
3 VNITŘNÍ TRH S PLYNEM PODLE ENERGETICKÉ LEGISLATIVY EU	34
3.1 Základní rámec trhu s plynem v EU podle lisabonské smlouvy	34
3.2 Třetí liberalizační balíček a plynárenství	37
3.3 Energeticko-klimatický balíček a plynárenství	39
3.4 Bezpečnost dodávek plynu	42
4 PLYNÁRENSTVÍ A JEHO PRÁVNÍ RÁMEC V ČESKÉ REPUBLICE	46
4.1 Energetický zákon a jeho prováděcí právní předpisy	46
4.2 Zákon o podporovaných zdrojích energie – využití bioplynu a biometanu	53
4.3 Zákon o hospodaření energií a úspory plynu	55
4.3.1 Přístup ČR k Energetické chartě	56
4.3.2 Vstup ČR do OECD a IEA.....	56
4.4 Česká republika a politika EU k úsporám energie	57
5 ÚČASTNÍCI TRHU S PLYNEM A JEJICH ROLE	63
5.1 Role při fyzické dodávce plynu	63
5.2 Role při obchodních vztazích v dodávce plynu	63
5.3 Model rolí a vazeb trhu s plynem	64

6	ORGANIZACE OBCHODU S PLYNEM.....	67
6.1	Velkoobchod obecně.....	67
6.2	Maloobchod obecně.....	68
6.3	Podmínky přístupu na trh.....	69
6.4	Dlouhodobé, krátkodobé trhy a vyrovnávací trhy.....	70
6.4.1	Dlouhodobé trhy.....	70
6.4.2	Krátkodobé a vyrovnávací trhy.....	74
6.5	Dlouhý, krátký, bystrozraký.....	78
7	OBCHODOVÁNÍ S PLYNEM NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH A DVOUSTRANNÉ OBCHODY	82
7.1	Bilaterální obchodování.....	83
7.2	Obchodování prostřednictvím brokerských platforem.....	85
7.3	Obchodování na burze.....	87
7.3.1	Spotové trhy.....	87
7.3.2	Termínované trhy.....	88
7.3.3	Vypořádání burzovních obchodů.....	90
7.3.4	Proces vstupu na burzu a obchodování na burze.....	94
7.3.5	Evropské burzy.....	95
7.3.6	Burzovní platformy v ČR.....	96
7.4	Rozdíl mezi bilaterálním a burzovním obchodováním.....	96
7.5	Situace na trhu s plynem v ČR z pohledu obchodníka.....	98
8	PŘEPRAVA PLYNU	101
8.1	Tranzit plynu.....	101
8.2	Určení přepravních kapacit.....	102
8.3	Přidělování přepravních kapacit.....	103
8.3.1	Mechanismus anglické aukce.....	104
8.3.2	Procedury pro řešení při nedostatku kapacity.....	105
8.4	Uzavírání smluv.....	107
8.5	Nominace a matching (sesouhlasení) tranzitních a přepravních kapacit.....	109
8.6	Přřazení odchylek a platby za tranzitní přepravu.....	109
8.7	Transparentnost procesu přeshraničního obchodování.....	111
8.8	Cílový model trhu s plynem.....	113
8.9	Řešení mimořádných situací.....	113
8.10	Činnosti při předcházení stavu nouze a ve stavech nouze.....	115
8.10.1	Činnosti dispečinku N4G předcházení stavu nouze a při stavu nouze vyhlášeném na celé plynárenské soustavě.....	115
8.10.2	Osoby oprávněné k vyhlášení stavu nouze na celé plynárenské soustavě České republiky a definice stavu nouze.....	116
8.10.3	Centrální krizový štáb plynárenské soustavy České republiky.....	116
8.10.4	Statut a zodpovědnost centrálního krizového štábu plynárenské soustavy České republiky.....	117
8.10.5	Zásady fungování CKŠ.....	117
8.10.6	Svolání CKŠ.....	117
8.10.7	Úkoly centrálního krizového štábu plynárenské soustavy ČR.....	118

9	MEZINÁRODNÍ KOORDINACE ŘÍZENÍ SOUSTAV, PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE A PROVOZU A DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ	119
9.1	Vývoj propojování a koordinace evropských plynárenských soustav	119
9.1.1	Situace v ČR	120
9.2	Struktura a principy koordinace řízení propojených plynárenských soustav.....	121
9.3	Dlouhodobé analýzy rozvoje a plánování přenosových plynárenských soustav.....	122
9.3.1	Desetileté plány rozvoje plynárenských soustav.....	124
9.3.2	Spolupráce zemí V4+	124
9.4	Dlouhodobé analýzy rozvoje a plánování distribučních plynárenských sítí	125
9.4.1	1. etapa: technické koncepty zpracováváné od 2. poloviny 80. let 20. století s přesahem do roku 1995	125
9.4.2	2. etapa: a) 1993–2003 – „boom“ nové plynofikace	125
9.4.3	2. etapa: b) 1999–2005 – výrazný úbytek existujících odběrných míst kategorie velkoodběratel (blokové, okrskové kotelny, výtopny) přechodem ze zásobování plynem na CZT.....	126
9.4.4	3. etapa: 2004/2005 – současnost.....	127
9.5	Fyzické vyrovnávání přepravní soustavy.....	128
10	SKLADOVÁNÍ PLYNU.....	130
10.1	Role zásobníků plynu v plynárenské soustavě a jejich význam pro obchodníky a konečné odběratele	130
10.1.1	Vyrovnávání sezónních rozdílů ve spotřebě plynu.....	130
10.1.2	Optimalizace plynárenských soustav	131
10.1.3	Fyzické vyrovnávání plynárenské soustavy	131
10.1.4	Krátkodobá optimalizace dodávek a obchodování s plynem	131
10.1.5	Bezpečnost dodávek plynu	133
10.2	Typy zásobníků, jejich charakteristiky a skladovací kapacity v ČR a v sousedních zemích.....	134
10.2.1	Porézní zásobníky plynu.....	134
10.2.2	Kaverny	135
10.2.3	Zásobníky LNG a CNG.....	135
10.2.4	Kapacita a těžební nebo vtláčecí výkon	135
10.3	Trh a obchodování se skladovacími kapacitami v rámci středoevropského regionu, zvláštnosti regulačního rámce a vztah k bezpečnosti dodávek.....	137
10.3.1	Trh se skladovací kapacitou	137
10.3.2	Obchodování se skladovací kapacitou.....	138
10.3.3	Zvláštnosti regulačního rámce	141
10.4	Rezervace skladovacích kapacit, nominace a dispečerské řízení, platby	142
10.4.1	Rezervace skladovacích kapacit.....	143
10.4.2	Nominace a dispečerské řízení.....	144
10.4.3	Platby	145
11	ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK.....	146
11.1	Vznik a příčiny odchylek, systém zúčtování odchylek	146
11.2	Postup registrace nominací	148
11.3	Vytváření bilančních skupin.....	151
11.4	Sběr dat z měření a použití metodiky TDD.....	153

11.5	Agregace dat pro vyhodnocení odchylek	157
11.6	Clearing OPM.....	164
11.7	Vyhodnocení odchylek.....	166
11.8	Ocenění a zúčtování odchylek	173
11.9	Požadavky na systém zúčtování, predikce spotřeby (obchodních odchylek) a IT podpora.....	174
11.9.1	Požadavky na systém zúčtování z pohledu obchodníka s plynem	174
11.9.2	Obchodní modely a IT podpora.....	176
11.9.3	Platforma Lancelot	176
12	PŘEPRAVNÍ A DISTRIBUČNÍ SLUŽBY A TARIFY	182
12.1	Postup a pravidla pro připojování, účast na nákladech připojení.....	182
12.1.1	Postup a pravidla pro připojení k přepravní soustavě, účast na nákladech připojení	182
12.1.2	Postup a pravidla pro připojení k distribuční soustavě, účast na nákladech připojení.....	183
12.2	Zajištění distribuce plynu, pravidla pro rezervace kapacit a změny	185
12.2.1	Zajištění distribuce plynu	185
12.2.2	Druhy distribučních kapacit.....	188
12.3	Přepravní a distribuční tarify.....	189
12.3.1	Přepravní tarify.....	189
12.3.2	Distribuční tarify	190
12.4	Ztráty v přepravní a distribuční soustavě	193
12.4.1	Ztráty v přepravní soustavě.....	193
12.4.2	Ztráty v distribuční soustavě.....	193
13	STAVY NOUZE A PRÁVA A POVINNOSTI ÚČASTNÍKŮ TRHU	197
13.1	Definice mimořádných stavů	197
13.2	Vyhlášení mimořádných stavů, základní práva a povinnosti jednotlivých subjektů	197
13.3	Nástroje pro řešení stavu nouze a předcházení stavu nouze	198
13.4	Předcházení stavu nouze	199
13.5	Stav nouze	200
13.6	Odběrové stupně.....	200
13.7	Zúčtování odchylek ve stavech nouze a předcházení stavu nouze.....	202
13.8	Bezpečnost dodávek plynu, kritéria bezpečnosti a jejich dodržování (N – 1), bezpečnostní standard, jeho role a kontrola.....	202
14	SMLOUVY NA TRHU S PLYNEM	204
14.1	Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k přepravní soustavě	204
14.2	Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k distribuční soustavě	205
14.2.1	Smlouva o připojení k distribuční soustavě.....	206
14.2.2	Smlouva o distribuci plynu	207
14.2.3	Smlouva o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav.....	207
14.3	Smlouvy mezi dodavateli a odběrateli plynu	208
14.3.1	Smlouvy o dodávce plynu (základní typ).....	208
14.3.2	Smlouvy o sdružených službách dodávky plynu (základní typ)	209

14.3.3	Dodávka poslední instance	209
14.3.4	Dodávka dvou dodavatelů do jednoho odběrného místa.....	209
14.3.5	Smlouva o obsluze odběrných míst pro jiného obchodníka	210
14.3.6	Smlouvy uzavírané za použití obchodních podmínek	210
14.4	Smlouvy o uskladňování plynu	211
14.5	Smlouvy pro obchodování na velkoobchodním trhu – Trading.....	212
14.6	Základní obsah smluv pro konečné odběratele	212
14.6.1	Předmět smlouvy	213
14.6.2	Platnost a účinnost smlouvy, délka trvání smlouvy, prolongace	214
14.6.3	Cena, daně a platební podmínky	215
14.6.4	Přehled odběrných míst.....	215
14.6.5	Všeobecné obchodní podmínky	216
14.6.6	Specifika hromadně obsluhovaných smluv.....	216
14.7	Změna dodavatele plynu	217
14.7.1	Důvody pro uskutečnění změny dodavatele plynu.....	218
14.7.2	Výběr nového dodavatele a příprava na změnu dodavatele	219
14.7.3	Podání výpovědi stávajícímu dodavateli.....	220
14.7.4	Proces změny dodavatele	220
14.7.5	Zvýšení míry ochrany zákazníka-spotřebitele.....	224
14.8	Zúčtování dodávek plynu a služeb a řešení sporů a reklamací	224
14.8.1	Zúčtování dodávek plynu a služeb	224
14.8.2	Řešení sporů.....	225
14.8.3	Řešení reklamací	226
15	REGULACE A REGULOVANÉ CENY	228
15.1	Teorie potřeby regulace.....	228
15.2	Obecné metody cenové regulace	229
15.2.1	Regulace míry výnosnosti (ROR – Rate of Return)	230
15.2.2	Metoda cenových limitů (Price Cap).....	233
15.2.3	Metoda výnosových limitů (revenue cap)	235
15.3	Zahraniční regulační praxe	235
15.4	Metodika regulace pro přepravu a distribuci plynu pro období let 2016–2018..	238
15.4.1	Základní rámec.....	238
15.4.2	Regulace přepravy plynu	240
15.4.3	Regulace distribuce plynu	241
15.5	REMIT – pravidla pro velkoobchodní trh a režim kontroly proti zneužití tržní pozice.....	242
15.5.1	Nařízení o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií.....	242
15.5.2	Předmět úpravy a oblast působnosti	243
15.5.3	Zajištění integrity trhu	243
15.5.4	Zajištění transparentnosti na trhu	244
16	MĚŘENÍ MNOŽSTVÍ PLYNU	247
16.1	Typy měřících zařízení a podmínky instalace.....	247
16.1.1	Schvalování typů měřidel	247
16.1.2	Měření zemního plynu	249
16.2	Průběhové měření, jeho sběr a zpracování	259
16.2.1	Organizace měření, sběru dat a předávání dat mezi DSO a zhotovitelem.....	259
16.2.2	Postup v průběhu práce s daty měřených zákazníků	260

16.2.3	Řešení významných změn u měřených vzorků	261
16.3	TDD, jejich konstrukce, užití, struktura	261
16.3.1	Co jsou typové diagramy dodávky plynu (TDD)	261
16.3.2	Konstrukce TDD	262
16.3.3	Užití TDD	263
16.3.4	Popis a přiřazení TDD	268
16.4	TDD – zpracování a agregace dat z měření	269
16.5	Podklady pro fakturaci a reklamace hodnot	271
16.5.1	Fakturace	271
16.5.2	Rozpočet známé spotřeby	271
16.5.3	Odhad spotřeby za stanovené období	271
17	PRODUKTY A CENY NA TRHU KONCOVÝCH ZÁKAZNÍKŮ	272
17.1	Struktura ceny zemního plynu pro zákazníky	272
17.2	Dodávka zemního domácnostem a maloodběratelům	273
17.3	Průmysloví a firemní odběratelé	276
17.3.1	Historický vývoj produktových řešení na trhu firemních odběratelů	276
17.3.2	Produktové využití dle zákaznických skupin	280
17.4	Optimalizace nákupu zemního plynu pro pokrytí diagramu a oceňování diagramu zákazníka	281
17.5	Oceňování dodávky zemního plynu	285
17.6	Specifická řešení a moderní trendy	288
18	ŘÍZENÍ RIZIK NA TRHU S PLYNEM	289
18.1	Definice rizika a rozdělení účastníků na trhu s plynem	289
18.2	Vymezení a popis hlavních rizik v oblasti plynárenství	289
18.2.1	Tržní rizika	290
18.2.2	Finanční rizika	290
18.2.3	Operační rizika	291
18.2.4	Regulační, politická a právní rizika	291
18.3	Základní principy řízení rizik	291
18.3.1	Strategie řízení rizik	291
18.3.2	Postup při aktivním řízení rizik	292
18.4	Aktivní řízení významných rizik v oblasti obchodování se zemním plynem	295
18.4.1	Komoditní cenové riziko	295
18.4.2	Riziko objemové flexibility	297
18.4.3	Měnové riziko	298
18.4.4	Kreditní riziko	299
18.5	Oceňování rizik a ziskovosti	300
19	VYUŽITÍ A STRUKTURA SPOTŘEBY PLYNU V ČR	303
19.1	Centrální zásobování teplem	304
19.1.1	Instalace kogenerační jednotky do stávajícího systému CZT	305
19.1.2	Ekonomické porovnání různých technologií	307
19.1.3	Cena tepla	309
19.2	Decentrální zásobování teplem	310
19.2.1	Plynové kotle	310
19.2.2	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla	311

19.2.3	Plynové tepelné čerpadlo	325
19.2.4	Princip plynového tepelného čerpadla	326
19.2.5	Trigenerační systémy	327
19.3	Využití zemního plynu jako paliva pro dopravu – koncept a výhled rozvoje CNG v ČR a zahraničí.....	333
19.3.1	Úvod.....	333
19.3.2	Silniční vozidla na zemní plyn	334
19.3.3	Predikce vývoje CNG v ČR ve srovnání s Evropou a světovým rozvojem použití plynu v dopravě.....	335
19.3.4	Podmínky pro čtyři scénáře rozvoje použití ZP v dopravním sektoru ČR	338
19.3.5	Popis čtyř scénářů rozvoje zemního plynu v dopravě ČR.....	339
19.3.6	Statistika NGV v ČR.....	340
20	MEZINÁRODNÍ TRH, DLOUHODOBÉ IMPORTNÍ KONTRAKTY A JEJICH VLIV NA CENY PLYNU NA ORGANIZOVANÝCH TRŽÍCH	343
20.1	Zásoby a produkce plynu v jednotlivých teritoriích, hlavní hráči na světovém trhu s plynem a struktura dodávek do EU	343
20.1.1	Zásoby a produkce zemního plynu	343
20.1.2	Konvenční a nekonvenční zásoby a dlouhodobý výhled produkce	346
20.2	Přepavní trasy do EU	349
20.2.1	Současný stav.....	349
20.2.2	Připravované projekty.....	351
20.3	Produkce a využití LNG.....	353
20.3.1	Specifika LNG.....	353
20.3.2	Přepavní trasy LNG	354
20.3.3	Terminály LNG v Evropě a jejich kapacity	355
20.4	Základní struktura dlouhodobých kontraktů na dovoz plynu.....	356
20.5	Používané typy cenových vzorců	357
20.5.1	Komoditní cenový vzorec	357
20.5.2	„Smíšený“ cenový vzorec	359
20.5.3	„Burzovní“ cenový vzorec.....	359
20.6	Korelace dlouhodobých kontraktů a cen na organizovaných tržích.....	360
21	DANĚ Z ENERGIÍ	365
21.1	Úvod do oblasti environmentální regulace v oblasti energetiky	365
21.2	O daních z energií obecně	368
21.3	Geneze zákonné úpravy	368
21.4	Směrnice ES a její implementace.....	369
21.5	Základní principy zákonné úpravy zaváděných daní	370
21.6	Stručný obsah a řešení zákonné úpravy zaváděných daní	370
21.6.1	Osvobození zemního plynu od daně	371
21.6.2	Osvobození elektřiny od daně	372
21.6.3	Osvobození pevných paliv (uhlí) od daně	373
21.7	Nejasnosti a problémy při aplikaci zákonné úpravy daní v praxi.....	374
21.7.1	Obecně ke všem komoditám.....	374
21.7.2	K zemnímu plynu	378
21.7.3	K elektřině.....	382
21.7.4	K pevným palivům (uhlí).....	384

21.8	Proběhlé novely zákonné úpravy daní z energií	385
21.8.1	Změna u daně z plynu	386
21.8.2	Změna u daně z elektřiny.....	386
21.9	Výběr daní a cenové dopady.....	387
21.10	Možná budoucnost daní z energií a jejich využití	388
21.10.1	Novela směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003	388
21.10.2	Úvahy o novelizaci pravidel pro zdanění energií v ČR	389
21.10.3	Možné dopady a efekty úpravy systému zdanění energií	390
22	INFORMAČNÍ SYSTÉMY V PLYNÁRENSTVÍ.....	392
22.1	Systémy pro obchodování komoditou	392
22.1.1	Nominační systémy	392
22.1.2	EDM.....	392
22.1.3	ETRM.....	393
22.1.4	Simulační a optimalizační nástroje.....	393
22.1.5	Administrativní a analytické software	393
22.2	Obchodní platformy a systémy komoditních burz.....	394
22.3	Systémy operátorů virtuálních bodů	396
22.4	Systémy provozovatelů přepravních soustav	396
22.4.1	Systémy pro přidělování přepravní kapacity	396
22.4.2	Aplikace ENTSO-G pro transparentnost obchodování	397
22.5	Systémy provozovatelů distribučních soustav	398
22.5.1	SCADA	398
22.5.2	Grafický informační systém (GIS)	399
22.5.3	Provozní informační systém (PIS).....	399
22.6	Systémy vzniklé z regulačních důvodů	401
22.7	Systémy pro provozovatele a uživatele zásobníku	401
	POUŽITÉ ZKRATKY A VYSVĚTLIVKY	403
	PRAMENY A LITERATURA	406

PŘEDMLUVA

Odvětví energetiky bylo vždy považováno za vysoce centralizované strategické odvětví, stabilní a v průběhu let neměnné. Specifika odvětví daná fyzikálními zákony a důležitostí elektřiny a plynu v moderní společnosti se zdála být garancí stability i ve vlně liberalizace, která od osmdesátých let ovlivňuje světové hospodářství. Nicméně v roce 2000 byla v České republice zahájena liberalizace odvětví, která po patnácti letech vedla k zavedení plně tržního prostředí do výroby a dodávky elektřiny a plynu, spolu s propojením domácího trhu s evropským trhem s těmito komoditami. Liberalizace zásadně změnila role a aktéry v sektoru, vazby mezi jednotlivými hráči, podílejšími se na výrobě, přenosu a přepravě, distribuci a dodávce elektřiny a plynu a dala vzniknout řadě nových institucí. Výsledkem je mizející role státu v tomto sektoru, závislost cen elektřiny a plynu na zahraničních a světových trzích a možnost podílet se na trhu s elektřinou a plynem ať již jako spotřebitel, či jako aktivní účastník trhu na straně výrobce, obchodníka či některé z tržních institucí. Původně jednoduché vztahy, kdy jeden subjekt zodpovídal za cestu elektřiny a plynu od výrobce ke spotřebiteli a za jejich dodávku včetně jejich spolehlivosti a kvality, se stala mnohem složitější a znalost tohoto prostředí, fungování trhu a schopnost orientace na něm se stává nutností pro velké množství lidí pracujících v energetice a výhodou pro mnohem širší okruh spotřebitelů, kteří mohou díky znalostem ovlivnit svůj stále rostoucí účet za energie.

Zavádění nových pravidel a legislativní změny se děly a stále dějí takovou rychlostí, že nebyl čas na jejich popis. Všichni účastníci trhu se snažili udržet krok se změnami a vstřebat nejnovější informace, jak se dalo. V oblasti elektroenergetiky již vyšly tři publikace, které se oblastí liberalizované energetiky zabývaly. Jednu z nich vydala v roce 2011 právě Asociace energetických manažerů. V oblasti plynu však dosud neexistuje ucelenější materiál, který by situaci na liberalizovaném trhu uceleně popisoval. Když jsme začali v roce 2012 na základě knihy Trh s elektřinou pořádat kurzy v oblasti liberalizované elektroenergetiky, chodili za nám účastníci těchto kurzů s dotazem, zda nemáme něco podobného i v oblasti plynu. Proto jsme se v letošním roce rozhodli, že se pokusíme vytvořit publikaci, která se bude tímto problémem zabývat.

Dáváme si za cíl, aby tato publikace byla stejně úspěšná jako ta předchozí, která se zabývala oblastí elektroenergetiky. Pokud se nám podaří tento cíl splnit, budeme – podobně jako v elektroenergetice – také pořádat na základě této publikace odborný kurz o prostředí liberalizovaného trhu s plynem.

Asociace energetických manažerů, která vydává tuto knihu, je sdružením energetických profesionálů. Působí od roku 1992 a klade si za cíl podporovat výměnu znalostí a zkušeností mezi energetickými odborníky, vzdělávání odborné i široké veřejnosti v energetice, organizování diskusí a hledání řešení při dalším rozvoji energetiky. Mezi členy Asociace patří 118 kolektivních členů – společností působících v energetice a 138 individuálních členů – energetických profesionálů. Kromě pořádání řady konferencí a odborných seminářů organizuje Asociace i pracovní setkávání, formulování společných postojů energetických odborníků a působí i jako mediátor složitějších diskusí. Protože Asociace má jako jedno ze svých hlavních poslání právě edukaci v oblasti energetiky, cítili jsme toto informační vakuum v oblasti plynu jako výzvu k jeho vyplnění.

Ke spolupráci na knize jsme vyzvali špičkové energetické experty v oblasti plynu, kteří se významně podíleli na vývoji pravidel a tržních mechanismů a současně zastávali či zastávají vysoké manažerské pozice v největších energetických společnostech či státní správě, takže se u nich

spojuje jak znalost tvorby tržních mechanismů a pravidel a vývoje evropské a české legislativy, tak i praktické zkušenosti z fungování trhu s plynem. Všichni projevili velkou vstřícnost a velké pracovní nasazení, jehož výsledkem je tato publikace. Zabýváme se v ní výhradně oblastí plynu.

Ráda bych vyslovila poděkování všem autorům této knihy, kteří zde soustředili všechny své vědomosti a znalosti a kteří při svém velkém pracovním vytížení ještě byli ochotni věnovat svůj volný čas a úsilí psaní jednotlivých kapitol, a to v řadě případů v rozsahu, ve kterém dosud nikde publikovány nebyly.

Poděkování patří také panu Miloši Mojžišovi ze společnosti Unicorn, který věnoval nesmírné úsilí redakci této knihy.

Největší poděkování patří panu Jiřímu Gavorovi ze společnosti ENA, bez kterého by tato kniha nevznikla.

Asociace energetických manažerů děkuje za laskavou spolupráci Českému plynárenskému svazu, který je zárukou vysoké odbornosti této publikace.

Závěrem chci, vážení čtenáři, vyslovit naději, že publikace, kterou právě držíte v ruce, splní vaše očekávání a stane se pro vás pomocníkem ve světě liberalizované energetiky.

Publikace byla vydána díky laskavé podpoře společností RWE, NET4GAS, VEMEX a E.ON.

Zuzana Šolcová
výkonná ředitelka Asociace energetických manažerů
prosinec 2015

1 ZEMNÍ PLYN JAKO KOMODITA A JEJÍ SPECIFICKÉ VLASTNOSTI

Vlastimil Dvořák, Oldřich Petržílka

1.1 Původ a klasifikace zemního plynu

Zemní plyn se po boku uhlí, ropy a jaderné energie řadí k základním primárním fosilním palivům používaným v současném světě. První zmínka o energetickém využití zemního plynu spadá zhruba do období 500 let p. n. l., kdy Číňané v místě, kde plyn vyvěral na povrch, zbudovali primitivní „plynovod“ z bambusu a zahřívali nádoby s mořskou vodou pro získávání soli.

Vznik zemního plynu je tradičně vykládán několika teoriemi. Tradiční **organická teorie** předpokládá, že zbytky rostlin a živočichů byly zahrnuty bahnem a zeminou. S přibývajícím časem vrstva usazenin nad organickou hmotou rostla a organický materiál se vlivem tepla a tlaku přeměnil nejprve na kerogen a pak na ropu a zemní plyn. Ropa se začíná tvořit zhruba při cca 60 °C termogenickým rozpadem (krakováním) kerogenu. Tento proces pokračuje až do cca 120 °C. Kolem 100 °C začíná tvorba plynu, která pokračuje zhruba do 200 °C. Teplotnímu intervalu tvorby ropy se říká **ropné okno** (60–120 °C) a teplotní interval tvorby plynu se nazývá **plynové okno** (100–200 °C). Podle tepelného toku v dané sedimentární pánvi se hloubka ropného okna pohybuje mezi 2 a 4 km a hloubka plynového okna mezi 3 a 6 km.

Anorganická teorie je založena na předpokladu vzniku zemního plynu díky dlouhé sekvenci chemických reakcí vodíku z nitra země s minerály a následnou difuzí plynu k povrchu. A konečně **abiogenická teorie** z dílny amerických vědců předpokládá vznik zemního plynu postupným štěpením uhlovodíků, které se na naši planetu dostaly v době jejího vzniku. Podle této teorie vznikl postupným štěpením vyšších uhlovodíků metan, který následně začal pronikat k povrchu země.

Konvenčními zdroji zemního plynu jsou podle původu zemní plyn naftový a karbonský. **Naftový zemní plyn** je plyn, vyskytující se společně s ropou. Jeho ložiska se nacházejí jak na pevnině (Rusko, Nizozemsko, Alžírsko a další), tak pod mořským dnem (například v Severním moři).

Jak už označení druhého druhu napovídá, **karbonský zemní plyn** je spojován s uhelnatěním rostlinných zbytků a doprovází černouhelná ložiska. Při těžbě uhlí se odvádí jako důlní plyn.

Za **nekonvenční zdroje** zemního plynu se považují:

- podmořská ložiska hydrátů,
- Coal Bed Methane (CBM),
- plyn ze skalních ložisek (tight gas),
- břidlicový plyn (shale gas).

Zásoby zemního plynu v podobě plynných **hydrátů** se dnes odhadují na obrovských cca 21 000 000 miliard m³ a jsou uloženy především na dnech oceánů v hloubce maximálně do dvou kilometrů. Dále bývají v usazených horninách polárních oblastí, kde teplota na povrchu nepřesahuje 0 °C. Vyskytují se pode dnem oceánů, když je nad nimi minimálně 300 metrů vody a také pod hlubokými sladkovodními jezery, například Bajkal. V současnosti se ale kvůli vysokým nákladům komerčně zatím netěží.

Původ je **CBM** spojován se vznikem černouhelných slojí. Plyn je absorbován v uhelných slojích a je vázán v mikroporézní struktuře uhelné hmoty. Efektivnost získání plynu je odvislá od stupně prouhlení uhelné hmoty a její dostatečné propustnosti. Těžba je založena na principu desorpce. Adsorbovaný metan se uvolní, pokud se sníží v uhelné sloji tlak. Metan je těžen vrtáním do uhelné sloje s následným hydraulickým štěpením a pak čerpáním vody ze sloje. Pokles tlaku umožňuje desorpci metanu a jeho průtok v plynném skupenství na povrch.

Zdrojovými horninami **břidlicového plynu** jsou břidlice s velmi nízkou propustností, u kterých se nedají použít tradiční vertikální vrty, protože obnaží jen poměrně krátkou délku formace. Používají se proto vrty ukloněné nebo i horizontální, ve kterých délka horizontální sekce může dosáhnout až několika kilometrů. Cílem je obnažit co největší délku formace. Poté se přistoupí k hydraulickému štěpení formace, aby se vytvořily systémy umělých puklin, skrz které by do vrtů mohl začít proudit plyn. Břidlicovému plynu se podrobněji věnuje kapitola 20.1.2. Obrázek 20.5 pak schematicky zachycuje geologické rozdíly mezi konvenčním a nekonvenčním plynem.

Surový zemní plyn je směsí uhlovodíkových plynů, inertních plynů, sloučenin síry a vody.

Podle složení 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.

Před přepravou zemního plynu ke konečnému spotřebiteli je třeba zemní plyn zbavit nežádoucích komponent (sloučeniny síry, voda, vyšší uhlovodíky). Upravený zemní plyn dodávaný plynárenskými rozvodnými systémy se dělí do dvou základních typů:

- **Zemní plyn H** se vyznačuje nízkým obsahem nehořlavých složek (N₂, CO₂), jejich celkový obsah leží obvykle pod 5 % objemu. Spalné teplo leží v rozsahu 40 až 46 MJ/m³ (0 °C; 0,101325 MPa). Do této skupiny v evropském měřítku patří plyn rozváděný ve většině zemí, pocházející hlavně z nalezišť v Rusku, Norsku, Velké Británii a severní Africe (Alžír, Libye).
- **Zemní plyn L** má nižší spalné teplo (33 až 38 MJ/m³) a obsahuje větší množství inertu (až 10 % objemu, především N₂), který se velmi těžko odstraňuje. V Evropě se hlavní ložisko zemního plynu L nachází v Holandsku. Je dopravován odděleným systémem plynovodů a je využíván pouze v Holandsku, Belgii, severní Francii a v severozápadní části Německa.

V klasifikaci topných plynů podle ČSN 38 5502 podle spalného tepla Q_s se zemní plyn řadí do skupiny 3. – Plyny velmi výhřevné:

1. Plyny nízkovýhřevné

Q_s < 16 MJ/m³

- | | |
|---------------------------|-------------------------------------|
| 2. Plyny středně výhřevné | $Q_s = 16,8$ až 20 MJ/m^3 |
| 3. Plyny velmi výhřevné | $Q_s = 20,0$ až 50 MJ/m^3 |
| 4. Plyny vysoce výhřevné | $Q_s > 80 \text{ MJ/m}^3$ |

1.2 Fyzikálně-chemické spalovací vlastnosti zemního plynu

1.2.1 Chemické složení

V tabulce 1.1 jsou uvedena složení vybraných zemních plynů používaných v Evropě. Uváděná spalná tepla jsou definována při teplotě 15 °C a tlaku $0,101325 \text{ MPa}$.

Tabulka 1.1: Složení vybraných zemních plynů na evropském trhu

	JEDNOTKA	RUSKÝ PLYN	NORSKÝ PLYN	DÁNSKÝ PLYN	ALŽÍRSKÝ PLYN	HOLANDSKÝ PLYN
		typ H	typ H	typ H	typ H	typ L
Metan	% obj.	97,276	88,710	90,070	86,980	82,657
Etan	% obj.	1,414	6,930	5,680	9,350	3,450
Propan	% obj.	0,346	1,250	2,190	2,330	0,746
i-Butan	% obj.	0,055	0,000	0,000	0,000	0,103
n-Butan	% obj.	0,051	0,280	0,900	0,630	0,160
i-Pentan	% obj.	0,009	0,000	0,000	0,000	0,032
n-Pentan	% obj.	0,006	0,050	0,220	0,000	0,023
n-Hexan	% obj.	0,007	0,020	0,060	0,000	0,054
Oxid uhlíčitý	% obj.	0,094	1,940	0,600	0,000	1,081
Dusík	% obj.	0,742	0,820	0,280	0,710	11,694
Spalné teplo	MJ/m^3	38,18	39,75	41,41	42,04	34,72
Spalné teplo	kWh/m^3	10,61	11,04	11,50	11,68	9,64

Na stránkách hlavního dodavatele zemního plynu v ČR – RWE – se uvádějí oficiální údaje o distribuovaném zemním plynu v ČR následovně:

Obsah metanu:	98 % obj.
Obsah vyšších uhlovodíků	1,16 % obj.
Obsah CO_2	0,05 % obj.
Obsah N_2	0,79 % obj.
Obsah síry	0,20 mg/m^3
Výhřevnost	9,5 kWh/m^3
Spalné teplo	10,5 kWh/m^3

1.2.2 Spalování zemního plynu

V následujícím textu jsou uvedeny základní definice a data týkající se spalování zemního plynu distribuovaného v ČR.

Spalné teplo (Q_s) je množství tepla uvolněné dokonalým spálením jednotkového množství plynného paliva při tlaku 0,101325 MPa a dané teplotě (15 °C) za předpokladu ochlazení spalin na danou výchozí teplotu, přičemž voda vzniklá během spalovacího procesu zůstane v kapalném stavu. Spalné teplo je v ČR fakturováno v kWh (suchý plyn; 15 °C; 0,101325 MPa)

Definice **výhřevnosti (Q_i)** je shodná s definicí spalného tepla s tím rozdílem, že veškerá vzniklá voda přejde z kapalného skupenství do plynného. Výhřevnost je tedy rovna hodnotě spalného tepla, zmenšené o výparné teplo vody. Výhřevnost je rovna spalnému teplu pouze u plynných paliv neobsahujících ve svém složení vodík (například CO).

Spalovací poměr (λ) je bezrozměrné číslo, které udává poměr skutečného množství oxidovadla k teoretickému množství oxidovadla při spalování téhož množství plynného paliva. Oxidovadlem může být obecně libovolná plynná směs obsahující kyslík, obvykle však vzduch.

Součinitel přebytku vzduchu n je bezrozměrný koeficient definovaný poměrem $n = V_{as} / V_{at}$, kde V_{as} je skutečné množství a V_{at} je teoretické množství spalovacího vzduchu potřebné pro spálení 1 m³ zemního plynu. V_{at} zemního plynu je 9,555 m³ vzduchu/1 m³ ZP (vzduch i ZP suchý; 0 °C, 0,101325 MPa).

Pro návrh spalovacích zařízení je nutná znalost tzv. **adiabatické teploty t_{ad}** . Jestliže u systému s chemickou reakcí zamezíme výměně tepla s okolím, mluvíme o adiabatickém průběhu reakce. Adiabatická teplota je pak teplota odcházejících produktů reakce. U spalovacích procesů se adiabatická teplota plamene udává jako **teoretická teplota plamene**. Součiniteli přebytku vzduchu $n = 1$ odpovídá adiabatická teplota zemního plynu 2025 °C. Při teplotách nad 1 600 °C dochází k disociaci vody a oxidu uhličitého. Tyto reakce mají endotermický charakter a spotřebují část uvolněného tepla a snižují teplotu t_{ad} na teplotu disociační t_{dis} .

Skutečná spalovací teplota plamene t_{skut} zemního plynu je teplota spalin dosažitelná ve skutečném prostředí plynových spotřebičů po započtení tepelných ztrát. Pohybuje se v rozmezí 0,5 až 0,85 t_{ad} .

Pro spalování a eventuální výbuch plynných paliv je zapotřebí přítomnost vzduchu, konkrétně kyslíku v něm obsaženém a dosažení zápalné teploty. Pokud probíhá spalování na hořáku, kde plyn hoří plamenem a směs plynu a vzduchu se vytváří průběžně, je spalování bezpečné. Vytvoří-li se směs plynu a vzduchu v rozmezí hranic výbušnosti, například v místnosti nebo jiném uzavřeném prostoru, pak náhodným výskytem otevřeného ohně, jiskrou nebo nárazem ocelového nástroje může dojít k výbuchu. Důležitou veličinou pro stanovení podmínek výbušnosti plynu jsou meze výbušnosti definované při teplotě 20 °C a tlaku 0,101325 MPa pro zemní plyn následovně:

Dolní mez výbušnosti pro zemní plyn $L_d = 4,6 \%$ představuje nejnižší objemovou koncentraci zemního plynu se vzduchem, při které po zahřátí dochází ke vznícení a následnému spalování.

Horní mez výbušnosti pro zemní plyn $L_h = 16,1 \%$ představuje nejvyšší objemovou koncentraci zemního plynu se vzduchem, při které po zahřátí dochází ke vznícení a následnému spalování.

Zápalná teplota zemního plynu se vzduchem je 640 °C.

Každé zařízení, kde dochází ke spalování plyných paliv, je konstruováno pro určitou kvalitu paliva. Aby bylo možno spalovat plyná paliva odlišných kvalit, musí být před každou kvalitativní změnou paliva splněny tzv. **záměnnostní parametry**. Nejdůležitější fyzikální a chemické parametry, které je nutno zohledňovat při záměnnosti topných plynů při jejich spalování, jsou spalné teplo, výhřevnost, hutnota, viskozita, spalovací poměr, spalovací rychlost a tlak odebíraného paliva.

Mimo vyjmenované parametry topných plynů byl celosvětově zaveden **Wobbeho index (W_s)**, který zahrnuje dva fyzikálně-chemické parametry: spalné teplo a hutnotu. Jedná se o podíl spalného tepla a druhé odmocniny z relativní hustoty. **Relativní hustota** nebo též **hutnota (d)** je poměr hustoty topného plynu k hustotě vzduchu za stejných stavových podmínek.

1.3 Charakteristika plynárenství

1.3.1 Pozice plynárenství v České republice

Česká energetika prochází v posledních letech obdobím výrazných změn. Značná část výrobních zařízení je desítky let stará a řada z nich potřebuje i morální obnovu. To se týká zejména zpracování a využití domácího uhlí. Energetika jako obor je sice dosud funkční, ovšem další desítky let v tomto stavu již funkční zůstat nemůže. Finanční toky totiž stále více slouží k výběru poplatků a k odčerpávání kapitálu, vliv regulace neustále stoupá a dříve lukrativní obor tudíž trpí nedostatkem investic a tím i pracovních příležitostí. Nedostatek investic by ve svém důsledku mohl vést až ke snížení spolehlivosti dodávek.

Evropská unie nemá pro energetiku ucelenou stabilní koncepci, trendy se navíc až příliš často mění, velmi nebezpečným trendem posledních let je deformace trhu dotacemi. Podle Lisabonské smlouvy je sice energetika v kompetenci jednotlivých členských států Evropské unie, ovšem Komise se neustále snaží intervenovat. Příkladem z poslední doby je návrh tzv. energetické unie, tedy mimořádné sdělení Evropské komise z 25. února 2015 (jak příznačné datum!), které se však pokouší akcí shora zavést nové postupy bez toho, že by byly předtím mezi členskými státy šířeji diskutovány. Přitom návrh sám obsahuje mnohé pozitivní prvky, které sice přicházejí opožděně, ale představují pro diskusi dobrý základ.

Vládní prohlášení uvádí, že současná vláda dlouhodobě podporuje cíl Evropské unie dosáhnout do roku 2014 jednotného trhu s energiemi, a to v souladu s třetím energetickým balíčkem. ČR sice náleží k menšině členských států, vůči nimž není v souvislosti s implementací balíčku vedeno řízení o porušení Smlouvy, nicméně je nutné říci, že cíl jednotného trhu v roce 2014 byl již době vydání Vládního prohlášení zcela iluzorní.

Nezbytnou podmínkou fungování jednotného evropského energetického trhu je dobudování infrastruktury a fyzické propojení všech členských států, zejména v oblasti přenosových a přepravních soustav pro elektřinu a plyn. V případě plynárenské infrastruktury ČR je to především výstavba severojižního propojení, které by mělo posílit energetickou bezpečnost v celém středoevropském regionu. Vyhrocení rusko-ukrajinských vztahů tuto nezbytnost ukazuje více než nápadně. Z hlediska celoevropského pak jde především o zásobování celého regionu jihovýchodní Evropy.

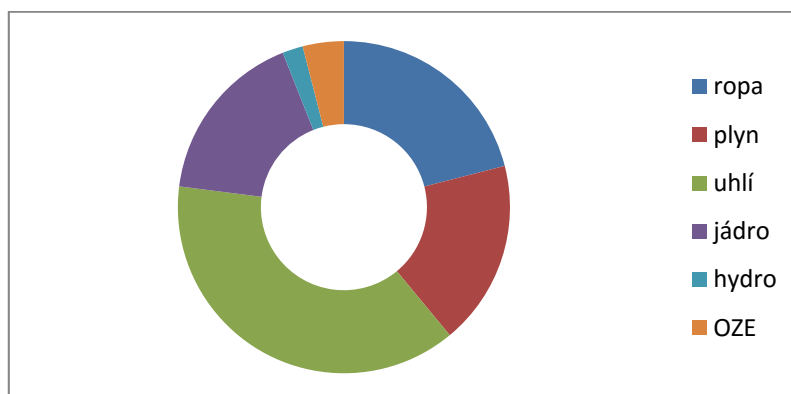
Současně však je potřebné požadovat odstranění deformací trhu s elektřinou způsobené extenzivními dotacemi obnovitelných zdrojů, vyřešení problému s neplánovanými kruhovými toky

v regionu střední a východní Evropy a zajištění spolehlivosti dodávek elektřiny a zvýšení spolehlivosti dodávek plynu. S problematikou vytváření vnitřního energetického trhu souvisí i otázka národního energetického mixu, kde ČR konzistentně a správně hájí názor, že ten musí zůstat plně v kompetenci členských států, jak je ostatně stanoveno Lisabonskou smlouvou.

Zemní plyn tvoří v české republice významnou část prvotních zdrojů energie. Vyjádřeno v energetických jednotkách, přesahuje spotřeba plynu spotřebu elektřiny o více než jednu třetinu. Podle Ročních zpráv o provozu soustav, které pravidelně vydává Energetický regulační úřad, dosáhla v roce 2014 roční spotřeba zemního plynu plných 77 409,1 GWh a roční spotřeba elektřiny 57 147,1 GWh.

Pokud jde o procentické podíly, ze zprávy BP Statistical World Energy Review pro rok 2013 vyplývá, že zemní plyn u nás pokrýval 18 % roční spotřeby prvotních zdrojů energie. Nejvýznamnějším zdrojem u nás stále zůstává uhlí s 38 %, následované významnými podíly ropy 21 %, plynu 18 % a jaderné energetiky 17 %. Primární zdroje pak doplňují hydroenergetika se 2% a OZE se 4% podílem.

Obrázek 1.2: Roční spotřeba prvotních zdrojů energie v ČR (ERÚ, 2013)

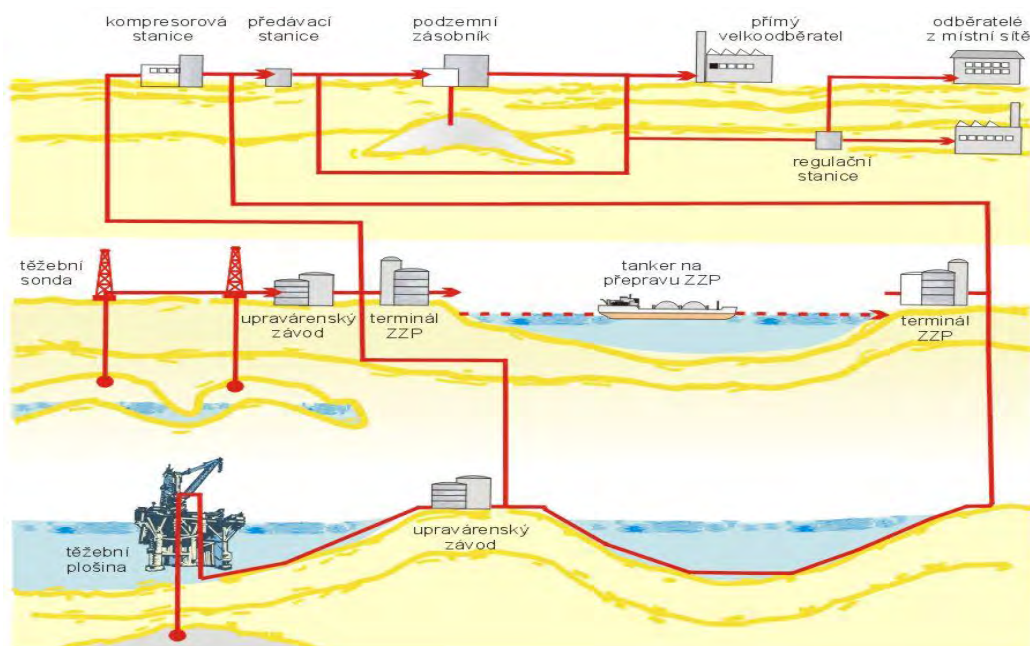


1.3.2 Dodávky zemního plynu

Vytěžený zemní plyn je před jeho dálkovou dopravou nutné upravit na takovou kvalitu, aby ho bylo možné bez dalších úprav komerčně využívat. Technologie čištění jsou závislé na složení plynu. Zemní plyn se často těží z ložisek společně s ropou, takže obsahuje vysoké podíly vyšších uhlovodíků. Dále zemní plyn zpravidla doprovázejí látky, které by mohly negativně působit na distribuční systémy. Jsou to v první řadě voda a sírné látky, které by mohly způsobovat korozi zařízení. Vysoký obsah vlhkosti může být vážnou příčinou ucpávání plynovodů, protože s metanem voda za určitého tlaku a teploty vytváří pevné hydráty. Vytěžený zemní plyn dále rovněž obsahuje prach, který by mohl být příčinou poruch kompresorových nebo regulačních stanic. Proto se každý zemní plyn se po těžbě suší a zbavuje pevných částic, a pokud jsou přítomny, odstraňují se z něj vyšší uhlovodíky a sírné látky.

Teprve poté je možné zemní plyn upravený na potrubní kvalitu buď přepravovat dálkovými plynovody, nebo přeměnit – zkapalnit a přepravovat jej ve zkapalněné formě tankery.

Obrázek 1.3: Schématické znázornění cesty plynu od těžby po spotřebu



Mezistátní přeprava zemního plynu se uskutečňuje dálkovými plynovody velkých průměrů, vybavenými na trase kompresními stanicemi. Na hranicích států jsou vybudovány mezistátní předávací stanice, v nichž se měří celá řada fyzikálních a chemických vlastností plynu, které pak slouží pro obchodní zúčtování dodávky. Současně je tím zajištěno, že se do národní soustavy nemůže dostat zemní plyn odlišného složení. Prostřednictvím rozvětvené sítě dálkových a distribučních plynovodů se zemní plyn přes regulační stanice, snižující jeho původně vysoký tlak nezbytný pro dálkovou přepravu, dostane až ke koncovým zákazníkům.

Protože spotřeba zemního plynu je v průběhu roku vysoce závislá na meteorologických podmínkách, především na teplotě, síle a směru větru, není v průběhu roku rovnoměrná. Naproti tomu jeho těžba z technologických důvodů rovnoměrná je. Proto se pro jeho uskladnění v letním období využívají podzemní zásobníky plynu, což jsou zpravidla konvertovaná vytěžená plynová nebo ropná ložiska, výjimečně i tzv. aquifery. V obou případech se jedná o podzemní porézní horninové vrstvy s dostatečnou propustností, v prvním případě byly tyto vrstvy původně zaplněny plynem nebo ropou, v druhém případě vodou. Tento typ zásobníků slouží jako sezónní zásobníky.

Špičkové zásobníky slouží ke krytí spotřeby zemního plynu v krátkých obdobích, kdy je nutné do sítě dodat co nejvyšší množství plynu v krátkém časovém období. Na rozdíl od sezónních zásobníků lze tyto zásobníky během zimního období znovu doplnit na maximální kapacitu. Ve světě se tyto zásobníky zřizují nejčastěji v solných kavernách (dutinách), které vzniknou vyloužením části solného ložiska vodou, méně často se k tomuto účelu využívají jiné podzemní dutiny, jako jsou opuštěné uhelné nebo rudné doly nebo uměle vyrubaná kaverna. Uměle vyrubaná kaverna v žulovém masivu je i případ České republiky, takto byl vybudován kavernový podzemní zásobník Háje.

Mezi hlavní výhody využívání skladování plynu v podzemních zásobnících tedy patří:

- sezónní vyrovnávání – dorovnání zvýšené spotřeby plynu v zimním období jeho těžbou ze zásobníku, do něhož se plyn ukládá v letním období, kdy je nižší spotřeba;

- efektivita – nákup plynu za nižší ceny, jeho uskladnění a následná těžba ze zásobníku v období s vyššími cenami;
- pokrytí špiček spotřeby – na neočekávané zvýšení spotřeby plynu lze rychle reagovat jeho těžbou ze zásobníku;
- podpora přepravní flexibility – zásobníky lze využít i pro kompenzaci výkyvů v mezinárodní přepravě plynu;
- bezpečnostní zásoby – udržování rezervních zásob pro případ omezení nebo přerušení dodávek plynu ze zahraničí.

Podrobněji se podzemnímu skladování plynu věnuje kapitola 10.

Konkurenční pole užití zemního plynu je ve srovnání s ostatními palivy velmi široké. Výroba elektřiny a tepla jsou jeho silnou stránkou především z hlediska možnosti rychlého náběhu, případně rychlé výstavby výrobního zdroje. V posledních letech se rychle rozšiřuje využití stlačeného zemního plynu jako motorového paliva. Automobily na CNG (Compressed Natural Gas, stlačený zemní plyn) se stávají stále více součástí flotily jak osobních vozů, tak i autobusů či nákladních vozidel. V neposlední řadě se znovu obnovuje „nostalgické“ užití zemního plynu pro osvětlení, například v historickém centru Prahy. Světlo plynového plamene má totiž velmi podobné spektrum jako denní světlo.

Různé formy užití plynu jsou podrobně analyzovány v kapitole 19. Celkově lze **výhody zemního plynu ve srovnání s konkurenčními palivy** charakterizovat takto:

- podstatně nižší (zhruba poloviční) emise CO₂ ve srovnání se spalováním uhlí,
- snižování emisí NO_x ve spalinách je snazší než v případě pevných a kapalných paliv,
- znečišťování ovzduší prostřednictvím oxidů síry je minimální,
- čistý provoz,
- při spalování nevznikají tuhé odpady,
- spaliny neobsahují saze ani popílek,
- vyšší účinnost spalovacího procesu ve srovnání s tuhými a kapalnými palivy,
- plynné palivo není třeba u konečného spotřebitele skladovat,
- zcela automatický provoz spalovacího zařízení bez obsluhy,
- citlivá regulace spalovacího procesu,
- malé prostorové nároky na spalovací technologii,
- nižší investiční náklady na spalovací zařízení než v případě kapalných a plyných paliv,
- možnost přímé výroby mechanické nebo elektrické energie v plynovém spalovacím motoru, resp. turbíně.

Z nevýhod lze jmenovat především vyšší cenu zemního plynu v porovnání s uhlím a výbušnost. V podmínkách ČR je další nevýhodou prakticky totální závislost na importovaném plynu. Domácí těžba představuje totiž pouze cca 1 % tuzemské spotřeby.

Obrázek 1.4: Konkurenční pole užití zemního plynu a ostatních zdrojů energie

Osvětlení, pohon	Výroba elektřiny	Air condition	Výroba tepla	Motorová vozidla
		elektřina		
			uhlí	
		zemní plyn		
		ropa		
			Netradiční a obnovitelné zdroje energie	

1.4 Plynárenská soustava a její vývoj v ČR

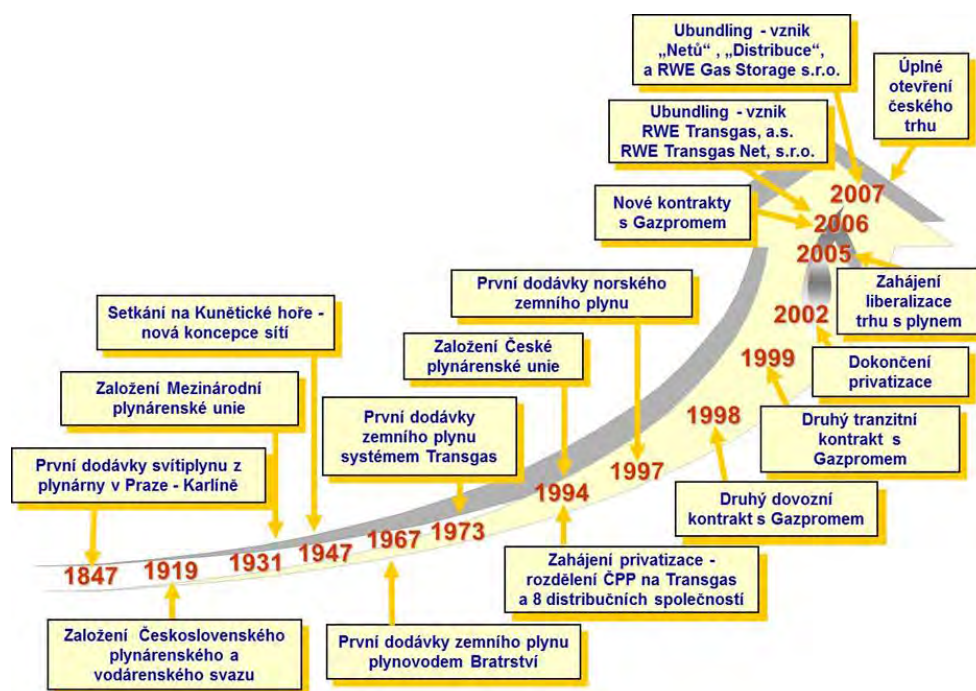
1.4.1 Hlavní milníky historie plynárenství na území ČR

Za den vzniku plynárenství jako průmyslového odvětví je považován 31. prosinec roku 1813, kdy se poprvé rozsvítily lampy plynového osvětlení na londýnském Westminsterském mostě. V roce 1859 si pak Belgičan Jean Joseph Lenoir nechal patentovat první plynový motor, poháněný svítiplynem. Ve většině zemí plynárenství v běhu času prošlo dvěma etapami, tou první je éra svítiplynu (nebo městského plynu, jak byl nazýván ve většině zemí) vyrobeného z uhlí nebo kapalných uhlovodíků. Tato etapa trvala až do druhé poloviny 20. století, kdy začal prudce na významu nabývat zemní plyn. V České republice byla výroba svítiplynu ukončena v roce 1996 a dnes je odběratelům distribuován výhradně zemní plyn. Významnou úlohu svítiplynu pro rozvoj plynárenství ale nelze v žádném případě opominout.

Také na území ČR má plynárenství dlouhou historii, jejíž počátek je datován rokem 1847, kdy byla v tehdejší pražské předměstské obci Karlín uvedena do provozu první plynárna pro veřejné osvětlení pražských ulic. Díky tomu se dne 15. září 1847 v ulicích Prahy rozsvítilo prvních více než 200 plynových lamp. Následně byla vybudována celá řada městských karbonizačních plynáren, první následovala hned roku 1848 v Brně. V roce 1927 byla uvedena do provozu plynárna v Praze-Michli, která byla v tehdejším Československu největší a v evropském kontextu patřila k nejmodernějším. Její zprovoznění umožnilo zrušit malé a nevyhovující plynárny na Žižkově, v Holešovicích a na Smíchově.

Druhým důležitým datem je rok 1947, kdy se na Kunětické hoře poblíž Pardubic sešli přední plynárenští odborníci, aby diskutovali o dalším směřování oboru. Ve hře byly dvě varianty, buď pokračovat v lokální výrobě svítiplynu v celé řadě malých karbonizačních plynáren, nebo vybudovat velké systémové zdroje pro výrobu svítiplynu a ty propojit dálkovými plynovody. Zvítězila druhá koncepce, čímž byl položen skvělý základ plošné plynofikace celého území státu a základ plynárenské distribuční soustavy v podobě, jak ji známe dnes.

Obrázek 1.5: Historie plynárenství v datech



Po znárodnění průmyslových podniků v roce 1945 bylo plynárenství začleněno společně s elektroenergetikou do Československých energetických závodů, n. p., kde setrvalo až do roku 1951. Tehdy vznikla Hlavní správa plynáren, řízená Ministerstvem paliv a energetiky, která se v roce 1958 transformovala do výrobně hospodářské jednotky Sdružení plynáren. V roce 1965 pak bylo vytvořeno oborové ředitelství Československé plynárenské podniky, které se v souvislosti s federalizací Československa v roce 1968 rozdělily na České a Slovenské plynárenské podniky s koncernovým uspořádáním. K další restrukturalizaci došlo až v roce 1988, kdy byl koncern zrušen a nahrazen Český plynárenským státním podnikem, ČPP s. p. V celém zmiňovaném období tak bylo plynárenství jednotné a centrálně řízené.

V roce 1994 bylo na základě privatizačního projektu zřízeno osm samostatných regionálních plynárenských distribučních akciových společností, státní podnik Tranzitní plynovod, později transformovaný na akciovou společnost Transgas, a samostatné podniky Plynostav a Plynoprojekt. Privatizace celého plynárenského odvětví pak byla dokončena v roce 2002, kdy ve výběrovém řízení zvítězila německá společnost RWE Gas.

A do třetice, významným datem je rovněž 14. duben 1997, kdy byl podepsán kontrakt na dodávky norského zemního plynu, jímž se Česká republika jako první a dlouho jediný post-socialistický stát vyvázala z jednostranné závislosti na dodávkách ruského zemního plynu.

1.4.2 Plynárenská soustava

V důsledku masivní podpory plynofikace v devadesátých letech minulého století se zvýšila spotřeba zemního plynu z cca 6 miliard m³ až na 9,5 miliard m³. Na této úrovni se pak spotřeba zemního plynu pohybovala cca pět let. Na jednu stranu byl tento trend pozitivní a jeho výsledkem je současné významné postavení zemního plynu v primárních zdrojích energie pro Českou republiku. Ovšem na druhou stranu a především proto, že plynárenství bylo tehdy vyloučeno

z rozhodování, kam plyn nově zavést, došlo k situaci, kdy byly plynofikovány také lokality, v nichž je odběr plynu nízký nebo žádný. Tuto zátěž, vyčíslitelnou cca 350 tisíci nevyužitými plynovými přípojkami, si s sebou nese plynárenství stále.

Kromě toho je dnes již **potenciál další plynofikace víceméně vyčerpán**, neboť na odběr zemního plynu je napojeno plných 90 % obcí nad 2 000 obyvatel, přičemž i z menších sídel s počtem nad 500 obyvatel je plynofikováno plných 50 % obcí. Znamená to, že zemní plyn je k dispozici zákazníkům prakticky ve všech městech a větších obcích. Stupeň plynofikace, tedy dostupnosti plynu, je v českých domácnostech velmi vysoký – plné dvě třetiny všech domácností mají k dispozici zemní plyn. Vysokému stupni plynofikace odpovídá také patřičná robustnost plynárenské soustavy.

Koncepční rozvoj plynárenství v České republice byl podroben reálnému testu odolnosti v období tzv. plynárenské krize v lednu 2009, kdy byly zcela zastaveny dodávky zemního plynu přes Ukrajinu do Evropy. České republiky, na rozdíl od ostatních zemí střední a východní Evropy včetně Slovenska, se tato situace nijak významně nedotkla. Nebyla to ale náhoda! Byl to výsledek dlouhodobé práce na rozvoji plynárenské soustavy i na zdrojovém zabezpečení dodávek plynu všem zákazníkům. Zdroje a přepravní cesty zemního plynu diverzifikované od roku 1997, podzemní zásobníky plynu pokrývající takřka polovinu roční spotřeby, mnohanásobně zokruhované regionální plynárenské soustavy i připravené krizové mechanismy a především možnost otočení toku plynu v tranzitní soustavě, to jsou významné prvky posilující spolehlivost dodávek zemního plynu.

Současná provozní konfigurace tranzitního systému ČR umožňuje v posledních letech také paralelní přepravu plynu ve směru západ – východ. Právě tato investice do „obrácení“ toku plynu ochránila české zákazníky před omezováním či odstavováním odběrů. Že by se nejednalo o zanedbatelný problém, prokazuje počet zákazníků. Zemní plyn se v tuzemsku dodává do cca 2,8 milionu odběrných míst.

Plynárenská soustava byla cílevědomě rozvíjena v 70. a 80. letech 20. století. Koncepční a výpočtové práce tehdy zajišťoval Plynoprojekt Praha a později státní podnik Transgas. Promyšlená koncepce, zavedení systému pravidelných kontrol, čištění a údržby sítí přispěly k tomu, že plynárenský systém je ve velmi dobrém stavu.

Přeprava plynu na území České republiky je v současné době zabezpečována společností NET4GAS jak plynovody pro tranzitní, tak pro vnitrostátní přepravu zemního plynu o celkové délce více než 3 800 km se jmenovitými průměry od DN 80 do DN 1400 a se jmenovitými tlaky od 4 do 8,4 MPa.

Požadovaný tlak plynu v plynovodech je zajišťován na kompresních stanicích. Na severní větvi systému to jsou KS Kralice a KS Kouřim, na jižní větvi jde o KS Břeclav a KS Veselí nad Lužnicí. Celkový instalovaný výkon kompresních stanic dosahuje 243 MW.

Obrázek 1.6: Přepravní soustava zemního plynu v ČR (systém NET4GAS)

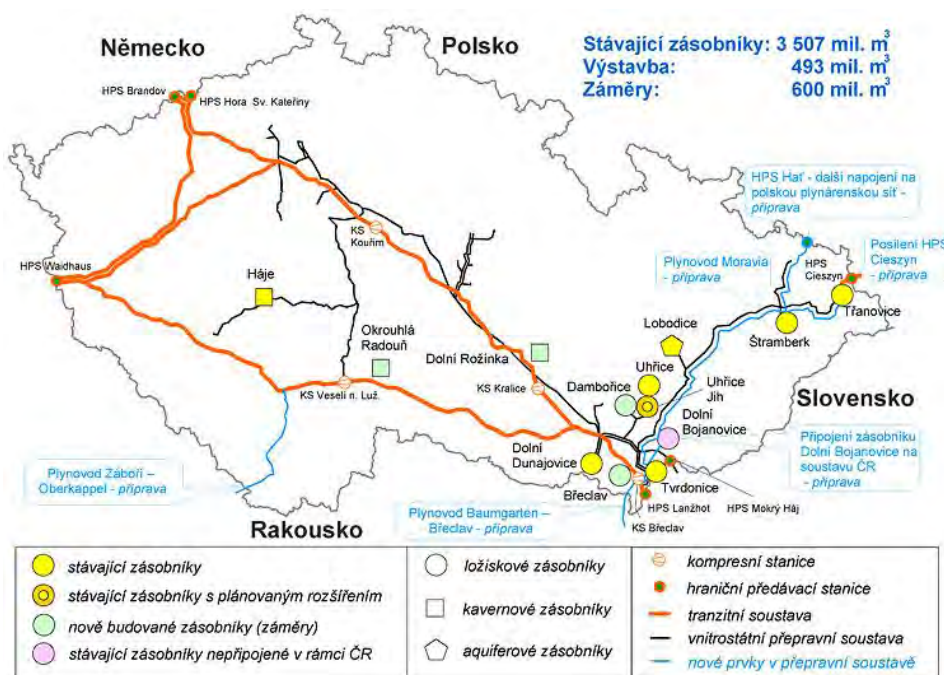


Jednotlivé větve soustavy jsou vzájemně propojeny v klíčových rozdělovacích uzlech Malešovice, Hospozín, Přimda a Rozvadov. Místem propojení linií jsou kromě kompresních stanic také trasové uzávěry. Zemní plyn je na vstupu a výstupu z ČR přejímán a předáván, to znamená objemově a kvalitativně měřen na hraničních předávacích stanicích. Jsou to stanice v Lanžhotě mezi ČR a Slovenskem, mezi ČR a Německem pak na stanicích na Hoře Svaté Kateřiny–Sayda, na Hoře Svaté Kateřiny–Olbernhau, na Waidhausu a na Brandově (ze systému OPAL při běžném provozu vstup do ČR a do systému STEGAL výstup z ČR). Mezi Českou republikou a Polskem je plyn měřen na hraniční předávací stanici Cieszyn.

Z přepravní soustavy je zemní plyn dále předáván přes 94 předávacích stanic, a to jak do distribučních soustav, tak do zařízení přímo připojených zákazníků nebo do zásobníků plynu. Na všech předávacích stanicích je instalováno obchodní měření množství plynu. Kvalita plynu je měřena na 23 uzlových místech soustavy.

Přepravní kapacita české části tranzitního plynovodu v předávací stanici Lanžhot dosahuje cca 50 miliard m^3 /rok, z toho cca 20 % připadá na potřeby České republiky a 80 % je určeno pro tranzit plynu do západní Evropy. Přivedením velkých množství zemního plynu z ruských ložisek do prostoru střední, jižní a západní Evropy byl v 70. a 80. letech minulého století položen základ výkonné kontinentální sítě dálkových plynovodů v Evropě a následně i evropského trhu s tímto plynem. Tehdejší Československo se stalo páteří evropského plynárenství a není sporu o tom, že aktivity předchůdců společnosti NET4GAS zásadním způsobem změnilo obraz českého plynárenství a zásobování Evropy zemním plynem.

Obrázek 1.7: Současný stav a budoucí rozvoj přepravy a uskladnění zemního plynu v ČR (OTE)



Zásobníky plynu v České republice jsou z hlediska kapacity i technických parametrů na velmi dobré úrovni. V roce 2014 bylo v ČR provozováno devět zásobníků plynu o celkové kapacitě 3,5 miliard m³. Poměr jejich kapacity a spotřebovaného plynu dosahuje za rok vynikající hodnoty 42 %, stejný ukazatel za celou EU činí 34 %. Jistou nevýhodou zásobníkové soustavy je soustředění její skladovací kapacity do oblastí jižní a severní Moravy, které je dané geologickými důvody. Částečně jej však řeší postupné napojování uskladňovacích kapacit na tranzitní soustavu a navyšování denního těžebního výkonu. Využívání zásobníků v ČR podobně jako v Evropě za poslední roky klesalo. Důvodem byly příznivé poměry pro obstarání plynu na burzách. V souvislosti s ukrajinskou krizí však opět došlo k oživení užití plynu ze zásobníků a v zimním období 2014/2015 byly zásobníky ČR naplněny i čerpány dostatečně.

Podrobněji se přepravě plynu věnuje kapitola 9 a uskladňování plynu kapitola 10.

1.4.3 Rozvojové projekty v ČR

Kapacita zásobníků v ČR se dále navýší v roce 2016 zprovozněním nového zásobníku Dambořice (0,45 miliard m³) a intenzifikací dnešního zásobníku Uhřice Jih. Celková uskladňovací kapacita v ČR tím stoupne o 14 % až na 4 miliardy m³, čímž dosáhne bezmála 50 % plánované roční spotřeby. Poměry dále zlepší připojení zásobníku Dolní Bojanovice na českou soustavu, které se očekává v roce 2017. Mimo to dojde ke zlepšení těžební schopnosti zásobníků skupiny RWE, a to o 7,5 milionu m³ denně.

Realizace dalších záměrů na rozšiřování uskladňovací kapacity, které dosahují celkem 600 milionů m³, bude navázána na budoucí rozvoj spotřeby plynu v České republice a bude záležet především na ekonomické návratnosti projektů, která závisí na ceně za skladování. Na ni bude nadále vyvíjen tlak prostřednictvím relativně nízkých cen plynu na burzách. Udržení dostatečné skladovací kapacity ČR ve vztahu k výši spotřeby plynu bude důležité pro zajištění bezpečnosti a spolehlivosti zásobování.

Kapacita současné přepravní soustavy je zcela dostatečná pro běžné provozní stavy a dodávky plynu, stejně tak je uspokojivá pro zajištění spotřeby zemí EU v situaci přerušení tranzitu ruského plynu přes Ukrajinu. Za dostatečnou lze označit kapacitu předávacích stanic do distribučních sítí. Pokud jde o **budoucí rozvoj domácí plynárenské soustavy**, jsou určitou výjimkou jen oblasti severní Moravy a Slezska, které nemají přímý přístup k tranzitní soustavě. Problém se zásobováním těchto oblastí může vzniknout i za stavu navýšení spotřeby vlivem nízkých teplot a nízkého využívání zásobníků v této oblasti (PZ Štramberk, Třanovice a Lobodice) vlivem nerentability jejich provozu. Tento nedostatek by měl řešit plánovaný plynovod Moravia o kapacitě až čtrnáct miliard m³ plynu ročně, jehož realizace je očekávána v roce 2019. Projekt Moravia by měl současně sloužit pro mezistátní přepravu plynu ve směru sever–jih a obráceně, bude-li o ni komerční zájem.

V přepravní soustavě se i nadále počítá s **posilováním severojižních směrů toku plynu**. Vedle plynovodu Moravia, řešícího zásobování severní Moravy, by měl být okolo roku 2019 zprovozněn plynovod Břeclav–Baumgarten, který napojí českou soustavu na Rakousko (tzv. projekt BACI). Projekt plynovodu se připravuje, jeho předpokládaná kapacita má být 8 až 20 miliard m³ plynu ročně. Dále se bude i nadále posilovat kapacita reverzních toků přes hraniční předávací stanici Lanžhot směrem na Slovensko.

Krátce po roce 2020 by mělo být zprovozněno nové napojení na polskou přepravní soustavu, označované jako plynovod STORK II. Plánovaná kapacita je 7 miliard m³ ročně na česko-polském profilu a 5 miliard m³ v opačném směru. Návazně na to pak začne plynovod Moravia plnit kromě funkce zásobování severní Moravy také významnou tranzitní úlohu pro plyn ve směru na Polsko, neboť bude na plynovod STORK II navazovat. Další napojení na Rakousko, tentokrát plynovodem Záboří (jižní Čechy)–Oberkappel, by ČR mohlo zpřístupnit rozsáhlé rakouské skladovací kapacity a zvýšilo by transportní schopnost plynu pro Rakousko. Realizace tohoto projektu se očekává okolo roku 2022.

Zapojení ČR do mezinárodního trhu s plynem a rozvojové projekty v Evropě jsou podrobněji analyzovány v kapitole 20.

2 DOSAVADNÍ VÝVOJ LIBERALIZACE TRHU SE ZEMNÍM PLYNEM

Vratislav Ludvík

Plynárenství v Evropě bylo téměř po celé 20. století jako podnikatelský celek považováno za **přirozený monopol**; proto byly vytvořeny v řadě zemí – mnohdy se státní kapitálovou účastí – monopolní odvětvové společnosti, zajišťující plynárenství jako odvětví. Tyto společnosti podléhaly státní cenové regulaci.

Začátky tvorby vnitřního trhu s energiemi jsou na evropské úrovni již téměř půlstoletí staré. Tehdy, v roce 1968, byly vydány první pokyny (*guidelines*) pro komunitární energetickou politiku, jež v sobě implicitně zahrnovaly budoucí vytvoření společného energetického trhu. Na ně navázal v roce 1986 Jednotný evropský akt a plán Evropské Komise, směřující k vytvoření vnitřního trhu EU do roku 1992; ten mj. zahrnul energetiku do celkového rámce vnitřního trhu EU. O dva roky později vydala Komise zprávu o vnitřním trhu s energií, jež identifikovala překážky dokončení vnitřního trhu s energií a navrhovala opatření k jejich odstranění. Tuto zprávu je možné považovat za první legislativní krok k liberalizaci energetických trhů zemí Evropské unie.

2.1 Vývoj tuzemského plynárenství v letech 1970 až 1995 a počátky snah o jeho liberalizaci

Počátky sedmdesátých let nepřinesly pro plynárenství významnější změny; výjimku představovalo zahájení plynovodu VÚD (víceúčelový dálkovod), známější pod názvem „Bratrství“. Následná výstavba souboru tranzitních plynovodů přinesla pro plynárenství výrazné změny systémové, nikoliv však ekonomické.

Struktura československého plynárenství respektovala federální uspořádání státu; na území Slovenské socialistické republiky působila společnost Slovenský plynárenský priemysel, generálne riaditeľstvo Bratislava, správa plynárenství České socialistické republiky byla svěřena Českým plynárenským podnikům, generálnímu ředitelství se sídlem v Praze, kam spadal i celý „federální“ tranzitní plynovod a správa VÚD.

Nutno připomenout, že celé **období až do roku 1989 bylo plynárenství součástí centrálně řízené a plánované ekonomiky**. Odběratelé byli rozčleněni do tří kategorií (pomineme-li „speciální“ odběry pro bezpečnostní a vojenskou infrastrukturu):

- domácnosti,
- socialistický maloodběr,
- velkoodběr.

Hranice mezi „socialistickým maloodběrem“ a velkoodběrem probíhala podle plánované velikosti roční spotřeby plynu.

Dokud byl dodávaným (a také vyráběným) produktem plynárenství svítiplyn, převažovala vždy poptávka nad nabídkou. Ke změně tohoto stavu došlo teprve v souvislosti s postupným přechodem plynárenské soustavy na dodávky zemního plynu tak, jak to umožňoval růst jeho dodávek pro Československo a tempo postupu záměny médií v potrubním systému.

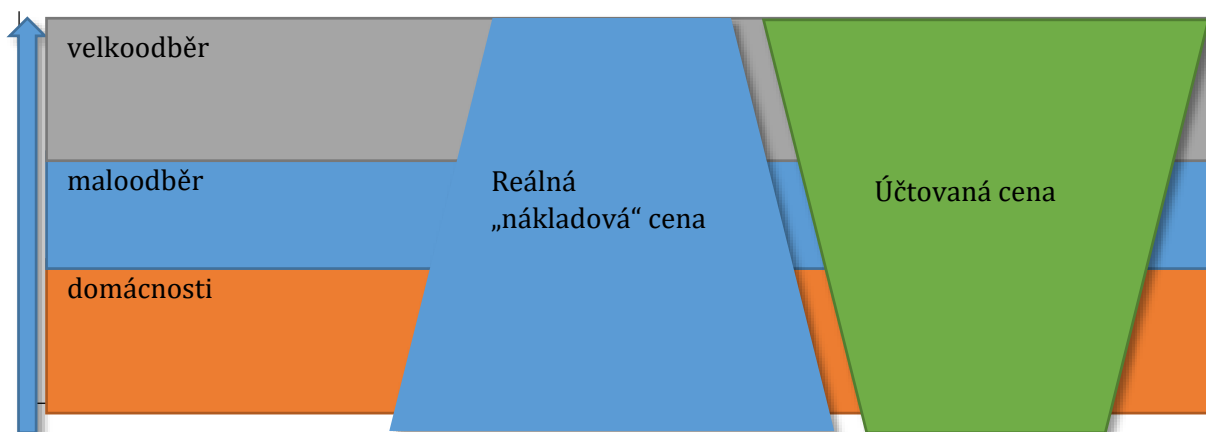
cenová politika tehdejší vlády (dá-li se nazvat cenovou) vycházela ze dvou faktorů:

- maximum prvotního přerozdělení výnosů;
- sociální úloha ceny (bez ohledu na její ekonomický obsah).

Prvotní přerozdělování výnosů, prováděné na úrovni tehdejší Státní plánovací komise a Federálního ministerstva paliv a energetiky, spočívalo především v odčerpávání plánovaných vysokých zisků Tranzitního plynovodu (součásti plynárenského oboru) a jejich používání k podpoře méně produktivních energetických oborů (hlavně do uhelného hornictví a teplárenství).

Sociální charakter ceny plynu pro domácnosti byl prioritou; její výše byla vždy nižší, nežli odpovídalo ekonomickým nákladům. Ekonomické koherence bylo dosahováno s pomocí tzv. křížových dotací, kdy uměle udržované nízké ceny plynu pro domácnosti byly kompenzovány vyššími cenami pro maloodběr a velkoodběr. Celková cena plynu byla přitom určována vzorcem „oprávněné náklady + přiměřený zisk“, což byl ovšem i model, využívaný při regulaci plynárenství v tehdejší EU. V prostředí plánovaného hospodářství však neměla ani tato zásada žádnou významnější ekonomickou vypovídací schopnost. Systém křížových dotací je znázorněn na obrázku 1.8.

Obrázek 1.8



Kolaps systému plánovaného hospodářství v roce 1989 (jakkoliv se významné známky nefunkčnosti systému začaly projevovat již od poloviny osmdesátých let), znamenal pro československé plynárenství řadu zásadních změn. Přejít od plánovaného hospodářství k tržním standardům byl primárně citlivý politicky; jestliže předešlý systém využíval křížových dotací, které obrátily ekonomickou logiku ceny „vzhůru nohama“, jejich náhlé odstranění by vedlo k neúnosnému sociálnímu tlaku (v této situaci byli ovšem i dodavatelé ostatních paliv a energií). Proto byl nejprve hledán účinný iterační přístup k nápravě ceny.

Počátek devadesátých let současně představoval období, kdy Československo, později pak Česká i Slovenská republika, usilovaly o členství v Evropské unii. Jednou ze základních podmínek se stala i adopce unijního právního systému, jehož součástí liberalizace obchodu s energiemi byla. V tradiční evropské „patnáctce“ byly podmínky liberalizace trhu formulovány směrnicemi Ev-

ropské komise již ve druhé polovině osmdesátých let. Pro Českou republiku by okamžité přijetí evropských směrnic představovalo značný (zejména sociální) problém; proto byla vyjednána výjimka, umožňující posunutí a volnější časové rozložení liberalizačního procesu.

Jak zmíněno, plynárenské podnikání bylo v celé Evropě vždy považováno za přirozený monopol. Ceny plynu pro spotřebitele byly vládami regulovány stejným vzorcem, jako u nás (uznané náklady a přiměřený zisk), přestože zde měly ceny reálný ekonomický obsah. Liberalizace trhu tak v první řadě znamenala vyčlenění té oblasti podnikání, která má charakter přirozeného monopolu: přepravu a distribuci plynu. Tyto činnosti byly – a nadále jsou – regulovány státem, respektive k tomu určeným regulačním orgánem (u nás Energetický regulační úřad – ERÚ).

Samotný proces liberalizace trhu se zemním plynem klasifikoval odběratele (bez ohledu na velikost odběru) do dvou základních kategorií:

- chránění odběratelů,
- oprávnění odběratelů.

Cena pro první skupinu odběratelů byla i nadále kontrolována státem; druhá skupina byla pozvolna „otevírána“. Jako první odběratelé, kteří získali právo volně nakupovat plyn a stali se tak „oprávněnými odběrateli“, byly plynové kogenerace (společná výroba elektřiny a tepla). Nutno ovšem konstatovat, že trh (definovaný jako síť nezávislých obchodníků s plynem) v té době prakticky neexistoval, a teprve začínal pozvolna vznikat.

Proces liberalizace trhu byl tedy časovým harmonogramem, určujícím další skupiny odběratelů jako „oprávněné“. Kritériem pro řazení odběratelů do skupin byla roční spotřeba plynu. Posledními chráněnými zákazníky pak byli spotřebitelé plynu v domácnostech. Vedle liberalizace trhu byl určen i harmonogram tzv. **„unbundling“**, tedy **vyčleňování přepravních či distribučních částí plynárenství** a „odpojování“ jejího vztahu k obchodním aktivitám plynárenského podnikání.

Jednotlivé směrnice tak obsahovaly i tzv. „balíčky“, jež určovaly nejen tempo liberalizace obchodu, ale i podmínky oddělování obchodu od distribuce plynu. Od prvotních řešení informačního oddělování typu „čínská zed“ bylo postupně požadováno nejenom úplné ekonomické oddělení, ale i oddělení vlastnické. **Dnešní stav je tak charakterizován úplným oddělením přepravy a distribuce od obchodu s plynem.**¹

Pomalejší tempo unbundlingu (oddělování obchodu od distribuce plynu) a liberalizace obchodu, vyjednané Českou republikou, je patrné z obrázku 1.9.

¹ Zdá se však, že důsledně prováděný unbundling silně zhoršuje pozice přepravců a distributorů plynu při poskytování finančních záruk na výstavbu nových plynovodů; to má vliv i na ochotu dopravců stavět potrubí, která mají spíše bezpečnostní charakter.

Pravidla byla přitom nastavena tak, že obce nemohly s akcemi volně nakládat (prodávat a nakupovat je mohly jen samy mezi sebou). Stát prostřednictvím Fondu národního majetku vlastnil 51 % ve struktuře, dané privatizačními zákony. Zdálo se tedy, že státní akciová majorita je plně chráněna.

Oproti výchozím předpokladům však došlo ke dvěma neočekávaným krokům. Starostové sice měli zakázáno obchodovat s akcemi, nikoliv však s opčním právem k nim. Během relativně krátké doby byla prodána opční práva téměř ke všem akciovým podílům (výjimku tvořila Praha, kde si svůj podíl zastupitelstvo ponechalo). Současně s opcí byla převedena výkonná práva na optanty. Tím mohli investoři získat až 49% podíly v distribučních společnostech. Horší však bylo, že někteří úředníci Fondu národního majetku zneužili nepřesnosti ve výkladu zákona o FNM a prodali zahraničním investorům akciové podíly, uložené ze zákona v Nadačním a Restitučním investičním fondu. Tím státu zbyl minoritní podíl 47 %, a jen s velkými obtížemi se mu jej prostřednictvím Transgasu dařilo alespoň částečně obnovit. Nepovedlo se to v Jihočeské plynárenské, kde společnost E. On získala majoritu, a také v Praze, kde přes 50 % akcií drželo konsorcium města a zahraničního investora.

2.2 První zkušenosti z liberalizace ve Velké Británii

První členskou zemí Evropské unie, která formulovala a postupně realizovala otevírání trhu se zemním plynem, byla Velká Británie, a to dříve, nežli byla definována unijní pravidla. Plynárenství v té době ovládala společnost British Gas PLC. Úplně prvním krokem byla privatizace společnosti. Pravidla byla jednoduchá: akcie byly nabídnuty nejširší veřejnosti (jistá obdoba české kuponové privatizace) s tím, že žádný subjekt nesmí držet ve společnosti více jak 5 % akcií. Prodej byl úspěšný, a následovalo oddělení obchodních činností (v případě Velké Británie prakticky zrušením obchodních aktivit British Gas). K rychlému tempu liberalizace obchodu přispěla i masivní těžba plynu z vlastních severomořských nalezišť.

Velká Británie však představuje z pohledu Evropské unie určité specifikum: míra propojení s kontinentálními přepravními systémy je omezená na plynovod *Interconnector*. Obchodníci s plynem na britském území se tak dostávají do oblasti virtuálního obchodu s plynem. Celkově však lze shrnout, že právě Velká Británie dosáhla onoho prvotního cíle – snížení ceny plynu pro spotřebitele. Bylo-li tak tomu i díky neúměrně vysokým cenám plynu před liberalizací trhu, je ovšem otevřenou otázkou.

2.3 Liberalizace a integrace evropské energetiky a plynárenství

V roce 1992 tehdejší komisař pro energetiku Antonio Cardoso e Cunha založil speciální pracovní skupinu, zaměřenou na vnitřní trh EU s energiemi. Výsledný navrhovaný „Cardosův balíček“ již obsahoval principy volného toku energií, volného usazování výrobců a svobodnou volbu dodavatelů spotřebiteli, nebyl však členskými státy akceptován. Nový plán na liberalizaci energetiky představila Komise v roce 1995 v rámci Zelené knihy o evropské energetické politice. Ze tří skupin cílů obsažených v Zelené knize je pro vnitřní trh s elektřinou a zemním plynem klíčový cíl integrovat a liberalizovat trhy s energiemi. Na Zelenou knihu navazující Bílá kniha Energetické

politiky Evropské unie obsahovala pětiletý Akční plán, který v letech 1997 a 1998 vyústil do přijetí prvního liberalizačního balíčku pro elektroenergetiku a plynárenství.

První liberalizační balíček pro elektroenergetiku a plynárenství vycházel z pozitivních zkušeností s liberalizací energetiky v USA, Velké Británii a Skandinávii. Přijat byl v roce 1996 (elektroenergetika), respektive 1998 (plynárenství – směrnice č. 98/30/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s plynem). Byl založen na konceptu progresivní liberalizace, aplikované postupně na různé kategorie spotřebitelů. Částečné otevření národních trhů konkurenci vyžadovalo po členských státech, aby progresivně liberalizovaly určité segmenty svých trhů s elektřinou a zemním plynem a postupně rozšiřovaly kategorie zákazníků, kteří si budou moci vybírat svého dodavatele elektřiny a zemního plynu na volném trhu. S úplnou liberalizací se však ještě nepočítalo. Pokud se jedná o unbundling, bylo povinné pouze účetní a manažerské oddělení (tzv. „čínská zeď“). Zřízení nezávislého energetického regulátora nebylo explicitně vyžadováno. Výsledkem prvního liberalizačního balíčku tedy paradoxně bylo utvoření či posílení národních trhů, většinou obsazených dominantním hráčem, a s přetrvávajícími bariérami v přístupu k přeshraničním přepravním kapacitám, tedy bariérami, bránícími domácí obchod.

Pro odstranění všech těchto nedostatků byla přijata další legislativa – druhý balíček, který byl na rozdíl od toho prvního mnohem propracovanější (v plynárenství se konkrétně jednalo o směrnici č. 2003/55/EC o společných pravidlech pro vnitřní trh s plynem a o Nařízení č. 1775/2005 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám), obsahoval detailní ustanovení ohledně přístupu k sítím a regulaci, a stran oddělení (právní a manažerské oddělení provozovatele přepravní soustavy jako samostatného podniku (odtržení od vertikálně integrovaného podniku). Důležité přitom je, že tato pravidla měla být aplikována jak na společnosti z EU, tak i mimo státy EU, pokud by působily na unijních trzích. Pro dohled nad naplňováním ustanovení druhého balíčku měly členské státy povinnost zřídit nezávislé regulační orgány. Druhý liberalizační balíček měl být implementován do národní legislativy k 1. 7. 2004; většina zemí tento termín nedodržela, a legislativa tak byla implementována s určitým zpožděním. Praktické naplňování pravidel druhého liberalizačního balíčku ovšem v řadě členských zemí pokulhávalo, což bylo patrné také ze značného počtu zahájených řízení Evropské komise vůči členským státům pro porušení unijního práva. Proto také přišla komise v roce 2007 s dalším, v pořadí již třetím balíčkem (podrobněji viz kapitola 3.2), který měl zajistit vytvoření vnitřního trhu s plynem v rámci EU.

Vnitřní trh s plynem se v České republice otevíral postupně, a to ve třech krocích. Od 1. ledna 2005 se oprávněnými zákazníky stali všichni koneční zákazníci, kteří měli roční spotřebu vyšší než 15 milionu m³, a dále pak všichni držitelé licence na výrobu elektřiny spalující plyn v tepelných elektrárnách nebo při kombinované výrobě elektřiny a tepla. Tuzemský trh s plynem s omezeným množstvím oprávněných zákazníků nebyl v té době pro nové obchodníky s plynem příliš atraktivní, velcí zákazníci tedy možnost výběru dodavatele prakticky neměli. Značná část velkých oprávněných zákazníků neakceptovala oznámené navýšení ceny zemního plynu od stávajících dodavatelů a obrátila se s tímto sporem na Energetický regulační úřad. Snahou Energetického regulačního úřadu bylo předejít obdobné situaci od 1. ledna 2006, kdy se oprávněnými zákazníky stali všichni koneční zákazníci mimo domácnosti. Využil proto svého oprávnění vyplývajícího ze zákona č. 526/1990 Sb., o cenách, a od 1. ledna 2006 omezil cenu dodávek od společnosti RWE Transgas, včetně ceny služby uskladňování, a prodejní ceny od obchodníků regionálních distribučních společností, kteří nakupují zemní plyn od RWE Transgas. Omezení výše cen ze strany Energetického regulačního úřadu bylo pouze dočasným opatřením a po stabilizaci situace bylo k 1. dubnu 2007 zrušeno. **Od 1. dubna 2007 tedy došlo v České republice k faktickému otevření trhu se zemním plynem.** Mezitím se dalším krokem v liberalizaci trhu stal 1. leden roku 2006, kdy se oprávněnými zákazníky stali všichni zákazníci kromě domácností. Trh se tak otevřel pro více jak 140 tisíc zákazníků s více než 194 tisíci odběrnými místy. Spotřeba oprávně-

ných zákazníků nově představovala cca 70 % celkové roční spotřeby zemního plynu. K úplnému otevření trhu pak došlo dne 1. ledna 2007 (tedy o celý půlrok dříve, než požadovala směrnice 2003/55/ES), kdy si mohly začít vybírat svého dodavatele plynu i zákazníci z řad domácností.

Trh s plynem je v současné době v zemích Evropské unie prakticky liberalizován; některé členské státy sice ještě dokončují úpravy podnikatelského prostředí, ale jedná se spíše o „doladování“ systému, nežli o jeho změny. Plně liberalizován je plynárenský trh ve Velké Británii a v České republice.

Jedním z důsledků liberalizace trhu a provedení unbundlingu je odpojení podnikatelských subjektů od státních struktur. V Evropě – zpravidla v poválečném období – bylo plynárenské podnikání nacionalizováno. Monopolní postavení státních energetických společností, tedy i plynárenství, bylo pro státní struktury příliš velkým pokušením. Propojení politiky a byznysu nebylo nikde tak silné, jako právě zde. Nejednalo se zde pouze o úhrady nákladů na provoz politických stran, ale také o růst zaměstnanosti v těchto firmách, založené na principech klientelismu. Viditelným vrcholem se stal počátkem devadesátých let skandál společnosti Italgas, jež byla usvědčena z poskytování úplatků politickým stranám. Následovala rozsáhlá revize hospodaření státních firem, známější dnes jako „akce čisté ruce“. Neexistovala jediná italská státní energetická společnost, jež by neposkytovala stranám a politikům úplatky. Zde je potřeba hledat vysvětlení onoho původně dosti odmítavého postoje jednotlivých unijních vlád k unbundlingu energetického podnikání a liberalizaci energetického trhu.

Otevírání trhu se zemním plynem s sebou přineslo nové výzvy a příležitosti, ale současně také odkrylo tradiční obchodní struktury Evropy, které pravidlům liberálního trhu nevyhovují. Obchod s ruským zemním plynem, jenž kryje zhruba třetinu evropské spotřeby, je vztahově založen na bývalých principech bipolárního světa. Jedná se především o dlouhodobé importní kontrakty a o dlouhodobé kontrakty na přepravu zemního plynu přes území střední a východní Evropy. Poslední vývoj však ukazuje, že se pravděpodobně jedná o odstranitelné relikt. Evropské instituce (ale i odběratelé) usilují o zrušení dlouhodobých dovozních kontraktů, a to s kterýmkoliv importérem.

Důraz, kladený Evropskou komisí na diverzifikaci jako na základní prvek bezpečnostní strategie energetické Evropy, tak postupně přechází z tradičních úvah o diverzifikaci zdrojů v diskuzi o diverzitě přenosových cest. **Zásadním je projekt jednotné evropské přenosové sítě pro plyn i elektrickou energii.** Jsou vytvářeny modely, počítající s plnou reverzibilitou evropské plynárenské soustavy. K tomu, aby tento systém obecně fungoval, je nezbytné odblokovat přenosové kapacity, které jsou v současné době blokovány dlouhodobými kontrakty. Praktickým důsledkem je změna stavu, kdy z prvotního dotazu „od koho“ přechází obchod s plynem na otázku „kudy“. Výhodou se zdá být i skutečnost, že přepravní systémy jako přirozené monopoly podléhají státní regulaci; lze tedy zajišťovat jejich provozní bezpečnost i z pozice řídicích politických struktur. Je pravděpodobné, že v budoucnu budou národní regulační úřady součástí centrálního evropského regulátora.

3 VNITŘNÍ TRH S PLYNEM PODLE ENERGETICKÉ LEGISLATIVY EU

Jan Zaplatílek

3.1 Základní rámec trhu s plynem v EU podle lisabonské smlouvy

Evropská unie je politická a ekonomická unie, kterou od posledního rozšíření 1. 7. 2013 tvoří 28 evropských států s cca 500 miliony obyvatel. Vznikla v roce 1993 na základě Smlouvy o Evropské unii, známější jako Maastrichtská smlouva, která navazovala na evropský integrační proces probíhající od padesátých let. Základ evropské právní úpravy je pevně dán dvojicí smluvních dokumentů tvořící primární pilíř evropské právní úpravy – Smlouvou o Evropské unii a Smlouvou o fungování Evropské unie. Především pak druhý z obou výše zmíněných základních právních dokumentů dnešní Unie vymezuje pevný rámec i pro vnitřní trh s plynem.

Lisabonská smlouva (celým názvem Lisabonská smlouva pozměňující Smlouvu o Evropské unii a Smlouvu o založení Evropského společenství) je mezinárodní smlouva, jejímž cílem bylo především reformovat instituce Evropské unie a její fungování. Byla podepsána 13. prosince 2007 v Lisabonu, Českou republikou byla ratifikována 3. listopadu 2009 a vstoupila v platnost 1. prosince 2009.

Hlavní změny obsažené v Lisabonské smlouvě se netýkají ekonomické integrace, ale institucí EU (včetně nově zřizovaných), jejich funkcí (rozšíření pravomoci Evropského parlamentu), nového způsobu hlasování v Radě (dvojitá většina, nahrazení práva veta zhruba v 50 oblastech), vtažení národních parlamentů do jednání o nových legislativních návrzích. Přestože kapitoly a články týkající se evropské ekonomické integrace zabírají podstatnou část textu, jsou změny v nich obsažené minimální. To platí i pro články týkající se vnitřního trhu a doprovodných politik, v nichž se vesměs přebírá znění z předchozích smluv.

Smlouva zpřesňuje rozdělení pravomocí mezi Unii a členské státy. Pravomoci rozděljuje Lisabonská smlouva do tří úrovní: na pravomoci výlučné, sdílené a takové, které zahrnují činnosti, jimiž Unie pouze podporuje, koordinuje nebo doplňuje činnosti členských států, aniž by je nahrazovala.

Výlučná pravomoc znamená, že v určité oblasti je Unii svěřena výlučná působnost přijímat závazné právní akty, takže členské státy tak mohou činit pouze tehdy, jsou-li zmocněny Uní nebo provádějí-li akty přijaté Uní. Lisabonská smlouva vyjmenovává celkem pět sfér s výlučnou pravomocí Unie: celní unie, stanovení pravidel hospodářské soutěže nezbytných pro fungování vnitřního trhu, měnová politika pro členské země, jejichž měnou je euro, společná obchodní politika a zachování biologických mořských druhů v rámci společné rybářské politiky. Pomineme-li poslední případ, zjistíme, že čtyři z těchto výlučných pravomocí se týkají vnitřního trhu: celní unii a společnou obchodní politiku spojuje to, že obsahují společný celní sazebník sjednocující

shodné podmínky pro vstup subjektů z třetích zemí na vnitřní trh EU. Bez společných pravidel hospodářské soutěže a bez pravidel společné měnové politiky nemůže vnitřní trh fungovat.

Pravomoci sdílené znamenají, že v určitých přesně vyjmenovaných oblastech mají jak Unie, tak i členské státy pravomoc přijímat závazné právní akty. Výčet zahrnuje tyto oblasti: vnitřní trh, sociální politika (v oblastech vymezených smlouvou), hospodářská, sociální a územní soudržnost, životní prostředí, ochrana spotřebitele, oblast výzkumu a technologického rozvoje a dále také zemědělství a rybolov, dopravu, transevropské sítě, energetiku, prostor svobody, bezpečnosti a práva, veřejné zdraví, rozvojová spolupráce a humanitární pomoc.

Členské státy v tomto případě vykonávají svou působnost v rozsahu, v jakém ji nevykonala Unie nebo se rozhodla přestat ji vykonávat. Jak je patrné, záležitosti vnitřního trhu a doprovodných politik mají v tomto výčtu velkou váhu.

Do oblastí, v nichž Unie svou pravomocí a činnostmi podporuje, koordinuje nebo doplňuje činnosti členských států, aniž by je přitom nahrazovala, Lisabonská smlouva započítává: ochranu a zlepšování lidského zdraví, průmysl, kulturu, cestovní ruch, všeobecné vzdělávání, odborné vzdělávání, mládež a sport, civilní ochranu a správní spolupráci. Jde vesměs o činnosti, jimiž se program vnitřního trhu zabývá jen okrajově.

Před vstupem Lisabonské smlouvy v platnost zakládací smlouvy nezahrnovaly specifická opatření o zásazích EU do energetické oblasti. Lisabonská smlouva uznává důležitost energetické politiky a nově zavedla zvláštní právní základ v oblasti energie, který formuluje v článku 194 Smlouvy o fungování EU. Z toho důvodu EU v současnosti i v oblasti energetiky disponuje jasně definovanými pravomocemi a je na evropské úrovni způsobilá přijímat opatření pro:

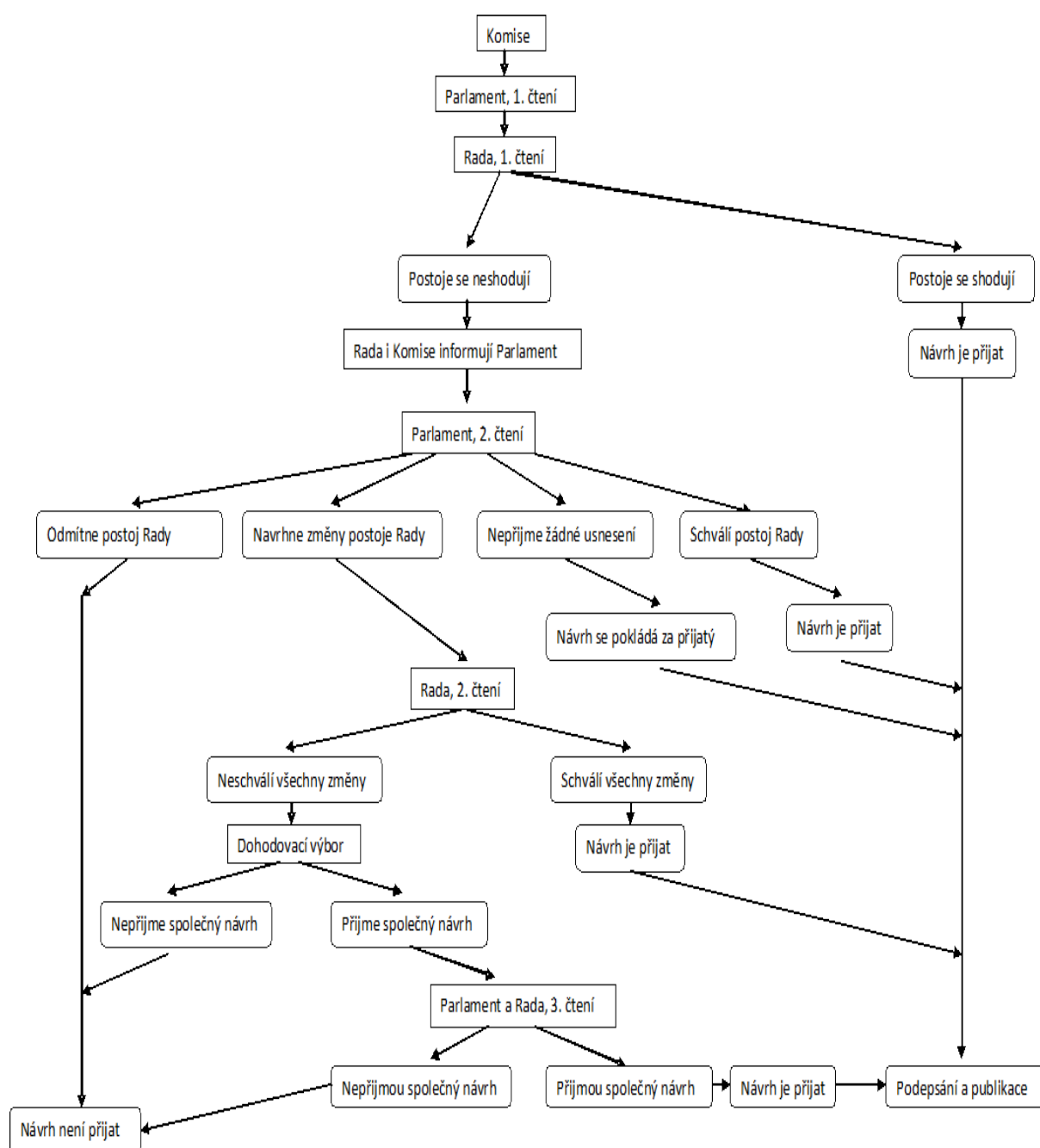
- zajištění správného fungování trhu s energiemi;
- zabezpečení dodávek energie;
- propagování energetické účinnosti;
- propagování vzájemného propojování energetických sítí.

Energetika je po přijetí Lisabonské smlouvy součástí sdílené pravomoci EU a členských států. Je tudíž podřízena zásadě subsidiarity. Proto bude EU moci zasahovat pouze v případě, že bude schopna jednat účinněji než členské státy. Lisabonská smlouva upřesňuje, že EU bude moci členskými státy zasahovat do výběru zdrojů dodávek energie pouze v případě jednomyslnosti a z důvodů environmentálních. Lisabonská smlouva rovněž odkazuje k „duchu solidarity“, který mezi členskými státy musí převážet v oblasti realizace evropské energetické politiky. Důležitost solidarity se prokáže zejména v období krize. Jestliže jeden nebo více členských států musí čelit přerušování dodávek, bude moci počítat s dodávkami energie ze strany ostatních členských států

Pokud jde o články týkající se základních svobod vnitřního trhu, Lisabonská smlouva přebírá dřívější znění prakticky beze změn. Zásadně zavádí používání termínu „vnitřní trh“ místo často používaných pojmů „společný trh“ a „jednotný trh“. Změny lze nalézt spíše u doprovodných politik. Evropská rada a Evropský parlament přijímají právní předpisy na základě řádného legislativního postupu, a to až po poradě s Výborem regionů a s Evropským hospodářským a sociálním výborem. O přijetí opatření daňového charakteru však Rada jednomyslně rozhoduje až po poradě s Parlamentem. Řádný legislativní postup nahrazuje původní postup spolurozhodování. Tento postup je z demokratického hlediska nelegitimnější. Podmínky řádného legislativního postupu se shodují s podmínkami původního postupu spolurozhodování. Jsou popsány v článku 294 Smlouvy o fungování EU. Rada a Parlament se staví na stejnou úroveň. Obě instituce přijímají legislativní akty buď v prvním, nebo ve druhém čtení. Pokud po druhém čtení obě instituce ne-

dospějí ke shodě, svolá se dohodovací výbor. Pravidlem pro rozhodování v rámci řádného legislativního postupu je kvalifikovaná většina. Aby se usnadnilo rozhodování a posílila účinnost postupu, zavádí Lisabonská smlouva systém dvojí většiny. Kvalifikované většiny je dosaženo, jestliže shromáždí alespoň 55 % členských států, které představují nejméně 65 % obyvatelstva EU. Pokud Rada nerozhoduje o návrhu Komise, pak musí kvalifikovaná většina čítat nejméně 72 % členských států představujících alespoň 65 % obyvatelstva. Takový systém tedy každému členskému státu přiznává jeden hlas a přitom zohledňuje jeho demografickou váhu. Lisabonská smlouva také počítá s blokační menšinou složenou nejméně ze čtyř členských států, které zastupují více než 35 % obyvatelstva EU. Rozšíření hlasování kvalifikovanou většinou se dotýká většiny evropských politik vč. Oblasti energetiky.

Obrázek 3.1: Rozhodovací a schvalovací proces legislativních dokumentů v EU (Ondřej Kubalec: *Institucionální aspekty společné obchodní politiky*)



Celkově je možné konstatovat, že Lisabonská smlouva přinesla řadu dílčích vylepšení, která výrazně posilují evropské integrační snažení posílením pravomocí Evropské komise jako hlavního iniciátora poměrně četných legislativních změn. Do výlučné pravomoci Evropské komise se tak dostala zejména ochrana hospodářské soutěže, která je jedním z jejích nejvíce využívaných nástrojů při formování vnitřního trhu s energiemi. Konkrétně se jedná zejména o kontroly fúzí a akvizic, antitrustové zákony a ochranu proti zneužívání dominantního postavení a kontrola poskytování státní pomoci. Tyto nástroje slouží především pro zvyšování konkurence na trzích s elektřinou a zemním plynem.

Další pro trh s plynem důležité problematiky jako oblast vnitřního trhu, ochrany spotřebitele, životního prostředí, transevropských sítí a samotné energetiky náleží v současnosti sice mezi sdílené oblasti zájmu EU a členských států, čímž tyto oblasti sice zůstaly v dispoziční sféře členských států, na straně druhé se však tímto zařazením všechny tyto zájmové oblasti dostaly do primárního hledáčku Evropské unie. Členským státům tak byl zúžen prostor jen na tu část energetiky, k níž se EU sama legislativně nevyjádřila. Tím spíše je důležité se oblastí evropského právního rámce důkladněji zabývat, a to především ve světle tzv. sekundárního práva EU. Toto právo je souhrnem dalších, od shora uvedených smluv odvozených evropských právních předpisů, jimiž jsou především přímo aplikovatelná nařízení a tak alespoň teoreticky větší prostor dávající směrnice jako obecné rámce pro jednocení pravidel v určité konkrétní oblasti. Ovšem i směrnice procházejí neustálým vývojem a právě ten prostor, který přenechávají členským státům pro svou implementaci do národních právních řádů, se neustále zmenšuje, a když už je zachován, spíše se projevuje v tom, že národní právní úprava může být přísnější, než co přikazuje samotná směrnice. Vždy však platí, že ani nařízení, ani směrnice nesmí vykládány tak, aby byly v rozporu se zakládacími smlouvami EU.

Obecně platí, že EU se postupně stále více snaží využít podmínek nastavených Lisabonskou smlouvou k zvýšení centralizace rozhodování, což platí i pro oblast energetiky včetně odvětví plynárenství. Uvedenou centralizaci se snaží posílit i návrhy předkládanými k bližší diskusi a rozpracování v roce 2015, jako je například projekt ustanovení „**Energetické unie** s politikou v oblasti klimatu zaměřenou do budoucnosti“. Ta by měla vycházet z následujících pěti dimenzí: **energetická bezpečnost, solidarita a důvěra, plně integrovaný evropský energetický trh, zvyšování energetické účinnosti pro snižování poptávky, přechod na nízkouhlíkovou ekonomiku, výzkum, inovace a konkurenceschopnost**. Součástí návrhů však byly i úvahy o společných poptávkových mechanismech při nákupu plynu ze zemí mimo EU či ustanovení společného energetického regulátora – dle ohlasů členských států se tyto úvahy v současnosti sice jeví jako neprůchodné, ale lze reálně předpokládat, že v budoucnu se, možná v propracovanější podobě, objeví v dalších návrzích EU znovu.

3.2 Třetí liberalizační balíček a plynárenství

V lednu 2007 dokončila Evropská komise sektorové šetření, které ukázalo, že v oblasti vnitřního trhu se zemním plynem a elektřinou mimo jiné stále nedošlo k dostatečnému oddělení provozovatelů přenosové, přepravní a distribuční soustavy, že i nadále přetrvává diskriminace třetí osob v přístupu k soustavě, zejména pokud jde o preferenční přístup poskytovaný zavedeným účastníkům trhu s uzavřenými dlouhodobými smlouvami a také stále existující regulované ceny, které brání vstupu nových hráčů na trh.

Jako řešení na odstranění těchto zjištěných nedostatků vzápětí Evropská komise opětovně přišla s balíčkovým způsobem přijímání nových legislativních změn, kdy po prvním liberalizačním

balíčku v roce 1996 a druhém liberalizačním balíčku v roce 2003 představila v září 2007 třetí liberalizační balíček. Komise kromě varianty vlastnického unbundlingu, který představuje možnost, jak vnést do evropského trhu s energiemi více konkurence, přišla také s druhou variantou, tj. Vytvořit nezávislého operátora bez nutnosti vlastnického oddělení. Následovaly dlouhé spory, které byly ukončeny až 13. července 2009 schválením všech legislativních návrhů předložených v rámci třetího liberalizačního balíčku.

Z hlediska plynárenství obsahuje třetí balíček trojici právních norem – Nařízení č. 715/2009 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám, Nařízení č. 713/2009 o zřízení Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) a směrnici č. 2009/73/EC o společných pravidlech pro vnitřní trh s plynem.

Obecně přináší uvedené dokumenty nové či prohloubené vývojové tendence jako jsou posílení regulačního dohledu, podpora hospodářské soutěže, další posílení postavení spotřebitelů, hlubší strukturální opatření prováděná na straně přirozených monopolů na trhu s plynem a zakotvení nového formálního nástroje pro celounijní řízení trhu s plynem – tzv. **síťových kodexů**.

V oblasti posílení regulačního dohledu je zřetelná snaha Evropské unie donutit členské státy k posílení postavení národních regulačních úřadů tak, aby byly vybaveny standardizovaným rozsahem pravomocí a mohly tak lépe spolupracovat na úrovni regionů i celé Evropské unie. Národním regulačním úřadům se zásadním způsobem rozšířily a prohloubily pravomoci tak, že působí i jako orgány efektivního dohledu při současné podpoře rozvinuté hospodářské soutěže v plynárenství, tj. že mají oprávnění nejen provádět samostatné kontroly a dozor, ale disponují i oprávněním účinně postihovat za protiprávní jednání jednotlivé účastníky trhu s plynem dostatečně odrazujícími sankcemi. Posílení regulačního dohledu bylo podpořeno rovněž výrazným nárůstem záruk nezávislosti a nestrannosti národních regulátorů (článek 39 směrnice). Nezávislost je tak zcela klíčovým instrumentem vyvažujícím za jiných okolností zcela neobvyklý evropský požadavek na nárůst standardizovaných pravomocí národního regulátora.

Dne 3. března 2011 zahájil svoji činnost i nový orgán, jímž se stala **Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER)** jako svým způsobem zastřešující a z metodologického pohledu jednotící instituce národních regulačních úřadů. Její role je sice ve vztahu k Evropské komisi víceméně poradní, ale vzhledem k národním regulátorům a provozovatelům přepravních soustav jde do značné míry i o roli kontrolní a koordinační.

Podpora hospodářské soutěže se v rámci balíčku projevila především v požadavku na **tři varianty oddělení provozovatele přepravní soustavy od výrobce či obchodníka**, a to buď formou vlastnického oddělení (článek 9 směrnice), nebo zřízením nezávislého provozovatele soustavy tzv. ISO (článek 14 směrnice) anebo formou vzniku nezávislého provozovatele přepravní soustavy tzv. ITO (kapitola IV směrnice). Dále certifikací nezávislosti oddělených provozovatelů přepravních soustav a v neposlední řadě i povinností právního a funkčního oddělení i v případě provozovatelů zásobníků plynu, kteří jsou součástí vertikálně integrovaného podnikatele společně s provozovatelem přepravní soustavy. Zvláštním druhem certifikace nezávislosti provozovatelů přepravních soustav je řízení o certifikaci v případech, kdy je vlastník nebo provozovatel přenosové soustavy nebo přepravní soustavy kontrolován osobou nebo osobami se sídlem ve státě, který není členským státem EU (článek 11 směrnice). Řízení o certifikaci je tak rozšířeno o bezpečnostní aspekt, přičemž bezpečnost dodávek je posuzována na základě faktických okolností případu, práv a povinností vyplývajících z mezinárodního práva, zejména mezinárodních dohod mezi Evropskou unií a dotčeným státem. Uvedená pasáž směrnice je někdy též nazývána „**anti-Gazprom**“ **klausule**, neboť se nejvíce dotýká zmíněné společnosti.

Pokud se jedná o **ochranu spotřebitele** (článek 3 a Příloha I směrnice) tak došlo k posílení dosavadních práv spotřebitelů a usnadnění změny dodavatele. Je vyžadována vyšší míra transparentnosti smluvních podmínek a obecných informací a deklarováno právo zákazníka na bezpečné dodávky energie za přiměřené ceny a právo zákazníka a spotřebitele na jasné a srozumitelné informace o svých právech, objektivní a transparentní údaje o spotřebě energie, informace o nákladech na spotřebu energie, a to v dostatečných časových intervalech a na zálohy založené na pravděpodobné spotřebě elektřiny nebo plynu. V rámci směrnice jsou požadovány i efektivní prostředky k urovnávání sporů a rychlé a účinné postupy vyřizování stížností. Speciálně chráněni by měli být zranitelní spotřebitelé, tedy sociálně slabší vrstvy v kritických obdobích potřeby plynu.

Zcela novým právním nástrojem, jenž zásadně mění poměr sil mezi kompetencí jednotlivých členských států Evropské unie a EU jako celkem jsou tzv. síťové kodexy, které, dle Nařízení 715/2009, jakožto závazné (součást evropského *acquis*) vstupují do regulace tržního prostředí v oblasti přepravních soustav, aniž by bylo nutno procházet složitou procedurou přijímání obecně závazných aktů Evropské unie. Síťové kodexy jako například již platné Nařízení č. 984/2013, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách. Jsou společným dílem organizace ENTSO-G, tedy sdružení evropských provozovatelů přepravních soustav a dvou orgánů Unie – agentury národních regulátorů ACER a rozhodující Evropské komise. Síťové kodexy se tudíž stávají obecně závaznými předpisy pouze díky formálnímu souhlasu Evropské komise.

3.3 Energeticko-klimatický balíček a plynárenství

Evropská komise zveřejnila dne 23. ledna 2008 soubor legislativních návrhů a doprovodných dokumentů (tzv. klimaticko-energetický balíček. Jednalo se o soubor čtyř legislativních návrhů.

První z legislativních textů se týkal regulace a stimulace využívání technologie CCS (geologického skladování oxidu uhličitého), která umožňuje separovat CO₂ a ukládat jej pod zemský povrch. Takový CO₂ je možné považovat za „neemitovaný“. Daná technologie by měla v budoucnosti nahrazovat již fungující systém obchodování s emisními povolenkami, byť návrh Komise prozatím počítal s jejím využitím až v okamžiku, kdy to bude nákladově efektivní.

Druhý návrh představoval revizi směrnice č. 2003/87 o obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Záměrem revize bylo rozšíření systému obchodování s emisními povolenkami o větší množství podniků i další plynné emise a od roku 2013 legislativně umožnit zahájení tzv. třetí fáze systému obchodování s emisními povolenkami, v níž měla distribuce povolenek probíhat nikoli na základě národních alokačních plánů, ale formou „celoevropských“ aukcí.

Revidovanou směrnicí o obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů doplňoval třetí text – návrh rozhodnutí o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů o 20 %, aby byly splněny závazky Společenství v oblasti snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020.

Posledním textem klimaticko-energetického balíku byl návrh směrnice o podpoře energie z obnovitelných zdrojů. Návrh obsahoval mimo jiné závazný cíl využívat v roce 2020 v unijním průměru 20 % produkované energie z obnovitelných zdrojů. Současně měl všechny členské státy zavazovat cíl navýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů v oblasti dopravy na 10 % konečné spotřeby. Indikativní podíl energie z obnovitelných zdrojů (dle do té doby platné směrnice č. 2001/77) byl nahrazen závazným cílem (konkrétní závazky byly stanoveny pro každý členský stát).

Výsledný kompromis schválil na plenárním zasedání 17. prosince 2008 Evropský parlament, Rada jej již pouze formálně schválila v dubnu 2009 a normy publikací v Úředním věstníku vstoupily do implementačního procesu v červnu 2009. V konečné podobě byly výše zmíněné návrhy ještě doplněny o přepracované znění směrnice o jakosti paliv, které vyžaduje, aby dodavatelé paliv do roku 2020 snížili emise skleníkových plynů z řetězce výroby paliva o 6 %. Balíček tedy tvořily Směrnice EP a Rady 2009/28/ES, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, Směrnice EP a Rady 2009/29/ES, kterou se mění směrnice 2003/87/ES s cílem zlepšit a rozšířit systém pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, Směrnice EP a Rady 2009/30/ES, o specifikaci paliv a zavedení mechanismu pro sledování a snížení emisí skleníkových plynů, Směrnice EP a Rady 2009/31/ES, o geologickém ukládání oxidu uhličitého a Rozhodnutí EP a Rady 406/2009/ES, o rozdělení úsilí k dosažení redukčních cílů emisí skleníkových plynů a doplnilo jej ve stejné době schválené Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 443/2009 ze dne 23. dubna 2009, kterým se stanoví výkonnostní emisní normy pro nové osobní automobily v rámci integrovaného přístupu Společenství ke snižování emisí CO₂ z lehkých užitkových vozidel.

Cíle pro EU, které byly v balíčku stanoveny:

- snížení emisí skleníkových plynů o 20 % do roku 2020,
- zvýšení energetické účinnosti o 20 % do roku 2020,
- zvýšení podílu obnovitelných zdrojů energie na celkové energetické spotřebě na 20 % do roku 2020,
- docílení 10 % podílu biopaliv v pohonných hmotách do roku 2020.

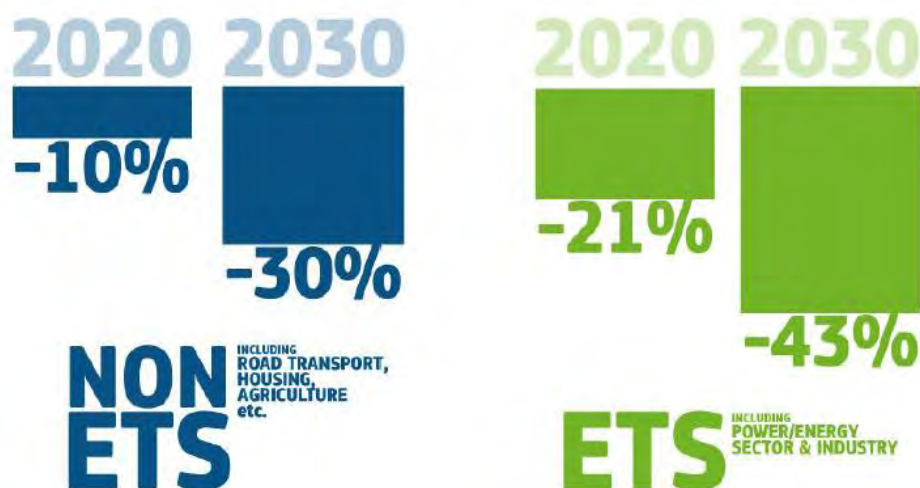
Každý členský stát má dle zmíněných dokumentů za povinnost přijmout národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů. Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů stanovuje národní cíle členských států pro podíly energie z obnovitelných zdrojů v dopravě a při výrobě elektřiny, vytápění a chlazení v roce 2020, přičemž zohledňuje dopady jiných opatření souvisejících s energetickou účinností na konečnou spotřebu energie, a vhodná opatření, která je třeba přijmout k dosažení těchto celkových národních cílů. **Česká republika má jako cílovou hodnotu podílu energie z obnovitelných zdrojů 13 %.** Za případné nedodržení svých závazků do roku 2020 nehrozí členským státům žádná přímá finanční penalizace. Na druhou stranu musí od roku 2010 Komisi předkládat detailní národní plány, ze kterých jasně vyplývá, jak chtějí cíle dosáhnout. V případě nesplnění tohoto požadavku může přijít Komise se sankcemi.

V období 1990–2013 došlo na úrovni EU ke snížení emisí skleníkových plynů o 19 % a cíl k roku 2020 tak již byl téměř naplněn. EU je rovněž na dobré cestě k dosažení svých cílů v oblasti obnovitelných zdrojů a energetické účinnosti. Proto Evropská komise v březnu 2013 představila zelenou knihu, ve které navrhla podobu klimaticko-energetické politiky EU do roku 2030. V následujících měsících probíhala veřejná konzultace a v prvním kvartálu roku 2014 byl Komisi představen **návrh klimaticko-energetické politiky do roku 2030**, při jehož vytváření Komise vycházela z dlouhodobé perspektivy, kterou zachycuje Cestovní mapa pro přechod k nízkouhlíkové ekonomice do roku 2050, Energetický plán do roku 2050 nebo Bílá kniha EU o dopravě. Podle těchto dokumentů by měla EU snížit své emise CO₂ do roku 2050 o 80 až 95 % (ve srovnání s rokem 1990). Předložený návrh byl po úpravách Evropskou radou v 23.–24. října 2014 schválen jakožto nový rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.

Přijaté závěry stanovují především cíl domácího **snížení emisí skleníkových plynů EU do roku 2030 o 40 % oproti roku 1990.** Tento cíl se dále rozděluje na cíl snížení emisí v rámci systému obchodování s emisními povolenkami o 43 % oproti roku 2005 a cíl snížení emisí v odvětvích

nespadajících do tohoto systému o 30 % oproti roku 2005. Hlavním nástrojem bude i nadále systém EU ETS, který brzy projde reformou prostřednictvím tržní stabilizační rezervy, a u kterého dojde ke snížení lineárního faktoru pro nastavení stropu alokovaných povolenek ze současných 1,74 % na 2,2 % od roku 2021. Většina povolenek bude pro dražby rozdělována na základě historických emisí, ovšem alokace povolenek zohlední i méně rozvinuté státy – z toho důvodu bude 10 % alokovaných povolenek rozděleno mezi země, jejichž HDP na obyvatele nedosahuje 90 % evropského průměru. Do této skupiny patří i Česká republika. Členské státy s HDP na hlavu nižším než 60 % průměru EU se navíc mohou rozhodnout, že budou v bezplatném přidělování povolenek energetickému odvětví pokračovat až do roku 2030. Tyto státy mají mít taktéž nově přístup k rezervě ve výši 2 % povolenek EU ETS pro řešení obzvláště vysokých dodatečných investičních potřeb. V sektoru mimo EU ETS je taktéž aplikován princip solidarity, konkrétně v rámci sdílení zátěže a úsilí, které stanovuje závazky pro jednotlivé země na základě kritéria HDP na obyvatele.

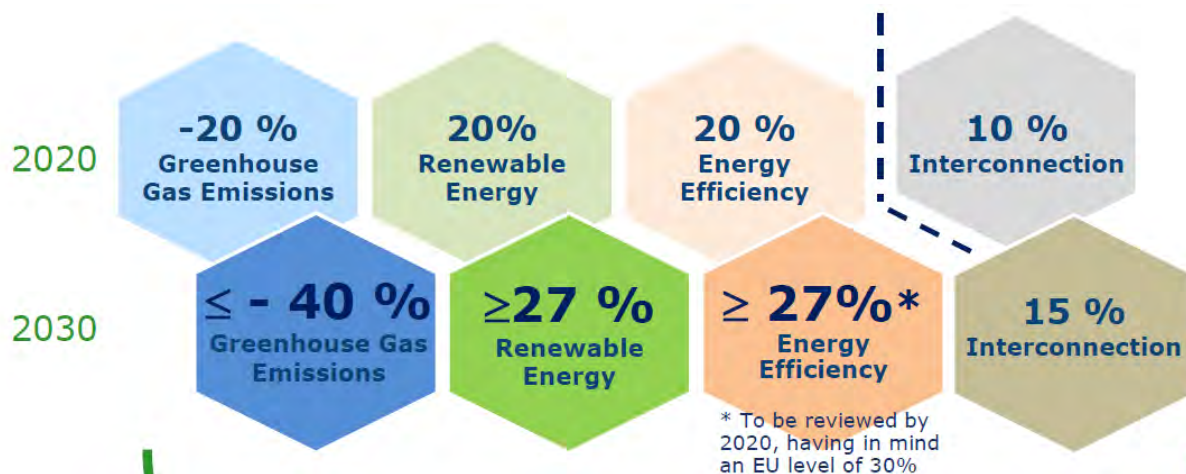
Obrázek 3.2: Cíle pro snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020 a 2030 v rámci EU ETS a mimo EU ETS



Zároveň byl stanoven závazný celoevropský cíl dosažení 27% podílu obnovitelných zdrojů na celkové spotřebě energie v EU v roce 2030 a nezávazný cíl zvýšení energetické účinnosti na úrovni EU o 27 % do roku 2030 (tento cíl má být plněn nákladově efektivním způsobem a do roku 2020 přezkoumán s možným navýšením ambicí na hodnotu 30 %). Rovněž byl zveřejněn požadavek na dosažení minimálního cíle 10% propojení stávajících elektrických sítí, a to nejpozději do roku 2020 alespoň pro ty členské státy, které dosud nedosáhly minimální úrovně integrace na vnitřním trhu s energií (Pobaltské státy, Portugalsko, Španělsko) s cílem dospět do roku 2030 k 15% cíli.

Nezávislost národních energetických mixů zůstává tedy zachována, ale určitý potenciál pro ovlivňování národních rozhodnutí ze strany Evropské komise zde přesto u stanovených cílů existuje, největší u cílů pro obnovitelné zdroje a energetickou účinnost. Již stanovení cílů v těchto oblastech pro rok 2020 v rámci klimaticko-energetického balíčku z roku 2008 vyvolávalo otázky ohledně rozdělení kompetencí mezi EK a členské státy jdoucí nad rámec Lisabonské smlouvy. Nástrojem k vynucování plnění celoevropských cílů pro obnovitelné zdroje a účinnost na jednotlivých členských státech se může stát opakující se proces ze strany Evropské komise při přípravě a schvalování národních akčních plánů.

Obrázek 3.3: Cíle stanovené energeticko klimatickým balíčkem do roku 2020 a dohodnuté klimaticko-energetické politiky EU do roku 2030



Dopad uvedených opatření na plynárenství není sice přímý, jako je tomu u energetických balíčků, ale prostřednictvím porovnávání výhodnosti či nevýhodnosti investic do obnovitelných či klasických zdrojů pro výrobu elektřiny, stejně jako přes systém obchodování s emisními povolenkami je i toto energetické odvětví a jeho rozvoj ovlivňováno.

3.4 Bezpečnost dodávek plynu

Energetická bezpečnost představuje v současnosti jednu z hlavních výzev a priorit Evropské unie. V současném, globalizovaném světě, však existuje široká škála rizik, které mohou dodávky energií narušit, či je úplně zastavit.

Zemní plyn je významnou součástí ve skladbě zdrojů energie v Evropské unii. Představuje jednu čtvrtinu dodávek primární energie. Spotřeba plynu v Evropě v průběhu posledních deseti let rychle rostla. Se snížením domácí těžby vzrostl ještě rychleji dovoz plynu, čímž vznikla vyšší závislost na dovozu a potřeba zabývat se otázkami zajištění bezpečnosti jeho dodávek.

Před zahájením procesu liberalizace trhu s plynem byla otázka bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu řešena téměř výhradně na národní úrovni jednotlivých členských států a základním prvkem tohoto systému byly především dlouhodobé kontrakty národního dovozce na dodávku plynu, často podpořené politicky na vládní úrovni.

Tak jak se trh s plynem začal procesem liberalizace a to včetně unbundlingu měnit, vyvstala potřeba nově řešit otázky bezpečnosti dodávek i prostřednictvím legislativy EU. Prvním takovým pokusem byl v roce 2004 vznik Směrnice Rady 2004/67/ES o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu. V návaznosti na článek č. 7 odst. 1 této směrnice byla pak s cílem usnadnit koordinaci opatření v oblasti bezpečnosti dodávek zřízena Rozhodnutím Komise 2006/791/ES ze dne 7. listopadu 2006 Koordinační skupina pro otázky plynu (Gas Coordination Group). Skupina se skládá ze zástupců členských států a reprezentativních subjektů dotčeného průmyslového odvětví a ze zástupců spotřebitelů.

Jak však ukázala omezení a přerušení dodávek plynu v důsledku rusko-ukrajinských sporů v lednu 2006 a zejména lednu 2009, ustanovení směrnice a její provádění členskými státy EU bylo nedostatečné pro přípravu a reakci na narušení dodávek a proto došlo v roce 2010 k náhradě Směrnice 2004/67/ES novým přímo účinným Nařízením Evropského parlamentu a Rady

č. 994/2010 ze dne 20. října 2010 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu a následně na to bylo vydáno **Rozhodnutí Komise ze dne 11. srpna 2011, kterým se stanoví složení a provozní ustanovení Koordinační skupiny pro otázky plynu a zrušuje rozhodnutí Komise 2006/791/ES.**

Cílem Nařízení je zajistit bezpečnost dodávek zemního plynu zajištěním preventivních opatření a koordinované reakce na konkrétní narušení dodávek a zajištěním řádného a nepřetržitého fungování vnitřního trhu s plynem. Nařízení vytváří společný rámec, v němž je zajištění bezpečnosti dodávek plynu společným úkolem plynárenských podniků, členských států Evropské unie (EU) a Komise. Také zavádí transparentní mechanismy v duchu solidarity, které umožňují koordinovat přípravu a reakci na stav nouze na úrovni členského státu, regionu a Unie. Nařízení zavádí společný koncept pro zákazníky, jejichž dodávky plynu musí být chráněny. **Chráněnými zákazníky jsou všechny domácnosti. Členské státy mohou do kategorie chráněných zákazníků zahrnout i malé a střední podniky a klíčové sociální služby anebo zařízení dálkového topení.** Dále Nařízení zavádí následující společné standardy v měřítku EU:

- **standard pro infrastrukturu:** nejpozději do 3. prosince 2014 měly členské státy zajistit, aby v případě narušení jediné největší plynárenské infrastruktury měla zbývající infrastruktura kapacitu dodávat nezbytný objem plynu pro uspokojení celkové poptávky po plynu v den výjimečně vysoké poptávky po plynu. Nařízení také požadovalo, aby do 3. prosince 2013 byl v místě přeshraničních propojení mezi členskými státy EU možný fyzický tok plynu oběma směry;
- **standard pro dodávky chráněným zákazníkům:** plynárenské podniky mají povinnost zaručit zajištění dodávek plynu chráněným zákazníkům za přísných podmínek, zejména v případě mimořádných teplotních hodnot v průběhu sedmidenního období poptávkových špiček, v období výjimečně vysoké poptávky po plynu v délce nejméně 30 dní a v případě narušení jediné největší plynárenské infrastruktury za průměrných zimních podmínek.

Každý členský stát měl za povinnost do 3. prosince 2011 plně posoudit formou Analýzy rizik rizika ovlivňující bezpečnost dodávek plynu a to zohledněním standardů pro dodávky a pro infrastrukturu, všech významných vnitrostátních a regionálních okolností, různých scénářů výjimečně vysoké poptávky po plynu a narušení dodávek a určit interakce a korelace rizik s ostatními členskými státy. V následujících letech pak bylo nutné Analýzu rizik v pravidelných intervalech aktualizovat. Na základě závěrů tohoto posouzení měl být nejpozději do 3. prosince 2012 na národní úrovni přijat a zveřejněn **Plán preventivních opatření** obsahující opatření, která jsou nezbytná k odstranění nebo ke zmírnění zjištěných rizik a **Plán pro stav nouze** obsahující opatření, která se mají přijmout ke zmírnění dopadu narušení dodávek plynu nebo k jeho odstranění. I tyto dokumenty je nutné pravidelně aktualizovat.

Nařízení dále definuje tři hlavní krizové úrovně: úroveň včasného varování, úroveň výstrahy a úroveň stavu nouze. Plán pro stav nouze musí odrážet tyto krizové úrovně. Komise hraje důležitou úlohu, pokud jde o vyhlášení stavu nouze na úrovni EU nebo na regionální úrovni. Na žádost příslušného orgánu, který vyhlásil stav nouze, může vyhlásit stav nouze na úrovni Unie nebo na regionální úrovni. Pokud o to požádají nejméně dva příslušné orgány, vyhlásí Komise stav nouze na úrovni Unie nebo na regionální úrovni.

Koordinační skupina pro otázky plynu (Gas Coordination Group) má usnadnit koordinaci opatření v oblasti zabezpečení dodávek plynu. Komise konzultuje skupinu v otázkách zabezpečení dodávek plynu. Skládá se ze zástupců členských států, zejména jejich příslušných orgánů, Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů, Evropské sítě provozovatelů plynáren-

ských přepravních soustav (sítě ENTSO pro zemní plyn), subjektů zastupujících dotyčné odvětví a ze zástupců relevantních odběratelů. Skupině předsedá Komise.

V návaznosti na politickou situaci mezi Ruskou federací a Ukrajinou proběhly v roce 2014 ve všech členských státech **zátěžové testy**, popisující připravenost na krátkodobé či až půlroční přerušování dodávek plynu přes Ukrajinu nebo z RF do EU. I na základě výsledků těchto testů přistoupila v současné době Komise k procesu novelizace Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 994/2010. Výsledný návrh se očekává pravděpodobně v roce 2016.

Zcela zvláštní úpravu, která se netýká pouze oblasti plynárenství, představuje oblast zajištění fyzické ochrany tzv. kritické infrastruktury proti mimořádným bezpečnostním rizikům jako je například teroristický útok. Tato oblast je na úrovni evropské koordinace podchyčována směrnicí č. 2008/114/ES o ochraně evropské kritické infrastruktury z roku 2008.

Zvýšení energetické bezpečnosti na celoevropské úrovni by mělo napomoci i Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 347/2013 ze dne 17. dubna 2013, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské energetické sítě. Toto nařízení zejména:

- upravuje určování projektů společného zájmu nezbytných pro zavedení prioritních koridorů a oblastí, které spadají do kategorií energetické infrastruktury v oblasti elektřiny, zemního plynu, ropy a oxidu uhličitého;
- usnadňuje včasné provádění projektů společného zájmu racionalizací, užší koordinací a urychlením povolovacího postupu a zvyšováním účasti veřejnosti;
- stanoví pravidla a rámcové pokyny pro přeshraniční přidělování nákladů a pobídek spojených s riziky u projektů společného zájmu;
- určuje podmínky pro způsobilost projektů společného zájmu z hlediska finanční pomoci Unie.

Na národní úrovni (viz kapitola 13) je výše uvedená legislativa EU promítnuta zejména do zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon), konkrétně § 73 a § 73a a vyhlášky č. 344/2012 Sb. O stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu.

Prakticky je pak bezpečnost a spolehlivost dodávek plynu v České republice zajišťována především prostřednictvím:

- **diverzifikovaných zdrojů plynu:** Od druhé poloviny devadesátých let minulého století není tuzemský trh závislý pouze na dodávkách z jednoho zdroje, konkrétně Ruské federace. I když je tento zdroj nadále pro tuzemský trh rozhodující, dodávky jsou zajišťovány i z jiných zdrojů. Nejprve hrálo roli nejvýznamnějšího alternativního zdroje Norské království, které bylo v této roli v posledních pěti letech vystřídáno krátkodobými spotovými trhy EU, zejména ze Spolkové republiky Německo. Perspektivně, po dokončení nezbytných infrastrukturních projektů, je možné pro tuzemský trh uvažovat i s dodávkami plynu ze střední Asie prostřednictvím tzv. Jižního plynárenského koridoru anebo dodávkami ze vzdálených i neevropských zdrojů prostřednictvím zkapalněného zemního plynu (LNG).
- **diverzifikovaných dopravních cest:** Týká se především plynu z Ruské federace, který lze do ČR dopravit nejen přes Ukrajinu a Slovensko, ale i přes plynovody Nord Stream a OPAL i plynovod Yamal.

- **podzemních zásobníků plynu:** Celková kapacita podzemních zásobníků plynu na území ČR se v současné době pohybuje na úrovni cca 35–45 % celkové roční tuzemské spotřeby plynu. Plyn je v nich až na malé výjimky uskladňován subjekty, které působí na tuzemském trhu. Velmi významný je i parametr celkového denního těžebního výkonu těchto zásobníků, který by stačil pokrýt i zvýšenou spotřebu ve dnech s nízkými teplotami.
- **reversní schopnosti přepravní soustavy:** Reversní schopnosti přepravní soustavy byly v posledních letech výrazně posíleny, což umožňuje současnou situaci, kdy přeprava ve směru západ–východ převyšuje přepravu v původně hlavním přepravním směru východ – západ.
- **bezpečnostního standardu infrastruktury:** Uvedený standard specifikovaný Nařízením Evropského parlamentu a Rady č. 994/2010 zajišťuje dle zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) v platném znění provozovatel přepravní soustavy, tedy společnost NET4GAS. Číselná hodnota standardu dle formule $N - 1$ řadí Českou republiku na nejvyšší místo v rámci Evropské unie.
- **bezpečnostního standardu dodávek plynu:** Uvedený standard specifikovaný Nařízením Evropského parlamentu a Rady č. 994/2010 zajišťují dle zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) v platném znění a vyhlášky č. 344/2012 Sb. O stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu obchodníci s plynem a výrobci plynu přímo dodávající plyn chráněným zákazníkům. Uvedené předpisy národní legislativy specifikují především způsob jak standard zajišťovat a jak jeho zajištění i výši prokazovat kontrolnímu orgánu, jímž je Energetický regulační úřad.

4 PLYNÁRENSTVÍ A JEHO PRÁVNÍ RÁMEC V ČESKÉ REPUBLICE

Pavel Dočekal, Milan Kajtman, Tibor Kántor

4.1 Energetický zákon a jeho prováděcí právní předpisy

Oblast národní úrovně regulace elektroenergetiky má svou stěžejní část právní úpravy v zákoně č. 458/2000 Sb., **energetický zákon**, v platném znění (dále též jen „EZ“), jež doplňuje celá dlouhá řada prováděcích předpisů – **vyhlášek**, které vydává **Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky** („MPO“), nebo **Energetický regulační úřad** („ERÚ“). Právě tyto dva státní orgány zcela zásadním způsobem ovlivňují chod sektoru plynárenství.

Energetický zákon je zákonem povahy svodné a zastřešující všechna tři zásadní infrastrukturní energetická odvětví, tedy **elektroenergetiku, plynárenství i teplárenství**. V dalším textu se budeme zabývat především oblastí plynárenství, byť v určitých oblastech bude výklad dopadat na všechna tři odvětví jako celek. Tak tomu bude zejména u společných ustanovení obecné části, sankčních, zmocňovacích, přechodných a závěrečných ustanovení zákona.

EZ je totiž co do své systematiky koncipován jako právní předpis, který po uvedení svého účelu a předmětu úpravy specifikuje definice použitých pojmů. Následuje postupnými novelizacemi stále nabývací **oblast výkonu státní správy** v energetice jako celku. Teprve pak dospíváme k **zvláštní části**, věnující se poměrně podrobně jednotlivým energetickým odvětvím. Většina této části EZ je formována jako **katalog práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s plynem** jdoucích logicky s tokem energie od strany primárně nabídkové čili výrobce přes provozovatele přepravní nosové soustavy, provozovatele distribučních soustav, až po poptávkovou část trhu, tedy po zákazníky a jejich prostředníky čili obchodníky s plynem. Za těmito katalogy práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s plynem pak nalézáme některá ustanovení vztažená k určitým specifickým oblastem plynárenství, jako je úprava dispečerského řízení plynárenské soustavy, ochranných a bezpečnostních pásem plynovodů, neoprávněných odběrů či stavů nouze a jejich předcházení.

V závěrečných partiích EZ pak narážíme na nikoliv nepodstatná ustanovení povahy společné pro všechna tři odvětví. Jde především o výkon kontroly a sankční pravomoci a o stanovení jednotlivých skutkových podstat přestupků, či deliktů a výše pokut za takové činy.

Podstatnou je pro další práci s EZ i část obsahující zmocnění MPO a ERÚ k **vydávání prováděcích právních předpisů**. S cílem dosažení větší přehlednosti si v dalším textu dovolíme jednotlivé vyhlášky provádějící energetický zákon uvést tak, aby navazovaly na adresně prováděná ustanovení EZ.

V úvodních ustanoveních EZ je řešen předmět zákonné úpravy. Zákon se zde jednak odkazuje na korespondující právní úpravu Unie, kterou má implementovat, jednak provádí shrnutí svého zaměření, a to tak, že přiznává **veřejnoprávní regulaci podnikání v energetických odvětvích a stanoví podmínky výkonu státní moci** včetně realizace cenové regulace v energetických odvětvích.

vích. Regulace cen je vztažena především k provozovatelům soustav v elektroenergetice a plynárenství, nikoliv však k výrobě a obchodu s elektřinou a plynem, které prošly procesem liberalizace a již regulaci cen nepodléhají.

Navazující ustanovení **definuje důležité pojmy**, které následně EZ používá. V první části jsou uvedeny pojmy povahy svodné, používané napříč jednotlivými energetickými sektory. Tyto pojmy jsou většinou navázány na zákonem prováděné evropské právní předpisy. V dalších částech je pak pojmosloví rozděleno podle jednotlivých energetických sektorů.

Zákonné pojmosloví definuje **plynárenskou soustavu** jako vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přepravu, distribuci a uskladnění plynu, včetně systému řídicí a zabezpečovací techniky a zařízení k převodu informací pro činnosti výpočetní techniky a informačních systémů, které slouží k provozování těchto zařízení.

Podnikáním v energetických odvětvích pak EZ rozumí (ve vztahu k plynárenství) výrobu plynu, přepravu plynu, distribuci plynu, uskladňování plynu a obchod s plynem a činnosti operátora trhu. Podnikání v energetice je podmíněno vydáním příslušné licence Energetickým regulačním úřadem (ERÚ).

Licence na přepravu plynu, distribuci plynu a uskladňování plynu jsou udělovány na dobu neurčitou, licence na výrobu plynu je udělována na 25 let, licence na obchod s plynem se uděluje jen na pět let. Pro udělení licence musí žadatel splnit určité podmínky. Kromě obecných požadavků na zletilost, bezúhonnost apod. se jedná především o nutnost ustavit **odpovědného zástupce**, nemá-li sám žadatel odbornou způsobilost. Právnícké osoby musí mít vždy odpovědného zástupce. Odpovědný zástupce pak odpovídá za vlastní výkon licencované činnosti v souladu s EZ. Dále musí žadatel doložit i **splnění finančních předpokladů** k zajištění výkonu licencované činnosti.

Zvláštními požadavky pro udělení licence spojené s provozováním určitého energetického zařízení je i prokázání **technických předpokladů** k zajištění výkonu licencované činnosti.

Licenci ERÚ uděluje na základě písemné žádosti žadatele – fyzické či právnické osoby. Žádost pak musí splňovat určitá obsahová kritéria vyjmenovaná opět v EZ a musí být rovněž řádně doložena doklady, o nichž opět výslovně hovoří EZ. O udělení licence pak úřad rozhodne správním rozhodnutím, které uveřejňuje v **Energetickém regulačním věstníku**.

Podle EZ pak licence v čase podléhá změnám, ale i zániku. Zejména u licencí udělovaných na kratší dobu, jako je tomu u licence na obchod s plynem, je třeba včas žádat o prodloužení. Myslitelné jsou však i jiné změny, které se dotýkají podmínek, za nichž byla původně příslušná licence udělena. O změnách licence musí opět ERÚ rozhodovat ve správním řízení k podnětu držitele licence.

Naproti tomu **zánik licence** může nastat nejen na základě rozhodnutí ERÚ o zrušení licence v zákonem vyjmenovaných případech jako je žádost držitele licence o její zrušení, ale i bez takového rozhodnutí, tj. na základě určitých právních událostí. Těmi jsou například zánik subjektu držitele licence nebo uplynutím doby, na kterou je licence udělena. Ke zrušení licence ERÚ musí přistoupit zejména v situaci, kdy držitel licence kvalifikovaně porušuje povinnosti podle EZ nebo podle jiných právních předpisů, souvisejících s výkonem licencované činnosti. S problematikou zániku licence pak určitě souvisí i potřeba pokračovat v provozu určitých zařízení, je-li to ve veřejném zájmu. V takovém případě ERÚ rozhodne na dobu nejdéle 12 měsíců o poskytnutí takových zařízení k provozu jinému držiteli licence, a to za úhradu.

Institutu přenechání zařízení k výkonu licencované činnosti jinému subjektu pak odpovídá zákonem předvídaná **povinnost nad rámec udělené licence**, protože někomu musí být stanovena povinnost přenechaná zařízení provozovat. Tato povinnost je však omezena pouze na některé druhy licencí, pro oblast plynárenství lze praktické využití vidět **pouze u distribuce plynu**.

Podrobnosti k problematice udělování licencí ze strany ERÚ se více dozvíme z **prováděcí vyhlášky ERÚ č. 426/2005 Sb., o podrobnostech udělování licencí v energetických odvětvích**, která se podrobněji zabývá jednotlivými náležitostmi žádosti a upravuje rovněž závazné formuláře, jimiž se zahajují jednotlivá správní řízení k žádosti subjektů, kteří chtějí podnikat či již podnikají v energetických odvětvích.

Novelizace EZ z roku 2011 pak navíc zavádí možnost provozovat obchod s elektřinou nebo obchod s plynem v režimu **uznaného oprávnění uděleného příslušným orgánem členského státu Unie**. ERÚ tak svým rozhodnutím o uznání zahraničního oprávnění k obchodování s elektřinou postaví zahraniční souhlas s touto podnikatelskou činností na roveň licence udělené podle EZ. Zanikne-li takové oprávnění v zahraničí, bude automaticky zanikat i rozhodnutí o uznání takového oprávnění. ERÚ je však navíc vyhrazena povinnost zrušit rozhodnutí o uznání i z obdobných důvodů, jako je tomu u zrušení licence.

Tatáž novela EZ rovněž přináší z evropského práva nový institut v podobě tzv. **certifikačního řízení**. Jedná o druh správního řízení, v němž bude v první řadě ze strany ERÚ zkoumáno splnění podmínek nezávislosti provozovatele přepravní soustavy. V případě shledání jeho nezávislosti v kvalifikované podobě v podmínkách prakticky zcela nového ustanovení § 24a EZ Energetický regulační úřad vydá provozovateli přepravní soustavy **certifikát nezávislosti**, který je zároveň podmínkou pro vydání licence na přepravu plynu. Certifikát nezávislosti je tak jedním z dalších předpokladů, jež bude muset provozovatel přepravní soustavy naplnit pro legální provozování svého podnikání. Procedura kontroly nezávislosti provozovatele přepravní soustavy není však jednorázově vyčerpatelem instrumentem, nýbrž nástrojem průběžné kontroly nezávislosti tohoto subjektu tak, aby při jakýchkoliv změnách tento status nezávislosti byť potenciálně ohrožujících došlo k obnovenému vydání takového certifikátu nezávislosti. Zavedením tohoto institutu mají být dokonaleji reflektovány potřeby trhu na postavení provozovatele přepravní soustavy, který by neměl podléhat partikulárním tržním zájmům a v ideálním případě by měl být zcela oddělen od komoditních činností typu výroby elektřiny či plynu, resp. obchodu s elektřinou či plynem.

EZ ve svých úvodních ustanoveních také rámcově upravuje **svodná práva a povinnosti** všech dále zákonem detailněji popisovaných držitelů licencí. Vedle zvláštních práv a povinností uváděných dále v katalogích pro jednotlivé podnikatele v energetice je tedy § 11 EZ zcela zásadním ustanovením, v němž jsou sdružena všem těmto subjektům společná práva a povinnosti. Dlužno však dodat, že v tomto ustanovení nacházíme přes jeho pojmenování pouze povinnosti držitelů licencí, a to zejména z oblasti **zachování odborné úrovně jejich podnikání** podpořené i povinností dodržovat při provozování svých zařízení technické normy. Obdobným nástrojem ochrany kvality je pak povinnost dodržovat stanovené parametry dodávek a služeb v energetice.

Právě v tomto citovaném ustanovení zákona se skrývá i **základ pro nakládání s informacemi v energetice**. Zde nacházíme povinnost držitelů licencí poskytovat státním orgánům v energetice informace a podklady nezbytné pro výkon jejich zákonem stanovených oprávnění a na druhou stranu **jejich povinnost mlčenlivosti** o skutečnostech charakteru obchodního, technického a finančního, o kterých se dozvěděl příslušný držitel licence od svých zákazníků. Povinnost mlčenlivosti se tedy zcela obecně vztahuje **nejen na informace charakteru obchodního tajemství, ale na**

všechny informace obdržené od svých zákazníků (tj. nikoliv jen zákazníků definovaných samotným EZ, ale všem svým odběratelům nabízených služeb).

V tomto paragrafu lze nalézt rovněž **základ povinnosti transparentnosti** držitelů licencí při energetickém podnikání, kdy je držitelům licencí ukládáno, aby při výkonu licencované činnosti uváděli pravdivé a úplné informace o podmínkách dodávek energie. Ani toto ustanovení však nemůže narušovat povinnost mlčenlivosti o adresných údajích o zákaznících tak, jak se o nich zmiňujeme v předchozím odstavci.

Poměrně novou záležitostí je pak povinnost držitele licence, aby jím **smluvně podvázaný subdávatel** – třetí osoba, která zajišťuje výkon činnosti spojený s právy a povinnostmi držitele licence, dodržoval povinnosti držitele licence. Jinými slovy je tak zachovávána odpovědnost za výkon licencované činnosti na straně samotného držitele licence, nikoliv jím zmocněné třetí osoby.

EZ obsahuje i katalog práv a povinností držitelů licencí **vztažený k ochraně spotřebitele**. Předmětná ustanovení směřují k problematice uzavírání smluv s dodavatelem elektřiny a plynu (včetně výrobců), a jsou tak výhradně zaměřena na komoditní sektor. Tyto povinnosti doplňuje ještě zvláštní informační povinnost obchodníků a výrobců především ve vztahu ke stanovování cen dodávek elektřiny, resp. k jejich změnám či změnám jiných podmínek, které musí být uveřejněny vždy nejpozději 30 dní přede dnem jejich účinnosti.

Novela EZ z roku 2015 pak přináší novou úpravu ukončování smluv uzavřených distančním způsobem nebo mimo obchodní prostory držitele licence. V zájmu zvýšení ochrany zákazníka v postavení spotřebitele je zde vedle možnosti odstoupit od smlouvy ve lhůtě 14 dnů od uzavření smlouvy doplněna možnost vypovědět takovou smlouvu ve lhůtě 15 dnů od zahájení dodávky.

Pravidelně měněnou partií EZ při příležitosti každé novelizace zákona je **institut dodavatele poslední instance**, který představuje asi nejsilnější nástroj ochrany odběratelů před turbulencemi na straně dodavatelů tak, aby byla zajištěna univerzálnost veřejné služby dodávky elektřiny zákazníkům i pro mimořádné tržní situace. Vzhledem k mimořádnosti tohoto institutu, který je projevem regulace soutěže v energetice, je časový dosah dodávky poslední instance omezen jen na půl roku svého trvání a nevztahuje se na zákazníka, jehož spotřeba plynu za posledních dvanáct měsíců byla vyšší než 630 MWh.

V dalších pasážích se EZ věnuje problematice **cenové regulace v plynárenství**. Úprava EZ v tomto směru ovšem není vyčerpávající a jen doplňuje úpravu obecného zákona o cenách. EZ se tak zaměřuje jen na specifika využívaná právě v energetice, jakými je především určení, které licencované činnosti vůbec regulaci cen podléhají. Z povahy věci a v návaznosti na evropský právní rámec se tak jedná především o tzv. síťové činnosti, jakými jsou přeprava a distribuce plynu, ale i ceny činností operátora trhu. Pro komoditní činnosti se nejmírnější forma cenové regulace věcně regulovanými cenami projevuje jen pro případ cen účtovaných zákazníkům ze strany dodavatele poslední instance.

Máme-li se však vrátit k cenové regulaci provozovatelů přepravní a distribuční soustavy, je stávající právní úprava postavena tak, aby regulované ceny pokrývaly ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti, dále odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti a oprávněné náklady na zvyšování energetické účinnosti při výstavbě a provozu přenosové soustavy, přepravní soustavy a distribučních soustav. EZ kromě efektivity výkonu licencované činnosti posuzuje jako oprávněné i takové náklady, které zohledňují bezpečnost a spolehlivost provozu soustav. V případě cen za mezinárodní přepravu plynu, pokud Energetický regulační úřad rozhodne o odlišném postupu tvorby těchto cen založeném na trž-

ním způsobu. Podrobnosti k úpravě cenové regulace v plynárenství pro rok 2015 podrobněji rozvádí prováděcí vyhláška **o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v plynárenství**, která byla ve Sbírce zákonů publikována pod číslem 195/2014 Sb.

Pro řádný výkon cenové regulace EZ dále počítá s vytvářením **regulačních výkazů** ze strany licencovaných subjektů s tím, že pro činnosti přeprava plynu i distribuce plynu nad 90 000 odběrných míst zákazníků počítá s oddělením účetnictví pro každou takovou činnost zvlášť. Regulační výkazy držitelé příslušných síťových licencí předávají Energetickému regulačnímu úřadu, jehož zásadní a typickou činností je právě zajišťování řádné cenové regulace v energetice. I na problematiku regulačního výkaznictví existuje k EZ prováděcí **vyhláška o regulačním výkaznictví** vydaná pod číslem 59/2012 Sb. Jejím obsahem je především typologie jednotlivých regulačních výkazů a uvedení podrobnějších pravidel pro jejich sestavování.

Od cenové regulace je již jen malý krůček obecně **k výkonu státní správy v energetice**. Ta je rozdělena mezi dva státní orgány – ERÚ, MPO. Z dosavadního historického vývoje platného znění převážně veřejnoprávního předpisu, jaký EZ představuje, je vcelku dobře patrná tendence postupného **posilování pravomocí Energetického regulačního úřadu**. Působnost ERÚ se rozšiřuje do řady propojených oblastí, jakými je ochrana spotřebitele či ochrana hospodářské soutěže, a to nikoliv jen prostřednictvím cenové regulace v úzkém slova smyslu, ale jinými právními nástroji.

ERÚ sídlí v Jihlavě a je jedním z ústředních orgánů státní správy pro oblast regulace energetiky. Jádro činnosti tohoto úřadu již dnes nalzáme v ochraně zájmu spotřebitelů, podpoře hospodářské soutěže, ale i v ochraně oprávněných zájmů držitelů licencí. Kromě problematiky udělování licencí a jejich následné další správy a cenové regulace ERÚ **rozhoduje i určité typy sporů vymezené EZ**. Například se tak děje, když nedojde k uzavření smluv podle EZ mezi držiteli licence či držiteli licence a jejich zákazníky nebo když není umožněn přístup k infrastrukturním zařízením. Energetický regulační úřad však také schvaluje či stanovuje pravidla provozování přenosové a distribučních soustav a působí jako arbitr v určitých dalších typech sporů vyjmenovaných v EZ. Disponuje též pravomocí vykonávat kontrolu a ukládat pokuty podle cenových předpisů.

Ze všech shora uvedených činností plyne, že ERÚ hraje svou činností stěžejní úlohu při hledání optimálních řešení při náležitém vážení jak veřejného zájmu, tak zájmů soukromých tak, aby trh s elektřinou náležitě fungoval. Stimuluje jednotlivé účastníky trhu k protržnímu jednání a funguje jako rozhodce jejich sporů nalézáním vhodných a vyvážených řešení, která respektují jak zájem spotřebitelské obce na bezpečné a dostupné dodávce elektřiny, tak na ekonomické prosperitě nabídkové strany trhu s elektřinou.

Samotná cenová regulace se navenek projevuje **vydáváním cenových rozhodnutí**, jimiž ERÚ pro dané roční období nastavuje ceny regulovaných činností. Tato rozhodnutí se uveřejňují v **Energetickém regulačním věstníku**.

Zaměstnanci ERÚ mají ze zákona řadu zásadních oprávnění ke vstupu do objektů, kde se provádí výkon licencované činnosti a mohou nahlížet i do účetních a jiných dokladů držitelů licence a požadovat k nim vysvětlení. I proto musí zároveň titíž zaměstnanci podléhat striktní povinnosti mlčenlivosti o všech skutečnostech a údajích obchodní či ekonomické povahy získaných v souvislosti s výkonem své činnosti.

ERÚ byl dosud řízen **monokraticky** a v jeho čele stál **předseda**. Novela EZ tento způsob řízení ERÚ mění tím, že k 1. 8. 2017 staví do čela ERÚ **Radu Energetického regulačního úřadu** (dále jen „Rada“). Rada má pět členů, jeden z členů Rady je předsedou Rady. Členy Rady a jejího předsedu jmenuje a odvolává vláda na návrh ministra průmyslu a obchodu.

EZ do značné míry v souladu s evropskými závaznými vzory výrazně posiluje roli ERÚ do budoucna. Činí z něj orgán, který přebírá část pravomocí SEI, kdy bude moci kontrolovat účastníky trhu s plynem a v případě porušování EZ je taktéž trestat sankcemi. Zcela nově bude ERÚ disponovat i donucovacími a pořádkovými pokutami.

Úřadu se také rozšiřují účinné nástroje necenové regulace, kdy je mu dána rozsáhlá pravomoc provádět jednak šetření soutěžních podmínek na energetických trzích za použití **místního šetření v obchodních prostorách účastníků trhu s plynem** s následnými možnostmi zásahů do podoby trhu s plynem prostřednictvím **vydávání opatření obecné povahy**, která budou závazná pro všechny jimi dotčené subjekty. Postavení úřadu navíc dále posilují nové informační povinnosti a rovněž zavedení poplatku na (spolu)financování jeho činnosti, kteří hradí účastníci trhu s plynem prostřednictvím operátora trhu.

Druhým důležitým státním orgánem v energetických odvětvích je **MPO**. Ministerstvo je ústředním orgánem státní správy pro energetiku. Jeho činnosti jsou však zvláště silné hlavně pro oblasti záležitostí povahy koncepční či monitorovací a dále i v oblasti udělování **státních autorizací**. Právě ministerstvu svědčí pravomoc zpracovávat státní energetickou koncepci a dále řada povinností povahy informační ve vztahu k evropským orgánům či povahy monitorovací a zpravodajské (například zpracování národní zprávy o stavu elektroenergetiky a plynárenství v ČR).

Ministerstvo může zároveň zasahovat závaznými stanovisky do procesu schvalování investičních plánů provozovatelů přenosové a přepravní soustavy nebo třeba do procesu certifikace provozovatele přepravní soustavy v případě, že má být či již je pod kontrolou osoby pocházející ze země mimo Evropskou unii. Ministerstvo je příslušným orgánem k provádění opatření stanovených Nařízením o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu.

Od státních orgánů působících v plynárenství se krátce přesuňme k řádným účastníkům trhu s plynem, k nimž se zákon i jeho prováděcí předpisy, zejména pak **vyhláška o pravidlech trhu s plynem**, často obrací. Právě EZ a právě zmíněná vyhláška jsou zcela zásadními dokumenty, které stanovují základní mantinely fungování trhu s plynem v prostředí České republiky. Vzhledem k pojetí této publikace se na tomto místě nemá cenu zabývat úpravou této vyhlášky a katalogy práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s elektřinou podle textace EZ, neboť tato úprava je podrobně a ve vztahu k jednotlivým účastníkům trhu s elektřinou pojednána postupně a do detailu napříč touto publikací. Jenom krátce bychom se zmínili o nejzákladnějších atributech logiky EZ při zpracovávání postavení účastníků trhu.

Zásadní roli mezi účastníky trhu s plynem hrají **síťoví operátoři a provozovatelé zásobníků plynu**. Mezi síťové operátory patří provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé na něj navazujících plynárenských distribučních soustav.

Vedle nich pak působí **operátor trhu**, který na sebe převzal některá oprávnění a povinnosti, které evropská právní úprava přiřazuje právě k provozovateli přepravní soustavy. Provozovateli přepravní soustavy tak zůstalo především technické provozování přepravní soustavy, propojené se sousedními plynárenskými systémy. Operátor trhu je z velké části odpovědný za záležitosti obchodně-provozní, včetně organizace jednotlivých časových trhů, vyhodnocování odchylek apod.

Síťoví operátoři zanechali řadu stop i na dalších místech EZ, neboť řádně fungující infrastruktura je nutným předpokladem pro možnost organizování funkčního trhu s plynem. Činnosti těchto síťových operátorů charakteru přirozených monopolistů mají totiž širokospektrální záběr do dalších oblastí práva. Na jedné straně totiž musí **postavit, opravit a udržovat technickou infrastrukturu** – plynárenskou soustavu jako celek – v provozuschopném stavu. Pro tyto účely je ze strany EZ vybavován určitými oprávněními na úkor třetích osob, zejména má za tímto účelem

právo vstupu a vjezdu na infrastrukturou dotčené pozemky, odstraňovat a oklešťovat stromoví a jiné porosty. V případě zřízení věcného břemene, v krajním případě vyvlastnění podle zvláštního zákona, může na cizích pozemcích provozovat zařízení přepravní, resp. distribuční soustavy.

Ochrana zařízením plynárenské infrastruktury je zároveň poskytována prostřednictvím instrumentu **bezpečnostních a ochranných pásem**, čili pásem, která mají zachovat nedotčené takové hodnoty jako je život, zdraví či majetkové škody.

Na druhou stranu síťoví operátoři mají povinnost zajistit řádnou přepravu, resp. distribuci plynu prostřednictvím jimi provozované soustavy. Aby tak mohli činit, mají k dispozici svou povahou primárně technické, ale zároveň i právní nástroje pro řízení soustavy, ať již ve stavech řádného provozu, tak v případech mimořádných stavů, které jsou ze strany EZ označovány jako **stavy nouze**. Podrobnější právní úpravu velmi technického charakteru včetně typu dispečerských pokynů pak v tomto směru upravují prováděcí **vyhlášky o dispečerském řízení plynárenské soustavy** (č. 345/2012 Sb.), resp. **o stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu** (č. 344/2012 Sb.).

Konečně nelze ve vztahu k poskytovatelům infrastruktury nezmínit ani **zákonné záruky zajištění nezávislosti** fungování všech síťových operátorů, ale i operátora trhu. Nezávislost je v souladu s evropským právním rámcem chápána jako základní předpoklad řádného fungování volného trhu s plynem. Vychází se přitom s premisy, že jakékoli ovlivnění těchto držitelů licencí jen některým tržním zájmem způsobuje nerovnost – diskriminaci – mezi jednotlivými soutěžícími obchodujícími s plynem, případně též s elektřinou, a potažmo umělý nárůst cen ke škodě všech zákazníků. Základním nástrojem podpory nezávislosti, bohužel však s negativním vlivem na růst nákladů na udržování takového systému poskytovatelů, je **právní, případně též vlastnické (akcionářské) oddělení jednotlivých činností a jejich vydělení do samostatných subjektů**.

V souvislosti se třetím liberalizačním balíčkem EZ posiluje **nezávislost na úrovni přepravy plynu**, kde je zavedena povinnost oddělit tohoto provozovatele od jeho kontroly ze strany těch akcionářů, kteří jsou přímo či nepřímo zainteresováni i v oblasti komoditního podnikání na trzích s elektřinou nebo plynem. V této souvislosti se často hovoří o tzv. vlastnickém či majetkovém oddělení přepravy plynu. EZ také provozovateli přepravní soustavy zakazuje kumulaci jiných licencí vedle licence na přepravu plynu.

Jak v případě přepravy plynu, tak u distribuce plynu a uskladnění plynu je právní oddělení činnosti přepravy a distribuce plynu od výrobně-obchodních činností posíleno o další opatření vedoucí ve svém koncentrickém působení ke zmenšení předpokládaného potenciálu narušení nezávislosti jednání provozovatele přepravní soustavy a provozovatelů distribučních soustav, zejména v rámci koncernu. Jedná se o vnitropodnikový **program rovného zacházení** doplněný o povinně zřízovanou osobu **auditora programu**. Ten by měl z relativně nezávislé pozice dohlížet na provádění programu nediskriminace a zpracovávat pro orgány státní správy v energetice výroční zprávu o přijatých opatřeních a rovněž ji zveřejňovat.

Chce-li kterýkoliv z účastníků trhu s plynem využívat plynárenské infrastruktury, je nucen se podřídit určitým pravidlům, která stanovují samotní provozovatelé sítí, ovšem se souhlasem Energetického regulačního úřadu. Obdobnou povinnost pak má i operátor trhu, který vydává své obchodní podmínky. Jejich zveřejňování je pak projevem transparentnosti a výrazem záruky nediskriminace subjektů přicházejících s požadavky na využití soustav. Soubory těchto podmínek se nazývají pravidla provozování přepravní soustavy a pravidla provozování distribučních soustav a jejich základní konstrukční prvky jsou dány zvláštní prováděcí **vyhláškou o obsahových náležitostech** takových pravidel (č. 401/2010 Sb.). Do těchto pravidel pak u síťových provozova-

telů zcela přirozeně zasahuje i problematika připojování, zejména nových zdrojů, ale i nových odběrných míst či distribučních soustav. Právě k jejímu zdárnějšímu uchopení slouží další prováděcí **vyhláška o podmínkách připojení k plynárenské soustavě** (č. 62/2011 Sb.).

Poslední dvě oblasti, u kterých bychom se rádi zastavili, je jednak **problematika smluv, resp. Smluvních typů** uzavíraných mezi jednotlivými účastníky trhu s plynem, a jednak **problematika neoprávněných odběrů** a souvisejícího protiprávního jednání. Pro tyto dvě oblasti společně platí, že jsou pouze jakousi komplementární oblastí k jiným, stěžejnějším částem českého právního řádu.

Pro smlouvy jsou v první řadě určující velké soukromoprávní kodexy, které vynikají komplexností úpravy, zatímco jinak pravděpodobně zbytná úprava zvláštních typů smluv podle EZ rozhodně nedisponuje celistvostí, a na tyto kodexy se proto při splnění určitých podmínek také výslovně, leč nepříliš určitě odkazuje. Podrobnosti k některým smluvním typům jsou však dále blíže rozváděny podle tržních specifik již výše zmíněnou prováděcí vyhláškou o Pravidlech trhu s plynem. Mezi výslovně vyjmenované smluvní typy pak EZ řadí především smlouvy o dodávce plynu (prostá i sdružená forma), smlouvy o poskytování služeb síťových (o přepravě a o distribuci plynu), dále soubor smluv uzavíraných s operátorem trhu a vcelku věcně samostatně smlouva o připojení.

I na tomto místě EZ přistupuje selektivně k rozsahu obsahových náležitostí smluv pro případ, kdy je jednou ze smluvních stran zákazník. EZ po vzoru evropského úsilí o ochranu zákazníka vypočítává prostředky smluvní ochrany, které musí poskytovatel příslušné služby zákazníkovi poskytnout.

Velmi mediálně vděčnou je konečně zejména otázka **neoprávněných odběrů, neoprávněné dodávky, neoprávněného přepravy, neoprávněné distribuce neoprávněné uskladnění plynu**. Všechny tyto nelegální aktivity jsou ze strany EZ vymezeny, následně zakázány a v konečném důsledku i sankcionovány. Způsob stanovení náhrady škody při těchto neoprávněných činnostech, zvláště není-li instalováno měřicí zařízení, a odběr je tak nutno stanovit výpočtem, stanoví prováděcí vyhláška o měření č. 108/2011 Sb.

4.2 Zákon o podporovaných zdrojích energie – využití bioplynu a biometanu

Zákon o podporovaných zdrojích energie (POZE) měl velmi složitou cestu svého vzniku. Jeho potřeba byla dána směrnicí Rady 2009/28/ES, která je součástí legislativního balíčku směrnic z roku 2009 (tzv. klimaticko-energetický balíček), které naplňují přijaté politické cíle EU do roku 2020 v oblasti environmentální politiky ochrany klimatu.

Původní termíny stanovené vládou ČR pro vypracování zákona č. 165/2012 musely být několikrát přehodnoceny, protože problematika okolo obnovitelných zdrojů energie (OZE) v ČR byla silně ovlivněna negativními zkušenostmi s fotovoltaikou z let před rokem 2010. Ve snaze vypracovat kvalitní normu se řada názorů na obsah tak zásadního dokumentu musela často velmi dlouze diskutovat a tento zákon byl rovněž ideologickým střetem zástupců OZE a jejich odpůrců. Přes všechny problémy se vznikem zákona lze ale říci, že se podařilo vytvořit zákonná norma, která je dobrým základem a posunuje problematiku OZE na kvalitativně vyšší úroveň.

Rozsah zákona v sobě zahrnuje podporu jak výroby elektřiny, tepla a biometanu z OZE, tak i podporu druhotných energetických zdrojů, kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (KVET)

a decentralní výrobu elektrické energie. Dále lépe stanovuje povinnosti všech účastníků trhu v oblasti OZE a vytváří vazbu podpory na Národní akční plán (NAP) pro OZE. Detailně pak řeší podmínky pro vydávání, evidenci a uznávání záruk původu pro OZE a vydávání osvědčení o původu elektřiny vyrobené z KVET, nebo z druhotných zdrojů.

Podpora výroby elektřiny z OZE:

- vztahuje se pouze na výrobní na území ČR připojené k elektrizační soustavě ČR;
- je stanovena s ohledem na předpokládané hodnoty výroby energie pro jednotlivé druhy OZE pro jednotlivé roky až do roku 2020 uvedené v NAP;
- vztahuje se pouze na elektřinu vyrobenou s minimální účinností. Výjimku pro minimální účinnost mají: geotermální energie, energie slunce, větru a vody;
- novinkou pro bioplynové stanice pak je, že využití primární energie musí být alespoň 50 %;
- forma podpory se významně mění. Právo výběru mezi výkupní cenou a zeleným bonusem mají pouze výrobci elektřiny využívající energii vody do výkonu 10 MWe a všichni výrobci z OZE do výkonu 100 kWe. Zelený bonus je pak definován jako hodinový a nikoliv roční, jak tomu bylo do účinnosti tohoto zákona. Toto opatření jednoznačně směřuje k rozložení nákladů na OZE mezi podporovanou část ceny a cenu tržní za prodej elektřiny;
- byla stanovena i maximální výše výkupní ceny, nebo zeleného bonusu na elektřinu ve výši 4 500 Kč/MWh.

Podpora tepla z OZE:

- Existují dvě formy podpory – **investiční**, která se uskutečňuje formou programů ze státních nebo evropských finančních prostředků, nebo z prodeje povolenek na emise CO₂, a **provozní**, která se uskutečňuje formou zeleného bonusu na teplo. Pro provozní podporu platí, že teplo musí být dodáno do rozvodného tepelného zařízení a musí splňovat minimální účinnost užití energie.
- Nárok na provozní podporu nemá teplo z bioplynových stanic, což je jeden z problematických bodů tohoto zákona. Právě pro BPS je nejdůležitější správný výběr lokality jejího umístění. To rozhoduje o tom, jaké % využití energie bude dosaženo. Naopak provozní podporu tepla obdrží spalování biomasy, spalování biokapalin s výkonem vyšším jak 200 kW a teplo z geotermální energie s výkonem rovněž vyšším jak 200 kW.
- Podpora tepla není vyplácena zařízením KVET s instalovaným výkonem nad 7,5 MWe a na teplo vyrobené společným spalováním obnovitelného a neobnovitelného zdroje. Výjimkou je teplo vyrobené společným spalováním obnovitelného a druhotného zdroje.
- Zelený bonus je poskytován pouze v ročním režimu a ERÚ bonus stanovil na 50 Kč/GJ.

Podpora biometanu:

- Nově se objevuje podpora biometanu. V přípravě zákona č. 165/2012 bylo toto téma mnohokrát diskutováno a jeho podpora byla srovnávána s dopady fotovoltaiky v letech 2009 a 2010. Výsledkem pak jsou velmi omezující podmínky, za nichž lze dosáhnout podpory, takže ve skutečnosti se tento segment OZE téměř nerozvinul.

- Pro vznik bioplynových stanic (BPS), které budou vyrábět biometan, čistit jej na parametry zemního plynu a vtláčet jej do plynárenské soustavy, je extrémně důležitý výběr vhodného místa umístění výroby.
- Mezi omezující činitele, které eliminují rozsáhlejší rozvoj výroby biometanu patří: blízkost plynárenské sítě v tlakové úrovni středotlak/vysokotlak, značné investiční náklady na technické připojení (komprese biometanu na tlakovou úroveň plynárenské sítě), podmínka, že i v letních měsících je v plynárenské síti v místě připojení dostatečný odběr plynu a 30 % vstupních substrátů do BPS musí být jiná, než cíleně pěstovaná biomasa. Tyto podmínky pak determinují pouze malý počet míst, kde by výroba biometanu mohla být ekonomicky uskutečnitelná.
- Výše podpory na úrovni 1 700 Kč/MWh spalného tepla je pak úroveň, která ve velké většině případů neumožňuje takové projekty realizovat.

Pro oblast bioplynových stanic je nový zákon možné označit jako zpřísnění podmínek jejich dalšího rozvoje. Nově postavené BPS po roce 2012 již nemají možnost výběru mezi výkupní cenou a zeleným bonusem. Je jim přiřazena podpora formou **hodinového zeleného bonusu (HZB)**, kde sazby za výrobu elektřiny jsou na nižších hodnotách, než je tomu u BPS postavených do konce roku 2012. Částečně je nižší hodnota HZB kompenzována tím, že HZB se navyšuje v závislosti na míře prodeje tepla.

Podmínky pro používání vstupů do nově připravovaných BPS jsou rovněž nově specifikovány s tím, že je omezováno množství cíleně pěstované biomasy. A hodnota 50% využití primární energie je podmínkou pouze pro BPS. Snaha využít efektivně alespoň část z 50 % energie, která vzniká v BPS ve formě tepla, je správná. Avšak je směřována pouze na nově vznikající BPS. Přitom do konce roku 2012 se v ČR postavilo více jak 430 BPS. Z energetické bilance ČR vypracované OTE za rok 2014 vyplývá, že bioplynové stanice vyrobily v netto hodnotě 2,377 TWh elektrické energie, což je z oblasti OZE největší množství. Zdroje OZE se brutto výrobou elektřiny za rok 2014 podílejí na brutto spotřebě hodnotou 13,17 % a z toho na BPS připadá 3,41 %. Je potřeba připomenout, že stejné množství energie bylo k dispozici v BPS i ve formě tepla a tam již tak úspěšní provozovatelé BPS nebyli. Je škoda, že vhodnou formou motivace nejsou BPS zainteresovány i na využití tepla, možná by při správném nastavení podmínek v oblasti využití tepla z BPS nebyla problematika teplárenství v ČR tak palčivým tématem.

Je dobré si uvědomit, že BPS je lokální nezávislý energetický zdroj, který nabízí dva produkty – elektřinu a teplo, případně i chlad. Jedná se o tuzemský obnovitelný zdroj energie a v dané lokalitě podporuje zaměstnanost, která zase podporuje spotřebu.

Rozvoj využívání biometanu formou vtláčení do plynárenských sítí za současných podmínek, které představují náročné technické řešení a malou ekonomickou výhodnost, stagnuje. Změna by mohla nastat pouze při snížení investiční náročnosti takových projektů, nebo při větším zapojení biometanu do systému CNG stanic. Druhá možnost, využití biometanu v CNG, se vzhledem ke stávajícímu rozvoji CNG v dopravě, viz kapitola 19.3, jeví jako perspektivní.

4.3 Zákon o hospodaření energií a úspory plynu

Zákon o hospodaření energií nabyl účinnosti dnem 1. ledna 2001. Zákon stanovil práva a povinnosti fyzických a právnických osob při nakládání s energií, zejména elektrickou a tepelnou, a dále s plynem a dalšími palivy. Jeho účelem bylo šetrné využívání přírodních zdrojů a ochrana

životního prostředí v České republice, zvyšování hospodárnosti užití energie, konkurenceschopnosti, spolehlivosti při zásobování energií a k trvale udržitelnému rozvoji společnosti.

Význam tohoto zákona lze osvětlit v historických souvislostech jeho vzniku v procesu začleňování ČR do evropských struktur.

Sladování české legislativy s právními normami EU, včetně energetické legislativy, probíhalo již od roku 1993.

4.3.1 Přístup ČR k Energetické chartě

Základy platné legislativy EU je opírají o tzv. Energetickou chartu. Politické iniciativy, vedoucí k jejímu vytvoření, vznikly počátkem 90. let, kdy se stala aktuální potřeba dát základ pro rozvoj energetické spolupráce mezi státy evropského kontinentu. Později získala na důležitosti Dohoda k Energetické chartě, která byla vypracována na bázi Evropské energetické charty z roku 1991. Zatímco Evropská energetická charta byla vytvořena jako vyhlášení politického záměru podporovat energetickou spolupráci mezi Východem a Západem, Dohoda k Energetické chartě je právně závazný mnohostranný dokument, jediný svého druhu, který řeší mezivládní spolupráci v energetickém sektoru.

Dohoda k Energetické chartě a Protokol Energetické charty o energetických úsporách a souvisejících ekologických hlediscích byly přijaty 17. 12. 1994 v Lisabonu, ČR k nim oficiálně přistoupila 8. 6. 1995. Oba dokumenty vstoupily v platnost 16. 4. 1998.

4.3.2 Vstup ČR do OECD a IEA

Organizace pro ekonomickou spolupráci a rozvoj (Organisation for Economic CoOperation and Development, OECD) je mezinárodní vládní organizací, mezi jejíž hlavní cíle patří koordinace politik za účelem dlouhodobého ekonomického rozvoje členských i nečlenských zemí. Česká republika vstoupila do OECD 21. prosince 1995.

Do „rodiny OECD“ patří i dvě autonomní organizace, přidružené k OECD: Mezinárodní energetická agentura (IEA) a Agentura pro atomovou energii (NEA).

Mezinárodní energetická Agentura byla založena v roce 1974 jako implementační nástroj Dohody o mezinárodním energetickém programu. Tato Dohoda byla reakcí na ropnou krizi na počátku 70. let XX. Století a poznání nutnosti řešení disproporcí v produkci a dodávkách ropy na světové trhy. Problematika produkce a dodávek ropy, udržování ropných nouzových zásob a programy na snížení poptávky a spotřeby ropy (ropných produktů) jednoznačně převládaly v činnosti Agentury až do 90. let.

Přelom tisíciletí revidoval mezinárodní energetické program ve prospěch zvýšení důrazu na energetickou bezpečnost (energy security), energetickou účinnost (energy efficiency), obnovitelnou energii (renewable energy) a nové energetické technologie.

K dohodě o Mezinárodním energetickém programu byla ČR přizvána v roce 1999 a po jeho ústavněprávním projednání k němu přistoupila a tím se dne 25. února 2001 stala i členem Mezinárodní energetické agentury.

4.4 Česká republika a politika EU k úsporám energie

Žádost o vstup do Evropské unie podala vláda České republiky 17. ledna 1996. V roce 1998 byla zahájena přístupová jednání s ČR a dalšími žadateli o vstup.

Jednání o schopnosti ČR splnit požadavky energetické politiky EU bylo formálně zahájeno v listopadu 1999 a kapitola „Energetika“ byla předběžně uzavřena 12. prosince 2001. Česká republika prohlásila, že je schopna splnit požadavky energetické politiky EU s výjimkou dvou oblastí – zavádění vnitřního trhu s plynem (směrnice 98/30/ES) a požadavku na dosažení minimálních zásob ropy a ropných produktů (směrnice 68/414/EHS), kde ČR vyjednala přechodná období.

Evropská rada rozhodla o přijetí ČR a dalších devíti evropských států k 1. květnu 2004.

Zkušenosti zemí Evropské unie ukazují, že pouhé působení trhu, včetně liberalizace cen energie, není dostatečným nástrojem pro dosažení potřebné úrovně úspor energie. Proto i v těchto státech byly přijaty zákony, podporující energetické úspory. Oproti České republice výkonnost ekonomik těchto zemí umožňuje i vydatnější podporu realizace energeticky úsporných opatření buď přímo ze státního rozpočtu, nebo formou daňových úlev.

Časová shoda přijetí zákona o hospodaření energií na straně jedné, vstupu ČR do IEA a uzavření kapitoly Energetika v rámci přístupových jednání ČR k EU není náhodná. ČR se zavázala plnit požadavky a doporučení těchto organizací v oblasti energetiky.

Členské země EU vytvářejí společnou legislativu, akty mající největší vliv na plynárenství byly detailně popsány zejména v kapitole 3. Zákon o hospodaření energií z této legislativy vychází. Byl mnohokrát novelizován v souvislosti s vývojem mezinárodní politiky a situace na energetickém trhu. Do zákona byly postupně zapracovány doporučení směrnic EU:

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady **2009/28/ES** ze dne 23. dubna 2009 o **podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů** a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady **2009/125/ES** ze dne 21. října 2009 o stanovení rámce pro určení požadavků na **ekodesign** výrobků spojených se spotřebou energie.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady **2010/30/EU** ze dne 19. května 2010 o uvádění spotřeby energie a jiných zdrojů na **energetických štítcích** výrobků spojených se spotřebou energie a v normalizovaných informacích o výrobku.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady **2010/31/EU** ze dne 19. května 2010 o **energetické náročnosti budov**.
- Směrnice Evropského parlamentu a Rady **2012/27/EU** ze dne 25. října 2012 o **energetické účinnosti**, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES.

Nejde však jenom o plnění závazků vůči EU či IEA; jde o důležitý státní zájem, kterým je energetická bezpečnost, snižování závislosti státu na dovozech energie. Zejména v případě zemního plynu je tato závislost prakticky stoprocentní. **Úspora zemního plynu a ostatních forem energie přispívá ke snížení této závislosti a tím ke zvýšení energetické bezpečnosti státu.**

Zemní plyn je v energetice využíván převážně jako palivo ve spalovacích zdrojích (tomu se podrobně věnuje kapitola 19), kde se uskutečňuje přeměna energie plynu v tepelnou, elektrickou

nebo mechanickou energii resp. jejich kombinaci. Díky svým vlastnostem je zemní plyn považován za ekologické palivo. Cestou k úsporám je zvýšení energetické účinnosti. Energetická účinnost znamená snížení množství energie na vstupu do systému při zachování množství (kvality) na výstupu v každém článku řetězce zásobování energií. Jde v podstatě o snížení ztrát energie v procesu přeměny, dopravy (distribuce) a konečné spotřeby (například vytápění):

- Zdroj energie (tepla, elektřiny, mechanické energie) do kterého vstupuje palivo (zemní plyn) a vystupuje teplo (ve formě vodní páry nebo ohřáté vody resp. jiného média), elektrická energie, mechanická energie nebo jejich kombinace. Jako technická zařízení jsou používány plynové kotle, plynové spalovací turbíny a motory, palivové články.
- Rozvod a distribuce energie vyrobené ze zemního plynu ve zdroji: potrubní rozvody tepla, kabelové rozvody elektřiny, mechanické převody v případě pohonu dopravních prostředků.
- Konečná spotřeba energie: účinnost využití dodané energie na požadovaný účel pomocí spotřebičů. Dodanou energií může být teplo, elektřina, ale i zemní plyn přivedený přímo ke konečné spotřebě. V případě dodaného tepla jde nejčastěji o vytápění prostor, v případě elektřiny běžné elektrické spotřebiče nebo o zpětnou přeměnu elektřiny v teplo (elektrické vytápění, vaření) a u zemního plynu o vytápění a vaření, případně v poslední době i použití v dopravě (viz kapitola 19.3).

Snížení ztrát tepla a elektřiny v kterémkoli článku zásobovacího řetězce znamená snížení spotřeby zemního plynu ve zdroji nebo spotřebiči. Snížení ztrát lze dosáhnout různými technickými prostředky: optimalizací spalovacího procesu ve zdroji a spotřebiči, vyšší kvalitou tepelné izolace rozvodů tepla a vytápěných budov, optimálními dimenzování výkonu zdrojů, rozvodů a spotřebičů.

Zda se vyplatí investovat finanční prostředky do technických prostředků na dosažení úspor energie, závisí na relaci výše investičních nákladů a ceny ušetřené energie při daných tržních cenách. Často je návratnost úsporných opatření pro investora (firmu, občana) nepřijatelná, z pohledu státu je však dosažení úspor strategicky důležité i z mezinárodně politického hlediska (snížení závislosti na dovozu z politicky nestabilních oblastí). Stát může v tomto případě stimulovat, motivovat a přímo finančně podporovat realizaci úsporných opatření.

Zákon o hospodaření energií zavádí nástroje a mechanismy pro snížení energetické náročnosti ekonomiky České republiky, pro zvyšování spolehlivosti zásobování energií a přispět k trvale udržitelnému rozvoji společnosti. Tím je naplněna i příslušná část ekologické politiky státu. Je třeba opakovaně připomenout, že v důsledku prakticky úplné závislosti ČR na dovozu je zvyšování úspor zemního plynu zvláště naléhavé, zejména s ohledem na významný podíl dovozu z Ruska.

Zákon o hospodaření energií upravuje hospodaření energií v rámci celé ekonomiky zejména ukládáním povinností provozovatelům nebo vlastníkům energetických hospodářství:

STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE

Státní energetická koncepce je strategickým dokumentem vyjadřujícím cíle státu v nakládání s energií v souladu se zásadami trvale udržitelného rozvoje, zajištěním bezpečnosti dodávek energie, konkurenceschopnosti hospodářství a sociální přijatelnosti pro obyvatelstvo a je přijímána na období 25 let. Státní energetická koncepce je závazná pro výkon státní správy v oblasti nakládání s energií. Státní energetická koncepce je podkladem pro politiku územního rozvoje.

ÚZEMNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE

Územní energetická koncepce stanoví cíle a zásady nakládání s energií na území kraje, hlavního města Prahy, jeho městských částí nebo obce. Vytváří podmínky pro hospodárné nakládání s energií v souladu s potřebami hospodářského a společenského rozvoje včetně ochrany životního prostředí a šetrného nakládání s přírodními zdroji energie. Obsahuje vymezené a předpokládané plochy nebo koridory pro veřejně prospěšné stavby pro rozvoj energetického hospodářství. Územní energetická koncepce se zpracovává na období 25 let a vychází ze státní energetické koncepce.

STÁTNÍ PROGRAM NA PODPORU ÚSPOR ENERGIE A VYUŽITÍ OBNOVITELNÝCH A DRUHOTNÝCH ZDROJŮ ENERGIE

Program zpracovává na období jednoho roku ministerstvo a předkládá jej ke schválení vládě.

K uskutečnění Programu mohou být poskytovány dotace ze státního rozpočtu na energeticky úsporná opatření ke zvyšování účinnosti užití energie a snižování energetické náročnosti budov, vývoj a zavedení energeticky úsporných technologií, na osvětlu, vědu, zpracování územní energetické koncepce.

NĚKTERÁ OPATŘENÍ PRO ZVYŠOVÁNÍ HOSPODÁRNOSTI UŽITÍ ENERGIE

Zákon stanovuje stavebníkům, vlastníkům nebo provozovatelům povinnosti k dosažení minimální požadované účinnosti užití energie:

ÚČINNOST UŽITÍ ENERGIE ZDROJŮ A ROZVODŮ ENERGIE

Povinnost stavebníka nebo vlastníka výroby elektřiny nebo tepelné energie zajistit alespoň minimální účinnost užití energie výroben elektřiny nebo tepelné energie stanovenou prováděcím právním předpisem. Povinnost zajistit účinnost stanovenou prováděcím předpisem se vztahuje i na zařízení na distribuci tepelné energie a vnitřní distribuci tepelné energie a chladu.

KONTROLA PROVOZOVANÝCH KOTLŮ A ROZVODŮ TEPELNÉ ENERGIE A KLIMATIZAČNÍCH SYSTÉMŮ

Povinnost vlastníka nebo společenství vlastníků bytů zajistit pravidelnou kontrolu provozovaných kotlů s výkonem nad 20 kW a příslušných rozvodů tepelné energie. Analogická povinnost se vztahuje i na klimatizační systémy se jmenovitým chladicím výkonem vyšším než 12 kW. Uvedené povinnosti se nevztahují na kotle a vnitřní rozvody tepelné energie a klimatizační systémy umístěné v rodinných domech, bytech a stavbách pro rodinnou rekreaci.

SNIŽOVÁNÍ ENERGETICKÉ NÁROČNOSTI BUDOV

Zákon ukládá stavebníkům, vlastníkům, společenství vlastníků i orgánům veřejné správy povinnosti ke snížení energetické náročnosti budov nových nebo rekonstruovaných. Tyto povinnosti zahrnují mj.:

- plnění požadavků na energetickou náročnost budovy podle prováděcího právního předpisu (účinnost rozvodů tepla a chladu, požadavky tepelnou izolaci, regulaci a řízení dodávky tepelné energie);
- posouzení technické, ekonomické a ekologické proveditelnosti alternativních systémů dodávek energie;

- vybavení vnitřních tepelných zařízení budov přístroji regulujícími dodávku tepelné energie;
- zajistit při užívání budov nepřekročení měrných ukazatelů spotřeby tepla pro vytápění, chlazení a pro přípravu teplé vody;
- řídit se pravidly pro vytápění, chlazení a dodávku teplé vody.

PRŮKAZ ENERGETICKÉ NÁROČNOSTI

Zákon ukládá stavebníkům, vlastníkům budovy nebo společenství vlastníků jednotek povinnost opatřit si průkaz energetické náročnosti při výstavbě nových budov nebo při větších změnách dokončených budov, při prodeji nebo pronájmu budov nebo jejich částí.

ENERGETICKÉ ŠTÍTKY

Vybrané výrobky spojené se spotřebou energie musí být označeny energetickými štítky, obsahujícími informace o spotřebě energie, ztrátách energie a zařazení výrobku do klasifikačních tříd energetické náročnosti.

ENERGETICKÝ AUDIT

Povinnost zpracování energetického auditu pro budovu nebo energetické hospodářství je významným nástrojem systematické zvyšování hospodárnosti užití energie. Podnikatel, který není malým nebo středním podnikatelem, je povinen zpracovat pro jím užívané nebo vlastněné energetické hospodářství energetický audit a dále jej pravidelně zpracovávat nejméně jednou za 4 roky. Povinnost zpracovat audit nemá ten podnikatel, který má zaveden a akreditovanou osobou certifikován systém hospodaření s energií podle české harmonizované normy upravující systém managementu hospodaření s energií nebo má zaveden a akreditovanou osobou certifikován systém environmentálního řízení podle české harmonizované normy upravující systémy environmentálního managementu, který zahrnuje energetický audit.

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

Význam úspor zemního plynu vynikne při bližším pohledu na zákon o hospodaření energií a jeho prováděcí předpisy. **Prováděcí vyhláška č. 441/2012 Sb. o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie**, týkající se požadavků zákona na účinnost užití energie zdrojů a rozvodů energie, podrobně specifikuje energetické technologie výroby tepla a elektřiny, na které se tyto požadavky vztahují. Mezi nimi převažují zařízení se spotřebou zemního plynu:

- kotle,
- plynová turbína,
- paroplynové zařízení,
- spalovací motor,
- mikroturbínu,
- Stirlingův motor,

- palivový článek,
- kombinace uvedených technologií.

Některé z nich zaznamenávají s posledním obdobím výrazný technický pokrok ve směru vyšší účinnosti.

Když shrneme výše uvedené, můžeme konstatovat, že význam úspory zemního plynu se přesouvá z roviny technické do roviny státní strategie energetické bezpečnosti a mezinárodní politiky.

CHCETE UŠETŘIT? JEZDĚTE NA CNG!



- RWE je provozovatelem široké sítě stanic CNG a největším prodejcem CNG v ČR
- s kartou CNG samoobslužně natankujete rychle a nonstop
- aktuální informace (ceny, mapa stanic, nabídka vozů, novinky) sledujte na webových stránkách www.cng.cz

RWE
The energy to lead

Jezdím na **cng**

5 ÚČASTNÍCI TRHU S PLYNEM A JEJICH ROLE

Pavel Dočekal

Základním modelem trhu s plynem je v ČR i v celé EU princip regulovaného přístupu k sítím (Regulated Third Party Access, rTPA), legislativně ukotvený Směrnicí pro vnitřní trh s plynem v EU č. 2009/73/ES. Tento základní princip je také rozpracován v navazující české legislativě, jejíž páteř tvoří zákon č. 458/2000 Sb., energetický zákon, v platném znění a vyhláška o pravidlech trhu s plynem.

5.1 Role při fyzické dodávce plynu

Z hlediska fyzické dodávky je plyn od výrobců plynu nacházejících se převážně mimo území ČR dopravován přes přepravní soustavy transitních zemí, přepravní soustavu ČR, případně zásobníky plynu a dále přes distribuční síť do odběrných plynových zařízení konečných zákazníků.

Úkolem přepravní soustavy je doprava zemního plynu do distribuční plynárenské sítě v ČR a tranzit zemního plynu do okolních zemí. K přepravní soustavě mohou být připojeni i velcí průmysloví odběratelé. Je to však spíše výjimkou. Přepravní soustava je propojena s přepravními soustavami sousedních států. Na úrovni přepravní soustavy je řízena rovnováha zdrojů a spotřeby v plynárenské soustavě.

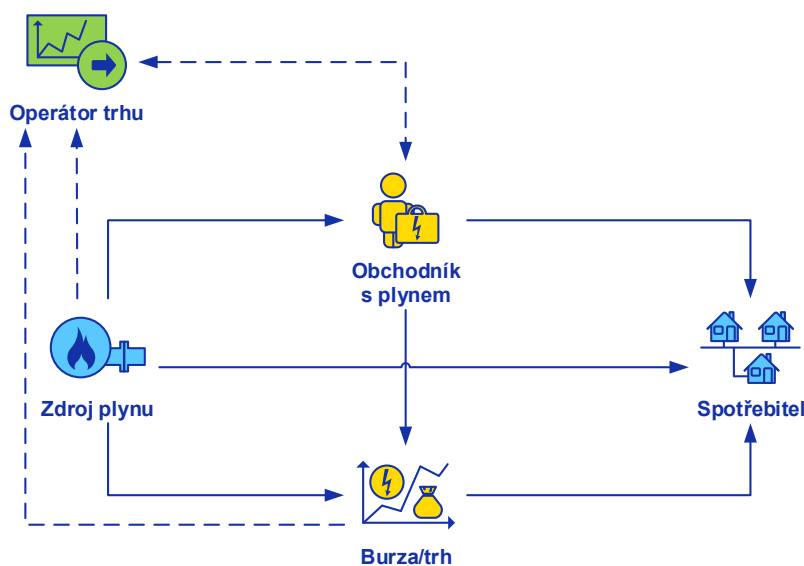
Distribuční soustava vychází z míst napojení na přepravní soustavu a jejím úkolem je distribuovat zemní plyn z přepravní soustavy ke spotřebitelům.

Krytí krátkodobých či sezónních rozdílů mezi dodávkou zemního plynu přepravní, resp. distribuční soustavou a spotřebou konečných zákazníků je zajištěno zejména využitím zemního plynu uskladněného v zásobnících zemního plynu.

5.2 Role při obchodních vztazích v dodávce plynu

Z hlediska obchodních vztahů jsou základními rolmi výrobce (producent zemního plynu) a zákazník. Jako u všech druhů zboží vstupuje do hry jako zprostředkovatel v podobě obchodníka s plynem, jehož úkolem je koncentrovat poptávku od množství konečných zákazníků a nabídku od množství výrobců.

Obrázek 5.1: Základní role při obchodních vztazích v dodávce plynu



Podobně jako u řady komodit existuje i tržní místo (burza), na kterém se střetává poptávka a nabídka a probíhají organizované obchody (viz kapitola 7).

Významnou úlohu hraje operátor trhu, který zajišťuje registraci účastníků trhu a zúčtování odchylek skutečné a sjednané dodávky (viz kapitola 11).

5.3 Model rolí a vazeb trhu s plynem

Na trhu s plynem založeném na principu TPA si zákazník sjednává dodávku plynu s dodavatelem (výrobcem nebo obchodníkem). Zákazník má právo vybrat si svého dodavatele (případně více dodavatelů současně) ale stejně tak i dodavatel má právo vybrat si svého zákazníka. Dopravu plynu jim povinně zajišťuje provozovatel přepravní soustavy a provozovatel distribuční soustavy, a to za tarify stanovené Energetickým regulačním úřadem. Služby přepravy a distribuce si zákazník sjednává sám přímo s distributorem, nebo ve většině případů prostřednictvím obchodníka, od kterého odebírá plyn. Ceny samotného plynu jsou stanoveny dohodou mezi zákazníkem a dodavatelem, případně na organizovaném trhu transparentním výpočtem.

Výroba plynu, uskladnění plynu a obchod a dodávka plynu jsou plně tržními činnostmi, u kterých se cena tvoří na trhu. Jinak je tomu u provozovatelů sítí, kteří jsou vždy monopolními poskytovateli služeb a jejich ceny i podmínky dodávky služeb jsou státem regulovány. Hovoříme tedy o neregulované části trhu (výroba, uskladnění, obchod, dodávka) a o regulované části trhu (přepravní služby, distribuční služby). Obchodníci se ještě dělí na ty, kteří dodávají konečným zákazníkům na tzv. maloobchodním trhu (dodavatel) a na čisté obchodníky (trader) kteří pouze obchodují s plynem velkoobchodně (viz kapitola 6).

Úlohou dodavatele je koncentrovat rozptýlenou poptávku menších zákazníků. Protože každý z nich má jiný časový průběh odběru, může dodavatel spojením dílčích odběrových diagramů, které jsou často velice nerovnoměrné získat mnohem rovnoměrnější celkový diagram, na který se mu výhodněji nakupuje plyn na trhu. Dodavatel spolu s dodávkou přebírá za zákazníka odpovědnost za odchylku a sám je registrován jako subjekt zúčtování (viz kapitoly 6 a 11).

Podnikat v odvětví plynárenství lze dle energetického zákona (pouze) na základě státního souhlasu, kterým je licence vydaná ERÚ. Licence se vydává pro tyto činnosti v plynárenství:

- výroba plynu (platnost na 25 let),
- přeprava plynu (platnost na dobu neurčitou),
- distribuce plynu (platnost na dobu neurčitou),
- uskladnění plynu (platnost na dobu neurčitou),
- licence na činnosti operátora trhu (platnost na dobu neurčitou),
- obchod s plynem (platnost na 5 let).

Podívejme se nyní na klíčové instituce a účastníky takto nastaveného trhu s plynem a jejich hlavní působnost nebo roli. Začneme institucemi zajišťujícími vůli státu.

Jedná se v první řadě o orgány státní správy v energetických odvětvích, zejména:

- Ministerstvo průmyslu a obchodu,
- Energetický regulační úřad,
- Státní energetická inspekce.

Ministerstvo průmyslu a obchodu zodpovídá za zpracování státní energetické koncepce. Je zodpovědné za fungování energetiky a za implementaci pravidel zajišťujících bezpečnost dodávky zemního plynu konečným zákazníkům.

Energetický regulační úřad představuje instituci, která plní řadu klíčových rolí pro fungování trhu (nejen) s elektřinou:

- Rozhoduje o udělení, změně nebo zrušení licence.
- Rozhoduje o uložení povinnosti dodávek nad rámec licence.
- Rozhoduje o regulaci cen dle cenového zákona.
- Rozhoduje spory mezi držiteli licencí vzájemně a řeší spory iniciované zákazníky (odběrateli elektřiny).
- Schvaluje Pravidla provozování přenosové soustavy a distribučních soustav i obchodní podmínky Operátora trhu.
- Vydává prováděcí vyhlášky k energetickému zákonu, zejména pravidla trhu s plynem.
- Provádí kontrolu dodržování zákona a šetření hospodářské soutěže na trhu s elektřinou a plynem.
- Ukládá pokuty za porušení povinností dle energetického zákona.

Státní energetická inspekce je podřízeným orgánem ministerstva průmyslu a obchodu, který vykonává kontrolu plnění zákona o podpoře obnovitelných zdrojů a zákona o hospodaření s energií. Má právo místních šetření a ukládání pokud za neplnění povinností ve správním řízení.

Subjektem zúčtování (SZ) je takový účastník trhu s plynem, který má právo přístupu k sítím a který zodpovídá za odchylky sjednané a naměřené energie v jednotlivých plynárenských dnech. Má právo přístupu na organizované trhy a k transakcím s ostatními SZ (v rámci výše jeho

finančního zajištění u OTE). Subjektem zúčtování se stává uzavřením smlouvy o zúčtování odchylek s Operátorem trhu, který pak na základě této smlouvy provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání jeho odchylek.

Registrovaný účastník trhu s elektřinou (RÚT) je účastníkem trhu s plynem, který má (pouze) právo přístupu k sítím a je registrován v IS OTE. Identifikován stejně jako SZ je exkluzivním registračním číslem, které přiděluje OTE.

Licencovanými účastníky trhu jsou:

- **Operátor trhu** (OTE, a. s.) je spolu s provozovatelem přepravní soustavy klíčovou „tržní institucí“ zajišťující fungování trhu. V řadě zemí dokonce jeho roli vykonává přímo provozovatel přepravní soustavy. Základní rolí Operátora trhu je zajišťovat registraci účastníků trhu, vyhodnocení a zúčtování odchylek velkoobchodních účastníků trhu tedy subjektů zúčtování. V ČR je ze zákona i provozovatelem krátkodobého trhu s plynem a současně zpracovává dlouhodobé výhledy nabídky a poptávky po zemním plynu a poskytuje informace účastníkům trhu.
- **Provozovatel přepravní soustavy (PPS nebo též TSO)** je výlučným držitelem licence na přepravu plynu. Je zodpovědný za zajišťování spolehlivého provozování a rozvoje přepravní soustavy, zodpovídá za řízení toků v přepravní soustavě a je provozovatelem plynárenského dispečinku, který je nadřazen v definovaných činnostech technickým dispečinkům distribučních soustav. Součástí jeho role je zajistit nediskriminační přístup k přepravní soustavě. Je povinně členem mezinárodní asociace provozovatelů soustav ENTSO-G.
- **Provozovatel distribuční soustavy (PDS)** je držitelem licence na distribuci a navazuje na činnost PPS. Distribuční soustava je vzájemně propojený soubor vysokotlakých, středotlakých a nízkotlakých plynovodů, plynovodních přípojek ve vlastnictví provozovatele distribuční soustavy a souvisejících technologických objektů, včetně systému řídicí a zabezpečovací techniky a zařízení k převodu informací pro činnosti výpočetní techniky a informačních systémů, který není přímo propojen s kompresními stanicemi a na kterém zajišťuje distribuci plynu držitel licence na distribuci plynu. Distribuční soustavy se dělíme na velké regionální distribuční soustavy (připojené přímo do přenosové soustavy) a menší lokální (vnořené), které jsou připojeny do regionální distribuční soustavy.
- **Obchodníkem** s plynem je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na obchod s plynem a nakupuje plyn za účelem jejího prodeje. Má právo na přístup k síti a na dopravu plynu, na přístup na trh za stanovených podmínek, na nákup a prodej plynu a na získávání informací. Má ovšem i řadu povinností a to zejména vůči Operátorovi trhu (registrace, zúčtování, předávání dat). Pokud dodává plyn i konečným zákazníkům (obchodník typu „dodavatel“), má i řadu povinností vůči těmto konečným zákazníkům, jejichž cílem je ochrana zákazníků a jejich dostatečná informovanost.
- **Výrobce** je držitelem licence na výrobu. Výrobce má právo na připojení a přístup do přepravní a distribuční soustavy. Výčet jeho povinností je poměrně široký a to zejména vůči provozovateli soustavy s cílem zajištění vzájemné provozuschopnosti dotčených plynárenských soustav.

Některé role účastníků trhu lze kumulovat a tak například výrobce může být jak RÚT, tak plnohodnotný obchodník s platnou licencí a registrací jako SZ (pokud obchoduje i s jiným plynem než vyrobeným ve vlastní výrobě). Naopak slučování některých rolí zákon z důvodu právního či vlastnického unbundlingu zakazuje.

6 ORGANIZACE OBCHODU S PLYNEM

Michal Slabý, Tomáš Vyležlák, Jindřich Švec, Pavel Dočekal, Jakub Nečesaný

6.1 Velkoobchod obecně

Velkoobchodem se obecně rozumí obchodování minimálně mezi dvěma protistranami, kde zemní plyn je vždy dodán buď na hraničních bodech, nebo na virtuálních prodejních bodech. Na rozdíl od maloobchodu se na transakcích realizovaných na velkoobchodním trhu obvykle nepodílejí koncoví spotřebitelé. Pro rychlé zorientování na trhu je dobré vědět, kdo na něm obchoduje, kde se obchoduje a co.

KDO: Základní předpoklad pro dobře fungující velkoobchod (často nazýván „wholesales“) je dostatečný počet hráčů na trhu a jejich ochota obchodovat různé produkty v různý časový okamžik. Na tomto trhu se obecně vyskytují dva typy obchodníků. Prvním je obchodník („retailer“), který pořizuje plyn pro vlastní potřebu, respektive pro potřeby svého portfolia zákazníků a ve většině případů je nakupujícím. Druhým typem je obchodník („trader“), který na velkoobchodním trhu realizuje různé transakce, jak nákupní, tak i prodejní za účelem zisku, tj. například spekuluje na změnu ceny. Traderem může být velký obchodník vlastníci aktiva, banka, ale i malá tradingová společnost čítající pět zaměstnanců. Podmínkou pro všechny je splnit minimální zákonné požadavky a mít dostatečný kapitál pro zajištění obchodování.

KDE: z hlediska místa uzavření obchodu se může jednat o tzv. trh **organizovaný** nebo **neorganizovaný**. Alternativní možností definice je trh **regulovaný** a trh **neregulovaný**. Pod regulované trhy obvykle řadíme komoditní burzy, v případě České republiky zejména pražskou burzu PXE či trh OTE, neregulované trhy zastřešují zejména OTC² trhy a bilaterální obchodování. Hlavním rozdílem je, že organizovaný/regulovaný trh má jednu centrální protistranu, obvykle burzu, a na jeho regulaci dohlíží příslušné státní úřady. Neregulovaný trh je založen na bilaterálních vztazích a dohodě příslušných protistran. Na oba dva trhy se často přistupuje prostřednictvím brokerů. Z hlediska fyzického dodání se obchoduje buď na hraničních předacích bodech³ či virtuálních prodejních bodech.

² **Over-the-counter** (zkratka **OTC**) je typem uspořádání trhu s komoditami. Pokud jsou nějaké komodity obchodovány „OTC“, znamená to, že jejich obchodování neprobíhá pod záštitou oficiální instituce, která by vykonávala dohled nad trhem a přebírala by odpovědnost za vypořádání dohodnutých obchodů. Jde tedy o mimoburzovní trhy a účastníci obchodů tak vyjednávají o podmínkách kontraktu přímo mezi sebou. Podmínky kontraktů nejsou striktně standardizovány a i podstupované riziko obou stran je obecně vyšší než na organizované energetické burze.

³ V České republice jde o body Lanžhot, Waidhaus, Hora sv. Kateřiny či Brandov.

Co: Typy obchodů, respektive produktů se mohou lišit podle toho, na které části trhu jsou realizovány. Burzy ve většině případů nabízejí standardizované obchody (obdobím dodávky, minimální velikostí). Díky vzrůstajícímu významu brokerských platforem, se v posledních letech i OTC trh stále více standardizuje a přibližuje se trhu organizovanému. Nadále však platí, že většina obchodů (> 95%) je uskutečňována na OTC trzích.

Z hlediska vypořádání se obchody dělí na **obchody typu forward**, kdy se jedná o standardní produkty, které jsou po dodávce finančně vypořádány za cenu uskutečněného obchodu. Za forwardy jsou standardně považovány všechny OTC obchody nebo obchody uzavřené na spotovém trhu. Dále pak na **obchody typu futures**, kdy se jedná také o standardní produkty, ale obchodované na energetické burze. Futures mohou být spojené buď s fyzickou dodávkou (deriváty s podkladovým aktivem) nebo jen čistě s finančním plněním (deriváty s podkladovým aktivem nebo také finanční deriváty).

JAK: Pokud chce určitý subjekt obchodovat na českém velkoobchodním trhu, tzn. chce dodávat plyn buď na hraničních bodech, nebo virtuálním prodejním bodě, musí splňovat určité, národní legislativou dané, podmínky.

Pokud se jedná o obchodníka z nějakého členského státu EU majícího oprávnění k obchodování na svém domácím trhu, není nezbytné žádat o udělení licence⁴. Jediným povinným krokem, který musí obchodník udělat, aby mohl působit na velkoobchodním trhu, je registrace u **operátora trhu**, společnosti OTE, a. s. Registrace u operátora trhu je pro držitele licence na obchod s plynem povinná dle § 61 odst. 2 písm. j) zákona č. 458/2000 Sb. Podle § 2 odst. 1 písm. q) vyhlášky o pravidlech trhu s plynem. Registrovaným účastníkem trhu se stává účastník trhu s plynem (tzv. „RÚT“), kterému operátor trhu na základě registrace umožňuje přístup do svého informačního systému (tj. podat nominaci).

6.2 Maloobchod obecně

Základní charakteristikou maloobchodu je to, že transakce na něm realizované slouží k zabezpečení dodávky plynu do odběrných míst koncových spotřebitelů. Typickým vztahem na maloobchodním trhu je proto smlouva mezi obchodníkem a samotným spotřebitelem, ať už z kategorie domácnost či velkoodběratel. První odlišností mezi velkoobchodem a maloobchodem jsou tedy účastníci, tedy odpověď na otázku **kdo**.

Rozdíly ale nalezneme i v jiných parametrech zmiňovaných u definování velkoobchodu výše. Přestože si na trhu v posledních letech vydobily své místo také pokusy o standardizaci maloobchodních transakcí, a to využitím třetími stranami provozovaných aukčních portálů či přímo burzovních platforem, většina maloobchodních transakcí je nadále realizována (**kde**) ve formě bilaterálních obchodů mezi zákazníkem a dodavatelem. Zatímco si domácnosti obvykle vybírají

⁴ Licenci na obchod s plynem, kterou uděluje ERÚ, musí mít obchodník, který chce dodávat koncovým zákazníkům.

z dostupných ceníků jednotlivých dodavatelů, firemní zákazníci vypisují výběrová řízení, do kterých zvou i větší počet mezi sebou soutěžících obchodníků.

Na to, **co** je na maloobchodním trhu obchodováno, se detailněji podíváme v jedné z dalších kapitol, která bude věnována přímo této problematice. Obecně však platí, že se zde uzavírají smlouvy na dodávku plynu po dobu jednoho až tří let s tím, že dodavatel pro zákazníka zajišťuje komplexní servis s dodávkou plynu související. A ačkoliv tomu tak ještě před pár lety nebylo, uzavírání i víceletých smluv na dobu určitou je dnes naprosto běžné i u zákazníků z kategorie domácností.

Jendou z hlavních odlišností maloobchodu je také forma **regulace**. Uvedené maloobchodní produkty totiž krom neregulované složky, tedy samotné ceny obchodované komodity, obsahují také část regulovanou, čemuž se budeme ve větším detailu věnovat v dalších kapitolách.

6.3 Podmínky přístupu na trh

Ačkoliv definici samotného trhu jako takového budete hledat jak v evropské, tak české legislativě, jen velmi těžko, podmínky přístupu na trh, podmínky podnikání a role jednotlivých subjektů působících na trhu jsou v České republice vymezeny velice přesně.

Základ, vymezující podmínky přístupu na trh, tvoří zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) ve znění pozdějších předpisů, který přímo upravuje podmínky podnikání, výkonu státní správy a regulaci v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené.

Podmínky organice trhu jako takového jsou pak vymezeny zejména vyhláškou Energetického regulačního úřadu o pravidlech trhu s plynem, která stanoví:

- termíny pro předkládání žádostí o uzavření smluv na trhu s plynem a termíny uzavírání smluv,
- postupy a podmínky pro přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku,
- rozsah a termíny předávání údajů pro vyhodnocování odchylek a vyúčtování dodávek plynu a ostatních služeb, postupy pro vyhodnocování, zúčtování a vyrovnávání odchylek a zúčtování a vypořádání vyrovnávacího plynu ve stavu nouze a při předcházení stavu nouze,
- postup provozovatele zásobníku plynu při prodeji nevytěženého plynu ze zásobníku plynu po zániku smlouvy o uskladňování plynu,
- druhy krátkodobých trhů, jejich organizaci a způsoby jejich vypořádání,
- pravidla tvorby, přiřazení a užití typových diagramů dodávek plynu,
- termíny a postup při změně dodavatele plynu,
- postup při přerušení, omezení a obnovení dodávky plynu při neoprávněném odběru plynu, neoprávněné distribuci a neoprávněné přepravě,
- postup při zajištění dodávky plynu dodavatelem poslední instance.

Podrobný přehled právních předpisů České republiky pro energetická odvětví je velmi dobře a přehledně uveden na webových stránkách ERÚ.

6.4 Dlouhodobé, krátkodobé trhy a vyrovnávací trhy

6.4.1 Dlouhodobé trhy

Přesná definice dlouhodobého trhu neexistuje. Plynárenství je specifické tzv. ložiskovými kontrakty. Jedná se o kontrakty, které jsou uzavírány přímo s producenty zemního plynu a jejich základní a hlavní charakteristika je, že jsou dlouhodobé, kdy není výjimkou ani kontrakt na 25 let. Na druhé straně, hovoříme-li o postupné standardizaci velkoobchodního trhu s plynem, o obchodních platformách, burzách, je běžné považovat kontakt s delší splatností než jeden měsíc také za dlouhodobý. Z výše uvedeného je zřejmé, že definičně nebude snadné najít správné rozhraní.

Tím se nabízí jiné rozdělení, na trh s kontrakty **importními** (ložiskové) a kontrakty **tradingovými** (volně obchodovatelné), případně také na trh s kontrakty **flexibilními** a kontrakty **baseloadovými**.

6.4.1.1 Flexibilní kontrakty – ložiskové (importní z pohledu ČR)

Na úvod něco málo z nedávné historie. V devadesátých letech minulého století řešil český stát po rozpadu východního bloku zajištění dlouhodobých dodávek plynu s akcentem na diverzifikaci zdrojů. Český stát uzavřel v té době dlouhodobý kontrakt na 20 let s konsorciem norských producentů⁵ a kontrakt na 25 let se společností Gazprom Export⁶. Přestože se jedná o komplexní kontrakty, nejvíce se vždy hovoří o číselně vyjádřitelných parametrech kontraktů, a to jsou hlavně objem dodávky a cena, respektive způsob jejího stanovení.

Z hlediska **objemu** jsou součástí těchto kontaktů klauzule „**take-or-pay**“. Principiálně definují závazek dodavatele dodat předem určené maximální množství a závazek odběratele odebrat nebo zaplatit předem určené minimální množství. Minimální odběrová povinnost se obvykle pohybuje v rozmezí 5–15% od ročního smluvního objemu. Část smluvního množství, kterou zákazník nemusí odebrat, se nazývá tzv. roční flexibilita. Tyto kontrakty mohou mít i tzv. denní flexibilitu, což znamená, že odběratel nemusí každý den odebrat identické množství. Obecně lze ale konstatovat, že tento typ kontraktu přímo s producenty nemá tolik flexibility, jako flexibilní dodávkový kontrakt, kterému se budeme věnovat za chvíli. Důvodem je povaha těžby plynu, která má sama o sobě flexibilitu velmi omezenou a je kladen důraz na plynulost a stálost těžen-

⁵ Ti vytvořili tzv. GFU (Gas Negotiation Committee), ve které měla největší podíl společnost Statoil ASA.

⁶ Smlouvy byly řešeny prostřednictvím společnosti ČPP Transgas, o. z. a dle veřejně dostupných informací je aktuálním držitelem do roku 2035 prodlouženého ruského kontraktu společnost RWE Supply & Trading CZ, zatímco dle norského kontraktu se již do Čech nedodává.

ho množství. Obvyklým dodacím místem jsou hraniční body, v případě ruského kontraktu šlo například o Lanžhot na československých hranicích. S klauzulí „take-or-pay“ je spojen také výraz „**make-up gas**“, což je ujednání umožňující kupujícímu odebrat v jednom roce zaplacený a neoddebraný plyn v letech následujících, a to vždy po splnění odběrové povinnosti v daném roce. Možnost odebrat tento plyn je časově omezena, obvykle na období 3–5 let.

Z hlediska **ceny** je pro tyto kontrakty zaběhnutý výraz „olejové kontrakty“.⁷ Tento výraz pramení ze způsobu stanovení ceny pomocí tzv. aditivního olejového vzorce vázaného na ropné deriváty – **lehký a těžký topný olej** – jako tzv. podkladová aktiva. Obvykle využívané produkty jsou například na burze v Rotterdamu obchodované Gasoil 0,1 % FOB Barges a Heavy Fuel oil 1 % FOB Barges.

Vzorec má dvě části – **část fixní**, tzv. P_0 , která je po určité době nebo i celou dobu trvání kontaktu neměnná a stanovuje základní hodnotu/cenu kontraktu a **část variabilní**, tzv. „olejový ocas“, který v sobě komponuje cenový vývoj ropných derivátů, obvykle ve formě šesti až devíti měsíčních průměrů. Ty mají za úkol zajistit vyšší cenovou stabilitu. Cena je obvykle přepočtena měsíčně a je stanovena v amerických dolarech za kWh nebo na 1 000 m³.

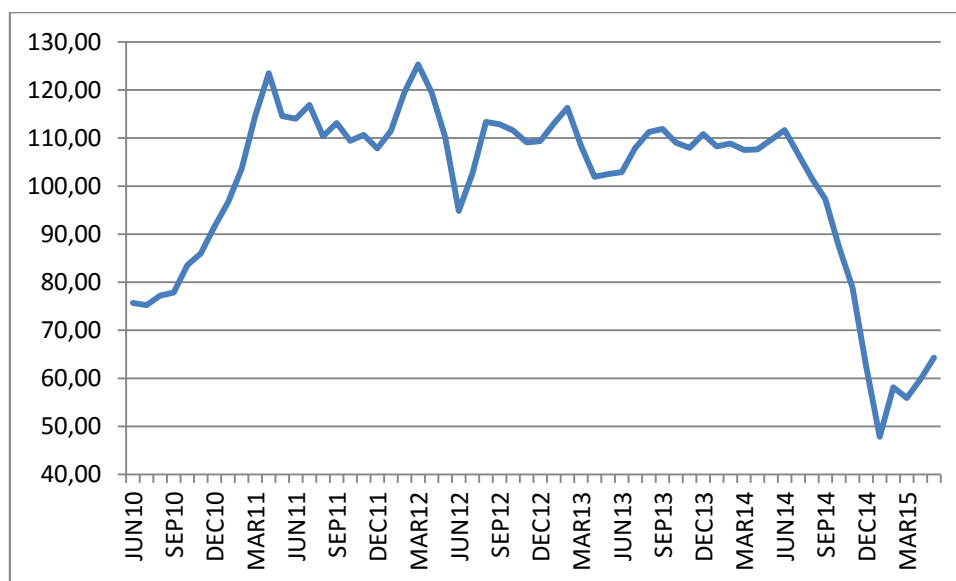
Jelikož se jedná o dlouhodobé kontakty, které se uzavírají v určitém období a jejich ustanovení odpovídají právě aktuální situaci na trhu, obsahují tzv. cenové revize. Ty opravňují kupujícího, ale i prodávajícího uplatnit své právo na úpravu ceny nebo způsobu jejího stanovení. Cenové revize často končí mezinárodní arbitráží, protože najít konsensus v určení ceny bývá obtížné.

S cenovými revizemi souvisejícím fenoménem posledních let je snaha kupujících nahradit olejovou složku komponenty odrážejícími cenový vývoj na trzích s plynem. Jinými slovy, je zde snaha o zachování způsobu stanovení ceny, ale mění pouze aktivum obsažené ve vzorci. Toho lze dosáhnout například vazbou na spotový tržní index zemního plynu.⁸ Zdali se jedná o trvalý trend, nebo spíše reakci na vysoké ceny ropy z posledních let, je však otázka s otevřeným koncem. Při pohledu na vývoj ceny ropy za posledních pět let, je odpověď ještě méně jasná.

⁷ Zde malá odbočka do historie. Důvodem pro vznik olejových vzorců byla snaha o nalezení vhodného cenového mechanismu pro stanovení ceny plynu pomocí veřejně obchodovaných komodit. Jelikož se zemní plyn často těží společně s ropou a nebyl nikde samostatně kótován, byla volba na ropu respektive ropné deriváty nasnadě. Podkladové komodity, jejichž váha v cenovém vzorci reflektovala také jejich využití v dané zemi dodávky, byly navíc ve spotřebě substitutem plynu, takže toto cenové určení mělo přispět i k dlouhodobě konkurenceschopným cenám zemního plynu na trhu.

⁸ Využíván bývá například Month-ahead index publikovaný společností Heren pro holandský virtuální prodejní bod TTF.

Obrázek 6.1: Ropa Brent v USD/b, měsíční kontrakty



6.4.1.2 Flexibilní kontrakty – dodávkové (z pohledu ČR obchodní v rámci země)

Druhou kategorií dlouhodobých kontraktů jsou kontrakty dodávkové v rámci jednoho lokálního trhu. Obvykle se jedná o kontrakty, kde jednou stranou bývá tzv. primární importér⁹, respektive producent, a druhou stranou jiný obchodník s plynem na daném trhu. Tyto kontrakty jsou celou řadou charakteristik velmi podobné kontraktům importním, nicméně se podstatně liší délkou trvání. Kontrakty nebývají delší než pět let a v posledních letech se jejich délka spíše zkracuje. Důvodem je zejména vysoká konkurence na trhu s plynem a tudíž neochota kupujícího brát na sebe větší objemové riziko. Obvyklým dodacím bodem jsou **virtuální prodejní body**.

Dalším rozdílem oproti importním kontraktům je flexibilita. Dodávkové kontrakty mají obvykle definován roční kontrahovaný objem (ACQ – annual contractual quantity) a také minimální (AMQ – annual minimal quantity) a maximální roční odběrové množství („AXM – annual maximal quantity“). Rozsah **roční flexibility** reflektuje spotřební volatilitu portfolia kupujícího, nicméně tržním standardem jsou hodnoty kolem $\pm 15\%$ ACQ. Důležitým atributem je také **denní flexibilita**. Ta stanovuje limitní denní hodnoty, které musí kupující odebrat, respektive prodávající dodat. Proto se setkáme s pojmy jako denní smluvní množství (DCQ – daily contractual quantity) či denní maximální (DCQ_{max}) a denní minimální množství (DCQ_{min}). Tyto kontrakty řadíme také do skupiny kontraktů „take-or-pay“, nicméně nemívají ujednání o make-up plynu.

Z pohledu ceny se v nedávné minulosti uplatňoval systém přenesení rizik z kupujícího na prodávajícího, což vedlo k minimálním odchylkám ve způsobu stanovení cen u dodávkových a importních kontraktů. Nicméně s postupnou liberalizací a rostoucím významem spotových trhů s plynem doznávají i tyto kontrakty, obdobně jako importní, změnu ve způsobu stanovení ceny.

⁹ v Čechách tuto roli v nedávné minulosti plnila společnost Transgas, s. p. později po privatizaci společnost RWE Transgas, a. s.

Olejové vzorce jsou v posledních letech velmi silně na ústupu, neboť obchodníci, respektive jejich zákazníci jsou dnes ochotni akceptovat vyšší volatilitu cenových vzorců vázaných na trhy s plynem a období dodávek se postupně zkracuje. Velmi často se proto aplikuje **indexace na trh s plynem**, který je spjatý s místem dodávky, případně slouží pro danou oblast jako referenční trh. V České republice se nejvíce využívají indexace na německé obchodní body NCG či Gaspool, které jsou publikovány například lipskou burzou EEX.

Nejčastěji se používá **měsíční index**, který je měsíčně aktualizován a svou hodnotou reflektuje vývoj ceny zemního plynu za jeho poslední obchodní měsíc. **MA index** („month-ahead“) znamená, že cena pro měsíc červenec je určena již v měsíci červnu jako průměrná hodnota obchodovaného měsíčního kontraktu s dodáním v červenci. Výhodou je, že jeho hodnota je známá již před zahájením dodávky v daném měsíci.

V poslední době již není výjimkou takzvaný **spotový index**, který má principiálně stejný mechanismus stanovení ceny, jen se liší podkladovým aktivem, kterým je tedy denní trh. **DA index** („day-ahead“) znamená obvykle průměrnou cenu denních obchodů na předem určeném referenčním trhu, tj. cena pro daný měsíc je průměrem denních hodnot kontraktu DA v tomto měsíci. Jistou nevýhodou je tedy skutečnost, že cena se tvoří v průběhu dodávky.

Výše uvedené případy lze matematicky vyjádřit vzorec následovně: $MC = MA_{NCG} + MP$ nebo $MC = DA_{NCG} + MP$, kde MA_{NCG} či DA_{NCG} udávají hodnoty indexu pro daný referenční trh, v našem případě německý obchodní bod NCG. MP je manipulační poplatek, obvykle stanovený v € za MWh, který vyjadřuje cenovou hladinu pro místo dodání nad rámec použitého indexu.

Také proto, aby se obchodník vyhnul přílišné cenové nejistotě, je společnou možností pro obě skupiny kontraktů s cenovými vzorci zajištění (tzv. „hedging“). Pokud obchodník věří v postupný růst cen podkladových aktiv, může v určitý okamžik cenu zafixovat, a to třeba i do konce platnosti kontraktu (například celého ročního kontraktu). Takovou zajišťovací transakci realizuje buď přímo s dodavatelem, nebo s bankou či jinou k tomuto ochotnou institucí na trhu. Pokud se trend otočí a obchodník věří v následný pokles cen, může cenu opět defixovat.

Uváděná flexibilita kontraktů, a to jak denní nebo roční, případně i sezónní, umožňuje kupujícímu obchodníkovi řídit svoje závazky dodat plyn konečným zákazníkům. Požadavky na flexibilitu se tedy mohou různit například podle typu portfolia či počtu zákazníků.

Nejen jiný model řešení flexibility je možné pozorovat u tzv. baseloadových kontraktů. S rostoucí tržní likviditou v současné době celá řada obchodníků přechází na model, kdy obchoduje právě tyto kontrakty a flexibilitu zajišťuje na krátkodobém trhu dokoupením při krátké pozici, respektive prodejem při dlouhé pozici. Podstatnou roli v zajištění flexibility pak hrají také zásobníky plynu.

6.4.1.3 Baselodové kontrakty – dodávkové (z pohledu ČR obchodní v rámci země)

Alternativou flexibilním kontraktům jsou tedy takzvané kontrakty baseloadové. Jejich hlavním rozdílem je, že neobsahují žádnou flexibilitu a jejich dodání je rovnoměrné tj. Každý den, respektive každou hodinu, po celou dobu dodávky stejné množství. Míra standardizace těchto kontraktů je relativně vysoká a standardně se obchodují kontrakty s dodáním nejdéle na tři roky dopředu. Z hlediska ceny je typické určení ve formě **fixní ceny**, nicméně ani indexová cena není výjimkou. Při jejich označení se setkáváme s pojmy jako Q1 15 (prvním kvartál roku 2015), WIN 15 (zima 2015, tj. dodávka od 1. 10. 2015–1. 4. 2016) atd.

Tabulka 6.2: Příklad baseloadových standardizovaných produktů (obchodovaných na OTC & organizovaných trzích)

NÁZEV PRODUKTU	OBDOBÍ DODÁVKY	CHARAKTERISTIKA
July 2015	1. 7. 2015 6.00 h–1. 8. 2015 6.00 h	Rovnoměrná dodávka 744 hodin/měsíc
Q3	1. 7. 2015 6-00 h–1. 10. 2015 6.00 h	Rovnoměrná dodávka 2208 hodin/kvartál
WIN 2015	1. 10. 2015 6.00 h–1. 4.2016 6.00 h	Rovnoměrná dodávka 4392 hodin/zimu
CAL 16	1. 1. 2016 6.00 h–1. 1. 2017 6.00 h	Rovnoměrná dodávka 8784 hodin/rok

Kontrakt lze obecně charakterizovat **výkonem** (například 5 MW za hodinu), **cenou** (22 €/MWh), **místem dodání** (VPB ČR), **obdobím dodávky** (1. 1. 2016 6.00 h–1. 1. 2017 6.00 h).

6.4.2 Krátkodobé a vyrovnávací trhy

Krátkodobé trhy jsou charakterizovány dodávkou kratší než jeden měsíc. Na krátkodobých trzích se nejčastěji obchoduje na denní bázi. Motivace pro takové obchodování se může různit. Většina obchodníků majících koncové zákazníky řeší na krátkodobých trzích bilancování vlastní pozice. Druhou skupinou jsou tradeři, kteří na denním trhu realizují svoje tradingové strategie.

Obecně lze tyto trhy opět rozdělit na **organizované** a **neorganizované** (OTC).

6.4.2.1 Krátkodobé organizované trhy

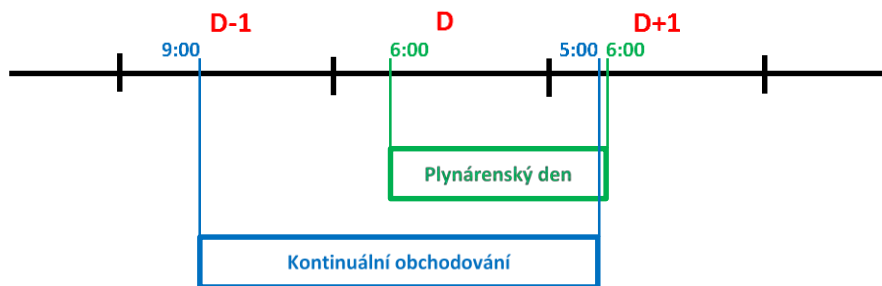
Aktuálně nejvýznamnějším organizovaným trhem v ČR je trh operátora trhu OTE, kde je na základě energetického zákona organizován vnitrodenní trh s plynem a také trh s nevyužitou flexibilitou.

Mezi zásady a vlastnosti organizovaného krátkodobého trhu OTE patří:

- poskytování neutrálního a bezpečného prostředí pro jednotlivé účastníky trhu,
- zajištění anonymity obchodů,
- podpora konkurence na trhu,
- poskytování informací o trhu a cenových signálů trhu,
- existence centrální protistrany obchodů,
- zajištění rizik na straně finančního vypořádání transakcí i na straně fyzické dodávky komodity,
- zajištění nediskriminačních podmínek pro obchodování všem účastníkům,
- omezování bariér vstupu nových účastníků na trh,
- podpurný prostředek pro vyrovnávání pozice účastníka v rámci plynárenského dne.

Vnitrodenní trh s plynem je založen na kontinuálním párování objednávek (nabídek a poptávek obchodníků) na základě ceny a časové známky zavedení objednávky. Trh je organizován sedm dní v týdnu (tj. i v nepracovních dnech), 365 dnů v roce, obchoduje se v €. Obchodní jednotkou je vždy jeden plynárenský den (den dodávky). Vnitrodenní trh s plynem se otevírá v 9.00 hodin dne předcházejícího dni dodávky, čímž tento trh částečně nahrazuje i roli denního trhu. Uzavírka trhu je v 5.00 hodin ve dni D + 1, tedy jednu hodinu před koncem plynárenského dne D. Průběh kontinuálního obchodování s denními produkty na plynárenský den D ukazuje obrázek 6.3.

Obrázek 6.3: Průběh kontinuálního obchodování na vnitrodenním trhu s plynem



Minimální obchodované množství je 0,1 MWh, maximální 99 999,9 MWh, minimální cena nabídky na dodávku/prodej a poptávky na odběr/nákup činí 0,01 €/MWh, maximální cena nabídky 4 000 €/MWh. Množství plynu se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo. Ukázka obchodní obrazovky vnitrodenního trhu s plynem je uvedena na obrázku 6.4.

Obrázek 6.4: Obchodní obrazovka vnitrodenního trhu s plynem

Produkty

Produkt	Uzávěrka	Nákup (Bid) MWh	MaxCen	Prodej (Ask) MinCen	MWh	Max	Cena Min	Pos
G-DD150421	22.04.2015 05:00 CEST	145,0	21,40	21,67	102,0	22,15	21,30	21,64
G-DD150422	23.04.2015 05:00 CEST	720,0	21,91	22,24	100,0	22,05	21,90	21,91

Obchody - Vše

ID	Produkt	Typ	Poc	Cena	MWh	Částka	Čas
63 663	G-DD150421	Prodej	500	21,65	50,0	1 082,50	21.04.2015 13:19 CEST
63 657	G-DD150422	Nákup	14 400	21,90	1 440,0	31 536,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 656	G-DD150422	Nákup	6 000	22,00	600,0	13 200,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 646	G-DD150422	Prodej	14 400	21,90	1 440,0	31 536,00	21.04.2015 13:01 CEST
63 645	G-DD150422	Prodej	2 500	250,0	5 477,50	21.04.2015 13:01 CEST	
63 644	G-DD150422	Prodej	4 800	184,0	884,00	21.04.2015 13:01 CEST	
63 640	G-DD150422	Prodej	2 000	4 400,00	21.04.2015 12:59 CEST		
63 632	G-DD150422	Prodej	2 400	5 256,00	21.04.2015 12:51 CEST		
63 631	G-DD150422	Prodej	7 200	20,0	15 804,00	21.04.2015 12:51 CEST	

Produkty - Detail

Produkt	Agr MWh	Nákup (Bid) MWh	Poc	Cena	Cena	Prodej (Ask) Poč	MWh	Agr MWh
G-DD150421	865,0	300,0	3 000	20,85				
G-DD150421	565,0	420,0	4 200	20,86				
G-DD150421	145,0	145,0	1 450	21,40				
G-DD150421				21,67	1 020	102,0	102,0	
G-DD150421				21,68	440	44,0	146,0	
G-DD150421				21,70	20 000	2 000,0	2 146,0	
G-DD150421				21,85	15 000	1 500,0	3 646,0	
G-DD150421				22,30	500	50,0	3 696,0	

Obchody - Vlastní

ID Obch	Produkt	Typ	Poc	Cena	MWh	Částka	Čas
63 664	G-DD150421	Prodej	60	21,68	6,0	130,08	21.04.2015 13:19 CEST
63 664	G-DD150421	Nákup	60	21,68	6,0	130,08	21.04.2015 13:19 CEST
63 663	G-DD150421	Nákup	500	21,65	50,0	1 082,50	21.04.2015 13:19 CEST
63 663	G-DD150421	Prodej	500	21,65	50,0	1 082,50	21.04.2015 13:19 CEST
63 657	G-DD150422	Prodej	14 400	21,90	1 440,0	31 536,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 657	G-DD150422	Nákup	14 400	21,90	1 440,0	31 536,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 656	G-DD150422	Nákup	6 000	22,00	600,0	13 200,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 656	G-DD150422	Prodej	6 000	22,00	600,0	13 200,00	21.04.2015 13:13 CEST
63 646	G-DD150422	Prodej	14 400	21,90	1 440,0	31 536,00	21.04.2015 13:01 CEST

Aktivní objednávky - Vlastní

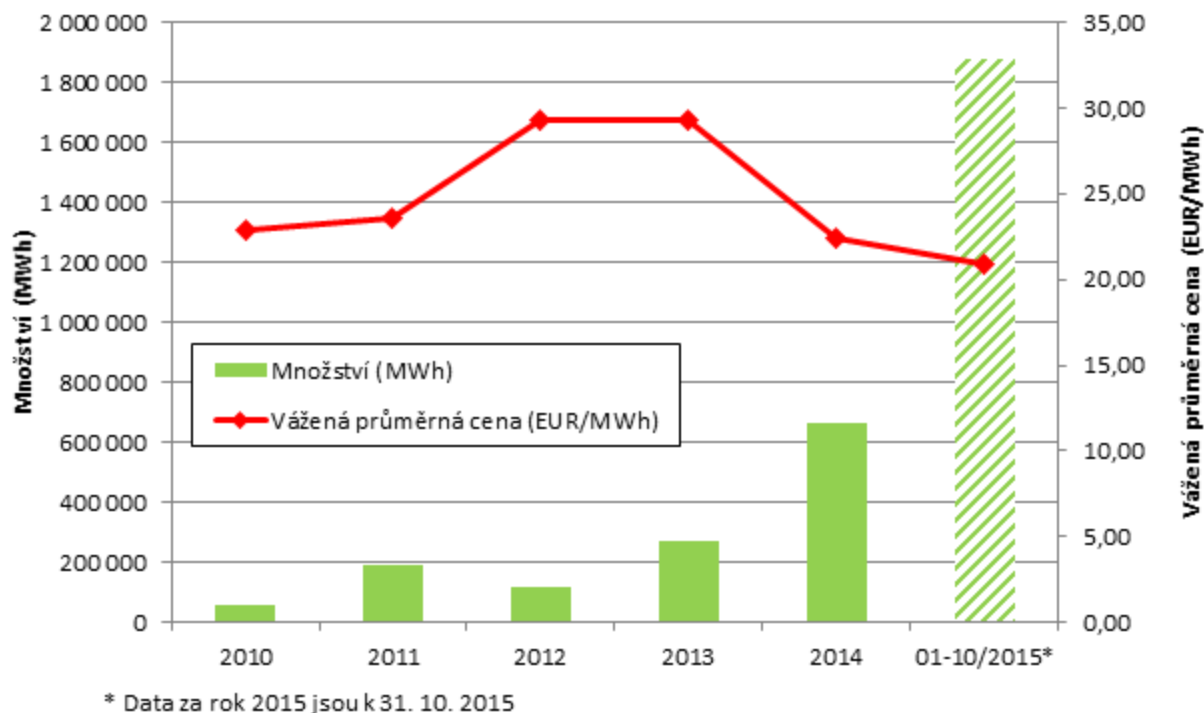
ID Obj	Produkt	Typ	Poc	LimCen	MWh	Čas	Účastník
63 670	G-DD150422	Nákup	7 200	21,91	720,0	21.04.2015 13:39	
63 669	G-DD150422	Nákup	7 200	21,80	720,0	21.04.2015 13:37	
63 668	G-DD150421	Prodej	1 020	21,67	102,0	21.04.2015 13:36	
63 666	G-DD150421	Nákup	4 200	20,86	420,0	21.04.2015 13:21	
63 665	G-DD150422	Nákup	440	21,90	44,0	21.04.2015 13:21	
63 660	G-DD150421	Nákup	3 000	20,85	300,0	21.04.2015 13:17	
63 659	G-DD150422	Nákup	2 400	21,90	240,0	21.04.2015 13:16	
63 658	G-DD150422	Nákup	480	21,90	48,0	21.04.2015 13:15	
63 653	G-DD150421	Nákup	1 450	21,40	145,0	21.04.2015 13:09	

Souhrnný přehled

Čas	Text

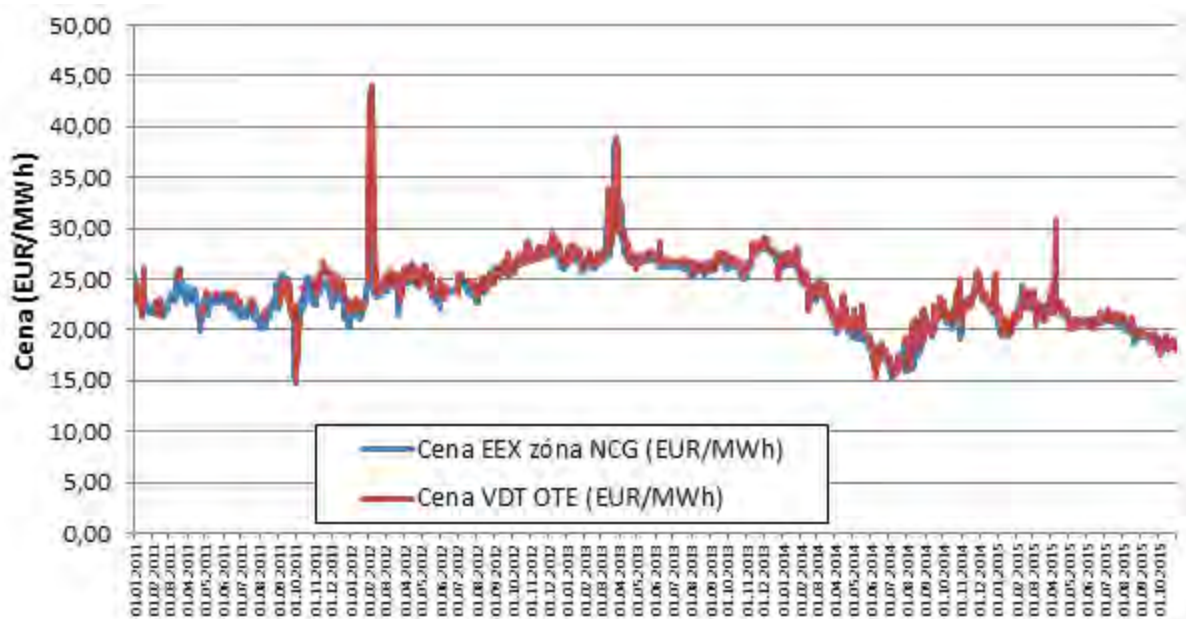
Role vnitrodenního trhu rok od roku roste, jak ukazují nárůsty zobchodovaného plynu na obrázku 6.5. Za deset měsíců roku 2015 bylo na tomto trhu zobchodováno již 1 879 GWh plynu, což odpovídá téměř 2,5 % spotřeby plynu v ČR za rok 2014.

Obrázek 6.5: Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem



Narůstající podíl zobchodovaného plynu na vnitrodenním trhu ukazuje na rostoucí vliv obchodování na virtuálních hubech a spotových trzích obecně. Obrázek 6.6 ukazuje korelaci cen dosažených na platformách OTE a EEX (zóna NCG). Z obrázku je též patrné, že vnitrodenní trh organizovaný OTE nevykazuje významné a nahodilé odchylky vůči německému trhu.

Obrázek 6.6: Porovnání cen VDT OTE a EEX (zóna NCG)



Ke dni vzniku této publikace byl operátorem trhu organizován ještě samostatný denní trh s plynem, založený na principu sesouhlasení křivek nabídky a poptávky. Na tomto trhu však obchod-

níci s plynem téměř neobchodovali – zřejmě právě díky použitému aukčnímu mechanismu. Na základě výsledků obchodování byl tento trh novelou pravidel trhu s platností od 1. 7. 2016 zrušen. Roli denního trhu prakticky převzal vnitrodenní trh s plynem, který se otevírá v 9.00 hodin D – 1, kde D je den dodávky.

Obchodníci dodávající plyn zákazníkům mají podle pravidel trhu přidělenou jistou denní flexibilitu (postaru toleranci). Ta se odvíjí od typu a počtu zákazníků a stanovuje mez, do které není obchodník finančně postižen za její překročení. Pro obchodování s nevyužitou flexibilitou vznikl trh s nevyužitou flexibilitou, na kterém mohou obchodníci nakoupit, prodat nebo vyměnit s jiným obchodníkem jeho flexibilitu, kterou v daný plynárenský den nevyužil, a vyhnout se tak finančnímu vypořádání denního vyrovnávacího množství. Téměř vždy lze najít vhodnou protistranu pro její zobchodování¹⁰.

Druhým organizovaným trhem s dodávkou na český virtuální obchodní bod je CEGH Czech Gas Exchange, což je společný projekt české energetické burzy PXE a rakouské burzy CEGH. Aktuálně se na tomto trhu obchodují produkty jako:

- **DA – Day Ahead** – dodávka na příští den,
- **WE – Weekend** – dodávka na sobotu a neděli,
- **WED – Weekend Days** – dodávka na jeden z víkendových dní.

Vypořádání obchodů (clearing a settlement) zajišťuje společnost European Commodity Clearing AG (ECC). Obrázek 6.7 ukazuje denní ceny na CEGH Czech Gas Exchange.

Obrázek 6.7: Ukázka denních cen na CEGH Czech Gas Exchange

Trading Day	Contract	Open €/MWh	High €/MWh	Low €/MWh	Close €/MWh	Volume acc.	Trades	Last Price €/MWh
19.06.2015	Monday	-	-	-	-	-	-	-
18.06.2015	Friday	-	-	-	-	-	-	-
17.06.2015	Thursday	-	-	-	-	-	-	-
16.06.2015	Wednesday	20.850	20.850	20.850	20.850	720	1	20.850
15.06.2015	Tuesday	20.800	20.800	20.800	20.800	2,880	3	20.800
12.06.2015	Weekend	20.700	20.700	20.600	20.600	3,840	3	20.600
11.06.2015	Friday	-	-	-	-	-	-	-
10.06.2015	Thursday	21.100	21.100	21.100	21.100	720	1	21.100

¹⁰ Veškerou statistiku ohledně trhů OTE lze nalézt na <http://www.ote-cr.cz/kratkodobe-trhy/plyn>

Důležitým prvkem všech trhů je likvidita. Ta je (pro trh s plynem) definována jako dostatečné množství plynu nabízeného a poptávaného současně¹¹. Na likviditu má dále vliv počet aktivních účastníků trhu. Čím je vyšší likvidita, tím se snižuje tzv. bid-offer spread (tj. cenový rozdíl mezi ochotou koupit a ochotou prodat) a tržní místo má poté pro obchodníky vyšší atraktivitu.

6.4.2.2 Krátkodobé neorganizované trhy

Neorganizované trhy nabízejí další produkty a nemají zdaleka tolik omezení, vždy záleží na ochotě kupovat a prodávat. Neorganizovaný trh ale neznamená trh bez pravidel. Hlavním rozdílem proti trhu organizovanému je patrně v tom, že neexistuje centrální protistrana a obchod je vždy uzavřen s konkrétním obchodníkem. Na těchto trzích se obchoduje až 95 % všech transakcí a můžeme se na nich setkat například s těmito produkty:

Tabulka 6.8

NÁZEV PRODUKTU	OBDOBÍ DODÁVKY	CHARAKTERISTIKA
DA – Day Ahead	1. 7. 2015 6.00 h–2. 7. 2015 6.00 h	Den dopředu
WD – Within Day	2. 7. 2015 16.00 h–2. 7. 2015 6.00 h	V rámci probíhajícího dne
BOW – Balance of the Week	23. 6. 2015 6.00 h–28. 6. 2016 6.00 h	Zbytek dnů v probíhajícím týdnu
BOM – Balance of the Month	10. 7. 2016 6.00 h–1. 1. 2017 6.00 h	Zbytek dnů v probíhajícím měsíci

Na neorganizovaných trzích se obchodují buď bilaterálně, nebo přes brokera. Obliba brokerů u nás v posledních letech roste a jejich úloha je pro fungování trhu a jeho likviditu dnes již neodmyslitelná.

6.5 Dlouhý, krátký, bystrozraký

Bez ohledu na to, o jaký typ trhu se jedná, se každý obchodník nebo trader dostává úmyslně (v případech, kdy spekuluje na změnu ceny), nebo neúmyslně (například nečekaná změna poptávky jeho zákazníků) do různých **obchodních pozic**.

Dlouhá pozice (long position) znamená, že obchodník nakoupil plynové kontrakty a dosud nedošlo k jejich vypořádání, tj. že k jejich vypořádání (fyzickému, nebo finančnímu) dojde v budoucnosti.

Hodnotu takové pozice ukazuje tzv. **MtM (Marked to Market)**, což znamená rozdíl mezi pořizovací cenou a aktuální cenou daného kontraktu na trhu, který je vynásoben jeho objemem. Roste-li v čase do zahájení dodávky cena dlouhé pozice, je MtM kladné a obchodník může prodejem kon-

¹¹ Definice dle ACER – Gas Target Model. Pro to, aby bylo možné trh s plynem označit za likvidní, musí být na trhu současně nabízeno a poptáváno více než 120 MWh plynu v rámci daného produktu.

taktu vydělat (tzn. Spekuluje na růst ceny). Pokud je ale **MtM záporné**, cena dlouhé pozice na trhu klesla a obchodník by tak prodejem kontraktu způsobil ztrátu (tzn. Spekulace na růst ceny nevyšla). MtM se dá snadno přeložit jako momentální nerealizovaný zisk nebo ztráta.

Krátká pozice (short position) znamená, že obchodník prodal plynové kontrakty a dosud nedošlo k jejich vypořádání. Situaci je de facto opačná jako u dlouhé pozice, v těchto případech tedy obchodník může vydělat na poklesu ceny kontraktu. Pro vyjádření hodnoty pozice se opět používá ukazatel MtM.

Obě tyto pozice tedy v určitém okamžiku znamenají, že obchodníkovi plyn přebývá, neboli je dlouhý, nebo mu chybí, a je tedy krátký. Může ale také nastat situace, kdy je obchodník například v jednom měsíci dlouhý a v jiném krátký, ale agregovanou pozici má vyrovnanou. V takových případech se musí obchodník rozhodnout, zdali jednotlivé pozice zobchoduje, nebo jestli se mu podaří pozice vyswapovat, což bývá také možné.

Bystrozraký obchodník je takový, který umí správně předvídat trendy. Obchodníci mají k dispozici celou řadu možností jak trend předvídat. Jedním z nástrojů je **technická analýza**, která je na základě historického průběhu ceny kontraktu schopna identifikovat určité nákupní nebo prodejní signály. Nicméně se vždy jedná o předpoklad budoucího vývoje na základě historického, nic není jistého a je tedy nutné počítat se značnou mírou rizika.

Dalším způsobem je **fundamentální analýza**, v rámci které se obchodník snaží odhadnout budoucí vývoj ceny kontraktu na základě aktuálně působících fundamentů (nabídka, poptávka, počasí, omezení těžby z důvodů oprav potrubí, nízký stav zásob apod.). Proto si obchodníci pořizují produkty od společností *Reuters, Bloomberg, Platts, či Heren*, aby měli maximální množství informací a mohli se při realizacích svých obchodních záměrů co nejlépe rozhodnout.

Mimo fundamentálních vlivů působí na cenu plynu také vlivy **geopolitické**, jejichž predikce je ještě obtížnější. V poslední době byla na trhu s plynem citelně znát například obava z vývoje konfliktu na Ukrajině. Ceny plynu reagovaly rychle na každou novou zprávu, což vedlo k značnému rozkolísání trhů. Taková situace přináší sice celou řadu příležitostí, ale objektivně je pro obchodníky spíše přítěží.

Obrázek 6.9: Hledání prodejních signálů pomocí technické analýzy



E.ON SERVIS+ PRO PODNIKATELE

Váš dobrý známý přes opravy!

E.ON Servis+ je nová služba, která podnikatelům nabízí právní servis, pomoc při živelních událostech, ale i pomoci při odstraňování poruch a technických havárií ve vaší kanceláři nebo provozovně (odběrném místě).

Právní servis

- 60 minut telefonická právní asistence
- právní asistence s plněním až 20 000 Kč

Pomoc při živelní události

- náhradní prostory
- pomoc při stěhování a uskladnění mobiliáře s limitem až 20 000 Kč
- ostraha provozovny až na 48 hodin
- až 7 dní telefonická asistence při vyzvedávání hovorů

Technická havárie

- limit plnění 5 000 Kč
- elektrikář, instalatér, plynář, sklenář, topenář, zámečnick, pokrývač, kominík

50 Kč
měsíčně

Nabízíme i verzi
pro domácnosti!



E.ON SERVIS+



→ www.eon.cz/servis

e-on

7 OBCHODOVÁNÍ S PLYNEM NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH A DVOUSTRANNÉ OBCHODY

David Kučera

Obchodování s plynem je relativně mladé odvětví, přestože plyn je na rozdíl od elektrické energie možné skladovat a tudíž zde historicky neexistovalo pro elektřinu specifické omezení vyplývající z „on-line“ charakteru dodávek. Přesto se s plynem začalo v Evropě obchodovat až v průběhu 70 let, kdy byla postupně budována, pro obchod nezbytná, transportní infrastruktura – plynovody pro přímou přepravu plynu a LNG terminály pro přepravu zkapalněného plynu loděmi na velké vzdálenosti. Vzhledem k nedostatečnosti počtu transportních možností a jejich vlastnictví probíhal obchod na základě dlouhodobých smluv mezi účastníky, kteří se podíleli na vybudování transportní infrastruktury.

První „liberalizované“ obchody se v Evropě uskutečnili v roce 1996 ve Velké Británii. Díky slibnému vývoji obchodování a otevřením Interconnectoru¹² mezi Velkou Británií a Belgií v roce 1998 se věřilo, že vzrůst obchodování se „přeliže“ také do kontinentální Evropy. Bohužel tento vývoj byl pozastaven úpadkem společnosti Enron a důvěra v obchodování byla obnovena znovu až po roce 2006.

Obchodní aktivity se začaly soustředit na dodávky v nejvýznamnějších tzv. „hubech“ – tj. místech, kam šlo dopravit či odebrat plyn v několika směrech, což dávalo obchodníkům jistou flexibilitu co do způsobu dopravy. Liberalizované obchodní aktivity zejména ve východní Evropě narážely ještě na jednu brzdu v rozvoji – dlouhodobé kontrakty na plyn za cenu indexovanou na cenu ropy. Postupným vznikáním jednotlivých „hubů“, snižováním počtu plynových kontraktů s indexací na cenu ropy a postupující právní liberalizací vzrůstala aktivita obchodníků s plynem.

Nejdůležitějšími virtuálními obchodními body jsou:

- **NBP** – National Balancing Point, Velká Británie,
- **TTF** – Title Transfer Facility, Nizozemí,
- **NCG** – NetConnect Germany, Německo,
- **ZEE** – Zeebrugge, Belgie,
- **PEG** – Point d'échange de gaz, Francie,

¹² <http://www.interconnector.com>

- **PSV** – Punto di Scambio Virtuale, Itálie,
- **CEGH** – Central European Gas Hub, Rakousko.

Z pohledu účastníků obchodování působily před liberalizací trhu v obchodě pouze velké energetické společnosti, jejichž zájem o obchodování byl motivován především zásobovacími motivy – obchod byl zaměřen na zabezpečení suroviny v místě jejího vytěžení a její dopravu ke konečnému zákazníkovi.

Tento způsob obchodování byl s postupující liberalizací trhu doplněn obchodními aktivitami, které jsou motivovány dosažením spekulativních zisků. Jednotliví hráči se snaží dopředu odhadnout dění na trhu a svými obchodními aktivitami maximalizovat finanční zisky. V této době na trh vstupují nové společnosti, které se snaží konkurovat tradičním hráčům.

S dále postupující liberalizací a likviditou trhu začali se zemním plynem obchodovat také velké bankovní domy. Motivací těchto institucí je poskytovat služby svým klientům z řad investorů či velkých spotřebitelů a v neposlední řadě také vydělávat na spekulativních obchodech.

Obchodování se zemním plynem v současnosti dospělo do stavu svou povahou velmi podobného obchodování s komoditami a jinými investičními nástroji. Tento charakter obchodování je potvrzen i legislativně implementací tzv. MiFID¹³, EMIR¹⁴ a REMIT¹⁵ směrnic a nařízení EU do legislativy všech relevantních zemí. V praxi to například znamená, že na obchodování se vztahují obdobná pravidla jako na poskytování jiných investičních služeb a například má-li obchodník zájem poskytovat služby obchodování na cizí účet, musí k tomu získat příslušnou licenci regulátora finančního trhu, apod.

7.1 Bilaterální obchodování

Plynárenství je stále velice specifický energetický obor, a to zejména díky omezenému počtu míst těžby na světě, podzemním zásobníkům, kumulací plynu v soustavě apod. Vybrala si i zde liberalizace svou daň. Nutno podotknout, že více méně pozitivní. Rostoucí počet obchodů a aktivních obchodníků, změny dodavatele u koncových zákazníků, zvyšování transparentnosti a likvidity si vynutily výrazné zjednodušení procesu uzavírání smluv a také standardizaci obchodních kontraktů.

Jak již bylo naznačeno v předchozích textech, lze obchodování s plynem v ČR rozdělit na tři základní způsoby, a to na **bilaterální obchodování přímé** respektive **bilaterální obchodování prostřednictvím brokerských platforem** a obchodování **na burze**.

Přímé bilaterální obchodování je stále základem, ale zlatou éru má již pravděpodobně za sebou. Pro bilaterální obchodování se také vžil název obchodování na OTC trzích. V principu se jedná

¹³ MiFID – Markets in Financial Instruments Directive

¹⁴ EMIR – European Market Infrastructure Regulation

¹⁵ REMIT – Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

o dohodu dvou protistran na kontraktu, jeho objemu, ceně a místu dodávky. Protistrany podepíší smlouvu, kde stanoví kromě uvedeného ostatní podmínky jako například způsob placení, ručení apod.

Tento způsob uzavírání je vlastní zejména dlouhodobým ložiskovým kontraktům (nebo kontraktům na dodávku LNG), kde je nutné řešit například ustanovení cenové revize, definici cílového trhu, pro který je plyn určen apod. Pro běžné obchodování je ale takovýto způsob uzavírání smluv dnes již nevhodný.

Z potřeby o co největší zrychlení a automatizaci byly v první fázi liberalizace vymyšleny **rámcové smlouvy**. Tělo rámcové smlouvy obsahovalo veškerá ustanovení a každý nový obchod byl řešen formou buď dodatku ke smlouvě, nebo předem stanovenou formou přílohy rámcové smlouvy.

Tyto rámcové smlouvy se časem přeměnily se **smlouvy typu EFET**, které se postupně staly celoevropským obchodním standardem. Smlouvu EFET rediguje a vydává organizace EFET (European Federation of Energy Trades; www.efet.org).

Zvýšená frekvence a vyšší počet protistran s sebou přirozeně nese také určitá **rizika**, která je nutné ošetřovat. Jejich velikost a vývoj podstatným způsobem určuje například, s kým bude daný obchodník obchodovat, jaké produkty, jakou velikost apod. Každá společnost má jiný tzv. **risk appetite** (tj. Ochotu riskovat), nicméně bez fungujícího risk managementu¹⁶ se dnes již žádný obchodník neobejde.

Ze základních rizik rozlišujeme:

- **Komoditní riziko (Market risk)** – při obchodování s plynem vzniká komoditní riziko, které plyne z možnosti změny ceny plynu na trhu, která může ovlivňovat výsledky obchodování. Komoditní riziko plyne z otevřené obchodní pozice, která je vyjádřením rozdílu mezi kontrahovaným nakoupeným a prodaným objemem nebo mezi kontrahovaným nakoupeným nebo prodaným objemem a optimálně kontrahovaným objemem.
- **Měnové riziko (FX risk)** – měnové (též kurzové nebo FX) riziko představuje riziko utrpění ztráty v důsledku nepříznivého pohybu tržního kurzu dvou a více měn.
- **Kreditní riziko** je riziko selhání (defaultu) protistrany ve formě rizika nezaplacení a rizika nedodání a neodebrání. Kreditní riziko je pro obvykle řízeno stanovením ratingu protistran (důvěryhodnost a kredibilita), limitováním maximální expozice vůči protistranám a denní kontrolou plnění limitů protistranami.

¹⁶ Řízení rizik (Risk Management) je oblast řízení zaměřující se na analýzu a snížení rizika, pomocí různých metod a technik prevence rizik, které eliminují existující nebo odhalují budoucí faktory zvyšující riziko. Riziko je všude přítomným a charakteristickým průvodním jevem fungování organizací v soudobém turbulentním prostředí. Řízení rizik je soustavná, opakující se sada navzájem provázaných činností, jejichž cílem je řídit potenciální rizika, tedy omezit pravděpodobnost jejich výskytu nebo snížit jejich dopad. Účelem řízení rizik je předejít problémům či negativním jevům, vyhnout se krizovému řízení a zamezit vzniku problémů. Řízení rizik se skládá se ze čtyř vzájemně provázaných fází, a to z identifikace rizik, zhodnocení rizik, zvládnutí rizik (respektive jejich zmírnění) a monitoringu rizik.

7.2 Obchodování prostřednictvím brokerských platformem

Liberalizace, počet obchodníků a tlak na standardizaci produktů způsobil vznik brokerských platformem. Broker je zjednodušeně zprostředkovatel obchodu, jemuž náleží za zprostředkování odměna (tzv. brokerage fee). Brokeři tedy postupně nahrazují vlastní zprostředkovávání obchodů mezi obchodníky, kteří uspořený čas mohou věnovat například své obchodní strategii.

Původně brokeři pracovali výlučně na telefonní bázi, tj. měli nepřetržité telefonické spojení se všemi účastníky trhu. Účastníci obchodování mají při tomto způsobu obchodování zapnutý telefon na hlasitý odposlech a broker má koncentrovány všechny účastníky v jednom telefonním přístroji, do kterého postupně hlásí, všem najednou, nabídky na nákup či prodej. Projeví-li některý z obchodníků zájem o transakci anebo chce-li oznámit trhu prostřednictvím brokera svoji nabídku, ozve se tento účastník do telefonu se svým požadavkem a broker tuto konverzaci přepne na privátní linku oddělenou od zbytku trhu. Pokud byla nějaká transakce realizována, broker to také oznamuje prostřednictvím telefonu celému trhu.

Výše popsáný způsob se nazývá anglickým „**voice brokerage**“ a je využíván do dnešních dnů. Paralelně k tomuto způsobu zprostředkování obchodů se rozvinula tzv. „**screen brokerage**“ – obchodování prostřednictvím počítačů. Brokeři poskytují prostřednictvím internetového propojení přístup obchodníkům na brokerské obrazovky, kde mají účastníci obchodování možnost „ukázat trhu“ své návrhy na transakce či přímo reagovat na návrhy jiných subjektů.

Mezi nejvýznamnější evropské brokerské platformy, které pracují také v České republice, patří **Traditional Financial Services**¹⁷, **ICAP**¹⁸ a **42 Financial Services**¹⁹.

Brokerské platformy v Evropě běží téměř výhradně na softwaru společnosti **Trayport**²⁰. Díky tomu, že brokerských společností a burz je relativně hodně, vyvinula společnost Trayport software pod názvem **GlobalVision Trading Gateway** (či novější verze **Joule**), který agreguje data ze všech brokerských platformem na jednu obrazovku. Obchodník si tak může různě volit jak jednotlivé trhy a produkty, tak jednotlivé komodity. Tento systém umožňuje obchodníkům snazší orientaci v aktuální situaci na trhu a díky variabilitě dostává obchodník přesně takové informace, jaké potřebuje.

¹⁷ www.tfsbrokers.com

¹⁸ www.icap.com

¹⁹ www.42financialservices.org

²⁰ www.trayport.com

Obrázek 7.1: Pohled na obrazovky obchodníka s plynem



Joule Interactive Screenshot

Obchodování prostřednictvím brokerských platform v sobě zahrnuje dvě významná omezení stěžující práci brokerů – a sice (i) ne všichni účastníci trhu mají společně podepsané EFET smlouvy a (ii) i když smlouvy existují, může se stát, že z důvodu kreditního rizika protistrany spolu nemohou zamýšlenou transakci uzavřít.

Tyto skutečnosti způsobují, že realizace transakce přes brokerskou platformu nemusí proběhnout za nejlepších podmínek na trhu²¹ anebo transakce proběhne podmíněčně a broker se snaží najít pro dané účastníky tzv. „sleeve“ – hledá třetí protistranu, která se stane prostředníkem transakce, bude akceptovat kreditní riziko obou protistran a za stejných podmínek (či případně s nějakým malým ziskem) koupí plyn od prodávajícího a současně ji prodá kupujícímu.

Vzhledem k tomu, že kreditní riziko je veličina volatilní, mění se v závislosti na obchodních aktivitách a situaci na trhu, představuje tento problém často stěžejní práci pro brokery a ti nezdědka tráví více času nad řešením kreditních problémů než nad vlastní brokerskou činností. Obchodování přes brokery je náročné i pro účastníky trhu – tyto většinou musí brokerům na denní bázi hlásit, které protistrany kreditně akceptují, aby brokeři mohli jednotlivým protistranám na terminálech systému ukázat, zda cena kterou vidí je od obchodníka, s kterým si vzájem-

²¹ Protože daný obchodník realizuje transakci s obchodníkem, který sice nemá úplně nejlepší cenu na trhu, ale akceptuje jeho kreditní riziko.

ně akceptují kreditní riziko či nikoliv. Tento problém částečně umožňuje brokerům vyřešit tzv. OTC registrace na burze, která je popsána dále v této kapitole.

7.3 Obchodování na burze

Pokračující liberalizace a standardizace produktů, vyšší likvidita a snaha o získání transparentních cenotvorných platforem vedla k rozvinutí obchodování na burzovních platformách. Burzovní obchodování je oproti bilaterálním transakcím či transakcím provedeným přes brokerské platformy absolutně anonymní²² a protistranou každého obchodu je burza, respektive její tzv. „centrální protistrana“, která se stává protistranou každého obchodu.

Burzovní obchodování se vyznačuje tím, že nerozlišuje jednotlivé účastníky podle žádných kritérií a burza stanovuje pravidla obchodování a pravidla vypořádání, která jsou shodná pro všechny účastníky obchodování. Má-li daný účastník zájem o obchodování na burze, musí splnit podmínky, které si příslušná burzovní platforma stanovuje. Tyto požadavky bývají většinou administrativního charakteru jako například doložení existence dané právnické osoby, prezentace hospodářských výsledků společnosti, případně vykonání zkoušek odborné způsobilosti obchodování na příslušné burze apod. Nejdůležitější podmínky se zpravidla týkají nastavení mechanismu vypořádání obchodů, což může představovat poskytnutí bankovních garancí ze strany účastníka obchodování vůči burze (respektive centrální protistraně obchodů) či uzavření smlouvy s třetím subjektem (většinou bankou) poskytující služby vypořádání obchodů. Burza také definuje, s jakými produkty se na platformě bude obchodovat, a při obchodování nepřipouští výjimky ze zveřejněných pravidel.

Burza má také oproti bilaterálnímu obchodování specifický způsob vypořádání, které je zásadně odlišné od vypořádání bilaterálních obchodů a který garantuje maximální možnou bezpečnost a jistotu ve vypořádání obchodů.

Přestože obchodování se zemním plynem má vždy charakter forwardu resp. futures, rozděluje se obchodování na spotové a termínové. Podobně bývají rozděleny i platformy – spotový trh je trh s dodávkou na jeden den dopředu, případně několik dnů (například v pátek se může obchodovat sobota, neděle a pondělí), a termínovaný trh – s produkty s dobou dodání měsíc, kvartál, zimní sezóna, letní sezóna a rok.

7.3.1 Spotové trhy

Spotový trh je základním cenotvorným místem určující aktuální cenu zemního plynu pro všechny účastníky trhu, kde se obchoduje s fyzickou dodávkou na 24 hodin dopředu.

Oproti obchodování s elektrickou energií je trh se zemním plynem chudší co do počtu produktů – obchoduje se prakticky s jedním produktem v kontinuálním režimu v průběhu celého obchod-

²² Toto není zákonný požadavek, spíše praxe a přání účastníků obchodování.

ního dne. Na základě výsledků obchodování v průběhu celého dne burzy publikují spotové indexy cen, které pak mohou sloužit jako podkladové aktivum pro vypořádání kontraktů s finančním vypořádáním. Algoritmus výpočtu indexů může být různý, nejběžněji se používá vážený průměr cen ze všech transakcí uzavřených v průběhu daného obchodního dne, kde váhami bývá poměr zobchodovaného zemního plynu za danou cenu k celkovému zobchodovanému objemu v daném dni.

Spotový trh se zemním plynem se tedy principiálně příliš neliší od obchodování s termínovanými produkty, což je velmi rozdílné od obchodování s elektrickou energií, kde se navíc ještě obchoduje s produkty s kratší dobou dodávky než je 24 hodin a způsob obchodování probíhá zejména prostřednictvím burzou organizovaných aukcí, které při obchodování se zemním plynem nejsou obvyklé.

Po ukončení obchodování v daný obchodní den burza prostřednictvím svého vypořádacího centra provede i automatickou nominaci (scheduling) všech uzavřených kontraktů.

7.3.2 Termínované trhy

Obchodování s termínovanými produkty je motivováno snahou o zabezpečení cen budoucích dodávek (prodej těžebních kapacit, kapacit zásobníků, nebo nákup zemního plynu pro konečné spotřebitele) anebo ze spekulativních důvodů. Obchodování většinou probíhá formou kontinuálního obchodování, aukční mechanismy jsou využívány minimálně.

Na burzovních trzích se většinou obchoduje s kontrakty s délkou dodávky jeden měsíc, jeden roční kvartál, zimní/letní sezóna (dva zimní respektive letní kvartály sdružené dohromady) a jeden rok – a to na několik těchto období dopředu. Přehled produktů obchodovaných v České republice je uveden na konci podkapitoly 7.3.2. Co do portfolia produktů lze trh v ČR považovat za naprosto srovnatelný s ostatními vyspělými evropskými trhy, nicméně realizované objemy obchodování zatím nedosahují objemů zobchodovaného zemního plynu na nejvyspělejších trzích a je otevřenou otázkou, zdali tomu tak někdy bude.

7.3.2.1 Produkty s fyzickou dodávkou

Produkty s fyzickou dodávkou jsou svým charakterem identické k produktům obchodovaných na bilaterální bázi. V době dodávky obchodníci dodávají burze či od burzy odebírají zemní plyn, na rozdíl od bilaterálních obchodů je však za dodávku zapláceno ihned následující den po dodání.

Oproti srovnání s burzovním trhem s elektrickou energií produkty s fyzickou dodávkou na zemní plyn zatím v obchodování převládají nad produkty s finančním vypořádáním.

7.3.2.2 Produkty s finančním vypořádáním

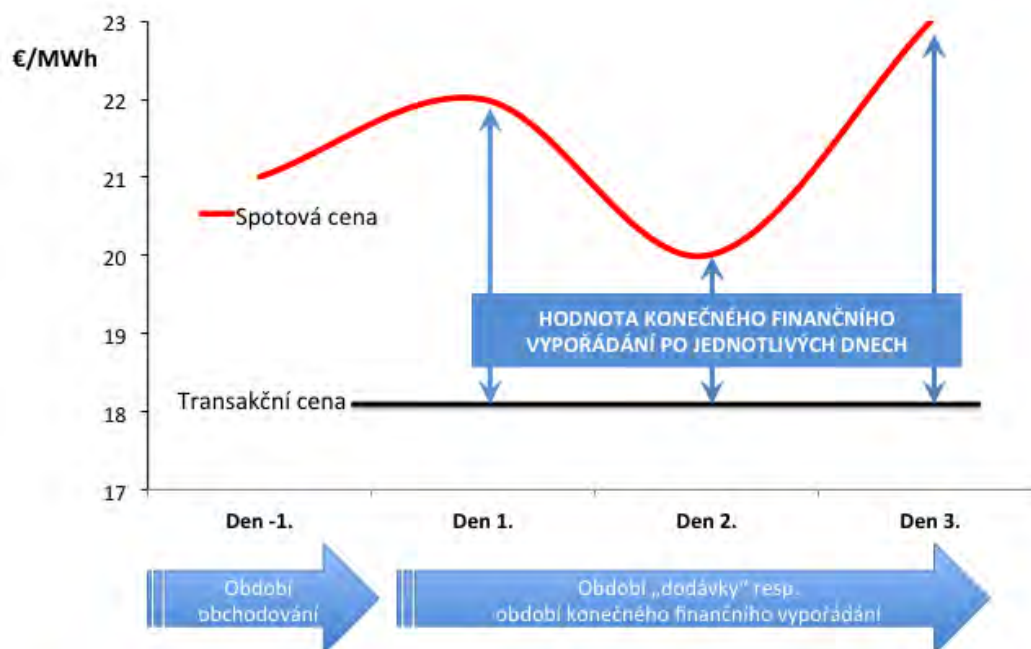
Obchodování s produkty s finančním vypořádáním (tzv. futures s finančním vypořádáním či krátce finanční futures) představuje nejflexibilnější a zároveň jeden z nejsložitějších produktů, se kterými lze obchodovat ve vztahu k dodávce zemního plynu. Tyto produkty jsou zatím obchodovány pouze na některých trzích, ale lze předpokládat jejich masivní rozšíření v budoucnosti.

Základní podmínkou pro existenci finančních futures je likvidní spotový trh se spotovým indexem, vůči němuž jsou tyto produkty porovnávány. Účelem obchodování s finančními futures

není zabezpečení fyzické dodávky zemního plynu (předpokládá se, že to daný obchodník může udělat právě na spotovém trhu), nýbrž zajištění ceny této komodity.

Princip produktu spočívá v tom, že prodávající a kupující se prostřednictvím burzy²³ dohodnou na transakci, kde prodávající chce mít garantovanou cenu, že po dobu „dodávkového období“ bude moci na spotovém trhu prodat zemní plyn za cenu dohodnutou s kupujícím v době uzavření transakce a zrcadlově kupující chce mít zaručeno, že v době „dodávkového období“ bude moci na spotovém trhu komoditu za dohodnutou cenu nakoupit. Prakticky se tedy prodávající s kupujícím dohadují, že prodávající nahradí kupujícímu cenové rozdíly mezi spotovou cenou zemního plynu a dohodnutou cenou kontraktu ve dnech, kdy cena spotu bude vyšší než dohodnutá cena, kupující se naopak zavazuje nahradit prodávajícímu rozdíl cen, bude-li cena spotu nižší než dohodnutá transakční cena. Princip je znázorněn na následujícím obrázku.

Obrázek 7.2: Princip konečného vypořádání finančního futures.



Důležité je, že na základě uzavřeného kontraktu s finančním vypořádáním neprobíhá žádná fyzická dodávka a obě strany transakce mají možnost, nikoliv však povinnost, realizovat fyzickou dodávku prostřednictvím spotového trhu. Vypořádání probíhá postupně na denní bázi po celou dobu „dodávkového období“. V okamžiku jakmile je znám index spotového trhu, ke kterému je

²³ Vzhledem k anonymitě obchodování není identita protistrany žádné straně obchodu známa a obě strany obchodu mají pohledávky/závazky pouze vůči burze.

daný finanční futures vztažen, provede vypořádací centrum burzy porovnání cen a provede příslušné převody peněz na účty obou účastníků transakce.

Produkty s finančním vypořádáním dávají značnou flexibilitu účastníkům obchodování a tvoří paralelu k obchodování s jinými komoditami, jako jsou například vzácné kovy, zemědělské produkty anebo ostatní energetické produkty, kde je také obvykle oddělena fyzická spotová dodávka od zajištění budoucí ceny prostřednictvím finančních futures. V praxi se obchodník může rozhodnout až bezprostředně před vlastním finančním vypořádáním, zdali bude chtít za danou cenu realizovat dodávku, či si derivát nechá finančně vypořádat anebo zvolí kombinaci těchto dvou možností.

Tyto produkty jsou velmi mocným nástrojem pro zajištění cen zemního plynu jeho těžařům, přepravcům i konečným spotřebitelům, kteří si takto mohou zajistit ceny této přesně dle svých potřeb.

Bude-li trh se zemním plynem následovat ve svém vývoji ostatní komoditní trhy, lze očekávat, že v budoucnu na burzách bude převládat obchodování s termínovanými kontrakty právě s finančním vypořádáním.

7.3.3 Vypořádání burzovních obchodů

Ve vypořádání burzovních obchodů se obvykle rozlišuje, zdali se jedná o vypořádání spotového trhu či termínovaných obchodů. Vyplývá to z různých typů rizik, kterým jsou burzovní platformy vystaveny. Burzovní systémy musí být z hlediska risk managementu naprosto robustní, aby odolaly všem situacím, které na trhu mohou nastat. Vzhledem k obchodovaným objemům a dlouhodobosti dodávek některých kontraktů – až několik let – by jakékoliv pochybnosti o spolehlivosti burzovního systému mohly vést k významným krizím na trhu se zemním plynem a potenciálně i ohrozit stabilitu energetického sektoru.

Vypořádání burzovních obchodů je samostatná disciplína přesahující rámec této publikace, a proto je následující text pouze ilustrativním popisem základních principů vypořádání.

7.3.3.1 Vypořádání spotového trhu

Vypořádání obchodů na spotovém trhu se provádí na rozdíl od bilaterálního obchodování na denní bázi. Vzhledem k tomu, že se v případě spotového trhu jedná pouze o fyzickou dodávku, která bude dodána následující den po zobchodování, burzovní platforma bezprostředně po ukončení obchodování vypočte objemy jednotlivých dodávek. Většina vypořádacích mechanismů umožňuje burzám i přímo provést platby z účtů kupujících obchodníků na účty prodávajících bez jakéhokoliv zásahu účastníků obchodování.

Vypořádací systém burzy musí zajistit, aby na účtech účastníků obchodování byl vždy dostatek prostředků na pokrytí všech závazků. Toto se řeší speciálními ochrannými mechanismy, které kontrolují stav peněžních prostředků na účtech obchodníků, a podle její výše umožňují či limitují

jednotlivým obchodníkům množství²⁴ a druh²⁵ objednávek, které může daný obchodník do systému burzy zadat. Toto ještě často bývá zkombinováno s bankovními zárukami, které může burzovní platforma po obchodníkovi požadovat.

Po skončení obchodního dne se provede peněžní vypořádání s příslušnými bankovními převody tak, aby vzájemná kreditní expozice burzy a jednotlivých obchodníků byla minimalizovaná a zbytečně nevznikly ze strany vypořádacího centra burzy zbytečné nároky na zajištění dosud nevypořádaných obchodů.

7.3.3.2 Vypořádání termínových obchodů

Pro vypořádání termínových obchodů také existuje několik různých mechanismů. Vypořádání burzovních obchodů provádí zúčtovací a vypořádací centrum burzy, nebo separátní společnost zabývající se pouze touto činností (tzv. „Clearing House“) a nezdědka toto bývá i od burzy komerčně oddělená aktivita. V následujícím textu je popsán princip uplatňovaný společností European Commodity Clearing AG²⁶, vypořádací centrum, které používá několik evropských burz v čele s německou komoditní burzou European Energy Exchange AG („EEX“) a který také používá pražská energetické burze PXE²⁷.

Vypořádání v ECC probíhá prostřednictvím tzv. clearingových členů a vypořádací centrum slouží jako centrální protistrana, vůči které jsou uzavírány veškeré burzovní transakce. Funkce centrální protistrany může být také vyčleněná do separátní společnosti.

Clearingoví členové bývají zpravidla velké banky anebo velcí účastníci trhu s velmi exkluzivním ratingem. Každý účastník obchodování na burze se buď musí stát také clearingovým členem anebo si musí vybrat a podepsat smluvní dokumentaci s jedním²⁸ ze stávajících clearingových členů, který pak přebírá za daného účastníka obchodování plnou a neomezenou²⁹ (!!!) garanci za veškeré transakce, které obchodník na burze realizuje.

Clearingoví členové zpravidla úzce spolupracují s vypořádacím centrem nejen při návrhu způsobu zabezpečení rizik souvisejících s vypořádáním, ale zejména při nastavení jednotlivých parametrů. Princip vypořádání bývá navržen tak, aby se statistickou jistotou bylo zaručeno, že v systému vypořádání bude dostatek hotovosti na pokrytí závazků všech účastníků obchodování a nemuseli za ně plnit clearingoví členové. Tento princip bývá navíc ještě doplněn tzv. clearingovým fondem, který clearingoví účastníci skládají pro případ selhání jednoho z clearingových účastníků. Zabezpečení vypořádání lze tedy schematicky znázornit obrázkem 7.3.

²⁴ Přesněji řečeno sleduje se objem v MWh všech objednávek v systému tak, aby bylo zaručeno, že obchodník bude mít dostatek peněžních prostředků na zaplacení nakoupeného zemního plynu.

²⁵ Sleduje se, zdali se jedná o nákupní či prodejní pokyn.

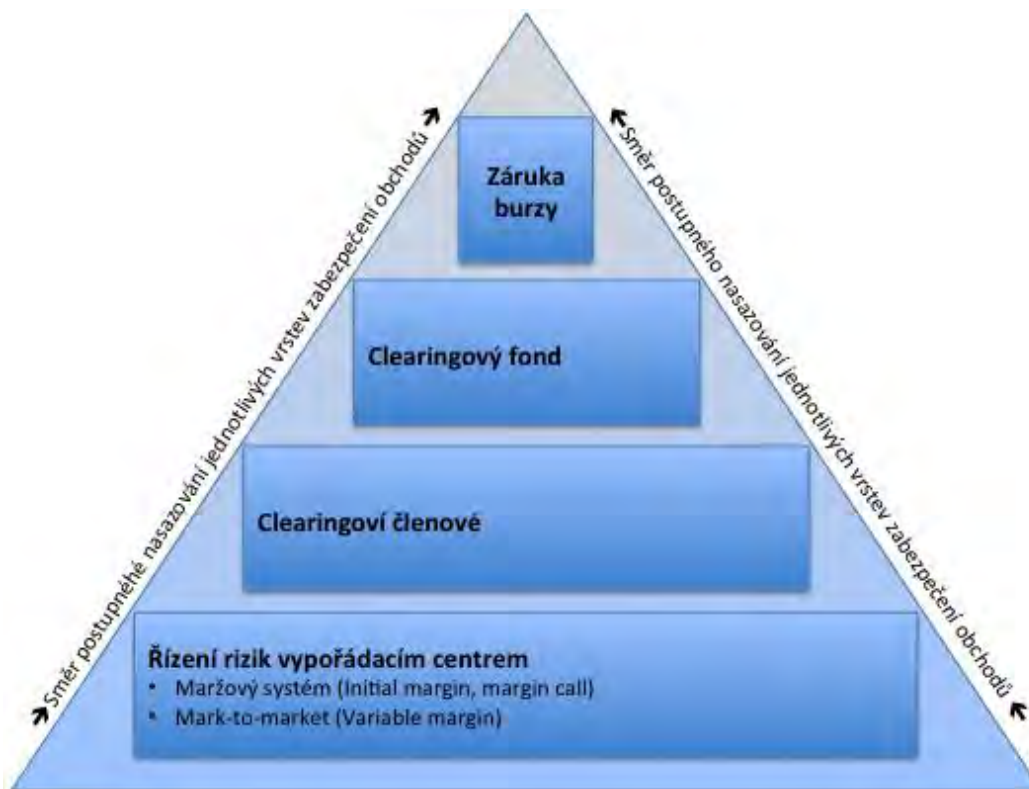
²⁶ www.ecc.de

²⁷ Oficiální název Power Exchange Central Europe, a. s., www.pxe.cz

²⁸ Teoreticky lze mít vztah s více Clearingovými členy a používat každého z nich na jiné operace, ale v praxi se to příliš nevyužívá.

²⁹ Garance je právně neomezené, avšak způsob řízení rizik ze strany vypořádacího centra expozici clearingového členu prakticky významně eliminuje.

Obrázek 7.3: Clearing house - princip řízení rizik



Vypořádání obchodů je založeno na maximální možné eliminaci rizik v reálném čase při současné snaze minimalizovat požadavky na zajištění obchodů ze strany účastníků obchodování. Systém je založen na principu přeceňování všech otevřených pozic tak, aby veškeré závazky všech účastníků obchodování byly přeceněny na aktuální tržní úroveň a aby tedy v případě selhání jakéhokoliv účastníka mohla burza vstoupit na trh a iniciovat transakce, které budou zrcadlově opačné otevřeným transakcím selhavšího účastníka. Díky přecenění na aktuální cenovou úroveň by tato operace neměla znamenat ani pozitivní ani negativní efekt pro selhavšího obchodníka, jehož závazky vůči burze³⁰ budou těmito reverzními operacemi „vynulovány“. Viz následující schematický příklad.

V souvislosti s přeceňováním otevřených pozic se na burzách zavedl nový, často používaný termín tzv. kaskádování produktů. Jedná se o stav, kdy účastník má poslední den obchodování s daným produktem – například ročním kontraktem - otevřenou pozici a na konci dne se provede poslední přecenění tohoto kontraktu. Poté následuje „rozkaskádování“ tohoto kontraktu na následující měsíční kontrakt, který jde do konečného vypořádání (fyzické dodávky či finančního vypořádání podle druhu kontraktu), a zbytek dodávky se doplní měsíčními respektive kvartálními kontrakty – například roční kontrakt se na konci prosince rozkaskádová na lednový měsíční kontrakt, který jde do konečného vypořádání, a na měsíční kontrakty únor, březen

³⁰ A zároveň i vůči účastníkům obchodování.

a 2., 3. a 4. kvartál daného roku – všechny tyto kontrakty pak nadále podléhají dennímu přeceňování.

Princip přeceňování je v praxi zabezpečen dvěma procesy – (i) skládáním tzv. marží³¹ na účet vypořádacího centra a (ii) hotovostními převody mezi vypořádacím centrem a jednotlivými účastníky³². Všechny transakce jsou přeceňovány až do jejich (a) tzv. konečného vypořádání (přecenění proti spotovému trhu) v případě finančních produktů anebo (b) fyzické dodávky a jejího zaplacení (oboje na denní bázi – obdobné jako vypořádání na spotovém trhu).

Marže představují většinou hotovostní garance, které musí účastníci obchodování skládat prostřednictvím svých clearingových členů na zabezpečení svých otevřených pozic proti pohybu cen v průběhu jednoho dne. Výše garancí je spočítána tak, aby za „normálních“ podmínek³³ na trhu kryly riziko pohybu cen po celý obchodní den. Na konci každého obchodního dne dojde k přecenění portfolií všech účastníků obchodování a následuje hotovostní vypořádání – účastníci, kteří na základě přecenění realizovali na svých portfoliích v daném obchodním dni „ztrátu“, musí ji hotovostně uhradit vypořádacímu centru, které ji obratem pošle na účet účastníkům, kteří realizovali „zisk“. Pokud u některého z účastníků dojde v průběhu obchodního dne k situaci, že se přecenění jeho portfolia přiblíží k výši složených marží, iniciuje vypořádací centrum tzv. „margin call“ a účastník musí neprodleně hotovostním převodem zvýšit objem složených marží – pokud by se tak nestalo, má clearingový člen obsluhující daného účastníka obchodování právo požádat burzu o likvidaci portfolia kontraktů daného účastníka obchodování a burza je povinna tomuto požadavku vyhovět.³⁴

Clearingoví členové tedy pečlivě sledují jednotlivé účastníky obchodování a kontrolují, aby jejich ztráty nenarostly do výše, kterou by finančně nezvládli. Clearingoví členové sice ručí za závazky obchodníků, kterým poskytují své clearingové služby, ale jak je patrné z předchozího popisu, mají k dispozici propracovaný systém risk managementu, který možnost ztrát v maximální možné míře eliminuje a staví clearingového účastníka spíše do role dohlázele nad obchodníky.

Z uvedeného jasně vyplývá, že burzovní obchody podléhají velmi striktním pravidlům vypořádání a že účastníci obchodování mají velmi vysokou (ne-li absolutní) jistotu, že transakce realizované prostřednictvím burzovních platforem proběhnou v souladu s burzovními pravidly. Zajišťuje to robustní vypořádací mechanismus, garance clearingových členů, poté clearingový fond a v neposlední řadě kapitál burzy/vypořádacího centra.

³¹ Někdy bývá označováno jako „initial margin“.

³² Tento proces bývá označován anglickým termínem „mark-to-market“ (M2M) anebo „variable margin“.

³³ Typicky se marže počítá tak, aby např. s 99% pravděpodobností spočítanou na základě historických cen kryla maximální možný cenový vývoj během jednoho dne.

³⁴ Vypořádání na principu M2M má zásadní vliv na řízení obchodní činnosti každého obchodníka obchodujícího na burze. Pokud obchodník nakoupí či prodá zemní plyn za účelem fixace ceny a takto otevřenou pozici si zamýšlí ponechat až do realizace fyzické dodávky, musí počítat s alternativou, že cenový vývoj může jít „proti“ takto otevřené pozici a obchodník musí mít pro případ takto nepříznivého vývoje k dispozici dostatek kapitálu na pokrytí požadavků M2M. Na druhou stranu, půjde-li cenový vývoj „s obchodníkem“, obdrží tento obchodník na svůj bankovní účet v průběhu života kontraktu významné hotovostní prostředky.

Obrázek 7.4: Příklad způsobu vypořádání na burze

	Krok 0.	Krok 1.	Krok 2.	Krok 3.	Krok 4.
	Obchodníci vstupují na burzu	1. Obchodní den	Konec prvního obchodního dne Cena roku: €20/MWh	2. Obchodní den Cena roku: €19/MWh	Konec druhého obchodního dne Cena roku: €17/MWh
Obchodník A	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník kupuje 1MW roční kontrakt (8760 MWh) za €22/MWh	Obchodník prodělává €20-€22= €-2/MWh musí zaplatit burze: €-2/MWh*8760MWh = €-17'520.-	Obchodník vyhláší bankrot. Cena spadla: €19-€20= €-1/MWh : a má zaplatit: €-1/MWh*8760MWh = €-8'760.-	Má „vynulovanou“ pozici, opouští burzu, dostává zpět zbytek z initial margin: €300'000-€8'760 = €291'240.-
Obchodník B	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník prodává 1MW roční kontrakt (8760 MWh) za €22/MWh	Obchodník vydělává €22-€20= €2/MWh dostává od burzy: €2/MWh*8760MWh = €+17'520.-	Obchodník není aktivní.	Obchodník vydělává €20-€17= €3/MWh dostává od burzy: €3/MWh*8760MWh = €+26'280.-
Obchodník C	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník není aktivní.	Obchodník nemá žádnou pozici, nic neplatí ani neinkasuje.	Obchodník je ochoten koupit 1MW roční kontrakt za €19/MWh od burzy, která likviduje pozici obchodníka A.	Obchodník prodělává €17-€19= -€2/MWh musí zaplatit burze: €-2/MWh*8760MWh = €-17'520.-
Burza	Burza eviduje u obchodníků: A: €300'000 B: €300'000 C: €300'000	Burza registruje nákupní transakci obchodníka A a prodejní transakci obchodníka B.	Burza inkasuje od obchodníka A částku €17'520 a obratem ji připsuje na účet obchodníka B.	Burza prodává pozice obchodníka A (roční kontrakt) za aktuální cenu €19/MWh, ztrátu hradí z initial margin obchodníka A.	Burza bere €-8'760 z initial margin obch. A, bere €-17'520 od C a vše tj. €+26'280 - posílá B.

7.3.3.3 OTC clearing

Vzhledem k problémům s kreditním rizikem popsaným v kapitole o bilaterálním obchodování a obchodování prostřednictvím brokerských platform nabízí vypořádací centra burzovních platform službu tzv. OTC clearing. Jedná se o možnost registrace bilaterálního obchodu, který si protistrany dohodnou na bilaterální bázi či prostřednictvím brokerské platformy, prostřednictvím burzy.

Takováto transakce musí většinou splňovat dvě základní podmínky: 1) jejím předmětem musí být kontrakt, který se obchoduje na burze a 2) cena obchodu musí být v nějaké toleranci od tržní ceny v okamžiku registrace do burzovního systému. Po registraci se z obchodu stává "klasický burzovní obchod".

Obchodníci využívají tohoto způsobu vypořádání v případě, že se jim nepodaří vyřešit problém kreditního rizika jiným způsobem a obě protistrany transakce mají zájem na jejím uzavření.

7.3.4 Proces vstupu na burzu a obchodování na burze

Proces vstupu na burzu je standardizovaný a lze jej rozdělit na tři základní kroky: 1) uzavření smlouvy a splnění veškerých a právních náležitostí, 2) instalace burzovního obchodního systému a 3) uzavření smlouvy s clearingovým členem a vypořádacím centrem.

Uzavření smlouvy a splnění právních náležitostí bývá relativně administrativně náročný proces, kdy obchodník musí burze prokázat, že má veškeré nezbytné licence a smlouvy pro obchodování se zemním plynem v daném teritoriu, avšak svou komplexností je méně náročný než uzavření jednoho standardizovaného EFET kontraktu. Dále musí obchodník podepsat standardní burzovní dokumentaci a v případě některých burz i splnit zkoušky, které daná burza může vyžadovat.

Připojení na obchodní systém burzy může také být pro některé obchodníky technicky náročný proces, avšak v tomto ohledu dochází v posledních letech k standardizaci obchodních rozhraní.

Nejnáročnějším procesem vstupu obvykle bývá nalezení vhodného clearingového člena, který bude pro obchodníka zajišťovat vypořádání. Řada bankovních institucí poskytujících tyto služby vyžaduje splnění poměrně striktních podmínek a zejména malí účastníci obchodování mohou mít se splněním těchto podmínek problémy.

Vlastní obchodování na burze probíhá tak, že jednotliví obchodníci podle svých obchodních zájmů vkládají do burzovních počítačových terminálů své požadavky (= objednávky – závazné návrhy na uzavření transakce obsahující informace, o jaký produkt má obchodník zájem, v jakém objemu a za jakých cenových podmínek) a na tyto požadavky buď nějaký jiný obchodník reaguje a akceptuje je, či burzovní obchodní systém sám nalezne požadavek jiného obchodníka, který lze spárovat dohromady a vytvořit obchod. V případě, že se tak nestane, daný požadavek/ objednávka zůstává v burzovním systému do doby, než jej spárovat lze anebo než vyprší platnost, na jakou byl do burzovního systému zadán.

Vstup na burzu má smysl, vzhledem ke složitosti procesu a s tím spojených nákladů, pro aktivní obchodníky. Ostatní subjekty, které chtějí mít na burzu přístup, avšak nejsou aktivními obchodníky, mají možnost se dohodnout s některým z účastníků obchodování na burze, aby je na burze zastupoval.

7.3.5 Evropské burzy

V Evropě existuje několik burz, které organizují obchodování se zemním plynem. Nejvýznamnějšími hráči jsou společnosti ICE ENDEX a Powernext, které dále doplňují menší burzy regionálního či národního charakteru jako jsou společnosti CEGH (Rakousko), NASDAQ (Skandinávie), CEEGEX (Maďarsko) a další.

ICE/ICE ENDEX³⁵ představuje z hlediska likvidity a celkového fungování nejvyspělejší evropský trh. Tyto burzy organizují obchodování se zemním plynem zejména na NBP ve Velké Británii a TTF v Nizozemí a dalších virtuálních obchodních bodech. Skupina ICE ovládá nejlikvidnější trhy se zemním plynem v Evropě. Více informací lze nalézt na www.theice.com.

³⁵ Americká skupina ICE – Intercontinental Exchange je uskupení 11 burz s regulovaným trhem a 7 centrálními vypořádacími centry, které celosvětově organizují obchod s více jak 12'000 obchodovanými položkami sahajícími od komodit až po cenné papíry.

Powernext je evropská burza se sídlem v Paříži, která patří do skupiny německé burzy EEX³⁶ a zajišťuje pro tuto skupinu veškeré obchodování s plynem. Powernext má kontrakty vypsané s dodávkou ve Velké Británii, Nizozemí, Francii, Belgii a Německu a operuje jak spotový, tak i termínovaný trh. Powernext se snaží konkurovat skupině ICE, více informací na www.powernext.com.

Z dalších burz stojí ještě za zmínku společnost CEGH (www.cegh.at), která organizuje obchodování se zemním plynem v Rakousku na tzv. Baumgartner hubu. Toto je velmi strategické místo pro dopravu plynu do střední Evropy, protože tímto hubem prochází potrubí směřující do několika okolních zemí – Slovenska, Maďarska, Itálie a Německa. CEGH ve spolupráci s PXE³⁷ organizuje burzovní obchodování se zemním plynem s místem dodání v ČR.

7.3.6 Burzovní platformy v ČR

V České republice existují dvě burzovní platformy – spotový trh organizovaný operátorem trhu OTE, a. s. (www.ote-cr.cz), a trh organizovaný společností Power Exchange Central Europe, a. s. („PXE“, www.pxe.cz).

OTE je státem vlastněná akciová společnost, která vykonává funkci operátora trhu ve smyslu energetického zákona. Mimo jiné činnosti popsaných v jiných kapitolách organizuje OTE spotový a vnitrodenní trh s plynem – blíže viz kapitola 6.4. Vnitrodenní trh s plynem vykazuje v poslední době rostoucí míru likvidity.

PXE operuje ve spolupráci se společností CEGH klasickou burzovní platformu se zemním plynem se standardními produkty. Veškeré transakce realizované na platformě PXE jsou postoupeny do ECC k vypořádání. Dosahovaná likvidita je prozatím nízká.

7.4 Rozdíl mezi bilaterálním a burzovním obchodováním

Bilaterální i burzovní obchodování má své výhody a nevýhody. Bilaterální obchodování má v energetice větší tradici, a pokud dva obchodní partneři mají mezi sebou uzavřenu EFET smlouvu a mají na sebe „otevřeny“ dostatečně velké kreditní linky, je to pro ně nejefektivnější způsob uzavření transakce, protože nemají žádné dodatečné transakční náklady spojené s obchodováním. Nevýhodou bilaterálního obchodování je právě kreditní expozice a v případě bankrotu jedné protistrany mohou druhému obchodníkovi hrozit významné ztráty, které mohou přerůst ve ztráty likvidační.

³⁶ European Energy Exchange AG.

³⁷ Power Exchange Central Europe, a. s. se sídlem v Praze.

Obrázek 7.5: Přehled termínových produktů v ČR – energetická burza POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a. s. (PXE)



Trh	Délka dodávky	Počet produktů
Spotový	Den	1 den dopředu
Termínový	Měsíc	3 měsíce dopředu
Termínový	Kvartál	4 kvartály dopředu
Termínový	Letní sezóna 2. a 3. kvartál	3 sezóny dopředu
Termínový	Zimní sezóna 4. a 1. kvartál	
Termínový	rok	2 roky dopředu

Oproti tomu burzovní platformy nabízejí nejvyšší možnou míru bezpečnosti pro všechny zúčastněné obchodníky. Obchodování je anonymní, proto i velcí tradiční prodejci či nákupčí mohou realizovat své cíle, aniž by do trhu přímo poslali signály o svých záměrech. Burzovní platformy umožňují obchodovat mezi sebou obchodníkům, kteří by se jinak na trhu nepotkali z důvodu neexistence bilaterálních rámcových EFET smluv mezi těmito subjekty. Právě v tomto ohledu jsou burzovní platformy ideální pro nové účastníky obchodování. Nevýhodou burzovních platforem bývají vyšší transakční náklady a potenciálně vysoká náročnost na cash-flow v případě nákupu či prodeje plynu s úmyslem vypořádání až do „konečné dodávky“.

Výhoda burzovních platforem dále spočívá v optimálním využívání kapitálu nezbytného pro realizaci jednotlivých transakcí. Většina obchodníků provádí velké množství transakcí a obchodují oběma směry, tj. nakupují a prodávají ten samý produkt několikrát za sebou. Pokud tyto transakce provádí prostřednictvím burzy, vypořádací centrum tyto veškeré transakce „offsetuje“ a požaduje zajištění pouze na „otevřenou pozici“ tj. Výsledný počet MWh v nákupním či prodejním směru. Tímto burzovní vypořádací mechanismus umožňuje minimalizovat nároky na kapitál nezbytný pro realizaci takovýchto transakcí. Toto offsetování většinou funguje také napříč všemi produkty, které dané clearingové centrum vypořádává, tzn. že například nákup zemního plynu v Německu může být offsetován prodejní transakcí v České republice, ale třeba také nákup zemního plynu v Německu může být offsetován prodejem elektrické energie v České republice.

Výhodou burzovních platforem je podpora cenové transparentnosti trhu pro širokou veřejnost a průmyslový sektor. Bilaterální obchodování tuto transparentnost neposkytuje vůbec, případně pouze obchodníkům působícím na velkoobchodním trhu.

7.5 Situace na trhu s plynem v ČR z pohledu obchodníka

Poslední dekáda přinesla celou řadu změn. Lze bez nadsázky konstatovat, že se pořád něco děje.

Od privatizace českého plynárenství v roce 2002 počínaje, přes postupnou liberalizaci v letech 2005–2009 až po aktuální problematiku spojenou s bezpečnostním standardem dodávky³⁸.

Český trh se postupně odpoutal od olejových vzorců dominující importním kontraktům a postupně přirozenou cestou přešel na přímou vazbu na trhy s plynem. Nicméně hlavním problémem českého plynárenství, podle mého názoru, je klesající poptávka po zemním plynu³⁹. Aktuální ceny elektrické energie a cen CO₂ povolenek nevytvářejí žádný prostor pro uplatnění plynu ve výrobě elektřiny. Energeticky efektivní řešení, zateplování budov, expanze solární technologie vede ke snižující se spotřebě plynu.

Nicméně z hlediska obchodování na velkoobchodním trhu je situace dobrá. Na českém trhu působí desítky aktivních obchodníků a zejména OTC denní trh je velmi „živý“. Jediné statistiky, které jsou k dispozici, uveřejňuje OTE, v jehož systému jsou registrovány všechny obchody (toky plynu do a z ČR).

Tabulka 7.6: Statistika exportovaného plynu (HPS, PPL) – 2014, zdroj OTE ČR

ROK	MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ PRACOVNÍ DEN (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ NEPRACOVNÍ DEN (MWH)
2014	-149 784 552,770	-410 368,638	-405 008,407	-422 322,427

Tabulka 7.7: Statistika importovaného plynu (HPS, PPL) – 2014, zdroj OTE ČR

ROK	MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ PRACOVNÍ DEN (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ NEPRACOVNÍ DEN (MWH)
2014	226 284 273,977	619 956,915	612 646,107	636 260,664

³⁸ Vyhláška 344/2012 Sb. O stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu

³⁹ Spotřeba zemního plynu v České republice od roku 2005 přes drobné výkyvy v některých letech stále klesá. Mezi roky 2005 až 2014 klesla spotřeba o cca 2,3 mld. m³ tj. 24 TWh. Důvodem byl především vliv klimatických podmínek, které vykazují dlouhodobě nadnormálové hodnoty, ekonomický útlum, nestálá cena plynu pro konečné spotřebitele a úsporná opatření v odběrech energie. Oteplení průměrné roční teploty o 1 °C představuje současné rozdílové množství plynu cca 400 mil. m³ (4 240 GWh), zdroj ERÚ

Tabulka 7.8: Statistika množství plynu zobchodované prostřednictvím vnitrostátních bilaterálních kontraktů – 2014, zdroj OTE ČR

ROK	MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ PRACOVNÍ DEN (MWH)	PRŮMĚRNÉ DENNÍ MNOŽSTVÍ NEPRACOVNÍ DEN (MWH)
2014	143 073 943,632	391 983,407	390 081,523	396 224,777

Zobchodovaná množství, a to zejména ta v tabulce 7.8, je dobré vidět v souvislosti s celkovou dodávkou koncovým zákazníkům. V roce 2014 byla celková spotřeba dle údajů OTE 77 409 100 MWh, to znamená ca půlku zobchodovaného objemu přes vnitrostátní bilaterální obchody. Jinými slovy to znamená, že každá dodaná MWh byla zobchodována přinejmenším dvakrát. Český trh sice nedosahuje hodnot jako například ve Velké Británii (každá MWh se zobchoduje cca dvanáctkrát), ale je to každopádně významný posun svědčící o rostoucí likviditě a zájmu obchodníků o český trh.



*Naše přepravní soustava
propojuje energetické trhy
již více než 40 let.*



**Connecting
Markets**

Zajišťujeme

- mezinárodní přepravu zemního plynu přes Českou republiku pro naše zahraniční partnery
- vnitrostátní přepravu zemního plynu našim partnerům na území České republiky
- pružnou, na poptávku orientovanou přepravní soustavu a související obchodní a technické produkty a služby

www.net4gas.cz

8 PŘEPRAVA PLYNU

Vladimír Oustrata, Petr Zajíček

8.1 Tranzit plynu

Počátky tranzitu zemního plynu jsou v Evropě spojeny s rozvojem těžby z nových ložisek v bývalém SSSR, dále v Holandsku, Německu a později v Severním moři. Tak vznikla potřeba dopravy velkého množství plynu na trhy střední a jižní Evropy, zejména do Německa, Francie, Itálie, bývalého Československa, Rakouska a dalších zemí. K uspokojení této dopravy dochází k dohodám na mezivládní úrovni i mezi producenty a integrovanými obchodními přepravními a distribučními společnostmi. Na straně producentů jde například o společnosti Gazprom, Statoil, Gasunie, Esso (Exxon), Total atd. Z významných integrovaných importních společností jmenujme Ruhrgas, Gaz de France, ENI, OMV či ČPP. Jako provozovatel přepravní soustavy v Československu je založena společnost Tranzitní plynovody státní podnik, která je výlučným provozovatelem přepravní soustavy do dnešních dnů pod názvem NET4GAS, s. r. o.

Financování přepravních plynovodů bylo založeno na dlouhodobých smlouvách mezi těmito subjekty jako nedílná součást komoditních kontraktů na dodávku plynu. Jednotlivé tranzitní smlouvy přes tranzitní země pak vznikaly paralelně k těmto základním dodávkovým smlouvám jako nutná podmínka jejich naplnění. Následně jsou budovány tranzitní plynovody umožňující přepravu. Postupně je v důležitých koridorech budován systém paralelních linií v dimenzích od DN 700 po DN 1400 na tlakových úrovních 6-10MPa osazených v relevantních vzdálenostech 100–200 km kompresními stanicemi, zajišťujícími kompenzaci mechanických ztrát při přepravě plynu, a na hranicích tranzitních zemí vybavených měřeními předávaného množství a kvality plynu.

Předávání plynu probíhalo dle naměřených hodnot na měřicích stanicích. V případě více kontraktů přes jednu měřicí stanicí se množství rozpočítávalo dle nominovaných množství jednotlivými uživateli. Pro účely pohonu kompresních stanic je dodáván producenty plyn pro pohon v naturální formě ať již jako skutečně spotřebovaný plyn či jako normativ.

V souvislosti s postupnou liberalizací trhu se zemním plynem, vyvolanou zejména snahou velkých spotřebitelů o odstranění monopolu vertikálně integrovaných společností a tím odstranění monopolních marží, dochází k významným změnám i v tranzitní přepravě plynu. Vzniká tlak na rozdělení těchto vertikálně integrovaných společností na obchod, tranzit, distribuci a uskladňování plynu. Souběžně vzniká povinnost provozovatelů přepravních soustav plynu přepravy pro další obchodníky, tzv. přístup třetích stran. Pro tranzit plynu se změna legislativního, a tím i obchodního prostředí, projevuje v mnoha oblastech. Od základu se mění způsob financování nových investic. Vzniká povinnost investovat do nových kapacit na základě poptávky odvozené od nediskriminační nabídky (tzv. open seasons).

Existující tranzitní kapacity podléhají povinnosti umožnění nediskriminačního přístupu za splnění mnoha nových podmínek pro provozovatele přepravních soustav, jako je povinnost zveřejňování kapacit, které jsou k dispozici trhu, jakož i skutečného využití (toky, alokace). Podmínky

přístupu a poplatky za přepravu jsou stále více regulovány. Provozovatelé přepravních soustav jsou povinováni zveřejňovat dlouhodobé investiční plány, vznikají pravidla pro harmonizaci produktů, pravidla pro odstranění smluvního zaplnění bodů, vyloučení objednávky kapacit na základě trasy (entry-exit systémy), pravidla pro vyvažování odchylek obchodníků, alokace kapacit a mnohá další.

Pro koordinační aktivity jsou vytvořeny na základě tzv. třetího energetického balíčku Evropské komise (EK) nové organizace – Evropská síť provozovatelů přepravních plynárenských soustav ENTSO-G a Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů ACER. Jejich úkolem je připravit základní legislativu.

8.2 Určení přepravních kapacit

Pro modelování přepravy zemního plynu se používají matematické modely, které na statické či dynamické bázi slouží k výpočtu parametrů přepravy. Modely dynamické se využívají pro simulaci v horizontu hodin či dnů zejména pro účely dispečinků relevantních soustav.

Pro výpočet kapacity přepravy vyhovuje pak statický model soustavy. Vstupem do modelu jsou projektované scénáře přepravy, přičemž je třeba ve všech scénářích, tedy i těch nejhorších, přepočítat kapacity. Modely vycházejí z určené topologie sítě zahrnující délky, dimenze, drsnosti a tlaková omezení jednotlivých potrubních sekcí, jejich vzájemné propojení, konfiguraci měřicích, redukčních a kompresních stanic a charakteristiky jednotlivých kompresorů a jejich pohonných jednotek.

Do modelů se zadávají scénáře toků, požadované tlaky, teploty a složení plynu. Pro účely výpočtů se používají různé modely, například v Evropě rozšířený česko-německý model Simone.

Výsledné kapacity získané výpočtem z matematického modelu je třeba transformovat z jednotlivých tras na obchodní model. Transformace na kapacitní model entry-exit se provádí tak, že ke každému entry-exit bodu je přiřazena hodnota kapacity, kterou lze do něj či z něj přepravit. Dále je nutné kromě hydraulického výpočtu brát v potaz též maximální kapacity měřicích stanic, které jsou situovány v příslušných entry-exit bodech. Pro určení kapacit bodu je tak určující menší z hodnot z hydraulického výpočtu a kapacity příslušné měřicí stanice. Výše uvedeným postupem získáme hodnoty kapacit přepravy určené k dlouhodobé publikaci pevných kapacit.

Kromě těchto kapacit provozovatelé přepravních soustav provádí výpočty kapacit pro dodatečnou krátkodobou nabídku pevné či přerušitelné kapacity. Tyto kapacity se nepočítají z nejhorších scénářů, ale z pravděpodobných scénářů přepravy. Pokud ve skutečnosti probíhá přeprava v nevýhodnějším scénáři, může dojít ke zpětnému odkupu nebo přerušování takovéto kapacity.

V rámci implementace nařízení Kodexu sítě pro mechanismy přidělování kapacity (NC CAM) je dále provozovatelům přepravních soustav dána povinnost koordinace zveřejňovaných kapacit tak, aby byla maximalizována společná bundlovaná kapacita. Toho lze dosáhnout přemístěním kapacit z jiných bodů, pokud tam převyšuje pevná dostupná kapacita relevantního provozovatele přepravní soustavy pevnou dostupnou kapacitu sousedního provozovatele přepravní soustavy. Dále provozovatelé konzultují možné změny technických parametrů včetně možné změny předávacího tlaku tak, aby došlo ke zvýšení nabídky bundlované kapacity.

8.3 Přidělování přepravních kapacit

Trh se zemním plynem prošel několika stádii přidělování přepravních kapacit s ohledem na probíhající liberalizaci trhu. V prvním stádiu před přístupem třetích stran nebyly kapacity publikovány a jejich přidělování probíhalo pouze kontrakty mezi tranzitujícím obchodníkem a provozovatelem přepravní soustavy nebo obchodníkem v národní síti.

Po liberalizaci trhu se zpočátku uplatnil režim přidělování kapacit první přijde, první je obslužen (FCFS). Další stádium zahrnuje přidělování kapacit na základě časového okna, kdy všichni obchodníci podají žádosti v tomto okně a následně provozovatel přepravní soustavy kapacity přidělí podle daných pravidel. V praxi při nedostatku kapacit tak mohou všichni obchodníci dostat méně kapacity, než původně žádali. U systému FCFS mohla nastat situace, kdy jeden obchodník získal veškerou kapacitu a na ostatní obchodníky se již nedostalo. V současnosti je jedinou povolenou metodou přidělování kapacit aukce.

Systém aukcí je podrobně popsán v NC CAM. Kromě systému aukcí pak NC CAM popisuje, jak se stanoví bundlovaná kapacita k aukci, jakým způsobem se vyhradí kapacita pro produkty roční až do pěti let a čtvrtletí, a stanovuje, jak se nabízí nebundlovaná a přerušitelná kapacita. Dále řeší možnost bundlování existujících kotrahaných kapacit, jakož i maximalizaci nabídky bundlovaných kapacit.

Aukce probíhají jednou ročně pro přidělení roční kapacity, a stejně tak pro přidělení kapacity čtvrtletní a denně pro denní a každou hodinu pro vnitrodenní kapacity. Zavedením aukcí obchodníci soutěží o danou kapacitu, přičemž cena začíná na regulované ceně, a při dosažení rovnováhy mezi nabízenou a požadovanou kapacitou je pak za nejnižší nabízenou cenu v daném kole přidělena obchodníkům. Nejkomplikovanější metodou je přidělování kapacity, kdy v aukci o kapacitu soutěží více bodů. Přidělování bundlovaných příhraničních kapacit se provádí na společných platformách. Přidělování nebundlovaných kapacit a kapacit přerušitelných je realizováno buď na platformě provozovatele přepravní soustavy nebo na platformě pro bundlovanou kapacitu, v obou případech formou aukcí.

V současnosti existují platformy PRISMA, GSA a RBP. Alokace kapacit probíhá na platformě, se kterou musí mít oba sousedící provozovatelé uzavřenou provozní smlouvu, v jejímž rámci dodávají platformě kapacity k bundlování a dostávají zpět přidělené kapacity. Z hlediska smluvního alokování bundlované kapacity nedochází k ovlivnění vlastních smluv mezi obchodníky a provozovateli přepravních soustav, které nadále zůstávají oddělené pro oba sousední provozovatele přepravních soustav. Provozovatelé sousedních přepravních soustav spolu pak uzavírají bundlovací smlouvu, ve které se mimo jiné musí domluvit i na způsobu, jakým si mezi sebou rozdělí aukční prémii. Základní metodou je rozdělení aukční prémie na identické poloviny (50/50) Aukční prémie neslouží ke zvýšení zisku provozovatele přepravní soustavy, ale k financování odstranění úzkého místa, které omezuje nabídku kapacit.

Aukční algoritmus pro produkty delší než denní se provádí vícekolovou anglickou aukcí. Aukce běží simultánně v jeden čas pro všechny přeshraniční body v EU, pro všechny produkty stejné kategorie dle aukčního kalendáře. Například v roční aukci je spuštěno 15 aukcí pro každý bod a povolený rok smlouvy. Pro denní a vnitrodenní smlouvy je uplatňován systém uniformní ceny s jednokolovou aukcí.

8.3.1 Mechanismus anglické aukce

Základní principy:

- Na konci každého kola je zveřejněna informace o množství poptávané kapacity.
- Mezi koly je hodinová pauza.
- První kolo aukce trvá tři hodiny, následující trvají jednu hodinu.
- Definován velký a malý cenový krok.
- Definovány cenové kroky mezi jednotlivými koly.
- Pro aukci je využíván tzv. ascending clock auction model.
- Platforma pro prodej kapacit.

Převzato z: Základní premisy a výzva ERU k podnětům a návrhům implementace Nařízení komise (EU) č. 984/2013 ze dne 14. října 2013, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se doplňuje nařízení (ES) č. 715/2009 (17. 2. 2015).

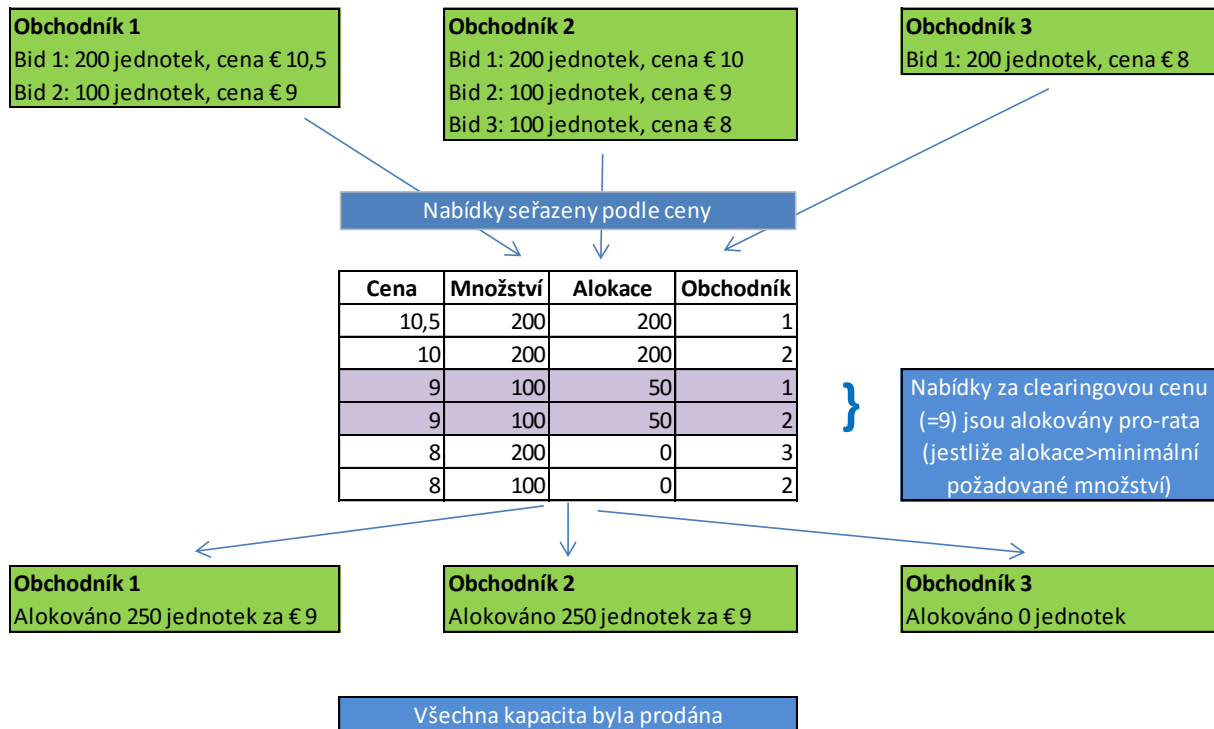
Obrázek 8.1: Algoritmus aukce s jednotnou cenou

Cenový krok				
	Množství	Obchodník 1	Obchodník 2	Celkem
5	150			
4	150	100	40	140
3	150	110	60	170
2	150	150	80	230
1	150	150	100	250

Cenový krok				
	Množství	Obchodník 1	Obchodník 2	Celkem
4	150	100	40	140
3.3	150			
3.2	150	107	40	147
3.1	150	105	50	155
3	150	110	60	170

Následující obrázek graficky znázorňuje algoritmus aukce s jednotnou cenou. Algoritmus aukce s jednotnou cenou se použije pro klouzavé aukce kapacity v režimu na následující den a aukce vnitrodenní kapacity. Při aukci s jednotnou cenou je uspořádáno jediné nabídkové kolo, v němž uživatel soustavy nabízí cenu a množství. Jednotlivé nabídky se zpracovávají nezávisle na ostatních.

Aukce day-ahead produktu: k dispozici 500 jednotek



8.3.2 Procedury pro řešení při nedostatku kapacity

Podle nařízení (ES) 715/2009, které se vztahuje na všechny vstupní a výstupní hraniční body od 1. října 2013, se zavádí procedury pro řešení nedostatku kapacity (CMP – congestion management procedures).

OVERSUBSCRIPTION AND BUY-BACK SCHEME

„Navýšení kapacity prostřednictvím režimu vytváření nadměrné poptávky a zpětného odkupu“

OVERSUBSCRIPTION

Definuje se jako dodatečná pevná kapacita nabízená v režimu „day-ahead“ nad rámec technické kapacity hraničního bodu na základě dynamického přepočítávání kapacity a zvážení rizika skutečného využití technické kapacity v daném hraničním bodě. Jde o jednodenní nabídku, která je nabízena pouze v případě, že technická kapacita daného bodu je již plně zarezervována.

K navýšení pevné kapacity dochází v D – 1 tak, aby si obchodníci mohli do 19.00 hodin D – 1 zarezervovat kapacitu v alokačním režimu FCFS (first come, first serve). Toto navýšení je standardním způsobem zveřejněno na webu PPS, kde se o něm mohou obchodníci informovat. V systému se u této navýšené kapacity automaticky objeví příznak „oversubscription“, aby bylo pro obchodníky evidentní, že daná kapacita je nabízena v tomto režimu.

BUY-BACK

V případě, že provozovatel přepravní soustavy (dále jen „PPS“) prodá dodatečnou kapacitu nad rámec technické v rámci mechanismu oversubscription, a objeví-li se riziko, že nebude schopen přepravit množství nominované obchodníky, spustí se mechanismus zpětného odkupu (buy-back), v rámci něhož obchodníci nabízejí PPS svou kapacitu. Potřebnou kapacitu PPS od obchodníků odkoupí v elektronické aukci.

Obchodníci v elektronické aukci nabízejí své kapacity ke zpětnému prodeji tak, že zadají výši nabízené kapacity a typ smlouvy, z níž chtějí kapacitu nabídnout.

Obchodníkovi, jehož nabídka byla přijata v buy-back aukci, bude automaticky upravena nominace tak, aby nepřevyšovala zbývající pevnou kapacitu, již má tento obchodník zarezervovanou na daném bodě.

Za toto krácení obchodníkovi náleží kompenzace obdobně jako u přerušitelné kapacity.

Dodatečné výnosy za kapacitu nabízenou nad technickou kapacitou se v důsledku převzatého finančního rizika nezapočítávají do korekce povolených výnosů.

SURRENDER OF CONTRACTED CAPACITY („PŘENECHÁNÍ SMLUVNÍ KAPACITY“)

Opatření se týká smluv, které jsou delší než jednodenní, tj. Standardních a dlouhodobých smluv.

Obchodník, který má zájem se smluvní kapacity vzdát, protože danou kapacitu nevyužívá, může prostřednictvím webu PPS nabídnout tuto kapacitu k realokaci jinému uživateli soustavy.

Tato kapacita se projeví jako navýšení nabízené volné kapacity a její realokace proběhne v rámci standardního procesu alokace kapacit, avšak až po alokaci veškeré primární kapacity, a bude vedena odděleně s příznakem „surrender“. Jiný obchodník si příslušnou kapacitu standardně rezervuje (lze si objednat i denní kapacitu) a PPS následně informuje uživatele soustavy o přidělení kapacity, které se vzdal, jinému uživateli. Práva a povinnosti (odchylky, nominace, platbu) z kapacity, které se obchodník vzdal, nese nově nabyvatel této kapacity. Do doby než si tuto kapacitu někdo rezervuje, práva a povinnosti odvozené z vlastnictví kapacity nese původní držitel kapacity. Původní držitel musí ovšem při využití této kapacity brát ohled na to, že může být kdykoli realokována, a to i v režimu „day-ahead“.

Původnímu držiteli kapacity se zkrátí platba o cenu příslušného množství kapacity, kterého se vzdal a které bylo realokováno, dle jeho původní smlouvy.

LONG-TERM USE-IT-OR-LOSE-IT MECHANISM (LTUIOLI), TJ. „DLOUHODOBÝ MECHANISMUS ZTRÁTY V PŘÍPADĚ NEVYUŽITÍ“

Mechanismus se týká smluv delších než jeden rok. Sledovaným obdobím je posledních 12 kalendářních měsíců před 1. říjnem nebo 1. dubnem daného roku (vyhodnocování probíhá vždy jednou za půl roku).

Podmínky pro spuštění mechanismu LTUIOLI, které musí být ve sledovaném období splněny kumulativně:

- Na daném bodě byl zaznamenán požadavek na rezervaci pevné kapacity, který byl odmítnut z důvodu nedostatku volné kapacity.

- Uživatel soustavy využíval své rezervované kapacity na daném bodě bez řádného zdůvodnění na úrovni nižší než 80 %, a to jak v období od 1. října do 31. března, tak v období od 1. dubna do 30. září.
- Uživatel soustavy splňující podmínku podle bodu b) se nevzdal této své nevyužitě kapacity podle mechanismu „surrender“, ani ji nenabídl na sekundárním trhu s kapacitou organizovaném PPS.

Provozovatel přepravní soustavy zřídil veřejnou nástěnku umístěnou na webu, kde jsou k dispozici informace o žádostech o pevnou přepravní kapacitu odmítnutých z důvodu nedostatku volné kapacity. Na nástěnce jsou uvedeny následující údaje o odmítnutých žádostech: datum podání žádosti, výše požadované kapacity, požadovaná délka trvání rezervace kapacity.

FIRM DAY AHEAD UIOLI

Krátkodobý mechanismus ztráty přepravní kapacity v případě jejího nevyužívání.

Tento mechanismus se uplatní od 1. června 2016.

Realizuje se omezením možností držitele práv k přepravní kapacitě renomovat v určité zakázané oblasti. Tímto mechanismem vzniká prostor pro prodej takto uvolněné pevné kapacity na následující den.

8.4 Uzavírání smluv

Provozovatelé přepravních soustav uzavírají několik typů smluv:

- přepravní smlouvy s obchodníky,
- smlouvy mezi provozovateli přepravních soustav na bundlování kapacit,
- propojovací smlouvy.

Zde se dále budeme zabývat smlouvami s obchodníky, zatímco smlouvy mezi provozovateli přepravních soustav na bundlování kapacit zmiňuje kapitola 8.3. Propojovací smlouvy řeší pak otázku spolupráce mezi provozovateli přepravních soustav v oblasti měření, účtů OBA, řízení toků, matchingu, nominací, dodržování tlaků, kvality plynu atd.

Přepravní smlouvy s obchodníky vznikly oddělením z původních smluv mezi provozovatelem přepravní soustavy a tranzitujícím obchodníkem, které současně řešily i technické otázky spojené s měřením, tlaky, kvalitou plynu, které se nyní přesunuly do propojovacích dohod. Smlouvy na přepravu jsou dnes převážně smlouvami rámcovými, jejichž obsahem jsou obecné podmínky, které musí obchodník splnit v oblasti dispečerské, finanční způsobilosti atd. Provozovatel přepravní soustavy se zde zavazuje přepravit v rámci kapacit a bodů, které jsou obchodníkem specifikovány elektronicky do jeho systému, a to pod obchodníkovi přiděleným certifikátem a za regulovanou cenu. Nedílnou součástí smlouvy je zadání vstupních a výstupních požadavků do systému provozovatele přepravní soustavy či v případě bundlovaných kapacit přes relevantní platformu.

Součástí rámcové smlouvy jsou i ustanovení řádu provozovatele přepravní soustavy upravující mimo jiné i způsoby nominování, matchingu, přiřazování odchylek a dalších procedur, jak je patrné z obsahu řádu.

Obsah řádu provozovatele přepravní soustavy:

- Společná ustanovení a definice
 - Obecná ustanovení
 - Definice
- Obchodně technické podmínky
 - Rezervace přepravních kapacit
 - Rámcová smlouva o přepravě plynu
 - Dlouhodobá smlouva o přepravě plynu s pevnou přepravní kapacitou
 - Povinnosti smluvních stran
 - Omezení nebo přerušování přepravy plynu
 - Kvalita plynu
 - Měření
 - Nominace přepravy
 - Alokace množství energie plynu
 - Cena
 - Fakturační a platební podmínky
 - Převod přepravní kapacity v přepravní soustavě
- Organizace trhu s přepravní kapacitou
 - Denní aukce přepravní kapacity
 - Krátkodobý trh s kapacitou
 - Vyhodnocení a vypořádání
- Postupy pro řízení překročení kapacity v případě smluvního překročení kapacity
 - Navýšení kapacity prostřednictvím režimu vytváření nadměrné poptávky a zpětného odkupu
 - Vzdání se smluvní kapacity
 - Dlouhodobý mechanismus ztráty v případě nevyužití kapacity
- Společná závěrečná ustanovení
 - Mlčenlivost
 - Změna řádu provozovatele PS
 - Závěrečná ustanovení
- Příloha č. 1: Podmínky finanční způsobilosti uživatele soustavy
- Příloha č. 2: Kvalitativní parametry plynu

- Příloha č. 3: Vstupní a výstupní body přepravní soustavy
- Příloha č. 4: Technické podmínky připojení k plynárenské soustavě přepravce

8.5 Nominace a matching (sesouhlasení) tranzitních a přepravních kapacit

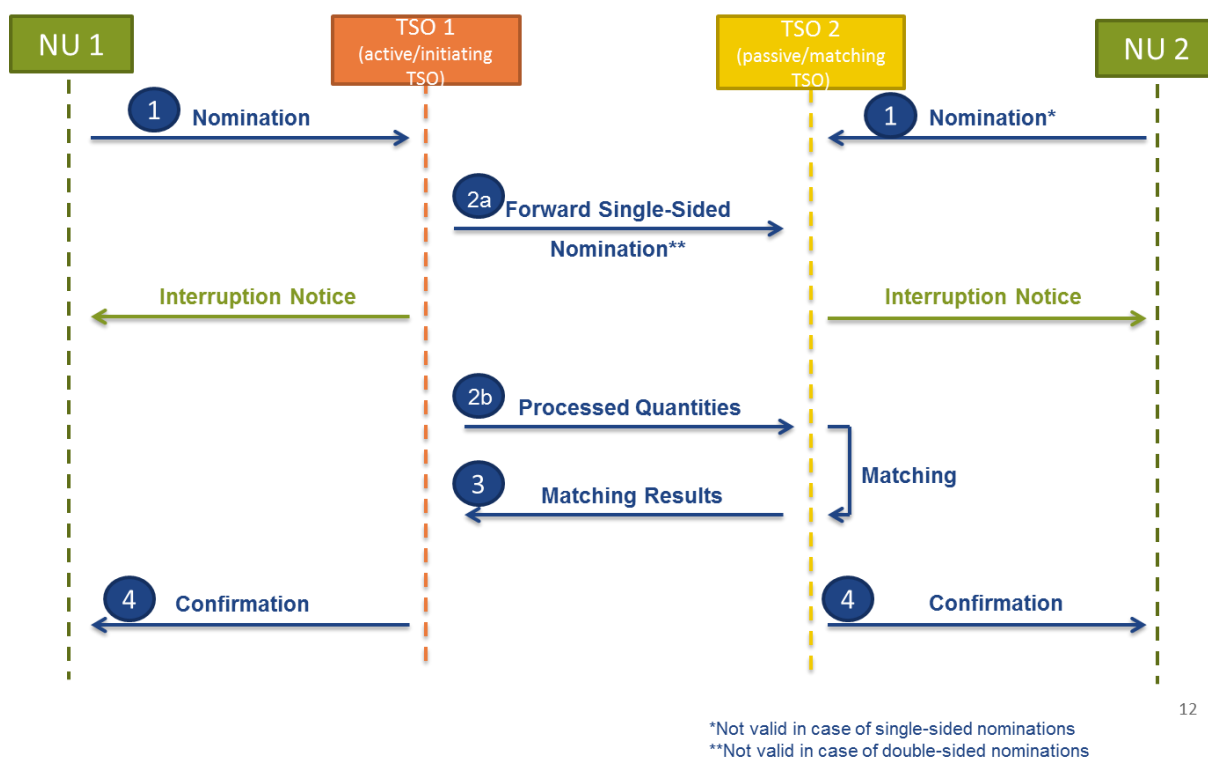
Na základě uzavřených smluv na přepravu plynu mají obchodníci právo nominovat na relevantních bodech, ve kterých mají objednanou kapacitu, až do její výše. Vyšší nominaci provozovatel přepravní soustavy nepřijme. Současně musí být v rovnováze suma vstupních a výstupních nominací obchodníka na tranzitní přepravě, u národní přepravy toto zajišťuje operátor trhu. Na přeshraničních bodech a bodech společných se sousedními provozovateli podzemních zásobníků provádí provozovatel přepravní soustavy na základě uzavřených propojovací smluv tzv. matching (sesouhlasení) nominací. Účelem matchingu je zajistit, aby nominovaná hodnota v jedné soustavě byla pokryta nominacemi v soustavě sousedící a nedocházelo k žádným rozdílům mezi tím, co obchodníci nominují v rámci celé trasy plynu od producenta po konečný trh. Za matching je vždy zodpovědný jeden ze sousedících provozovatelů přepravních soustav. Druhý provozovatel přepravní soustavy zasílá zprávu poté, co uplyne čas pro nominace či renominace jeho obchodníků. Provozovatel přepravní soustavy zodpovědný za matching porovná tyto nominace s nominacemi dodanými sousedním provozovatelem přepravní soustavy dle jednotlivých párů mezi obchodníky. Pokud dojde k rozdílu, informují oba provozovatelé přepravní soustavy relevantní obchodníky o rozdílu a žádají je o řešení. Pokud do určené doby nedojde k dohodě obchodníků, je uplatněno pravidlo, že vyšší hodnota nominace je zkrácena dle nižší hodnoty v sousední přepravní soustavě. Od listopadu 2015 musí provozovatel přepravní soustavy nabízet na společných bodech i tzv. jednostrannou nominaci, kdy obchodník nominuje pouze jednomu provozovateli přepravní soustavy, který provádí pak komunikaci s druhým provozovatelem přepravní soustavy na daném bodě.

8.6 Přiřazení odchylek a platby za tranzitní přepravu

Odchytky na tranzitní přepravě zemního plynu mohou vzniknout pouze z důvodu krácení nominací se sousedními provozovateli přepravní soustavy, v případě tranzitu s uskladněním i se sousedními provozovateli podzemních zásobníků (SSO). Krácení nominace vzniká v důsledku nesouladu nominací na vstupním či výstupním bodě, a je tedy zřejmé, u kterého obchodníka k němu došlo.

V současném modelu v ČR je tranzitní obchodník povinen vyrovnat svou odchylku ve dni D + 2 nebo je mu účtováno za nevyrovnání s relevantní přírůžkou systémem shodným se systémem OTE pro obchodníky s národní přepravou. V polovině roku 2016 bude v celé EU implementován balancing NC, který je Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) právě připravován k implementaci do sekundární legislativy ČR. Vyrovnání odchylek u tranzitérů bude postaveno na stejných principech jako vyrovnání odchylek ostatních obchodníků.

Obrázek 8.3: Schéma dvoustranné nominace



12

V minulosti velká část tranzitních kontraktů obsahovala v klauzuli ship or pay tzv. komoditní složku, která významně modifikovala výši platby v závislosti na přepraveném množství plynu, kromě závislosti plynu pro pohon na stejném ukazateli. Vlastní platba za tranzitní kapacitu tedy odpovídala nejen objednané kapacitě, ale i přepravenému množství.

Nyní jsou poplatky postaveny tak, že hlavní část závisí pouze na rezervované kapacitě a část odpovídající skutečné přepravě pouze reflektuje spotřebu plynu ve formě peněžního ekvivalentu plynu, který musí provozovatel přepravní soustavy nakoupit pro provoz kompresních stanic a kompenzování technologických ztrát.

Co se týče měny, v minulosti byla velká část kontraktů v měnách cílových zemí, tj. například DM, poté EUR či USD. V současnosti mají obchodníci v ČR možnost platby v CZK či CZK přepočítané hodnotou průměrného měsíčního kurzu na EUR.

Běžně platby probíhají ve dvou částech, nejprve je uhrazena zálohová platba, která tvoří většinu platby a je realizována brzy po zahájení realizace přepravní služby; konečná platba pak dále zohledňuje skutečné využití ve vyúčtování variabilní složky platby a případně další smluvní penalizace.

Základem pro výpočet plateb je cenové rozhodnutí vydávané ERÚ pro ceny standardních produktů.

Obrázek 8.4: Příklad uveřejněných nominací NET4GAS

kapacity				
Sekundární kapacita				
Nominace				
Point-to-Point				
Entry / Exit				
Alokace				
Point-to-Point				
Entry / Exit				
PZP data				
Aktuální hodnoty				
Predikce				
Průtoky				
Spalné teplo				
Koeficient pro přepočet m ³ /GCV				
Akumulace				
Matching				
Systémová odchylka				
Informace o dodávce a odběru				
Nevyrovaný plyn				
Specifikace kvality plynu				
Export				
Vstup do systému tryGAS				

Nominace vstup			
9.11.2015	nominace [kWh]	renominace [kWh]	
HB - B Opal	729 788 837	735 419 567	▶
HB - B Stegal	0	0	▶
HB - Č. Těšín			▶
HB - HSK	21 384 755	21 329 950	▶
HB - HSK Olb	237 380 387	182 887 191	▶
HB - Lanžhot	170 662 165	170 655 471	▶
HB - MokřýHáj			▶
HB - TSO BVA		29 830 588	▶
HB - TSO VTB			▶
HB - TSO VVB			▶
HB - Waidhaus	37 400 000	42 340 928	▶
PZP - VPZP MND			▶
PZP - VPZP RWE	103 715 328	97 715 328	▶
Flexible		20 000 000	▶

Nominace výstup			
9.11.2015	nominace [kWh]	renominace [kWh]	
HB - B Opal			▶
HB - B Stegal		56 520	▶
HB - Č. Těšín	38 808	38 808	▶
HB - HSK	39 597 864	39 597 864	▶
HB - HSK Olb		6 000 000	▶
HB - Lanžhot	394 505 404	497 418 064	▶
HB - MokřýHáj			▶
HB - TSO BVA		0	▶
HB - TSO VTB			▶
HB - TSO VVB			▶
HB - Waidhaus	622 186 107	461 597 981	▶
PZP - VPZP MND	2 124 000	23 031 402	▶
PZP - VPZP RWE	2 352 352	3 902 352	▶
Flexible		0	▶

8.7 Transparentnost procesu přeshraničního obchodování

Transparentnost procesu přeshraničního obchodování je zajištěna jednak publikováním jasných pravidel přiřazování kapacit, jednak publikováním dat, která obchodník potřebuje ke svému rozhodování, jako jsou například kapacity, či která mohou obchodníkovi napomoci v jeho rozhodování, jako jsou nominace, toky atd. Pravidly přidělování kapacit se zabývá kapitola 8.3 a v této kapitole se budeme věnovat pouze transparentnosti procesů z hlediska publikovaných dat.

Obchodník má k dispozici tři základní zdroje dat, a to webové stránky provozovatele přepravní soustavy, webové stránky Transparency platform umístěné na ENTSO-G.eu a webové stránky příslušné aukční platformy. Tyto sady dat jsou v oblasti povinně publikovaných dat konzistentní a je k nim možno přistoupit z obou zdrojů. Většina provozovatelů přepravních soustav v EU publikuje na svých stránkách také další nepovinné údaje, takže pokud chce obchodník mít co největší znalost konkrétní situace, je výhodné nahlížet přímo na stránky provozovatele přepravní

soustavy. Transparency platform je pak vhodná, pokud chce obchodník získat širší pohled na soustavu více provozovatelů.

Základním údajem je pro obchodníka volná pevná či přerušitelná kapacita, kterou si může objednat. Pokud kapacity pevné není dostatek, může obchodník kontaktovat příslušného provozovatele přepravní soustavy s požadavkem na zvýšení kapacity v daném bodě realokací kapacit z jiného bodu. V případě, že to možné není, má obchodník k dispozici přerušitelnou kapacitu a potřebuje získat informaci o pravděpodobnosti a četnosti jejího přerušení. Tyto informace lze predikovat na bázi uveřejněných toků a alokací, které když obchodník srovná s výší smluvní kapacity, zjistí, jak velký prostor mezi rezervovanou kapacitou a alokacemi není běžně nominován, a z toho odhadne, jak se bude situace z hlediska možných přerušení vyvíjet.

Obrázek 8.5: Informace o stavu kapacit na stránkách NET4GAS

Informace

UMM zprávy

Provozní data

- Kapacita přepravy
- Entry / Exit**
- CMP
- Neúspěšné žádosti
- Nenabídnutá kapacita
- Odstávky pevné kapacity
- Odstávky přerušitelné kapacity
- Sekundární kapacita
- Nominace
- Point-to-Point
- Entry / Exit
- Alokace
- Point-to-Point
- Entry / Exit
- PZP data
- Aktuální hodnoty
- Predikce
- Průtoky
- Spalné teplo
- Koeficient pro přepočet m³/GCV
- Akumulace
- Matching
- Systemová odchylka
- Informace o dodávce a odběru
- Nevyrovnaný plyn
- Specifikace kvality plynu
- Export

Zobrazení stavu kapacit Entry/Exit

◀ Listopad 2015 ▶

po	út	stř	čt	pá	so	ne
26	27	28	29	30	31	1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	1	2	3	4	5	8

Z důvodu změny vyhlášky o Pravidlech trhu s plynem s účinností od 1. 1. 2011 lze historii kapacit zobrazit pouze od 1. 1. 2011.

▶ ... Zobrazení stavu kapacit pro vstupně/výstupní bod

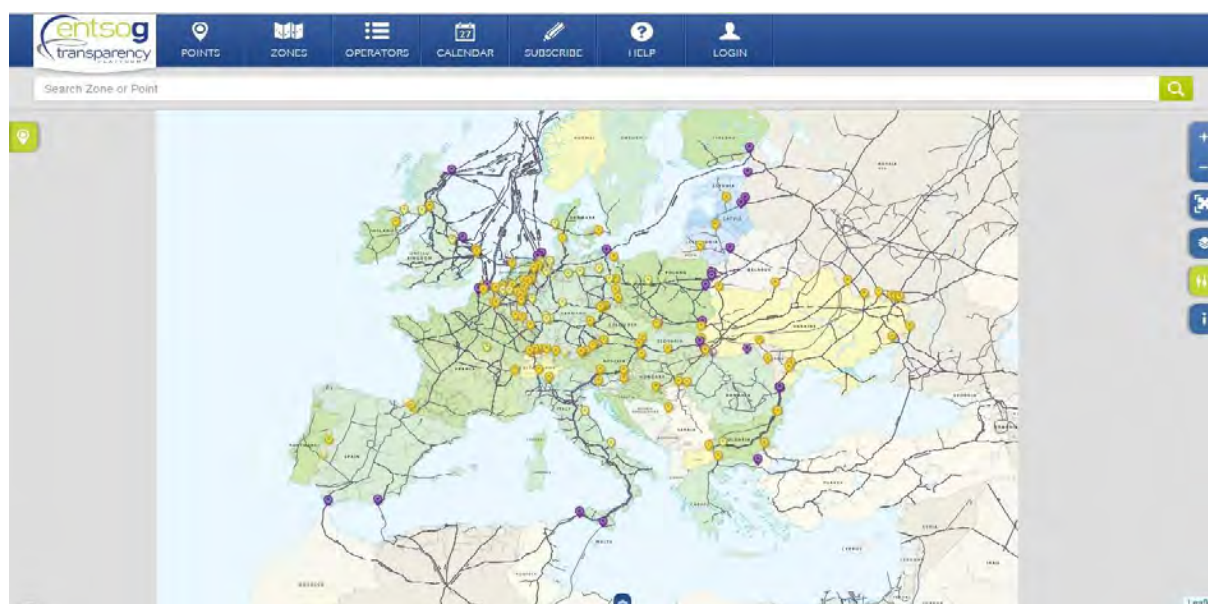
Pevná vstupní kapacita

	9.11.2015	technická kapacita [GWh/d]	% (volná / technická kapacita)	přidělená k aukci	smluvní nekoordinovaná kapacita	smluvní koordinovaná kapacita	volná nekoordinovaná kapacita	volná dlouhodobá kapacita	
HB - Brandov OPAL		1 156,838 000 *)	0,00	2,000 000	1 154,838 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Brandov STEGAL		0,000 000	0,00	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Český Těšín		0,000 000	0,00	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Hora sv. Kateřiny - Olbernhau		293,700 000	0,00	25,331 567	268,368 433	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Hora sv. Kateřiny		140,900 000	0,00	53,168 760	87,731 240	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Lanžhot		1 640,413 428	22,00	976,106 349	306,907 079	0,000 000	357,400 000	357,400 000	▶
HB - Mokřý Háj		0,000 000	0,00	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	0,000 000	▶
HB - Waidhaus		450,000 000	25,00	270,305 000	64,895 000	0,000 000	114,800 000	114,800 000	▶
PZP - PZP MND		131,150 000	98,00	0,000 000	3,053 000	0,000 000	128,097 000		▶
PZP - PZP RWE **)		443,000 000	62,00	0,000 000	166,391 060	0,000 000	276,608 940		▶

*) Z přístupu třetích stran je vyjmuta technická kapacita ve výši cca 863 GWh/d do konce roku 2020 a ve výši cca 952 GWh/d od roku 2021 do konce roku 2034.

**) Technická kapacita v případě prázdného zásobníku Háje je snížena o 5 mil.m³/den.

Obrázek 8.6: Úvodní strana transparency platform



8.8 Cílový model trhu s plynem

Pokusíme se zde velmi zjednodušeně přiblížit důvody vzniku a záměrů tzv. cílového modelu trhu s plynem (Gas Target Model – GTM). Tato myšlenka vznikla během přípravy harmonizace trhu s plynem (NC CAM, BAL, IND, TAR NC). Ve své podstatě byly všechny liberalizační procesy vytvořeny ve snaze dosáhnout jednotného trhu se zemním plynem (a elektřinou) v EU. Nebylo blíže definováno, co se takovým jednotným trhem míní. Z iniciativy ACER a EK vznikly postupně dva modely (GTM 1 z roku 2011 a GTM 2 z roku 2014). Tyto modely definují podstatná kritéria, z nichž lze odvodit, zda daný trh splňuje podmínky pro jejich správnou funkci, a definují způsoby měření dosažení tohoto cíle. Mimo to obsahují nástroje, které je třeba použít v případě nedosažení cílů, jako je spojování trhů (market merger), obchodní region (trading region), či satelitní trh (satellite market). Obecně lze říci, že cílový model trhu má být inspirací ke spojování menších a méně likvidních trhů do větších oblastí včetně společného bilancování i entry-exit systému, přičemž vnitřní styčné body původních entry-exit systémů v novém rámci zanikají a jejich výnosy se musí realokovat do zbylých entry-exit bodů nově definované zóny. To pak předpokládá i vyřešení realokace výnosů mezi provozovateli přepravních soustav v nové zóně. Cílový model se zabývá též bezpečností dodávek či výrobou elektřiny z plynu přesahující pak do cílového modelu trhu s elektřinou. Součástí modelu jsou i pohledy na budoucí nabídku a poptávku a zajištění implementace, posílení funkce a úprav existujících síťových kodexů (tzv. network codes).

8.9 Řešení mimořádných situací

Dispečink N4G zajišťuje řízení bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy sedm dní v týdnu a 24 hodin denně pro všechny obchodníky s plynem využívajícím přepravní kapacitu přepravní soustavy společnosti NET4GAS. Zajišťuje všechny požadavky vyplývající z uzavřených dohod s navazujícími přepravci, distributory, provozovateli zásobníků plynu a přímými zákazníky napojenými na přepravní soustavu N4G včetně obchodníků s plynem. Všechny požadované

činnosti zajišťují pracovníci dispečinku, a to operativního řízení provozu a plánování / vyhodnocení provozu. Dispečink využívá všechny flexibilní nástroje pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu, nastavuje potřebné provozní a technické parametry s cílem optimálního a hospodárného provozu přepravní soustavy N4G. Dispečink udržuje rovnováhu přepravní soustavy mezi zdroji zemního plynu, spotřebou a využívá k tomu flexibilní nástroje. Dispečink komunikuje s navazujícími přepravci/distributory a ukladateli plynu v rámci řízení provozu, přepravy a dodávek plynu. Dispečink monitoruje celou plynárenskou soustavu v souladu s aktuálními provozními podmínkami na území ČR a plní vypracovaný optimální scénář přepravy.

V případě vzniku mimořádné situace (poruchy, poruchového stavu, havárie), mimořádného stavu, havarijního stavu technologického zařízení, způsobující podstatné změny provozního režimu plynárenské soustavy v ČR, což může mít za následek omezení nebo přerušování dodávky a přepravy plynu, nebo vzniknou události ohrožující zdraví nebo život zaměstnanců, či obyvatel, nebo škody na majetku, dispečink zahájí krizové řízení přepravní soustavy dle Havarijního plánu přepravní soustavy NET4GAS, s. r. o.

V případě vzniku mimořádné situace nebo stavu nouze v distribuční soustavě nebo vzniku mimořádné situace na podzemním zásobníku plynu je podána informace dispečinku NET4GAS, s. r. o.

Řešení mimořádných situací, mimořádných stavů, havarijních stavů, předcházení stavu nouze a řešení stavu nouze pro celé území ČR, je popsáno v havarijním plánu plynárenské soustavy.

Pokud vznikne mimořádná situace na přepravní soustavě s dopadem předcházení stavu nouze nebo stavu nouze, jedná se dle zákona o stav, který vznikl v plynárenské soustavě na celém území ČR nebo její části v důsledku

- živelných událostí;
- opatření státních orgánů za nouzového stavu;
- stavu ohrožení státu nebo válečného stavu;
- havárií na zařízeních pro výrobu, přepravu, distribuci a uskladňování plynu;
- dlouhodobého nedostatku zdrojů plynu;
- teroristického činu;
- ohrožení celistvosti plynárenské soustavy, její bezpečnost a spolehlivost.

Při předcházení stavu nouze a stavu nouze odpovídá za řízení plynárenské soustavy v ČR společnost NET4GAS. V takovém případě dispečink N4G aktivuje všechny činnosti, které jsou popsány v související platné legislativě (EZ č. 458/2000 Sb., Vyhláška o stavu nouze v plynárenství č. 344/2012 Sb. atd.). Za tímto účelem je v souladu s § 58, odst. 8, písm. u), Zák. č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) zpracováván a jednou ročně aktualizován Havarijní plán plynárenské soustavy ČR.

Havarijní plán plynárenské soustavy České republiky (dále „ČR“) stanovuje v rámci plynárenské soustavy ČR zásady pro řešení:

- mimořádných situací na plynárenské soustavě ČR,
- havarijních stavů na plynárenské soustavě ČR,

- předcházení stavu nouze na plynárenské soustavě ČR,
- stavu nouze na plynárenské soustavě ČR,
- stanovení statutu a jednacího řádu centrálního krizového štábu plynárenské soustavy České republiky,
- stanovení osob, které mohou vyhlásit stav nouze plynárenské soustavy České republiky.

8.10 Činnosti při předcházení stavu nouze a ve stavech nouze

V případě vyhlášení stavu nouze na celé plynárenské soustavě ČR přechází celý krizový štáb NET4GAS, s. r. o. do Centrálního krizového štábu plynárenské soustavy České republiky. Předseda krizového štábu N4G je zároveň předsedou Centrálního krizového štábu plynárenské soustavy ČR.

8.10.1 Činnosti dispečinku N4G předcházení stavu nouze a při stavu nouze vyhlášeném na celé plynárenské soustavě

Předcházení stavu nouze ve fázi včasného varování dispečinku NET4GAS postupuje následovně:

- Informuje předsedu CKŠ.
- Informuje předsedu HK a tajemníka HK.
- Informuje všechny DSO na území ČR.
- Informuje všechny SSO na území ČR.
- Informuje výrobce plynu na území ČR.
- Informuje přímé zákazníky připojené na PS.
- Informuje všechny zákazníky (obchodníky s plynem), kterým přepravce potvrdil nominaci na přepravu.
- Informuje OTE.
- Informuje Český rozhlas, GŘ HZS, MPO, SSHR, ERÚ, krajské úřady.

Předcházení stavu nouze ve fázi výstrahy dispečinku N4G postupuje následovně:

- Informuje předsedu KŠ N4G / CKŠ.
- Informuje předsedu HK a tajemníka HK.
- Informuje všechny DSO na území ČR.
- Informuje všechny SSO na území ČR.
- Informuje výrobce plynu na území ČR.
- Informuje přímé zákazníky připojené na PS.

- Informuje všechny zákazníky (obchodníky s plynem), kterým přepravce potvrdil nominaci na přepravu.
- Informuje OTE.
- Informuje Český rozhlas, GŘ HZS, MPO, SSHR, ERÚ.

Vyhlášení stavu nouze na území ČR. DN4G postupuje následovně:

- Stav nouze vyhledává zástupce provozovatele přepravní soustavy.
- Informuje předsedu HK a tajemníka HK.
- Informuje všechny DSO na území ČR.
- Informuje všechny SSO na území ČR.
- Informuje výrobce plynu na území ČR.
- Informuje přímé zákazníky připojené na PS.
- Informuje všechny zákazníky (obchodníky s plynem), kterým přepravce potvrdil nominaci na přepravu.
- Informuje OTE.
- Informuje Český rozhlas, GŘ HZS, MPO, SSHR, ERÚ, krajské úřady.
- Ukončení stavu nouze dle Havarijního plánu NET4GAS.

8.10.2 Osoby oprávněné k vyhlášení stavu nouze na celé plynárenské soustavě České republiky a definice stavu nouze

Vyhlásit stav nouze podle vyhlášky o stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu je oprávněn:

- výkonný ředitel, Provoz (NET4GAS, s. r. o.),
- ředitel, Provoz soustavy (NET4GAS, s. r. o.),
- senior manažer, Dispečink (NET4GAS, s. r. o.).

8.10.3 Centrální krizový štáb plynárenské soustavy České republiky

Pro řešení situace vzniklé při vyhlášení stavu nouze na plynárenské soustavě České republiky je ustanoven centrální krizový štáb. Členové centrálního krizového štábu jsou zástupci:

- provozovatele přepravní soustavy,
- provozovatelů distribučních soustav,
- provozovatelů podzemních zásobníků plynu,
- výrobců plynu,
- Ministerstva průmyslu a obchodu.

Členové CKŠ jsou osoby, které mají vůči své společnosti rozhodovací pravomoci.

Předsedou CKŠ je jednatel společnosti NET4GAS, s. r. o. – COO.

Jmenný seznam členů a jejich zástupců je uveden v příloze P.1 této směrnice.

8.10.4 Statut a zodpovědnost centrálního krizového štábu plynárenské soustavy České republiky

Centrální krizový štáb je ustanoven na základě souhlasů provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, provozovatelů podzemních zásobníků plynu, výrobců plynu a Ministerstva průmyslu a obchodu. Stvrzení souhlasu se vznikem CKŠ je v příloze P.1, kde jednotlivé plynárenské společnosti jmenují své zástupce do Centrálního krizového štábu ČR, zároveň zástupci společností udělují souhlas s uveřejněním kontaktních údajů zástupce jednotlivých společností.

Centrální krizový štáb řeší nastalou situaci s cílem co nejrychlejšího obnovení dodávek plynu v plynárenské soustavě ČR při vyhlášení stavu nouze například z důvodů:

- přerušení dodávek plynu do ČR,
- přírodních katastrof,
- teroristických útoků,
- havárie v důsledku protiprávního jednání (kriminální čin, sabotáž),
- havárií značného rozsahu.

V případě přerušení dodávek plynu na všech vstupech do ČR a následného vyhlášení stavu nouze v celé plynárenské soustavě ČR krizový štáb zajišťuje bezpečné odstavení plynárenské soustavy ČR.

8.10.5 Zásady fungování CKŠ

Každý člen CKŠ musí vykonávat všechna opatření ve své oblasti, která jsou nutná pro zvládnutí krizové situace. Opatření mohou mít podobu informativní, strategickou, operativní, technickou či organizační. Opatření musí být dokumentována a jejich realizace musí být kontrolována a reportována CKŠ.

8.10.6 Svolání CKŠ

Svolání členů CKŠ při vyhlášení stavu nouze zajišťuje dispečink NET4GAS, s. r. o., na pokyn předsedy CKŠ. Jména a telefonické spojení jsou uvedeny v příloze P. 1. Prvotní posouzení situace (přerušené dodávky plynu do ČR na všech vstupech) provede dispečink NET4GAS, s. r. o. Zjištěná a ověřená informace je okamžitě předána předsedovi CKŠ N4G. V souladu s havarijním plánem plynárenské soustavy N4G zajistí předseda svolání CKŠ, v jeho nepřítomnosti veškerou agendu zajišťuje jeho zástupce.

V případě stavu nouze je CKŠ svoláván automaticky dle přílohy. P. 5. V případě předcházení stavu nouze rozhoduje o svolání CKŠ jeho předseda. Každý člen CKŠ má právo požádat předsedu o svolání CKŠ i mimo stavu nouze, v takovéto situaci rozhoduje o svolání předseda CKŠ.

Mimořádné svolání CKŠ může nastat v případech lokálních stavů nouze, havárií značného rozsahu, živelných pohrom apod. na přepravní soustavě, distribučních soustavách, podzemním uskladňování plynu a u výrobců plynu, a to v případě, kdy vzniklou mimořádnou situaci nemožnou příslušné plynárenské společnosti zvládnout / vyřešit vlastními silami. V tomto případě může Předseda CKŠ svolat pouze část CKŠ s vybranými zástupci společností nezbytných k řešení vzniklé situace.

Při vyhodnocování krizové situace je nutné zvážit a prověřit:

- pravdivost informací,
- aktuální ohrožení,
- věrohodnost oznamovatele (v případě nahlášení teroristických útoků),
- národní/mezinárodní vliv.

8.10.7 Úkoly centrálního krizového štábu plynárenské soustavy ČR

Mezi nejzávažnější úkoly centrálního krizového štábu patří:

- analýza a zdokumentování situace, posouzení možného vývoje;
- realizace všech opatření a rozhodnutí, která v případě stavu nouze omezí škody na nevyhnutelné minimum;
- odsouhlasení nebo zamítnutí základních dispozic pro likvidaci mimořádných situací, poruch a havárií na plynárenské soustavě, které mají za následek vyhlášení stavu nouze celé plynárenské soustavy ČR;
- projednání a schválení havarijních protokolů;
- stanovení komunikační strategie nutné pro zvládnutí krize a nastavení pravidel interní a externí komunikace;
- informování veřejnosti vhodným způsobem (hromadné sdělovací prostředky) při vyhlášení stavu nouze a odvolání stavu nouze;
- spolupráce se státní správou.

9 MEZINÁRODNÍ KOORDINACE ŘÍZENÍ SOUSTAV, PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE A PROVOZU A DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ

Petr Zajíček, Vladimír Outrata, Jindřich Zenger

9.1 Vývoj propojování a koordinace evropských plynárenských soustav

Úvodem této kapitoly se dozvíte výhody budoucích propojení a koordinaci evropských plynárenských soustav zejména ze tří pohledů:

- zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek zemního plynu v zemích EU,
- zvýšení diverzifikace tras pro přepravu zemního plynu v zemích EU,
- zvýšení koordinaci vzájemně propojených plynárenských soustav a jejich výhody či nevýhody.

V souladu s bodem 1 chceme identifikovat na problematiku spojenou s bezpečností dodávek zemního plynu. V plynárenství a to nejen v EU to znamená, že všichni odběratelé či zákazníci obdrží 24 hodin denně, 7 dní dnu či 365 dnů požadované množství zemního plynu včetně jeho kvality. Uvedená definice, částečně (z technického pohledu) identifikuje, proč je nutné se zabývat zvyšování bezpečnosti dodávek zemního plynu do EU.

V současné době máme několik příkladů, proč se tímto problémem neustále zajímáme: Zkušenosti za poslední období, ve kterém neustále skloňujeme plynovou krizi na Ukrajině (v letech 2006, 2009 a 2014), aktivují plynárenské odborníky, jak skutečně řešit uvedenou problematiku. Osobní zkušenosti z roku 2009 v případě krize na Ukrajině, byl skutečný problém zásobovat zemním plynem některé členské státy EU. Od té doby uplynulo mnoho čtených jednání, s cílem zvýšit energetickou bezpečnost. V současné době plynárenské společnosti zajistili mnoho opatření na svých přepravních sítích s finančními dotacemi EU, že téměř všechny státy EU mají možnost přeměrovat toky plynu na výpadkem ohrožené trhy.

Další otázkou tedy je, jak dále postupovat, zvyšovat a vytvářet prostředí, aby členské země EU měly v energetickém mixu, zemní plyn jako vhodnou komoditu i nadále, která doplní požadované konkurenční prostředí segmentace energií. Jedna z možností a dalšího zlepšení, je propojovat a koordinovat evropské plynárenské soustavy, která není pouhým synonymem pro zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu do EU. Naopak, pojem energetická bezpečnost je daleko širší a zahrnuje také aspekty cenové dostupnosti energie nebo udržitelnosti energetiky.

Aktuální téma na další vývoj propojování a koordinace evropských plynárenských soustav včetně plánování, koordinace, výstavby a plynárenských soustav z ní otázka „co dál?“.

V této souvislosti je nutné, se zabývat větší bezpečností dodávek plynu na úrovni EU jako celku a v jednotlivých členských státech je nezbytné neustále zvyšovat diverzifikaci tras pro přepravu a dodávek plynu pro EU. Samozřejmostí je, věnovat zvláštní pozornost prioritním krokům v oblasti výstavby infrastruktury a to zejména na přenosových soustavách. Pak bude dosaženo snížení dopadů případných krizí vyvolaných narušením dodávek plynu, které můžou v členských státech zajistit nejen diverzifikaci energetických zdrojů, dodavatelských tras a zdrojů dodávek plynu. Výsledkem může být, snížení závislosti na jednom zdroji a také zvýšení konkurence schopnosti resp. Snížení cenové politiky.

Dostačující a diverzifikovaná plynárenská infrastruktura v členském státě i v rámci EU, zejména včetně nové plynárenské infrastruktury propojující stávající izolované systémy, které tvoří izolované oblasti („plynové ostrovy“), se sousedními členskými státy, má zásadní význam při řešení situací, kdy dojde k narušení dodávek. Společná minimální kritéria pro zabezpečení dodávek plynu by měla při zohlednění vnitrostátních nebo regionálních specifických podmínek zajistit stejné podmínky při zabezpečování dodávek plynu pro všechny a vytvořit významné pobídky pro budování nezbytné infrastruktury a zlepšení úrovně připravenosti pro případ krize.

Měly by se silně podporovat investice do nové plynárenské infrastruktury, ovšem k jejich uskutečnění by se mělo přistoupit až na základě náležitého posouzení jejich dopadu na životní prostředí v souladu s příslušnými právními akty EU. Tato nová infrastruktura by měla zlepšit zabezpečení dodávek plynu a zároveň zajistit řádné fungování vnitřního trhu s plynem. Investice by měly být v zásadě prováděny podniky a zakládat se na hospodářských pobídkách.

Do nových investic plynárenské infrastruktury, které jsou přeshraniční povahy, jsou ve své působnosti úzce zapojeny energetické regulační orgány (dále ERÚ) a Sdružení Evropských provozovatelů plynárenských přepravních soustav (dále ENTSO-G) aby se tak lépe zohlednily přeshraniční důsledky. Uvedené organizace (ERÚ a ENTSO-G) mají v současné době velký význam v rámci podpory, vydávání stanovisek či doporučení o přeshraničních projektech. ERÚ a ENTSO-G hrají společně s dalšími tržními subjekty významnou úlohu při vypracovávání a provádění desetiletého plánu rozvoje sítě pro celou EU, který obsahuje mimo jiné výhled přiměřenosti dodávek v Evropě, a s ohledem na přeshraniční propojení by se mělo mimo jiné vycházet z přiměřených potřeb jednotlivých uživatelů sítě. Desetiletý plán má také bezpečnostní aspekty dodávek z hlediska dlouhodobého plánování investic do dostatečných přeshraničních kapacit a jiných infrastruktur umožňující dlouhodobou schopnost soustavy, zaručit bezpečnost dodávek a uspokojovat přiměřenou poptávku. Na uvedená pravidla je vydáno několik EU nařízení zabývajících se touto problematikou. Plynárenské subjekty se těmito Nařízeními musí řídit a poskytovat taková opatření, aby se kontinuálně se zabývaly bezpečností a spolehlivostí dodávek.

ENTSO-G a ERÚ se ve své oblasti působnosti zabývají jako členové Koordinační skupiny pro otázky plynu do procesu spolupráce a konzultací na úrovni EU. Koordinační skupina pro otázky plynu má své zastoupení řádnými členy každého státu zemí EU.

9.1.1 Situace v ČR

Za poslední období v ČR se přepravní a skladovací společnosti snaží uskutečnit nezbytné investice do zvýšení domácí těžby a infrastruktur, jakými jsou například propojení, a to zejména ta, která poskytují přístup k plynárenské síti EU. Zabývají se budování fyzických obousměrných toků plynu potrubím a zvyšování výkonů těžby plynu ze zásobníků. Veškeré investice mají na paměti možná narušení dodávek, například situaci z ledna 2009. Při prognóze budoucích finanč-

ních potřeb plynárenské infrastruktury EU je nutné upřednostňovat projekty infrastruktury, které prohlubují integraci vnitřního trhu s plynem a bezpečnost dodávek.

Pro region střední Evropy je dlouhodobou prioritou dokončení severojižního plynového koridoru, který zásadně zvýší energetickou bezpečnost nejen našeho regionu. Nelze ale spoléhat pouze na velké, přeshraniční infrastrukturní projekty. Pro zajištění naší energetické bezpečnosti bude stejně tak důležité, abychom si všichni důsledně plnili své domácí úkoly – což rozhodně neplatí pouze pro země Visegrádské čtyřky, ale pro celou Evropskou unii. V sektoru zemního plynu je nutné disponovat potřebnými zásobami, usilovat o zvyšování možnosti přeshraničního zásobování a případně budovat infrastrukturu, která zajistí přístup k alternativním dodávkám nejen v Evropské unii, ale i ze třetích zemí. Měli bychom se také soustředit na výstavbu účelného přeshraničního propojení.

Česká republika jako člen Visegrádské skupiny bude usilovat o efektivní implementaci tzv. energetické unie, která se bude zabývat vytvořením bezpečného a skutečně funkčního energetického trhu bez umělých překážek. Zároveň bude řešit funkční obchodní jednotný nebo společný trh na principech odpovědnosti, solidarity, důvěry a transparentnosti.

V rámci koordinace a plánování vzájemně propojených plynárenských soustav je samozřejmostí, že provozovatelé plynárenských soustav zajišťují společné a koordinované činnosti na přeshraničních bodech.

Typický příklad takové koordinace je také provádění činností na propojovacích bodech mezi provozovateli přepravních soustav. Má-li údržba plynovodu nebo části přepravní soustavy dopad na objem přepravní kapacity, kterou lze nabídnout v propojovacích bodech, provozovatel přepravní soustavy či provozovatelé přepravních soustav musí plně spolupracovat s provozovatelem sousední přepravní soustavy nebo provozovateli sousedních přepravních soustav na příslušných plánech údržby s cílem minimalizovat dopad na potenciální průtok plynu a kapacitu plynu v daném propojovacím bodě. Provozovatelé sousedních přepravních soustav si pravidelně vyměňují informace o údržbě svých jednotlivých přepravních soustav s cílem podílet se na procesu rozhodování o technickém využití propojovacích bodů.

Plánování údržby a jejich dopady je nutné koordinovat a realizovat údržbu co v nejkratším termínu. Nalézt vždy optimální technické řešení, které zajistí minimalizaci omezení technických kapacit.

9.2 Struktura a principy koordinace řízení propojených plynárenských soustav

Základními pravidly pro koordinaci řízení propojených plynárenských soustav v rámci EU je popsáno v propojovacích dohodách (dále dohoda). Provozovatelé sousedních přepravních soustav uzavřou dohodu na každém propojovacím bodě, která obsahuje podmínky uzavření a její účinnost, provozní postupy, popis stanice, technologická schémata, pravidla předávání informací včetně komunikace a různá další ustanovení dle potřeby.

V dohodě se uvádí detailní informace o koordinaci zavedení standardních postupů komunikace, koordinovaných informačních systémů a kompatibilních nástrojů elektronické komunikace online, například formáty a komunikační protokoly pro výměnu sdílených údajů, a sjednávají zásady zpracování těchto údajů.

Nedílnou součástí je také koordinace řízení propojených plynárenských soustav v rámci mimořádné situace

V rámci ENTSO-G je postupně uváděno do života tzv. Systém Včasného Varování (dále SVV), který umožňuje rychle sdílet informace mezi provozovateli vzájemně propojených plynárenských soustav.

Tento relativně nový mechanismus je určený pro případ krize v dodávkách plynu do členských států Evropské unie. Tento systém vzniká pod záštitou ENTSO-G v rámci zvýšení koordinace mezi významným dodavatelem plynu z třetích stran do EU. V rámci SVV je vytvořena expertní skupina provozních pracovníků důležitých provozovatelů přepravních soustav. SVV může v případě ohrožení dodávek dotčeným PPS poskytnout ad hoc provozní poradenství.

Aby se členové SVV mohli (virtuálně) sejit ve velmi krátké době, je jmenován koordinátor. Role koordinátora přechází po roce z jednoho člena na dalšího. Předání role koordinátora probíhá na fyzickém jednání organizovaném ENTSO-G každoročně na konci září.

Jednou ročně probíhá nácvik komunikace, jehož cílem je ověřit správné fungování celého komunikačního řetězce.

ENTSO-G poskytuje příslušné komunikační platformy, které jsou zapotřebí k tomu, aby koordinátor mohl jednání SVV uspořádat. Členové musí poskytnout telefonní číslo a e-mailovou adresu.

9.3 Dlouhodobé analýzy rozvoje a plánování přenosových plynárenských soustav

Dlouhodobé analýzy rozvoje a plánování plynárenských sítí vycházejí z predikcí spotřeb na území Evropy.

Z hlediska zdrojů je třeba brát v úvahu vlastní těžební možnosti v Evropě, v širším kontextu i na území Evropy přiléhajícím, jako je území Ruské federace či států okolo Kaspického moře, Severního moře, ale i LNG z celého světa, tj. LNG afrického, LNG amerického, LNG z arabského poloostrova a dokonce z Austrálie. V případě cen LNG mají vliv i tak vzdálené prvky, jako je zpětné uvádění do provozu japonských jaderných elektráren či poptávka v Číně a Jižní Koreji.

Z pohledu spotřeby pak jsou důležité nejen obecné trendy spotřeby průmyslu a domácností, ale i spotřeba plynu pro výrobu elektrické energie v kogeneračních jednotkách a paroplynových cyklech. Z rozložení a změn ve spotřebě a zdrojích pak přepravci usuzují na potřebu přepravy. Pohled je dále komplikován možnostmi alternativních soutěžících tras, a to jak existujících, tak i nově budovaných. Přepravci plynu zohledňují tyto dlouhodobé analýzy v plánování vlastního rozvoje

Rozvoj plynárenské soustavy Evropské unie (dále EU) je založen na energetické strategii EU, predikci spotřeby zemního plynu a zajištění bezpečnosti dodávek. Evropská komise si vytýčila jako jeden ze základních cílů vytvoření jednotného vnitřního trhu s plynem na základě podmínek a ustanovení 3. energetického balíčku. Konečným cílem Komise je vytvoření Evropské energetické unie se společným mechanismem pro nákup plynu pro celou EU.

Na základě událostí z ledna roku 2009 (přerušování dodávek plynu z Ruska přes Ukrajinu) začal být kladen důraz na zajištění bezpečnosti dodávek v případě podobných výpadků dodávek plynu do Evropy.

Evropská komise (dále EK) připravila návrh nařízení, který byl projednán na expertní i vládní úrovni členských států. Konečný, kompromisní text byl vydán jako Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 994/2010 ze dne 20. října 2010 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu, které stanovuje povinnosti jak členských států, tak plynárenských podniků a EK.

Zavádí se standard pro infrastrukturu, standard pro dodávky, povinnosti členských států vypracovat posouzení rizik ohrožujících dodávky plynu, plány preventivních opatření a plány pro stav nouze.

Bezpečnost dodávek zemního plynu by měla být zajištěna čtyřmi způsoby:

- diverzifikací zdrojů zemního plynu (Rusko, Norsko, Ázerbájdžán, Alžírsko, LNG, Egypt, případně Írán),
- diverzifikací přepravních tras (původní trasu východ–západ doplnit o trasu sever–jih),
- reverzními toky v přepravních soustavách (pro ČR směr západ–východ),
- rozšířením kapacity podzemních zásobníků plynu.

Diverzifikace zdrojů naráží v současné době na politickou a tím i ekonomickou nestabilitu v některých zemích, diverzifikace přepravních tras je otázkou dlouhodobou a musí se potýkat s administrativou povolovacích procedur včetně environmentálních hledisek. Diverzifikace přepravních tras může také znamenat, že se jedná o různé trasy od jednoho producenta do Evropy – například ruský plyn je do Evropy dodáván plynovodem Bratrství přes Ukrajinu, plynovodem Jamal přes Polsko a plynovodem Nord Stream do Německa.

Vzhledem k tomu, že některé projekty zajišťující bezpečnost dodávek v případě přerušení dodávek, nejsou ekonomicky rentabilní, přistoupila EK k jejich spolufinancování.

Hmatatelnou pomocí pro plynárenské podniky bylo zavedení programu na podporu hospodářského oživení prostřednictvím finanční pomoci Společenství pro projekty v oblasti energetiky (EPR) z něhož profitovaly i české společnosti NET4GAS, s. r. o. a RWE Gas Storage, s. r. o.

Na základě Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 1364/2006/ES, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské energetické sítě, byly stanoveny projekty společného zájmu a projekty prioritní. Vybrané projekty, splňující požadovaná kritéria, obdržely finanční pomoc společenství.

Toto rozhodnutí bylo v roce 2013 nahrazeno Nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 347/2013, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské energetické sítě (TEN-E Regulation). To bylo doplněno Nařízením Komise v přenesené pravomoci (EU) č. 1391/2013 obsahující seznam projektů společného zájmu. Seznam projektů společného zájmu je aktualizován každé dva roky.

Pro spolufinancování PCI z prostředků EU bylo vydáno Nařízení EP a Rady (EU) č. 1316/2013, kterým se vytváří Nástroj pro propojení Evropy (CEF Regulation) pro období 2014–2020. Nařízení se týká odvětví dopravy, energetiky a telekomunikací. Pro energetiku je v tomto programu vyhrazeno 5 850 075 000 €.

9.3.1 Desetileté plány rozvoje plynárenských soustav

Pro rozvoj plynárenských soustav připravují provozovatelé přepravních soustav (dále TSO) každý Desetileté plány rozvoje:

- národní desetileté plány rozvoje,
- regionální investiční plány,
- celounijní/evropský desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy.

Na národní úrovni se každý rok na základě požadavku § 58k energetického zákona připravuje tzv. Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice. Tento plán vypracovává provozovatel české přepravní soustavy, společnost NET4GAS, s. r. o. a jeho obsahem je popis přepravní soustavy a charakteristika plánovaných projektů rozvíjejících kapacity přepravní soustavy (tj. projekty zpětného toku, připojení plynových elektráren a tepláren, zvýšení výstupní kapacity do domácí zóny, napojení nových uskladňovacích kapacit a projekty navyšující přeshraniční kapacitu). Plán popisuje předpoklady rozvoje těžby a uskladnění plynu v ČR, vývoj spotřeby plynu, z nichž pak analyzuje přiměřenost výstupní kapacity do jednotlivých zón a analyzuje bezpečnost dodávek za použití pravidla N – 1.

Na regionální úrovni spolupracující TSO připravují každé dva roky tzv. regionální investiční plány. V případě ČR se jedná o Regionální investiční plán střední a východní Evropy (dále jen CEE GRIP) na jehož přípravě se kromě České republiky podílí i Německo, Slovensko, Polsko, Rakousko, Maďarsko, Rumunsko, Bulharsko, Chorvatsko a Slovinsko.

Na přípravě regionálního plánu CEE GRIP 2014–2023 se podílelo 18 TSO působících v regionu, který čítá deset členských států EU (viz výše). Plán zahrnuje 88 investičních projektů v oblasti plynárenství včetně 24 projektů s finálním investičním rozhodnutím. CEE GRIP slouží, jako podklad pro přehled existující infrastruktury a plánovaných investic v regionu, a v závislosti na různých scénářích vývoje spotřeby a dodávek plynu, pak modeluje dopady plánovaných projektů z hledisek dostatku kapacit, stupně zajištění bezpečnosti dodávek a dále stupně integrace trhu a zajištění diverzifikace.

Evropský desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy vypracovává každé dva roky evropská síť provozovatelů plynárenských přepravních soustav (ENTSO-G). Plán se sestává z dlouhodobé prognózy spotřeby v jednotlivých zemích EU založených na datech TSO a dlouhodobých scénářích těžby a dodávek potrubního plynu a odděleně dodávek LNG (specifický trh s odlišnou metodikou cenotvorby). Zahrnuta je i předpokládaná těžba břidličného plynu a výroba bioplynu. Scénáře vycházejí z publikovaných renomovaných zdrojů a zohledňují například dekarbonizaci ekonomiky a tím i energetiky EU. Dále se scénáře zaměřují na možné výpadky dodávek plynu a jejich pokrytí jinými zdroji a cestami.

9.3.2 Spolupráce zemí V4+

Specifickou roli v plynárenství Evropské unie hrají východoevropské a jihoevropské státy z bývalého sovětského bloku, protože jsou odkázány převážně na jeden zdroj zemního plynu, a to Rusko. Země Visegrádské čtyřky společně s Chorvatskem se dohodly na vybudování severojižního plynárenského koridoru propojujícího LNG Terminál v polském Świnoujście přes území Polska, České republiky, Rakouska, Slovenska, Maďarska a Chorvatska s LNG terminálem na ostrově Krk. Vzhledem k jeho významu byl tento koridor zahrnut do projektů společného zájmu EU.

Plány rozvoje jednotlivých provozovatelů přepravních soustav pak zahrnují jednoduché a investičně relativně nenáročné kroky, jako je například obrácení směru fyzického toku tj. úpravy kompresních a měřicích stanic přes posílení přepravních kapacit zvýšením kompresní práce až po nejnáročnější výstavbu nových linií či zcela nových tras plynovodů.

9.4 Dlouhodobé analýzy rozvoje a plánování distribučních plynárenských sítí

Rámcové řešení a rozvoj plynárenské distribuční soustavy v novodobé historii po roce 1989 lze dle převažujícího vývoje a charakteru plánované a následně realizované plynofikace v jednotlivých obdobích časové posloupnosti rozdělit do několika navzájem se překrývajících etap:

9.4.1 1. etapa: technické koncepty zpracováváné od 2. poloviny 80. let 20. století s přesahem do roku 1995

V rámci řešení distribuční sítě se zejména ve velkých městech po roce 1989 pokračovalo na zpracování návrhů technického řešení plošných oblastí v rámci města s cílem kompletního odstranění zastaralé NTL plynovodní sítě a převodu na STL tlakovou hladinu v úrovni 1–3 bar. V souvislosti s tímto byly zpracovávány studie vybraných ucelených lokalit uliční struktury a zástavby, kde odpojení NTL plynovodů souviselo s modernizací a náhradou za STL plynovody z IPE (na základě analýzy připojených odběrů plynu a prováděných výpočtů hydraulických poměrů průtoků plynu a tlakových poměrů v plynovodní síti). Pro tyto účely byl využíván například software STASIM společnosti PNP Praha, od počátku 90. let pak slovenský SW PLYNOS s cílem eliminace negativní vlivů modernizace na bezpečné a spolehlivé zásobování zákazníků v navazujících oblastech města (porušení zokruhování sítě, nežádoucí pokles provozního tlaku, atd.). Tato strategie instalace distribučních rozvodů v kapacitní STL tlakové úrovni v následujících letech umožnila připojování výkonných lokálních zdrojů (objektových kotelen) v kategoriích střední odběratel – velkoodběratel.

9.4.2 2. etapa: a) 1993–2003 – „boom“ nové plynofikace

V souvislosti s delimitací původních „plynárenských podniků“ na jednotlivé právní subjekty s určitou územní působností a vlastníkem nastala příprava pro markantní rozvoj distribuční soustavy do doposud zcela neplynofikovaných obcí vedoucí zejména k celkové plynofikaci daného zájmového území. V mnoha případech bylo toto podpořeno i zájmem významných investorů zvláště o bytovou výstavbu na tzv. „zelených loukách“ v blízkém dosahu velkých měst. U měst zpracováváné nové územní plány správních celků a jejich změny znamenaly ve většině případů několikanásobný nárůst aglomerace i populace oproti existujícímu stavu. Další motivací pro připojování odběrných míst k distribučním soustavám byly různé dotační programy, například ze strany ministerstva životního prostředí (příspěvky na plynovodní přípojku a plynové kotle pro otop a ohřev TUV).

V případě obcí situovaných v dosahu významné dopravní infrastruktury byl významným impulsem rozvoje rozmach výstavby rozsáhlých skladových, obchodních či multifunkčních zón a parků s objekty mnoha renomovaných společností.

Pro tuto dobu jsou příznačné tzv. Generelní řešení gazifikace (GŘG) či Studie plynofikace pro jednotlivé neplynofikované obce, resp. pro několik blízce sousedících obcí společně. Z hlediska technického řešení se ve většině případů jednalo o návrh VTL připojení (plynovodu, přípojky) od nejbližší stávající trasy dálkovodu, VTL zdrojové regulační stanice a STL distribučního systému plynovodů a plynovodních přípojek, spolu s výpočty odběrů plynu a technickou specifikací sítě, včetně výkresové části, pro stávající a cílový stav a to vše se snahou v maximálním rozsahu dosáhnout budoucího provozního tlaku v úrovni 3 bary. V prvotním GŘG byla zdrojová VTL RS uvažovaná převážně jako autonomní pro danou STL síť jedné či několika obcí a lokalit, tj. nezokruhovaná přes kapacitní páteřní plynovod na obdobný duplicitní zdroj. Hlavním důvodem pro toto řešení byla snaha o minimalizaci nákladů a neefektivního vedení dlouhé linie plynovodu územím bez zástavby, tj. bez možnosti připojování potenciálních odběratelů po trase. K postupnému propojování STL sítě mezi obcemi docházelo pouze ojediněle. Tento stav je prakticky nezměněn dodnes, přestože ve většině GŘG již bylo dimenzování STL plynovodů, vedených až na konec zástavby například ve směru komunikace na sousední obec navrženo tak, aby toto propojení (zokruhování) nezávisle zásobovaných oblastí kapacitně umožnilo. V průběhu let zpracovávání jednotlivých GŘG a Studií plynofikace došlo k výraznému vývoji i využití SW i HW podpory – IS a IT. Proběhla plošná digitalizace provozovaných plynárenských zařízení z kartografické evidence do GIS, výpočtový SW plynovodních sítí PLYNOS byl nahrazen sofistikovanějším modelem OPTIPLAN v úzké spolupráci se společností Ruhrgas, následně E.ON. Větší pozornost se soustředila na předpokládané náklady spojené s plánovanou plynofikací v kontextu s premisou budoucí výše odběru plynu dle zákaznických kategorií, tj. vyhodnocování ekonomické efektivity plynofikace. Plynárenské společnosti se společně podílely na vývoji a následné implementaci SW FINCO Activity, který je využíván dodnes. Financování zmiňovaných gazifikací probíhalo zpočátku vlastními investicemi plynárenských subjektů, s postupem doby stále více pak sdružením finančních prostředků s obcemi a investory, později již v přímé investici externích investorů s možností následného odkupu či provozování ze strany plynárenských společností.

9.4.3 2. etapa: b) 1999–2005 – výrazný úbytek existujících odběrných míst kategorie velkoodběratel (blokové, okrskové kotelny, výtopny) přechodem ze zásobování plynem na CZT

Zejména pro oblast sídlištní zástavby na území velkých měst a hl. m. Prahy, je toto období charakteristické postupným přepojováním velkých topných zdrojů z plynu na CZT, ve vazbě na budování či aktivní využívání tepelných napaječů (náhrada plynových kotelen – výtopen za výměníkové předávací stanice), což mělo významný dopad na výši spotřeby plynu. Úbytek objemu plynu, do té doby zajišťovaným bezproblémovým stávajícím kapacitním připojením se nepodařilo vykompenzovat ani plošným rozšiřováním plynárenské sítě pro neplynofikované obce a městské části, kdy docházelo k připojování nových odběrných míst zejména z kategorií maloodběratelů a domácností. Problém obecné preference tepelného zajišťování staveb z CZT na úkor plynu, podporované legislativou i přístupem orgánů státní správy (například zákon o ochraně ovzduší č. 201/2012 Sb., v platném znění, zákon o hospodaření energií č. 406/2000 Sb., v platném znění, atd.) od té doby stále přetrvává, a to i v případech, kdy potenciální zákazníci z ekonomického pohledu, by primárně volili zásobování ze stacionárního zdroje na bázi plynu.

9.4.4 3. etapa: 2004/2005 – současnost

Od přelomu let 2004/2005 přestaly vznikat nové Generely pro plynofikaci dalších obcí v dosahu distribučních zón jednotlivých plynárenských společností. Příčin tohoto jevu bylo několik:

- Hlavní zájmové lokality již byly zainvestovány a trendem již nebylo extenzivní pojetí plynofikace nových území (zejména z pohledu návratnosti vložených investičních prostředků s ohledem na nízký zájem o připojení objektů v rámci stávající zástavby a absenci výraznějších rozvojových ploch).
- Rozhraní jednotlivých distribučních území již byla pevně vymezena.

Další plánování rozvoje distribuční soustavy reagovalo již jen na přijaté žádosti o připojení k distribuční soustavě jednotlivých odběrných míst všech zákaznických kategorií, v kombinaci s nadále pokračujícími developerskými projekty obsahujícími plošně rozsáhlejší obytná a komerční území. V těchto případech se však jedná o dostavbu a zahušťování stávající plynofikace, případně o výstavbu nových STL plynárenských zařízení navazující na již zasítovaná území. Tento vývoj trvá doposud. K vytváření celkové koncepce rozvoje distribuční soustavy, reflektujícího výše zmiňované požadavky, jsou k dispozici integrované obchodní a technické informační systémy provozovatelů distribučních soustav (ZIS, SAP, GIS, SW model OPTIPLAN atd.), jejichž výstupy jsou komplexní technicko-ekonomická řešení plynofikace s cílem efektivního využití kapacit plynárenské soustavy a se striktním zohledněním postupů dle vyhlášky ERÚ č. 195/2014 Sb., v platném znění.

V návaznosti na výše uvedené se v plynárenských distribučních společnostech řeší nové optimalizační technicko-ekonomické studie koncepce distribučních soustav, jejichž hlavními cíli, při současném zajištění spolehlivosti distribuce plynu a kapacitní rezervy pro další rozvoj, jsou:

- posouzení a optimalizace počtu a instalovaného výkonu zdrojových zásobních VTL distribučních regulačních stanic (včetně odboček přírodních VTL plynovodů) pro zásobování místní STL sítě,
- propočty a revize dimenzí hlavních páteřních propojovacích tras STL plynovodů (DN 300 a výše) s ohledem na jejich reálné využití (průtoky, rychlosti proudění plynu) ve vazbě na reálnou vytíženost zdrojových regulačních stanic a se zohledněním případných odstávek či poruch na propojené soustavě, s vyloučením možného výrazného poklesu tlakových poměrů znamenajícího omezení zásobování smluvních odběratelů plynu,
- celoplošné upřednostnění tlakové hladiny STL před NTL při postupných návrzích obnovy sítě i nových plynofikacích, minimalizace souběhů plynovodů, zvl. různých tlakových hladin (výrazná ekonomická úspora s instalací nižších profilů potrubí při vytvoření vyšší kapacitní rezervy distribuční soustavy a spolehlivosti distribuce plynu pro připojování nových odběrných míst),
- návrhy postupného rušení zdrojových STL regulačních stanic a zařízení při postupných převodech lokalit na STL tlakovou hladinu dle předchozího bodu.

Následující obrázek znázorňuje působnost provozovatelů regionálních distribučních soustav v ČR.

Obrázek 9.1: Působnost provozovatelů regionálních distribučních soustav v ČR (zdroj: ČPS).



9.5 Fyzické vyrovnávání přepravní soustavy

Na základě Nařízení komise (EU) č. 312/2014 ze dne 26. března 2014, kterým se stanoví kodex pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích a kterým se doplňuje nařízení (ES) č. 715/2009 (dále také „NC BAL“), bude provedena implementace změn do národní legislativy (pravidla trhu s plynem). Součástí změny budou změny ve způsobu vyrovnávání odchylek soustavy a dojde zřejmě k ukončení naturálního vyrovnávání odchylek uživatelů sítě (obchodníci s plynem) a zavedení čistě finančního modelu vyrovnávání odchylek subjektů zúčtování. Přepravní soustava je nucena reagovat na změnu legislativy a nejpozději od 1. 7. 2016 bude povinna plně zajistit činnosti a povinnosti z ní vyplývající.

Jeden z hlavních úkolů nařízení je zajistit výhody či zvyšovat a podporovat budoucí plně funkční a navzájem propojený vnitřní trh s energií. Dále je nutné neustále podporovat a standardizovat obchodování s plynem mezi různými zónami EU a tím zvyšovat tržní likviditu. Toto nařízení proto stanoví harmonizovaná pravidla vyrovnávání platná v celé Unii, jejichž cílem je poskytnout uživatelům sítě jistotu, že mohou ekonomicky efektivně a nediskriminačně řídit své bilance v různých vyrovnávacích zónách v celé Unii, a podporuje rozvoj konkurenčního krátkodobého trhu s plynem.

Fyzické vyrovnání přepravní soustavy je proces vedoucí k vyrovnání fyzických dodávek a odběrů do/ze soustavy, s cílem udržení a zajištění bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu soustavy. Samozřejmostí je udržovat a neustále zajišťovat soustavu v optimálních provozních mezích. Pokud bude zjištěna skutečnost, že soustava nemá optimální meze, tzn. je nebo bude do určitého časového okamžiku mimo optimum, musí zástupci dispečinku přepravní soustavy zajistit tzv. „vyrovnávací akce“.

Při provádění vyrovnávacích akcí provozovatel přepravní soustavy vezme ve vztahu k vyrovnávací zóně v úvahu alespoň následující:

- vlastní odhady provozovatele přepravní soustavy týkající se spotřeby plynu během plynárenského dne;
- informace o nominaci pro spotřebu zón a z měřeného plynu na vstupních/výstupních bodech;
- tlak plynu v celé přepravní síti, resp. musí sledovat optimální akumulaci v závislosti na provozních podmínkách.

Pokud některé hodnoty skutečně přesahují meze, které způsobí nevhodný provoz, provozovatel přepravní soustavy zahájí vyrovnávací akci:

- nákupem nebo prodejem krátkodobých standardizovaných produktů v rámci obchodní platformy a/nebo
- využitím vyrovnávacích služeb (budou definovány v dostatečném předstihu).

Při provádění vyrovnávacích akcí provozovatel přepravní soustavy zohlední tyto zásady:

- vyrovnávací akce se provádějí nediskriminačně;
- vyrovnávací akce zohledňují závazek provozovatelů přepravní soustavy, podle něžž budou provozovat úspornou a účinnou přepravní síť.

Uvedené požadavky vyplývající z nařízení budou plně implementovány v ČR během roku 2016, a to nejpozději do října. Vzhledem k uvedené skutečnosti se tato publikace nezabývá dosavadním způsobem vyrovnávání přepravní soustavy. Okolnosti spojené s touto problematikou budou detailně a transparentně vyjasněny v novelizovaných pravidlech trhu s plynem.

10 SKLADOVÁNÍ PLYNU

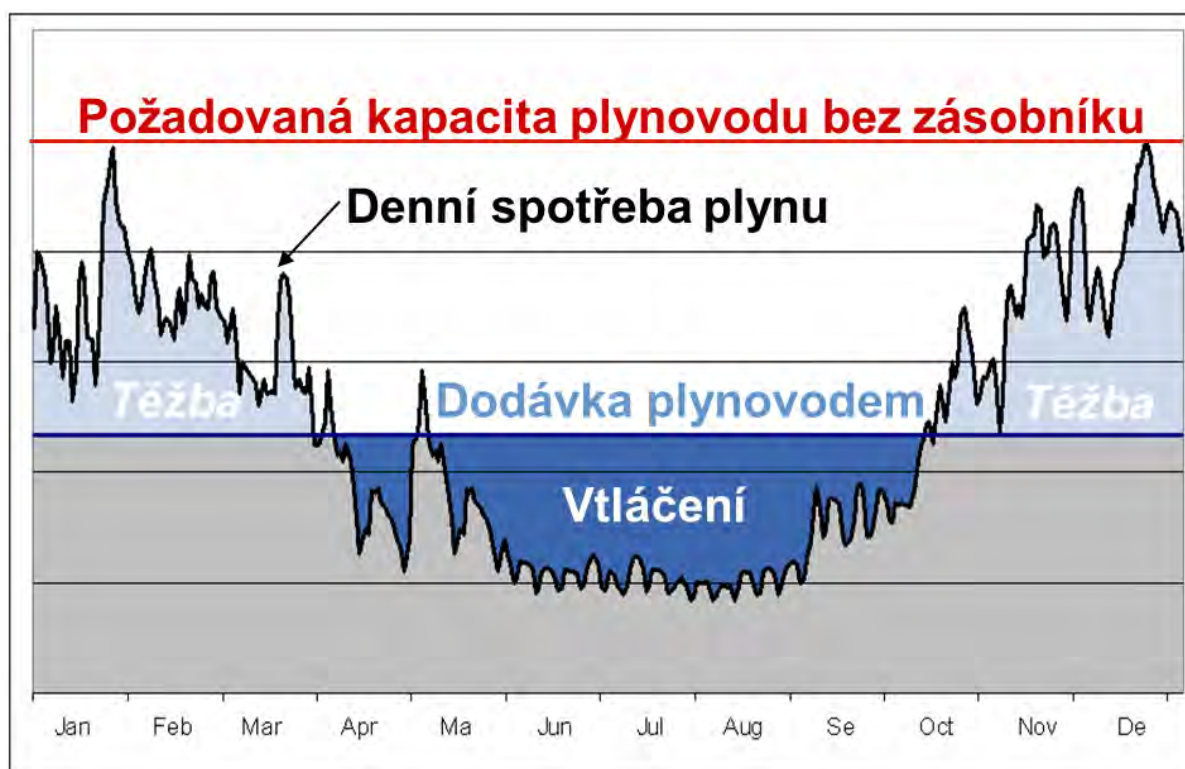
Lubor Veleba

10.1 Role zásobníků plynu v plynárenské soustavě a jejich význam pro obchodníky a konečné odběratele

10.1.1 Vyrovnávání sezónních rozdílů ve spotřebě plynu

Zásobníky plynu se tradičně využívají zejména pro vyrovnávání rozdílů ve spotřebě plynu v zimě a v létě. Průměrná denní spotřeba plynu v České republice v zimě je až sedmkrát vyšší než v létě, což je důsledkem využití zemního plynu zejména pro vytápění. Česká plynárenská soustava byla vybudována tak, aby umožňovala přepravu plynu v ČR pro průměrnou roční spotřebu a pokrytí sezónních výkyvů ve spotřebě pomocí plynu uskladněného v zásobnících. V létě se zemní plyn tradičně do zásobníků plynu vtláčí a v zimě se ze zásobníků plyn těží.

Obrázek 10.1: schematické znázornění spotřeby plynu a role zásobníků plynu při sezónním vyrovnávání spotřeby



10.1.2 Optimalizace plynárenských soustav

Zásobníky plynu umožňují optimalizovat soustavy od těžby plynu, přes přepravu až k odběrným místům. Zásobníky umístěné v blízkosti těžebních polí umožňují těžít plyn za optimalizovaného průběhu tlaků a tím snižovat náklady na těžbu, prodlužovat životnost ložisek plynu a zvyšovat celkové množství vytěžitelného plynu. V blízkosti center spotřeby umožňují zásobníky snižovat náklady na přepravu tím, že snižují maximální denní množství, které by bylo třeba přepravovat na velké vzdálenosti, a zvyšují efektivitu provozování přepravních soustav.

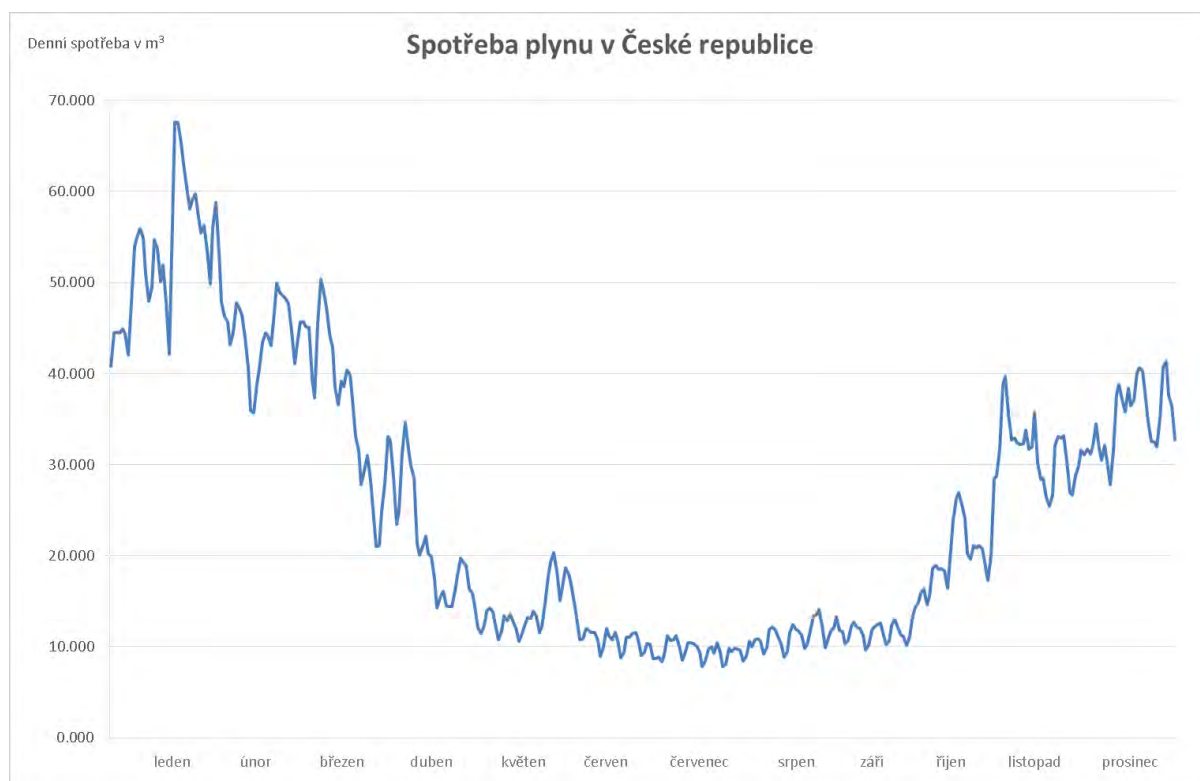
10.1.3 Fyzické vyrovnávání plynárenské soustavy

Množství plynu na vstupu do plynárenské soustavy a množství plynu na výstupu z plynárenské soustavy musí zůstat v rovnováze, aby byla zachována její provozuschopnost. Obchodníci s plynem, případně provozovatel přepravní soustavy, mohou zásobníky plynu využívat k vyrovnávání soustavy tak, že nedostatek plynu na vstupu do soustavy nebo přebytek odběru plynu ze soustavy nahradí těžba ze zásobníku a nedostatek odběru ze soustavy nebo přebytek plynu na vstupu do soustavy nahradí vtláčení plynu do zásobníku. Důležitým parametrem zásobníků je v těchto případech rychlost, s jakou dokáží soustavu vyrovnat.

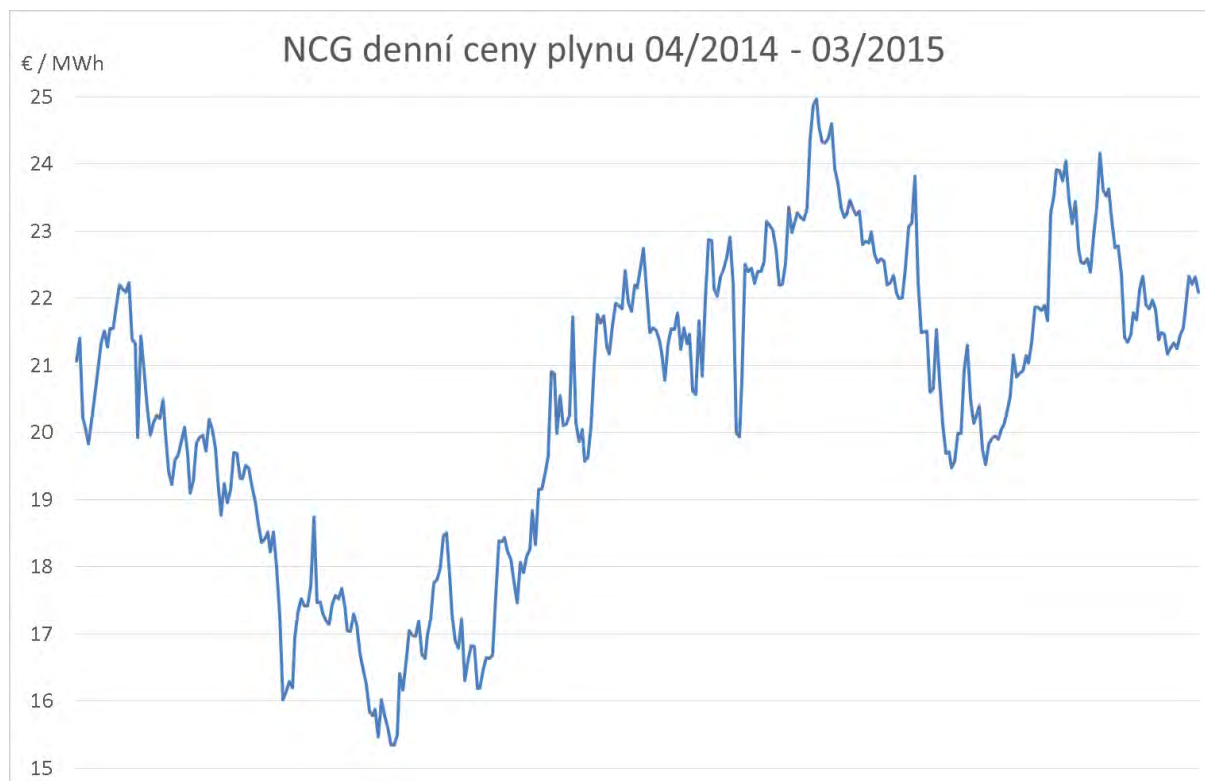
10.1.4 Krátkodobá optimalizace dodávek a obchodování s plynem

S liberalizací trhu s plynem se od roku 2002 role zásobníků plynu postupně proměňovala. I nadále mají klíčovou roli při vyrovnávání sezónních rozdílů ve spotřebě plynu, nově se však využívají pro krátkodobou optimalizaci dodávek konečným odběratelům, například pro vyrovnávání spotřeby v průběhu týdne a dnů, a také k obchodování s plynem na organizovaných trzích, například pro obchody s futures smlouvami léto-zima a na spotovém trhu (viz kapitola 7). Skutečný průběh spotřeby zemního plynu a jeho cen je uveden na dvou příkladech v následujících obrázcích.

Obrázek 10.2: skutečný průběh denní spotřeby plynu v České republice v roce 2006



Obrázek 10.3: Ceny zemního plynu – NCG, day ahead, duben 2014 až březen 2015, €/MWh



10.1.5 Bezpečnost dodávek plynu

V posledních letech roste důležitost tématu bezpečnosti dodávek, a to jak z hlediska výpadku části evropské plynárenské soustavy, tak přerušení dodávek zemního plynu. Zásobníky plynu poskytují pojistku proti neočekávaným událostem, které mají nízkou pravděpodobnost a vysoký dopad, a mohou zásadním způsobem negativně ovlivnit technickou provozuschopnost plynárenských soustav nebo dostupnost plynu pro koncové zákazníky. Takové události mohou být způsobeny neočekávaným vývojem počasí, jako je například období velmi nízkých teplot či dlouhé období nízkých teplot v Evropě v letech 2012 a 2013 a v USA v roce 2014, nebo přerušením dodávek z technických nebo politických důvodů. Tyto události mohou mít různou intenzitu a délku, nicméně vždy mají významný dopad na výši spotřeby a velkoobchodní cenu plynu. Například během sporu o dodávky plynu mezi Ruskem a Ukrajinou v roce 2009 byl dostatek plynu v českých zásobnících klíčovým faktorem překonání této situace bez dopadů na zákazníky.

Přestože jsou zásobníky plynu pouze jedním ze zdrojů flexibility, oproti obchodům na organizovaných trzích poskytují garanci fyzické dodávky plynu v blízkosti center spotřeby. Tím umožňují dodavatelům plynu vyrovnávat jejich pozice a provozovatelům vyrovnávat vstupy a výstupy soustavy.

Liberalizace evropského trhu vedla k právnímu a funkčnímu oddělení dodavatelů plynu (obchodníků) od provozovatelů infrastruktury (provozovatelé zásobníků a přepravních soustav). Provozovatelé zásobníků mají nyní odpovědnost pouze za bezpečný provoz svých zařízení a nikoliv za to, zda a kdy v nich bude plyn. To je zcela v rukou obchodníků. Kvůli vývoji na evropském trhu s plynem, který v posledních letech zaznamenává velmi nízký rozdíl mezi letní a zimní cenou plynu a dostatek plynu na spotovém trhu, ztrácejí obchodníci motivaci skladovat plyn a více spoléhají na nákup plynu na spotových trzích. Zároveň je třeba si uvědomit, že dostatek skladovací kapacity v nějaké zemi ještě neznamená, že tato kapacita je skutečně využívána, tj. že do zásobníků je skutečně ukládán plyn. Jinými slovy, skutečnost, že je kapacita k dispozici nebo že je rezervovaná, ještě neznamená, že v zásobníku je plyn, který může sloužit zákazníkům. Provozovatelé zásobníků tak nemohou ovlivnit, kdy a k jakým účelům obchodníci uskladněný plyn využijí.

Jedná se o celoevropský problém. V minulosti byly evropské zásobníky před zimní topnou sezónou vždy zcela plné, ale na začátku topné sezóny 2013 mělo například Rakousko zásobníky zaplněné jen na 65 procent, Maďarsko na 45 procent, Slovensko na 75 procent a Německo na 82 procent. Menší objem plynu v zásobnících znamená, že zásoby vydrží kratší dobu a zároveň je k dispozici i nižší maximální denní těžební výkon, což může mít negativní dopad na zásobování konečných zákazníků v případech špičkové poptávky. V řadě členských zemí EU, od Francie po Německo, probíhá intenzivní debata o tom, jak zajistit, aby byl v zásobnících plynu před topnou sezónou dostatek plynu pro běžné zásobování při tuhé zimě i pro mimořádné situace jako je přerušení dodávek z Ruska. Evropská komise situaci bedlivě sleduje a v průběhu roku 2015 připravuje novelizaci evropské legislativy v oblasti bezpečnosti dodávek plynu.

Česká republika reagovala na tento vývoj v roce 2013 zavedením nové povinnosti pro obchodníky. Vyhláška MPO o stavu nouze definuje v souladu s evropskou legislativou velikost bezpečnostního standardu dodávky chráněným zákazníkům a zároveň ukládá obchodníkům dodávajícím plyn těmto zákazníkům povinnost plnit určitou část bezpečnostního standardu uskladněním plynu v zásobnících na území EU v zimním období. Tak je garantována dostupnost plynu pro případ mimořádné situace jako je například přerušení dodávek ze zahraničí.

10.2 Typy zásobníků, jejich charakteristiky a skladovací kapacity v ČR a v sousedních zemích

Při skladování plynu využíváme jeho stlačitelnost. Zásobníky plynu lze budovat v podzemí v porézních horninách nebo v uměle vytvořených kavernách. Pro účely této kapitoly neuvažujeme o skladování plynu v tlakových nádobách, které se používají pro účely plynárenských soustav jen omezeně a lze je použít pouze pro malé objemy plynu.

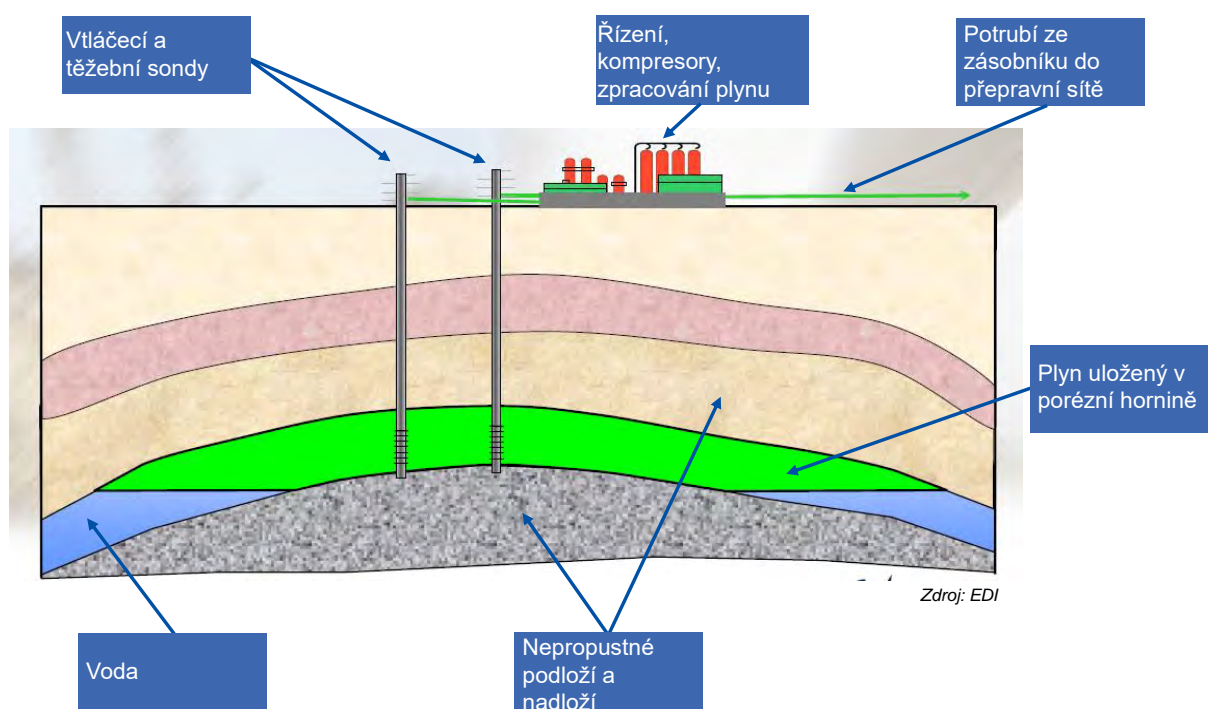
10.2.1 Porézní zásobníky plynu

Podzemní část zásobníku tvoří porézní hornina, ve které se dříve nacházelo ložisko zemního plynu nebo ropy. Past, která brání plynu v úniku mimo zásobník, tedy byla vytvořena přírodou v období tvorby ložisek plynu a ropy a tvoří ji typicky horninové zlomy, jílovitá podloží nebo voda. Nacházejí se v hloubkách 500–2 000 metrů. V ČR se takových zásobníků plynu nachází několik.

Podobně lze plyn ukládat do porézní horniny zaplavené vodou. Voda pak tvoří past, která brání plynu v úniku mimo zásobník plynu. Jednoduše řečeno, vtlačení zemní plyn vytváří bublinu ve vodě v porézní hornině. Fyzikální vlastnosti těchto zásobníků, zvaných aquifery, typicky umožňují rychlejší vtlačení a těžbu než je tomu u vytěžených ložisek plynu a ropy. Nacházejí se v hloubkách 500–1 000 metrů. V ČR je jediným aquiferovým zásobníkem plynu provoz společnosti RWE Gas Storage v Lobodících.

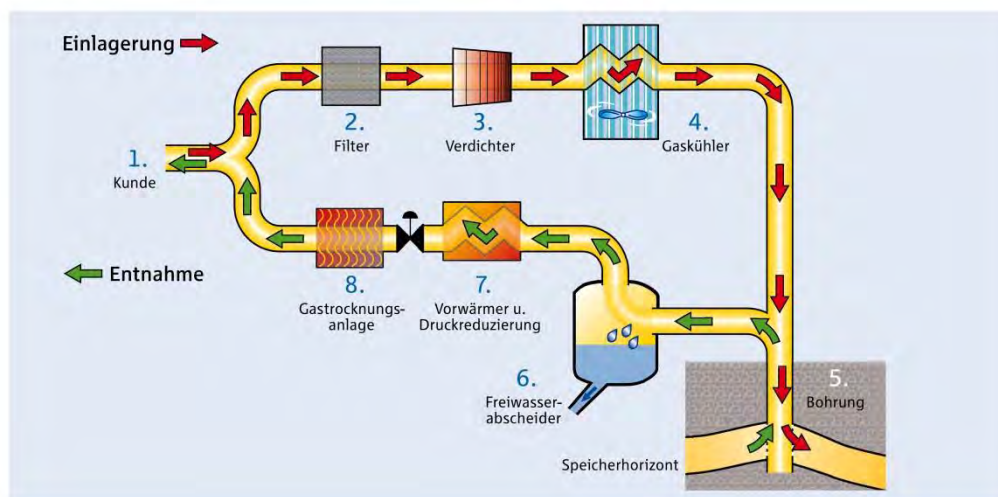
Porézní ložiska mají obvykle rozlohu několika km² a mocnost několik desítek metrů.

Obrázek 10.4: Zjednodušené schéma porézního zásobníku plynu



Nadzemní část zásobníku plynu tvoří technologický soubor, do něhož patří zařízení filtrace, měření, komprese a sušení plynu. Nadzemní technologie je obvykle umístěna v jediném centrálním areálu, pouze v případě větší rozlohy zásobníku též v dodatečných sběrných střediscích. S podzemní částí je centrální areál či sběrné středisko spojeno plynovody a sondami, což jsou vrty vystrojené tak, aby umožnily bezpečnou těžbu i vtláčení plynu.

Obrázek 10.5: Zjednodušené schéma technologických kroků při skladování plynu



10.2.2 Kaverny

Podzemní část zásobníku tvoří uměle vytvořená dutina tzv. kaverna. Kaverny jsou typicky vytvořené v ložisku soli a to vyplavením. Vlastnosti těchto zásobníků umožňují podstatně rychlejší vtláčení a těžbu plynu oproti vytěženým ložiskům plynu a ropy či aquiferovým zásobníkům. V ČR je jediným kavernovým zásobníkem plynu provoz společnosti RWE Gas Storage v Hájích. Ten je však světovým unikátem, protože byl vytvořen v žulovém masivu mechanickým rubáním chodeb. Kavernové zásobníky mají podobnou nadzemní technologii.

10.2.3 Zásobníky LNG a CNG

V případě zásobníků LNG a CNG se jedná o tlakové nádoby nikoli o podzemní zásobníky. Zásobníky LNG a CNG, které neumožňují skladování většího objemu plynu, se využívají například v pobřežních LNG terminálech či při opravách distribučních soustav.

10.2.4 Kapacita a těžební nebo vtláčecí výkon

Kapacita zásobníku plynu je maximální množství zemního plynu, které je možné do zásobníku vtláčet, uskladnit a ze zásobníku vytěžit. Je definována třemi veličinami: pracovní objem (m^3 nebo kWh), maximální těžební výkon (m^3 za den nebo kWh za den) a maximální vtláčecí výkon (m^3 za den nebo kWh za den).

Obrázek 10.6: Letecký pohled na centrální areál zásobníku plynu a sondy



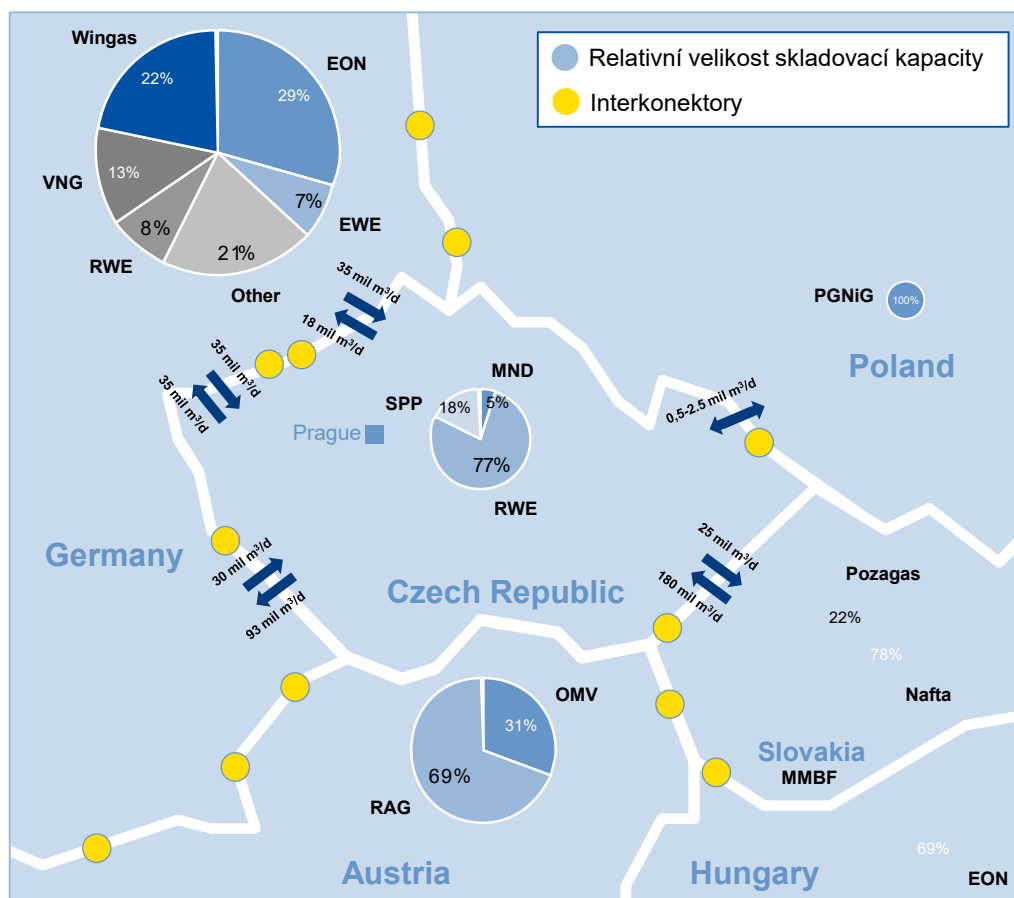
Špičkový zásobník plynu je zásobník, který umožňuje dodávku plynu tak, aby byly pokryty denní špičky ve spotřebě. Typicky je z něj možné vytěžit veškerý uložený plyn během 10–20 dnů (má tedy nízký podíl pracovního objemu a těžebního výkonu) a vedle toho má schopnost rychlého spuštění či změny režimu z vtláčení na těžbu. Prakticky jsou takto provozovány kavernové zásobníky.

Sezónní zásobník naopak dodává plyn během celého zimního období (má tedy vysoký podíl pracovního objemu a těžebního výkonu) a změna režimu provozu je v něm náročnější. Prakticky jsou takto provozovány zásobníky ve vytěženém ložisku.

S klesajícím objemem plynu uloženým v zásobníku (a tedy s klesajícím ložiskovým tlakem) klesá i těžební výkon. Naopak, s rostoucím objemem plynu v zásobníku (a tedy s rostoucím ložiskovým tlakem) klesá vtláčecí výkon. Maximální denní těžební a vtláčecí výkon v závislosti na množství uloženého plynu vyjadřují tzv. těžební a vtláčecí křivky, které jsou specifické pro každý zásobník.

Maximální těžební a vtláčecí výkon je určen jednak nadzemní technologií a sondami a dále geologickými vlastnostmi horniny. Nadzemní technologie a sondy lze upravovat tak, aby bylo možno dosahovat vyšších výkonů, například vyšším počtem sond, lepším stavem sond, vyšší kompresí nebo vyšším výkonem sušení a měření. Naopak, geologické vlastnosti horniny jsou dány přírodou a zahrnují zejména permeabilitu horniny a vlastnosti vodního zápolí.

Obrázek 10.7: Skladovací kapacita v ČR a sousedních zemích dle provozovatelů



10.3 Trh a obchodování se skladovacími kapacitami v rámci středoevropského regionu, zvláštnosti regulatorního rámce a vztah k bezpečnosti dodávek

10.3.1 Trh se skladovací kapacitou

Trh se skladovací kapacitou je součástí širšího trhu s flexibilitou dodávek plynu. Flexibilitu dodávek plynu lze definovat jako možnost měnit v čase dodávané množství plynu. Zahrnuje tedy výrobu zemního plynu (neboť při těžbě plynu lze měnit dodávané denní množství), smlouvy na nákup plynu s producenty nebo velkoobchodníky (neboť často obsahují možnost měnit odebrané denní množství) a přerušitelný odběr (neboť existují koneční odběratelé, kteří za odměnu omezí odběr plynu; mají například dvoupalivový systém). V ČR a střední Evropě se však jedná zejména o využívání skladovací kapacity, protože ostatní zdroje flexibility jsou zde velmi omezené či nevhodné.

V Evropské unii je k dispozici přibližně 100 miliard m³ skladovací kapacity. Prozatím však nejde o jeden trh se skladovací kapacitou, a to zejména z důvodu vysokých nákladů na přepravu plynu v případě, že by bylo nutné přepravovat vysoká denní množství plynu přes několik přepravních soustav. V některých případech také z důvodu neexistence dostatečného objemu takových pře-

pravních kapacit. Ve střední Evropě je trh se skladovací kapacitou, zahrnující Českou republiku, Slovensko, Rakousko, Polsko a část Německa, velmi integrovaný a plně funkční.

Střední Evropa je na skladovací kapacitu bohatá. V roce 2015, provozovatelé zásobníků plynu v České republice, Slovensku, Rakousku, Maďarsku, Polsku a Německu provozují 54 miliard m³ skladovací kapacity. Jedná se zejména o porézní zásobníky ve vytěžených ložiscích plynu.

Obrázek 10.8: Umístění zásobníků plynu ve střední Evropě, zdroj: Gas Infrastructure Europe



10.3.2 Obchodování se skladovací kapacitou

Od roku 2005 je v Evropě legislativou zřízen tzv. přístup třetích stran. To znamená, že jakýkoli konečný odběratel plynu a držitel licence / rejstřík na obchod s plynem má právo sjednat si užití skladovací kapacity u provozovatelů zásobníků plynu. Činí tak rezervací skladovacích kapacit u jednotlivých provozovatelů zásobníku plynu (viz kapitola 10.4).

V praxi provozovatelé nabízejí různé skladovací produkty, které zahrnují zejména pevné a přerušitelné produkty, víceleté smlouvy (v ČR 1–15 let), krátkodobé smlouvy (dny či měsíce), v libovolné kombinace pracovního objemu, těžebního a vtláčečho výkonu a další doplňkové služby. Je běžné, že obchodníci s plynem používají kombinaci několika produktů a smluv.

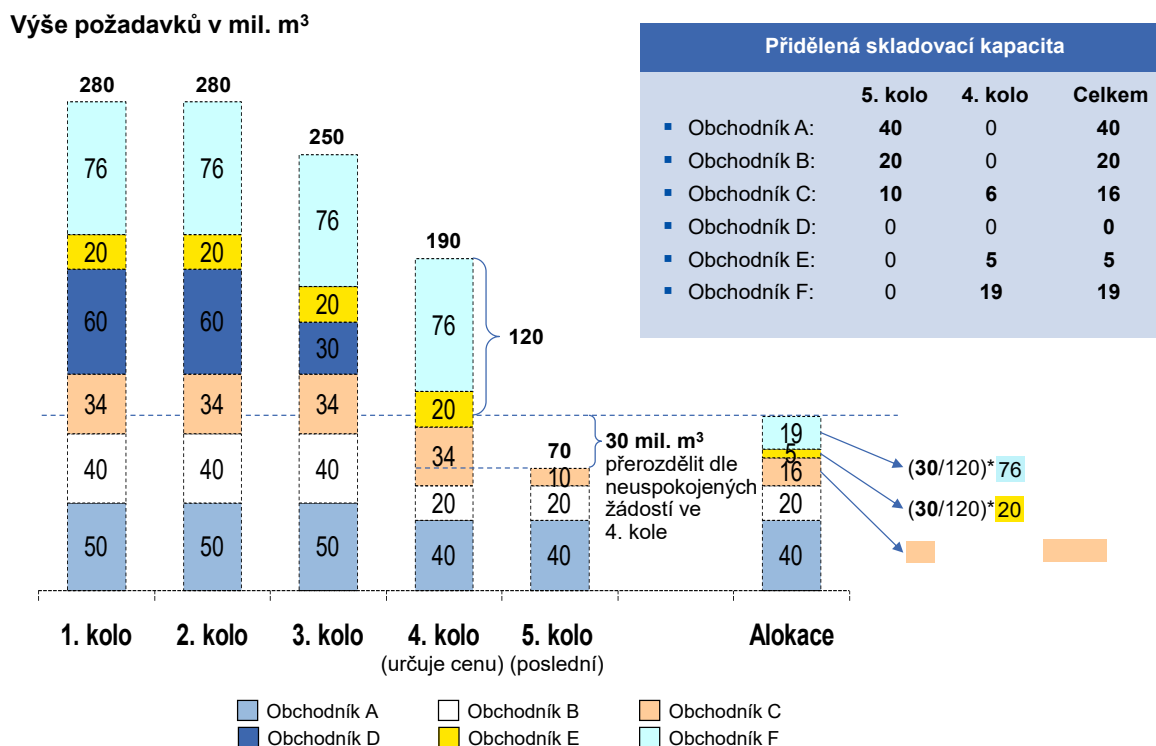
Jako příklad je uvedeno zjednodušené schéma produktů nabízených největším provozovatelem zásobníků plynu v ČR, společnosti RWE Gas Storage, s. r. o.

Obrázek 10.9: Zjednodušené schéma produktů v nabídce společnosti RWE Gas Storage, s. r. o.



V Evropské unii existují výrazné rozdíly mezi jednotlivými státy ohledně postupu při rezervaci skladovací kapacity. V České republice si obchodníci s plynem rezervují skladovací kapacitu ve vícekolových elektronických aukcích (viz také kapitola 10.4), při nichž provozovatelé zásobníku nabízejí konkrétní množství skladovací kapacity za jimi určenou minimální cenu. Pokud součet poptávek po této kapacitě překročí její nabízené množství, pokračuje aukce dalším kolem s vyšší cenou. Aukce končí, pokud je součet poptávané skladovací kapacity nižší nebo roven nabízenému množství. Výsledná cena je pro všechny účastníky aukce stejná a rovná se ceně z předposledního kola, pokud v něm poptávka převýšila nabídku, nebo z posledního kola. Skladovací produkty nabízené v aukcích se obvykle liší zejména v délce doby rezervace (tj. smlouvy na 1–5 let, kratší než jeden rok), v poměru pracovního objemu a těžebního a vtláčecího výkonu (tj. rychlost produktu), a charakteristikou změny těžebního a vtláčecího výkonu v závislosti na množství plynu uloženém v zásobníku (tj. vtláčecí a těžební křivka).

Příklad přidělení skladovací kapacity v aukci



Z hlediska určení hodnoty skladovací kapacity je skladovací kapacita opcí, která držitelé umožňuje každý den činit rozhodnutí, zda plyn vtláčet nebo těžit nebo nečinit nic. Skladovací kapacita tedy umožňuje realizovat tzv. intrinsic value i extrinsic value. Intrinsic value lze realizovat okamžitě při uzavření smlouvy na uskladnění plynu, když například obchodník ve stejný den uzavře smlouvu futures na koupi plynu v budoucím letním období a smlouvu futures na prodej plynu v budoucím zimním období a odečte transakční a kapitálové náklady. Extrinsic value lze realizovat až při denním obchodování s plynem při využívání zásobníku a to pouze za předpokladu, že existuje volatilita cen plynu. Extrinsic value lze dopředu pouze odhadovat pomocí metod pro určení hodnoty opcí, typicky matematickou metodou Monte Carlo.

V roce 2014 bylo v České republice v aukcích nabídnuto 410 miliónů m³ skladovací kapacity a konečné ceny v aukcích se pohybovaly v rozmezí 0,69 až 1,09 Kč za m³ pracovního objemu.

Kromě rezervace primární skladovací kapacity, tedy rezervace sjednané mezi obchodníkem a provozovatelem zásobníku plynu, lze obchodovat i se sekundární skladovací kapacitou. Při prodeji sekundární skladovací kapacity, obchodník již rezervovanou skladovací kapacitu poskytne k užívání jinému obchodníkovi. Při tom může, ale nemusí, dojít k přechodu práv a povinností plynoucích z řádu provozovatele zásobníku, a práv a povinností spojených s nominacemi a dispečerským řízením. Ke změně protistrany vůči provozovateli zásobníku může dojít pouze s jeho souhlasem. V podmínkách České republiky a střední Evropy dochází k obchodům se sekundární kapacitou často jako OTC a v omezené míře na platformě Store-x. V roce 2014 činil objem skladovací kapacity nabídnuté na platformě Store-x 1,5 miliardy m³.

V ostatních zemích Evropské unie jsou elektronické aukce zatím spíše výjimkou a převládá zde dvoustranná dohoda mezi provozovatelem zásobníku a obchodníkem. Většina evropských provozovatelů zásobníků také nezveřejňuje skutečné ceny, výjimkou je Česká republika a Dánsko.

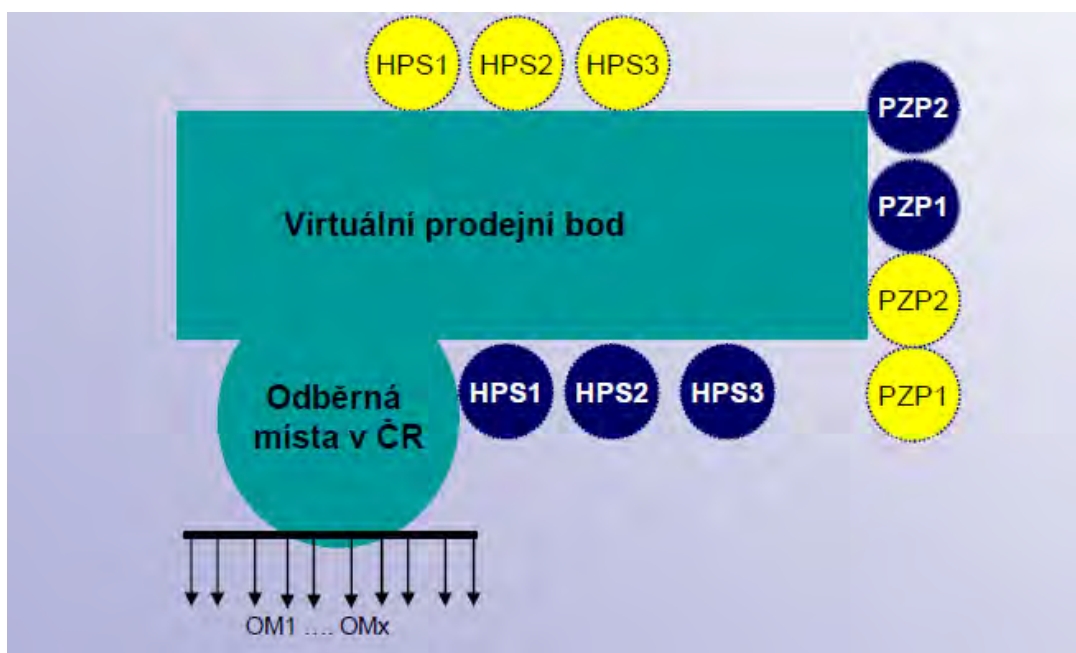
10.3.3 Zvláštnosti regulatorního rámce

Regulatorní rámec pro provozovatele zásobníků plynu v ČR tvoří zejména energetický zákon, vyhláška ERÚ o pravidlech trhu s plynem a řády provozovatelů zásobníků. Energetický zákon upravuje vydávání licencí provozovatelům ze strany ERÚ, právo přístupu k zásobníku plynu pro účastníky trhu, princip určení ceny a další práva a povinnosti spojená zejména s provozem zásobníku plynu. Energetický zákon zároveň implementuje tzv. třetí energetický balíček Evropské unie, což je soubor evropských právních předpisů zaměřených především na liberalizaci trhu s plynem. Vyhláška ERÚ o pravidlech trhu s plynem pak určuje zejména způsob prodeje skladovací kapacity a povinnosti provozovatelů ohledně zveřejňování provozních informací. Řády provozovatelů, jejichž obsah upravuje speciální vyhláška, stanovují podrobnosti týkající se procesu rezervace různých druhů kapacit, postup pro zasílání nominací, kvalitu plynu, pravidla účtu ukladatele, cenu a platební podmínky. Řády provozovatelů schvaluje ERÚ. Jelikož ERÚ svojí vyhláškou o pravidlech trhu s plynem upravuje podobná témata jako řády provozovatelů, je nutné oba dokumenty číst společně.

V praxi pak tento soubor legislativy zajišťuje, že zásobníky plynu jsou k dispozici konečným zákazníkům, držitelům licence na obchod s plynem, výrobu plynu a na provoz přepravní a distribuční soustavy a to na jednom virtuálním bodě pro každého provozovatele zásobníku a za tržní ceny, které jsou určeny v aukcích. Provozovatel zásobníku plynu zveřejňuje zejména velikost kapacit, velikost nominací, informace o přerušitelné a přerušené kapacitě, stav zásob plynu, odstávky, ceny z aukcí a další údaje.

Poskytování služby uskladnění plynu na jednom virtuálním bodě pro každého provozovatele představuje výrazné zjednodušení fyzického světa. Ve skutečnosti může každý provozovatel provozovat několik zásobníků připojených na přepravní soustavu v různých bodech a každý zásobník se dále skládá z několika technologických jednotek. Výhody, které to přináší uživatelům zásobníků, zahrnují zjednodušení rezervace a nominací pro uskladnění, zjednodušení rezervace a nominací pro přepravu z a do zásobníku, a omezení dopadu odstávek jednotlivých zásobníků na jejich uživatele.

Obrázek 10.11: Schéma modelu trhu s plynem v ČR, kde PZP 1 znázorňuje virtuální bod zásobníku plynu provozovatele 1



Provozovatelé zásobníků plynu musí splňovat i požadavky báňské legislativy, zejména horního zákona a zákona o hornické činnosti. Provozovatelé tak musí disponovat zejména povolením k hornické činnosti (obvykle zvláštní zásahy do zemské kůry) a jsou předmětem dozoru báňských úřadů, a naopak užívají ochranu, kterou poskytuje vymezení dobývacího prostoru a chráněného území pro zásahy do zemské kůry.

Z hlediska bezpečnosti dodávek plynu je relevantní přímo uplatnitelné nařízení Evropského parlamentu a Rady o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu, které určuje minimální standard bezpečnosti dodávek, a dále vyhláška ministerstva průmyslu a obchodu, která určuje okruh chráněných zákazníků a způsob výpočtu, plnění a kontroly tohoto standardu. Držitelé licence na obchod s plynem, kteří dodávají chráněným zákazníkům, mají dle této vyhlášky povinnost zajistit dodávku plynu chráněným zákazníkům alespoň po dobu 30 nejchladnějších po sobě následujících dnů za posledních dvacet let, alespoň 20 % tohoto standardu plnit v zimním období uskladňováním plynu v zásobnících na území Evropské unie a každý měsíc vykazovat plnění tohoto standardu ERÚ. Chráněnými zákazníky jsou domácnosti, zákazníci s předpokládaným ročním odběrem do 630 MWh, zákazníci s převažujícím otopovým odběrem s předpokládaným ročním odběrem nad 4 200 MWh, sociální služby a některé klíčové instituce.

10.4 Rezervace skladovacích kapacit, nominace a dispečerské řízení, platby

Rezervace skladovací kapacity spočívá v uzavření smlouvy o uskladnění plynu s provozovatelem zásobníku, a to před začátkem skladovacího období. Nominace spočívá v tom, že ukladatel v průběhu skladovacího období zasílá každý den v určených časových intervalech informaci o denním množství plynu, které požaduje do zásobníku vtlačit nebo naopak ze zásobníku vytěžit.

Rezervace

Roční produkty	D – 2 pracovní dny a více, typicky D – několik měsíců
Měsíční produkty	D – 2 pracovní dny a více, typicky D – několik měsíců
Denní produkty	D – 1 a více
Intraday produkty	D

Nominace

Předběžná nominace	D – 1 měsíc
Nominace	D – 1 den
Renominace	D

10.4.1 Rezervace skladovacích kapacit

Rezervace skladovací kapacity spočívá v uzavření smlouvy o uskladnění plynu, kterou se provozovatel zásobníku zavazuje převzít a vydat plyn v souladu s řádem provozovatele, vyhláškou ERÚ o pravidlech trhu s plynem a energetickým zákonem.

V ČR se smlouvy na uskladnění plynu uzavírají na základě elektronických aukcí (viz kapitola 10.3). Před aukcí a po ní uživatel zásobníku činí zejména následující úkony:

Registrace do aukčního systému provozovatele	A – X dní dle podmínek aukce
Složení finanční jistoty	A – 3 pracovní dny
Prohlášení o splnění podmínek pro účast v aukci či smlouva o účasti v aukci	A

Aukce

Potvrzení výsledků	A + 1 den
Splnění finanční způsobilosti a podpis smlouvy dle podmínek aukce	A + X dní

Obrázek 10.12: Print screen části podmínek aukce skladovací kapacity

PODMÍNKY ELEKTRONICKÉ AUKCE
SPOLEČNOSTI RWE GAS STORAGE, s.r.o.
PRO ROČNÍ SMLOUVU O USKLADNOVÁNÍ PLYNU

TERMÍN KONÁNÍ AUKCE: 2. 6. 2015
NABÍZENÁ KAPACITA: 18 000 000 m³
SKLADOVACÍ OBDOBÍ: 1. 4. 2016 – 1. 4. 2021

A) Minimální cena za jednotku skladovací kapacity
0,73 Kč / m³ provozního objemu
Tato cena je bez DPH, která bude připočítána dle platných předpisů.

B) Termín aukce
2. 6. 2015 začátek v 10:00 hod. SEČ⁺

Časový harmonogram

	Termín
Registrace do Zákaznické zóny	do 25. 5. 2015
Složení finanční jistoty nebo předložení bankovní záruky	do 27.5.2015
Elektronické prohlášení o splnění podmínek pro účast v aukci	do 2. 6. 2015
Aukce	2. 6. 2015
Potvrzení výsledků aukce	do 3. 6. 2015
Předložení splnění podmínek finanční způsobilosti a podepsání smlouvy	do 22. 6. 2015
Začátek skladovacího období	1. 4. 2016

C) Celková nabízená skladovací kapacita

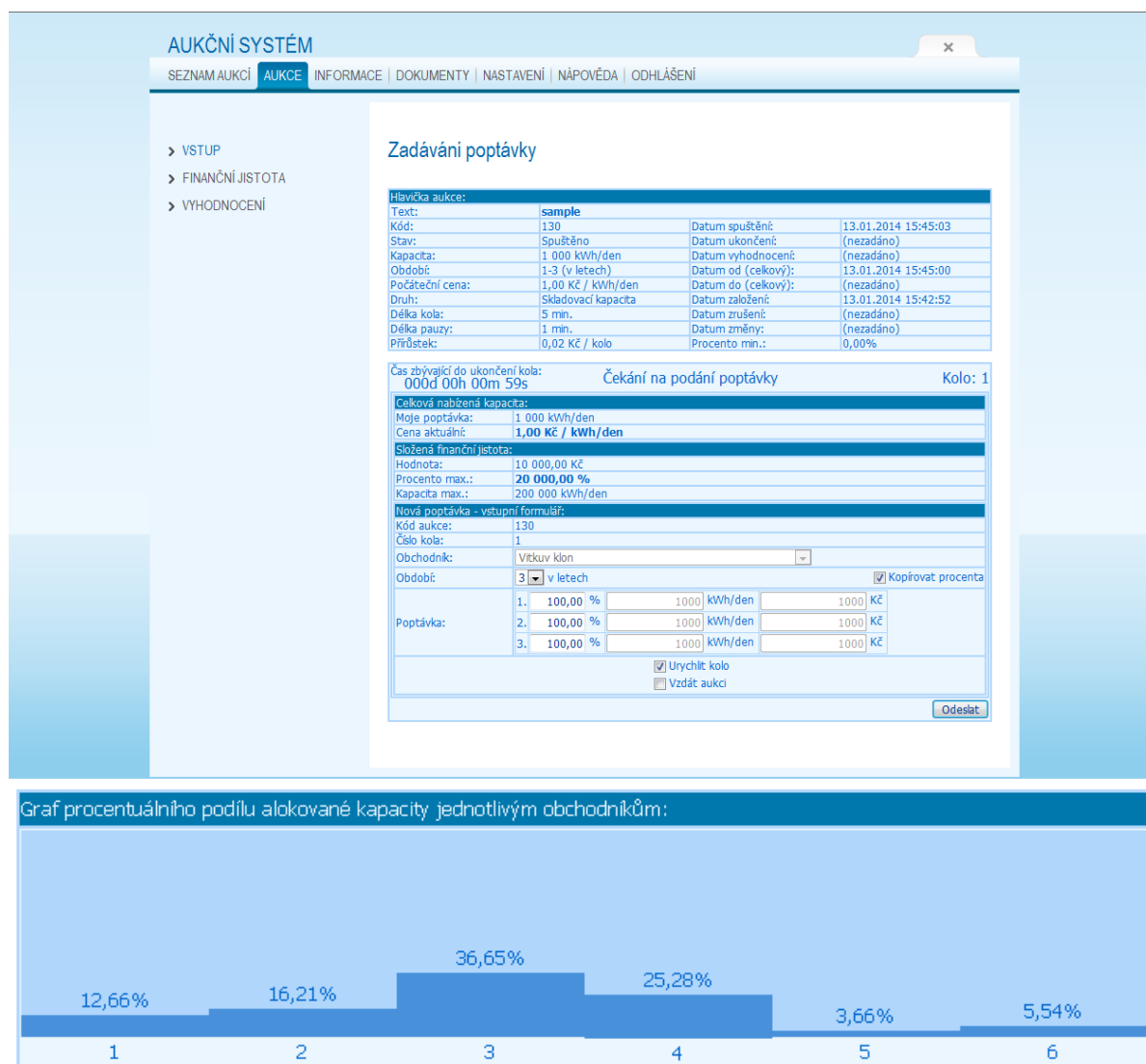
- provozní objem: 18 000 000 m³
- maximální těžební výkon: 1 773 000 kWh/den
- maximální vtláčecí výkon: 1 755 000 kWh/den

pro celou dobu trvání smlouvy.

D) Velikost navýšení ceny za jednotku skladovací kapacity mezi aukčními koly a způsob alokace skladovací kapacity
0,03 Kč/m³

Způsob alokace skladovací kapacity je určen vyhláškou 365/2009 Sb. O Pravidlech trhu s plynem, § 17, odst. 11, názorný graf je zveřejněn na webových stránkách RWE Gas Storage [zde](#).

Obrázek 10.13: Print screen obrazovky aukčního systému a výsledků aukce





10.4.2 Nominace a dispečerské řízení

V průběhu skladovacího období zasílá uživatel zásobníku provozovateli zásobníku a provozovateli přepravní soustavy nominaci množství plynu pro vstup nebo výstup ze zásobníku. Tyto nominace může v průběhu každého dne aktualizovat v souladu a časovým harmonogramem uvedeným v řádu provozovatele. Provozovatel zásobníku a provozovatel přepravní soustavy nominace potvrzují, pokud jsou v souladu s rezervovanou kapacitou. Nominace a jejich potvrzování probíhají elektronicky.

Nominace si předávají dispečinky provozovatelů a dispečinky uživatelů zásobníků v nepřetržitém režimu 24/7. Dispečinky provozovatelů sousedících soustav spolu spolupracují při sesouhlasení nominací množství plynu, tzv. matching.

Obrázek 10.14: Print screen obrazovky pro zadávání nominací pomocí nominačního portálu

> Root > GST CZE > 05 Subjekty účtování > Testovací SZ A

Testovací SZ A

[Nominace](#) > [Přerušitelná kapacita - požadavek](#) > [Intraday Přeruš, kapacita - požadavek](#) > [Denní pevné výkony - požadavek](#) > [Přehled nominací](#)
[Rychlá tabulka](#) > [Rychlý pohled](#) > [Vložit konstantní hodnotu](#)

Plynárenský den: 16.6.2015

Smlouva B přerušitelná IPK

Nominace [kWh]
 Směr Vtláčení Těžba
 Limity [kWh] Min. 0 těžba Max. 0 vtláčení
 Validace

Smlouva C

Nominace [kWh]
 Směr Vtláčení Těžba
 Limity [kWh] Min. 0 vtláčení Max. 0 vtláčení
 Validace

Smlouva C přerušitelná IPK

Nominace [kWh]
 Směr Vtláčení Těžba
 Limity [kWh] Min. 0 těžba Max. 0 vtláčení
 Validace

Celkem [kWh] 0

Provozovatel zásobníku vede pro každého ukladatele účet, na nějž zaznamenává množství plynu uložené v zásobníku a jenž ukladateli zasílá. V ČR všichni provozovatelé zásobníku pracují v tzv. režimu OBA, což pro ukladatele prakticky znamená, že množství plynu, které nominoval a provozovatel potvrdil, mu bude každý den připsáno na jeho účet u provozovatele. Jakékoli odchylky skutečného množství od nominace tedy jdou na vrub provozovatele, který je musí operativně řešit, a není tedy třeba pro jednotlivé ukladatele určovat skutečně alokované množství plynu.

10.4.3 Platby

Způsob plateb a výpočet ceny se mohou lišit dle provozovatele i dle produktu a jsou určeny ve smlouvách o uskladnění a rádech provozovatelů. Typicky platby probíhají jednou měsíčně a jejich výše je buď fixní nebo proměnná v závislosti na inflaci nebo na cenách plynu na organizovaných trzích. Platby mohou být také proměnné každý měsíc v závislosti na skutečně vtačeném a vytěženém množství plynu nebo v závislosti na míře využívání dalších skladovacích služeb.

11 ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

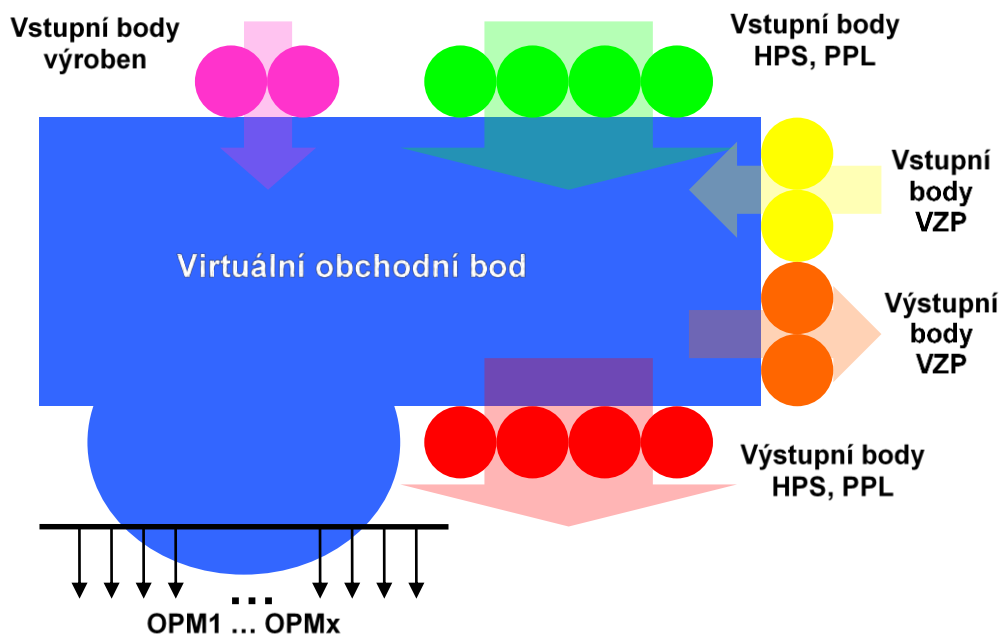
Jakub Nečesaný, Pavel Benedikt

11.1 Vznik a příčiny odchylek, systém zúčtování odchylek

Podle energetického zákona musí každý subjekt zúčtování registrovat své požadavky na plyn dodaný do soustavy a odebraný ze soustavy. Odchýlení se od požadavků nebo nezohlednění přesné výše spotřeby zákazníků je přirozenou součástí procesu a vytváří odchylku, za kterou je subjekt zúčtování zodpovědný (stejně jako na trhu s elektřinou). Princip stanovení odchylek a jejich vypořádání vyplývá z technického charakteru soustav – tj. z požadavku na vyrovnanost nabídky (dodávky) a poptávky (odběru) plynu za určité časové období. Vyhodnocení a vypořádání odchylek subjektům zúčtování v ČR provádí operátor trhu, společnost OTE, a.s.

Celá ČR tvoří jednu bilanční zónu, tzv. Virtuální obchodní bod (VOB), kde jsou všechny obchody s plynem registrovány (vyjma starých tranzitních smluv, pro které neplatí princip Entry-Exit), jak znázorňuje obrázek 11.1. Virtuální obchodní bod se nachází mezi všemi vstupními a výstupními body plynárenské soustavy.

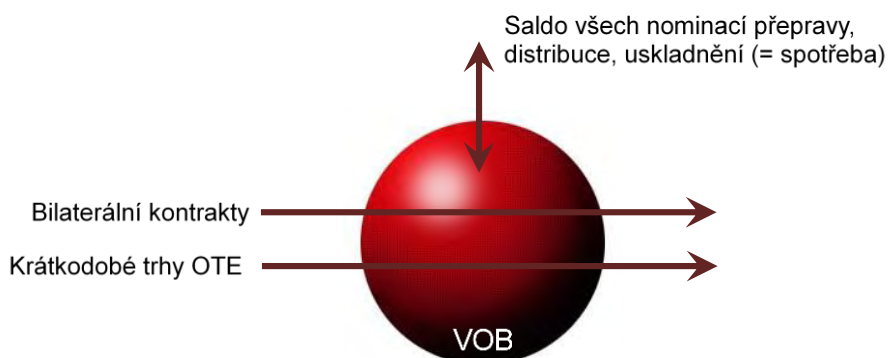
Obrázek 11.1: Bilanční zóna ČR pro trh s plynem



Virtuální obchodní body jsou nezbytné pro umožnění předání (resp. prodeje a nákupu) plynu mezi dvěma obchodníky v rámci jedné bilanční zóny, jak ukazuje obrázek 11.2. Toto předání, typicky realizované prostřednictvím dvoustranných kontraktů nebo obchodů na krátkodobých

tržích s plynem, nemá fyzikální odraz v soustavě – nedochází při jejich realizaci k toku plynu, jen se virtuálně změní jeho vlastník (resp. vlastník energie v plynu obsažené). Na existenci virtuálních obchodních bodů je postaveno fungování vnitřního liberalizovaného trhu s plynem v EU. V cílovém konceptu vzniku jednotného evropského trhu s plynem bude docházet k propojení tržních oblastí a spojování virtuálních obchodních bodů. Proto je důležité, aby každá členská země EU měla fungující virtuální obchodní bod.

Obrázek 11.2: Fungování virtuálního obchodního bodu



V některých zemích je se místo pojmu „virtual trading point“ (virtuální obchodní bod) používá slovní spojení „hub“, například Central European Gas Hub v Rakousku. Prakticky, z obchodního hlediska není mezi těmito pojmenováními žádný rozdíl – na obou místech může obchodník prodat nebo nakoupit plyn pro další potřebu (prodej, spotřebu atd.), jediný rozdíl je v tom, že slovem „hub“ se označuje zároveň bod fyzické infrastruktury (ústí konkrétního plynovodu), odkud lze plyn získat. Mezi hlavní huby řadíme kromě výše zmíněného i britský National Balancing Point (NBP), holandský Title Transfer Facility (TTF), belgický Zeebrugge (ZEE), německý European Energy Exchange (EEX) a vedle dalších i český VOB OTE.

Obchodní jednotkou je jeden plynárenský den, který začíná v 6.00 hodin daného kalendářního dne a končí v 6.00 hodin následujícího kalendářního dne.

V době, kdy tato publikace vznikla, byl v ČR aplikován model vyrovnávání odchylek, který umožňoval využití tolerancí za každý vstupní a výstupní bod plynárenské soustavy a naturálního vyrovnání ex-post. V případě, že veškeré odchylky subjektu zúčtování byly vypořádány naturálně, tj. veškerý přebývající plyn byl odebrán ze soustavy a veškerý chybějící plyn dodán zpět do soustavy, nebylo finanční vypořádání za vyrovnávací plyn uplatněno. Naturální vypořádání probíhalo na denní úrovni bezprostředně následující den po denním vyhodnocení předběžných odchylek a na měsíční úrovni v období od 15. do 24. plynárenského dne měsíce po měsíčním vyhodnocení skutečných odchylek, přičemž se v každém dni tohoto období vypořádala 1/10 měsíční skutečné odchylky k vyrovnání. Aby subjekty zúčtování byly motivovány k vyrovnané pozici, rozlišoval se pro penalizaci odchylky ještě další typ odchylky v plynárenství – tzv. mimotoleranční odchylka, což byla odchylka nad povolenou toleranci daného subjektu zúčtování. Spolu s mimotolerančními odchylkami vznikaly subjektům zúčtování i tzv. nevyužité tolerance, se kterými bylo možné obchodovat na trhu s nevyužitou tolerancí. Cena za mimotoleranční odchylku byla závislá na absolutní velikosti systémové odchylky. Cena kladné nebo záporné odchylky (komodity plyn) se odvíjela od vypořádacích cen v € na burze EEX, zóna NCG (Settlement Price). Cena za kladnou odchylku (za přebývající plyn v soustavě) byla pak definována jako tržní cena plynu snižená o určitou konstantu (4 €/MWh), cena za zápornou odchylku (za chybějící plyn v sousta-

vě) byla definována jako tržní cena plynu zvýšená o určitou konstantu (o 20 %, nejméně však o 4 €/MWh).

Protože některé aspekty tohoto modelu vyrovnávání odchylek nejsou v souladu s Nařízením Komise č. 312/2014, ze dne 27. března 2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích (dále jen NC BAL), musel být model vyrovnávání odchylek v ČR tomuto nařízení s účinností od druhé poloviny 2016 přizpůsoben. Text této části publikace odpovídá novým principům balancingu, ačkoli mnoho informací je možné použít i pro původní model trhu s plynem, který byl aplikován po dobu více než 6 let od počátku roku 2010 (například postup registrace nominací, sběr dat z měření, aplikace metodiky TDD, clearing OPM, agregace dat atd.).

11.2 Postup registrace nominací

Registrace obchodů a přepravovaných množství plynu se uskutečňuje zasláním tzv. nominací. Nominace se dělí na:

- nominace přepravy – příkaz k přepravě plynu na vstupních a výstupních bodech hraničních předávacích stanic (HPS), neboli export a import plynu z/do přepravní soustavy na území ČR, příkaz k přepravě plynu na vstupních a výstupních bodech virtuálních zásobníků plynu (VZP) nebo příkaz k přepravě plynu do odběrného místa zákazníka přímo připojeného k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou větší nebo rovnou 5 000 MWh/den⁴⁰,
- nominace uskladnění – příkaz k vtláčení nebo těžbě uvedeného množství plynu do nebo z virtuálního zásobníku plynu,
- nominace distribuce – příkaz k distribuci plynu na vstupních bodech výroben plynu a na vstupních a výstupních bodech přeshraničních plynovodů (PPL), neboli export a import plynu z/do dané distribuční soustavy na území ČR⁴¹,
- nominace závazku dodat (ZD) a závazku odebrat (ZO) – obchody, které jsou uskutečňované přes VOB mezi jednotlivými obchodníky (předání plynu na VOB), přičemž na VOB platí, že co je nominováno, to je dodáno/odebráno.

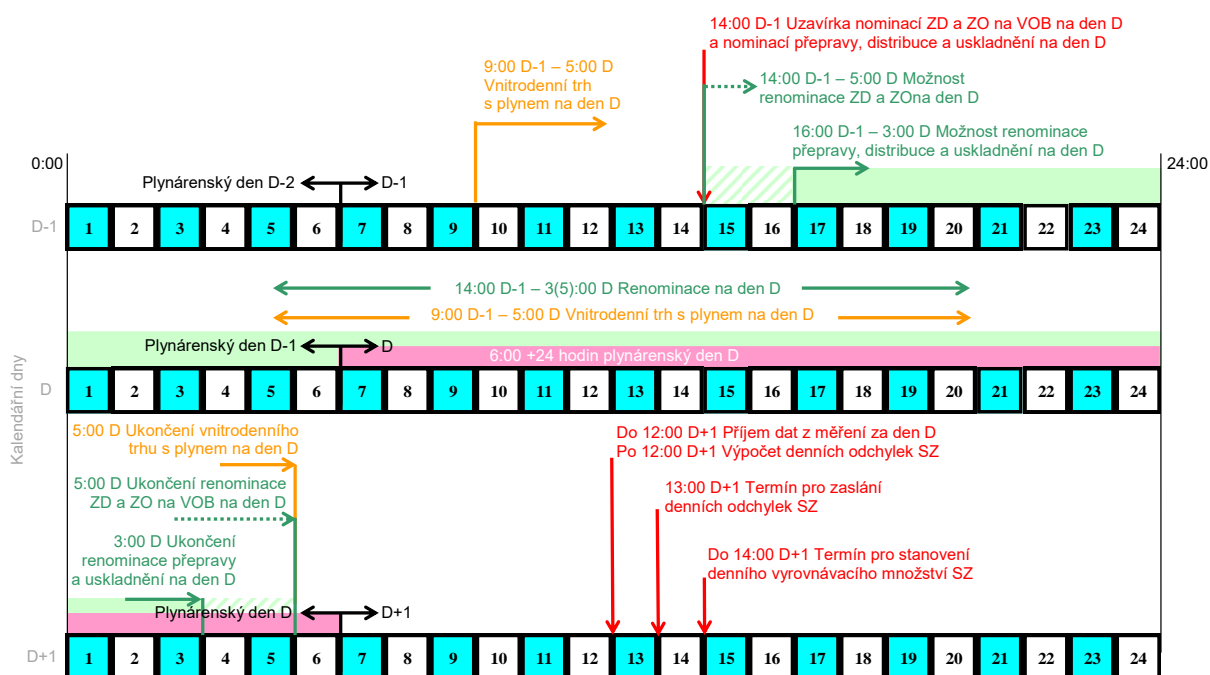
Veškeré nominace subjekt zúčtování registruje u operátora trhu nebo u příslušných provozovatelů do 14.00 hodin dne předcházejícímu začátku plynárenského dne, kdy má být dodávka uskutečněna. Po tomto čase dochází k sesouhlasení (matchingu) nominací přepravy se sousedními provozovateli přepravních soustav, nominací distribuce se sousedními provozovateli distribučních nebo přepravních soustav, nominací uskladňování mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem zásobníku plynu a nominací na virtuálním obchodním bodě mezi jednotli-

⁴⁰ Nominace přepravy do odběrných míst zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou nižší než 5 000 MWh/den se nepodává.

⁴¹ Nominace distribuce plynu do odběrných míst zákazníků připojených k distribuční soustavě není uplatňována vzhledem k tomu, že celá plynárenská soustava ČR tvoří jednu bilanční zónu.

vými subjekty zúčtování. Tímto ale možnost úpravy obchodní pozice pro účastníky trhu nekončí. Až téměř do konce plynárenského dne „D“ může subjekt zúčtování upravit svou pozici zasláním renominace, neboli opravné nominace svých závazků. Nominuje se najednou množství na celý jeden plynárenský den⁴². Obrázek 11.3 ukazuje časové uspořádání trhu s plynem v ČR v souladu s modelem podle NC BAL.

Obrázek 11.3: Časové uspořádání trhu s plynem



Pro výměnu plynu mezi subjekty zúčtování jsou nejvíce využívány dvoustranné kontrakty – závazky dodat a odebrat. Dvoustranné kontrakty, stejně jako obchody na krátkodobých trzích s plynem, nemají fyzikální odraz v soustavě – nedochází při jejich realizaci k toku plynu, jen se virtuálně změní jeho vlastník (resp. vlastník energie v plynu obsažen). OTE z dvoustranných kontraktů registruje pro účely vyhodnocení odchylek pouze technické údaje, tj. množství zobchodovaného plynu v energetických jednotkách, bez udání ceny. Finanční vypořádání těchto obchodů probíhá mezi jednotlivými subjekty a OTE v tomto případě není centrální protistranou.

V případě nominace závazku dodat (prodej plynu) se kontroluje v systému OTE při uzavírce nominací a v rámci daného renomináčního okna mimo jiné i splnění podmínky finančního zajištění subjektů zúčtování pro tyto obchody z pohledu možných odchylek subjektů zúčtování.

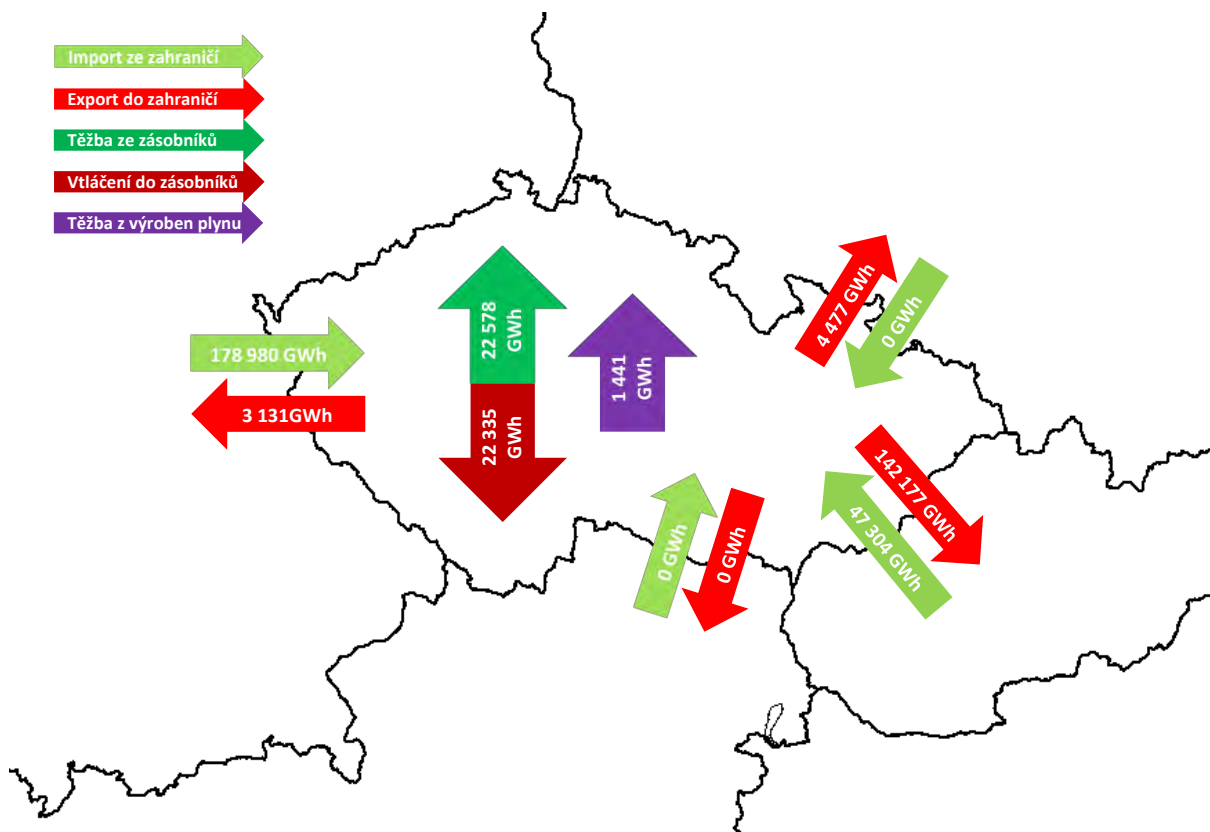
⁴² Nominace přepravy na HPS je možné zadat též po jednotlivých hodinách plynárenského dne. Tyto hodnoty jsou využity pouze pro sesouhlasení nominací přepravy mezi provozovateli.

Export a import plynu realizuje subjekt zúčtování prostřednictvím nominace přepravy plynu přes hraniční předávací stanice v přepravní soustavě nebo prostřednictvím nominace distribuce plynu přes přeshraniční plynovody, které se nachází v distribučních soustavách. Nominace přepravy či distribuce na rozdíl od nominace závazku dodat a odebrat znamená tok plynu v soustavě. Nominace přepravy nebo distribuce na výstupní bod plynárenské soustavy je zkontrolována v systému OTE na finanční zajištění a teprve poté je odeslána na příslušného provozovatele k sesouhlasení se sousedními provozovateli.

Přeprava plynu se realizuje prakticky dvěma způsoby – modelem Point-to-Point a modelem Entry-Exit. Přeprava plynu modelem Point-to-Point vychází ze starých tranzitních kontraktů a v současnosti již nelze tento model v souladu se směrnicemi EU aplikovat na nové smlouvy – v praxi bude tento model uplatňován tak dlouho, dokud budou účinné tranzitní smlouvy typu Point-to-Point, nebo dokud se tyto staré smlouvy nepřevědou na model Entry-Exit. Přeprava plynu modelem Entry-Exit je realizována buď subjekty zúčtování, nebo zahraničními právníky nebo fyzickými osobami, které nejsou subjekty zúčtování ve smyslu energetického zákona (tzv. čistí tranzitéři). Systém OTE registruje od roku 2013 množství přepraveného a uskladněného plynu modelem Entry-Exit všech přepravujících obchodníků. K převádění starých tranzitních kontraktů z modelu Point-to-Point na model Entry-Exit dochází postupně.

Obrázek 11.4 ukazuje množství plynu vstupujícího a vystupujícího do/z plynárenské soustavy ČR (bez toku plynovodem Gazela, který je vyjmut z přístupu třetích stran), prostřednictvím hraničních předávacích stanic a přeshraničních plynovodů, množství vtlačeného a vytěženého plynu do/ze zásobníků plynu a množství plynu vytěženého výrobny plynu za celý rok 2014.

Obrázek 11.4: Množství plynu vstupujícího/vystupujícího do/z plynárenské soustavy ČR v roce 2014



11.3 Vytváření bilančních skupin

Před zahájením obchodních aktivit na trhu s plynem v ČR si každý obchodník musí dopředu stanovit, jaké činnosti hodlá na trhu vykonávat. V podmínkách ČR totiž rozlišujeme 2 základní typy obchodníků s plynem – Obchodníky RÚT a Subjekty zúčtování. Ačkoli oba typy obchodníků spojuje skutečnost, že jsou držitelé licencí na obchodování s plynem vydaných nebo uznaných ERÚ, seznam povolených činností na trhu je pro oba obchodníky jiný. Subjekty zúčtování jsou hlavní entitou, které operátor trhu počítá odchylky. Obchodník RÚT není primárně odpovědný za odchylku, proto musí odpovědnost za odchylku přenášet na některý existující subjekt zúčtování.

Činnosti Obchodníka RÚT, který není subjektem zúčtování:

- provádění změn dodavatele (být v roli dodavatele na odběrném místě),
- přístup na měřená data odběrných míst zákazníků.

Činnosti subjektu zúčtování:

- všechny činnosti jako Obchodník RÚT,
- možnost podávat nominace přepravy, distribuce, uskladnění a závazků dodat/odebrat na VOB,
- přebírání odpovědnosti za odchylku na odběrných místech zákazníků (být v roli subjektu zúčtování na odběrném místě),
- vypořádání odchylek a přístup k agregovaným údajům z měření a z vyhodnocení odchylek,
- obchodování na krátkodobých trzích s plynem organizovaných OTE,
- povinnost skládání finančního zajištění plynoucího z vlastních aktivit na trhu s plynem (obchodování, spotřeba),
- předávání celkové odchylky na jiný subjekt zúčtování,
- přebírání celkové odchylky od jiného subjektu zúčtování (být v roli tzv. Super Subjektu zúčtování – podrobněji viz dále).

Z výše uvedeného výčtu činností vyplývá, že Obchodník RÚT potřebuje alespoň jeden smluvní Subjekt zúčtování pro realizaci nákupu plynu na spotřebu plynu svých zákazníků. Tabulka 11.5 ukazuje vztah mezi Obchodníkem RÚT a Subjektem zúčtování ve vazbě k odběrnému místu.

Tabulka 11.5: Vztah mezi Obchodníkem RÚT a Subjektem zúčtování ve vazbě k odběrnému místu

TYP OBCHODNÍKA	MŮŽE VYSTUPOVAT V ROLI		
	Dodavatel do odběrného místa	Subjekt zúčtování v odběrném místě	Super Subjekt zúčtování
Subjekt zúčtování	✔	✔	✔
Obchodník RÚT	✔	✘	✘

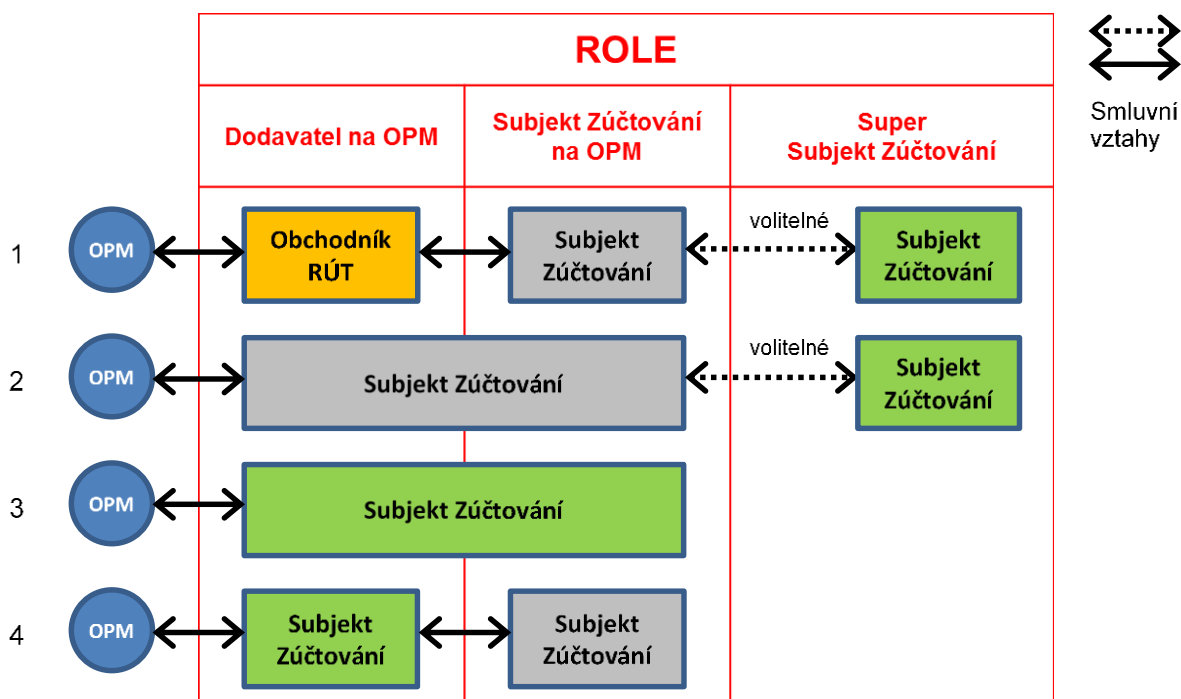
Pojem Super Subjekt zúčtování označuje Subjekt zúčtování, který převzal celkovou odchylku jiného Subjektu zúčtování. V tomto případě veškeré finanční povinnosti vůči operátorovi trhu pokrývá tento Super Subjekt zúčtování. Jedná se tedy o specifickou vazbu, zřízenou zejména pro pokrytí vztahu například mezi mateřskou společností a dceřinými společnostmi, kdy mateřská společnost může dosahovat výhodnějšího ratingu pro skládání finančního zajištění u operátora trhu. Super Subjekt zúčtování je pak odpovědný za veškeré způsobené odchylky jednotlivých subjektů zúčtování, za které převzal celkovou odchylku. Je třeba upozornit na skutečnost, že převzetí celkové odchylky není totéž, co převzetí odpovědnosti za odchylku na jednotlivých odběrných místech. Operátor trhu počítá odchylky všem subjektům zúčtování individuálně se zohledněním právě předání odpovědností na jednotlivých odběrných místech. Teprve v případě, že je mezi subjekty zúčtování evidována v systému operátora trhu vazba předání/převzetí celkové odchylky, již vypočtená odchylka předávajícího subjektu zúčtování je pouze pro účely vypořádání převedena na přebírající subjekt zúčtování (tj. na Super Subjekt zúčtování). Přebírající subjekt zúčtování je informován pouze o velikosti celkové odchylky předávajícího subjektu zúčtování bez údajů o odběrných místech, za která přebírající subjekt zúčtování převzal odpovědnost za odchylku.

Skupina subjektů (obchodníků s plynem), za které provádí subjekt zúčtování bilancování (vypořádání odchylek), se nazývá „Bilanční skupina“. Ačkoli žádný právní předpis neupravuje legální definici tohoto pojmu, je třeba za bilanční skupinu považovat portfolio (skupinu) subjektů (účastníků trhu) dodávajících do soustavy nebo odebírajících ze soustavy plyn, kteří využili svého práva daného energetickým zákonem a smluvně přenesli svoji odpovědnost za odchylky na odběrných místech na třetí subjekt, kterým je subjekt zúčtování. Tomuto subjektu vyhodnocuje operátor trhu odchylky s ohledem na jeho portfolio zákazníků, vyhodnocuje jeho „bilanci“ dodávek a odběrů, a pokud je tato bilance nevyrovnaná, musí subjekt zúčtování svou odchylku s operátorem trhu vypořádat. Mezi odběry je zařazena také spotřeba plynu těch zákazníků, za které daný subjekt zúčtování převzal odpovědnost za odchylku, nebo kterým plyn přímo dodává. Součástí portfolio obchodníka se může zákazník stát pouze podpisem příslušné smlouvy, realizací změny dodavatele v systému OTE v souladu s platnými předpisy a okamžikem zahájení dodávek plynu do odběrného místa zákazníka.

Obrázek 11.6 ukazuje všechny povolené varianty předání odpovědnosti za odchylku v odběrných místech.

- V případě označeném číslem 1 je dodavatelem plynu do odběrného místa Obchodník RÚT, který předal odpovědnost za odchylku na tomto odběrném místě na jiného obchodníka s plynem – na Subjekt zúčtování. Odběrné místo tedy spadá do bilanční skupiny Subjektu zúčtování, případně tzv. Super Subjektu zúčtování, který převzal celkovou odchylku Subjektu zúčtování.
- V případech označeném čísly 2 a 3 je dodavatelem i subjektem zúčtování v odběrném místě jeden a tentýž obchodník s plynem. Odběrné místo tedy spadá do bilanční skupiny Subjektu zúčtování (případ 2), případně tzv. Super Subjektu zúčtování, který převzal celkovou odchylku Subjektu zúčtování (případ 3).
- V případě označeném číslem 4 je dodavatelem plynu do odběrného místa Subjekt zúčtování, který na odběrném místě vystupuje pouze v roli dodavatele. Odpovědnost za odchylku tohoto odběrného místa nese jiný Subjekt zúčtování.

Obrázek 11.6: Varianty předání odpovědnosti za odchylku na odběrném místě (OPM)



11.4 Sběr dat z měření a použití metodiky TDD

Pro vyhodnocení odchylek za určitý plynárenský den je kromě informací o nominacích subjektů zúčtování nezbytné znát data o spotřebě plynu v odběrných místech, za která jednotlivé subjekty zúčtování převzaly odpovědnost za odchylku. Operátor trhu přijímá data měření od provozovatele přepravní soustavy a provozovatelů distribučních soustav:

- denně – tj. každý kalendářní den nejpozději do 12.00 hodin za předcházející plynárenský den;
- měsíčně – tj. nejpozději do 12.00 hodin devátého kalendářního dne, nejpozději však do 12.00 hodin šestého pracovního dne, plynárenského měsíce v rozdělení za jednotlivé plynárenské dny předcházejícího plynárenského měsíce;
- po opravách a reklamacích – tj. nejpozději do tří kalendářních měsíců po termínu zaslání měsíčních dat měření.

V podmínkách ČR se rozlišují typy měření A, B, CM, C a S, které vychází z vyhlášky o měření plynu. Měřením typu A se rozumí průběhové měření s denním dálkovým přenosem dat, měřením typu B se rozumí ostatní průběhové měření, u kterého dochází k přenosu dat měření s jinou než denní periodou (typicky jedenkrát za měsíc). Měřením typu C a CM se rozumí neprůběhové měření. Měřením typu S se rozumí průběhové měření bez přepočtu hodnot, které provádí průběžný záznam hodnoty množství plynu za měřicí interval. V systému operátora trhu však odběrné místo s měřením typu S není evidováno – pro potřeby vyhodnocování odchylek je takové odběrné místo provozovatelem distribuční soustavy registrováno pod typem měření A, B, CM nebo C.

Měření typu A a B umožňují měření spotřeby plynu alespoň s denní granularitou. Vzhledem k tomu, že se odchylky subjektů zúčtování stanovují za každý den, potřebuje operátor trhu

v rámci vyhodnocení odchylek stanovit náhradní velikost denní spotřeby i u zákazníků s neprůběhovým měřením. Časový průběh měření pro vyhodnocování spotřeb a odchylek subjektů zúčtování je proto u tohoto typu měření nahrazen tzv. typovým diagramem dodávek (TDD).

Princip práce s typovými diagramy dodávek může být zjednodušeně popsán následovně. Na základě skutečných měření u reprezentativní skupiny zákazníků byly vytvořeny tzv. normalizované TDD. Ty vyjadřují modelové průběhy spotřeby různých typů odběratelů (domácností, malo-odběratelů, středních odběratelů) v čase, s ohledem na typ dne – zda se jedná o pracovní den, den víkendu, svátek, za normálních klimatických podmínek (normálových teplot za 30leté období 1971–2000).

Od roku 2011 existuje celkem dvanáct tříd TDD:

- čtyři třídy pro domácnosti (DOM) – zákazníci, kteří používají plyn pro osobní potřebu související s bydlením,
- čtyři třídy pro malo-odběratele (MO) – zákazníci, kteří nespádají do skupiny velko-odběratelů, středních odběratelů nebo domácností,
- čtyři třídy pro střední odběratele (SO) – zákazníci s roční předpokládanou spotřebou ve výši 630–4 200 MWh.

Nezbytnými atributy pro odběrná místa s neprůběhovým měřením jsou tzv. plánovaná roční spotřeba, definovaná jako průměr skutečných odečtů za poslední 3 roky, a třída TDD, do které je zákazník zařazen podle využití plynu v jeho odběrném místě – podle toho, zda používá plyn k vaření, k ohřevu teplé užitkové vody, k vytápění nebo dochází k různým kombinacím využití plynu). Oba atributy přiřazuje odběrnému místu provozovatel distribuční soustavy.

Ukázka normalizovaných TDD několika vybraných tříd TDD je uvedena na obrázku 11.7 (plocha pod každou křivkou je za celý rok rovna hodnotě 1; plocha vyjadřuje energii). Platí

$$\int \text{NormalizovaneTDD} = 1$$

Každý den musí být typový diagram přizpůsoben skutečným teplotám vzduchu za daný den. Přepočítání normalizovaných TDD na přepočtené probíhá v systému OTE na základě příjmu denních skutečných teplot vzduchu od Českého hydrometeorologického ústavu. Platí, že

$$\text{PrepocteneTDD} = K \cdot \text{NormalizovaneTDD}, \text{ kde } K = f(\text{teplota vzduchu})$$

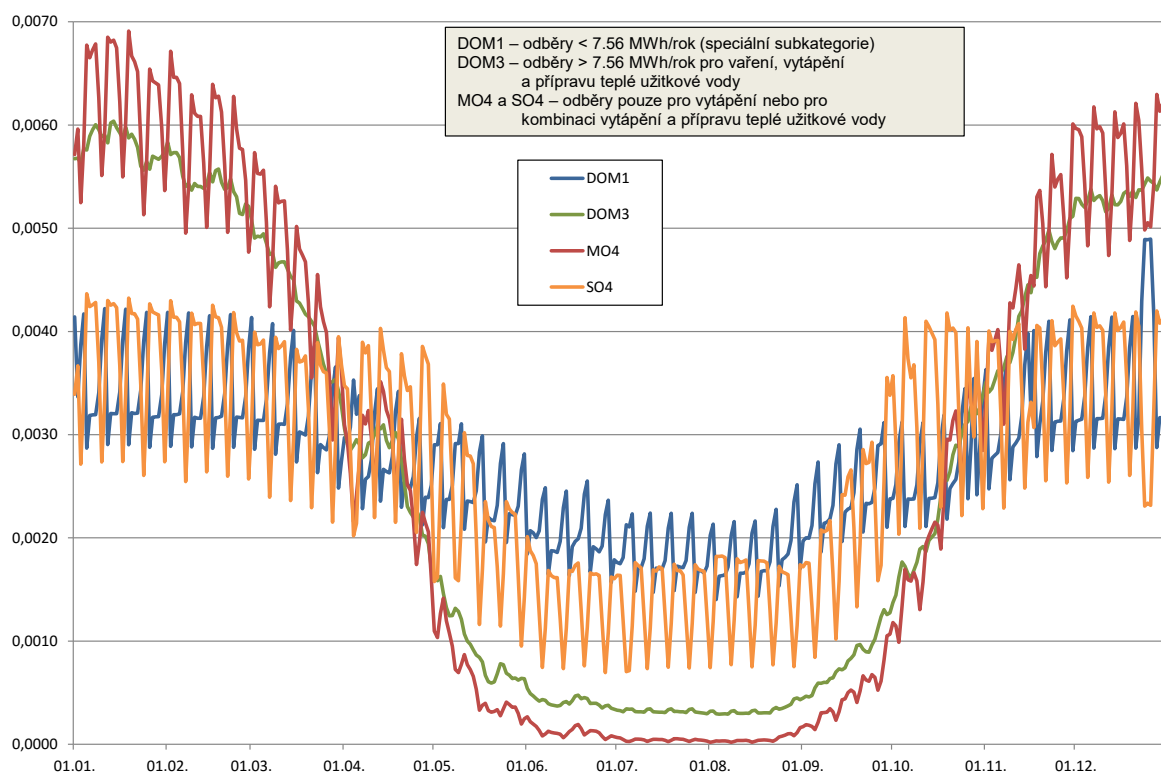
Pokud je v daný den skutečná teplota vzduchu stejná jako normálová teplota, pak $K = 1$ a $\text{PrepocteneTDD} = \text{NormalizovaneTDD}$ pro každou třídu TDD. Pokud je skutečná teplota odlišná od normálové, pak tato rovnost neplatí a vznikne 12 hodnot koeficientů TDD přepočtených na skutečnou teplotu (pro každou třídu TDD jeden).

Náhradní hodnota spotřeby plynu pro jedno konkrétní odběrné místo se pak stanoví jako

$$\text{NHS} = \text{PRS}_{1OPM} \cdot \text{PrepocteneTDD}$$

kde PRS_{1OPM} je plánovaná roční spotřeba jednoho odběrného místa.

Obrázek 11.7: Ukázka normalizovaných TDD pro rok 2015



Tuto náhradní hodnotu spotřeby je nutné korigovat o hodnotu účasti odběrného místa na zbytkovém diagramu v distribuční síti, ke které je odběrné místo připojeno, jak ukazuje obrázek 11.8. Metodikou TDD dospějeme k sumární náhradní hodnotě spotřeby $SNHS$ všech odběrných míst s neprůběhovým měřením v síti podle vzorce

$$SNHS = \sum_{TDD=1}^{12} \sum_{n=1}^N NHS_n = \sum_{TDD=1}^{12} \sum_{n=1}^N PRS_n \cdot PrepocteneTDD$$

kde N je celkový počet OPM v dané třídě TDD v dané distribuční síti.

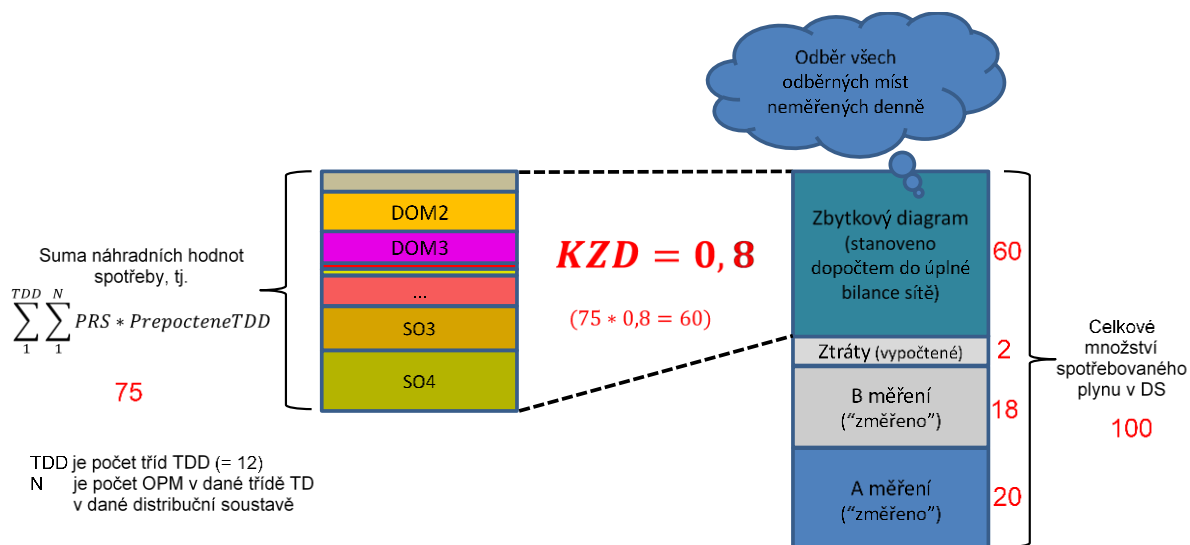
Paralelně k výpočtu výše $SNHS$ je v dané distribuční síti v rámci úplné obchodní bilance stanoven zbytkový diagram v síti jako

$$ZD = vstup\ do\ sítě - odběr\ A\ měření - odběr\ B\ měření - ztráty$$

Protože hodnoty vstupů do sítě i odběry OPM s měřením typu A i B známe na denní úrovni přesně (hodnoty pochází z měření), zbytkový diagram pak vyjadřuje skutečný odběr všech zákazníků s neprůběhovým měřením v dané síti. Náhradní hodnoty spotřeby všech těchto zákazníků v síti tedy musí být korigovány na účast na vypočítaném zbytkovém diagramu sítě. Pro tento účel je vypočítán tzv. korekční činitel na zbytkový diagram (někdy též koeficient zbytkového diagramu)

$$KZD = \frac{SNHS}{ZD}$$

Obrázek 11.8: Princip korekce náhradní hodnoty spotřeby na zbytkový diagram v síti



Použijeme-li příklad uvedený na obrázku 11.8, pak sumární náhradní hodnota spotřeby za celou síť $SNHS = 75$, zbytkový diagram v síti $ZD = 60$ a korekční činitel na zbytkový diagram $KZD = 60/75 = 0,8$.

Výsledná náhradní hodnota spotřeby plynu pro jedno konkrétní odběrné místo použitá v rámci vyhodnocení odchylky subjektu zúčtování pak bude

$$NHS' = NHS \cdot KZD_n ,$$

kde KZD_n je hodnota korekčního činitele na zbytkovou bilanci v síti n (v příkladu na obrázku 11.8 se bude jednat o hodnotu 0,8).

Je zřejmé, že korekční činitel na zbytkovou bilanci se stanovuje individuálně pro každou jednotlivou distribuční síť⁴³, ve které je aplikována metodika TDD. Pokud je sumární hodnota náhradní spotřeby, vypočtená na základě metodiky TDD, v dané síti stejná jako hodnota zbytkového diagramu, pak $KZD = 1$. Korekční činitel na zbytkovou bilanci sítě je tudíž parametrem přesnosti jak metodiky TDD, tak i bilance sítě, jak ji stanovil pro daný plynárenský den provozovatel distribuční soustavy. Další informace o zbytkovém diagramu v distribuční síti jsou uvedeny v části popisující agregaci dat v síti.

Normalizované koeficienty TDD, koeficienty TDD přepočtených na skutečnou teplotu pro každý den, skutečné a normálové teploty pro každý den, zbytkové diagramy a hodnoty korekčních činitelů zbytkového diagramu pro každý den, verzi dat (význam verze dat je objasněn v následující kapitole) a pro každou distribuční síť jsou k dispozici ke stažení na veřejných webových stránkách operátora trhu www.ote-cr.cz.

⁴³ Distribuční síť je označení pro distribuční soustavu nebo část distribuční soustavy, pro kterou je v systému OTE registrováno virtuální dopočtové OPM představující ztráty nebo nepřirazený odběr provozovatele distribuční soustavy. Každá síť je v systému OTE označena jednoznačným identifikátorem.

11.5 Agregace dat pro vyhodnocení odchylek

Zaslaná nebo vypočtená data měření pro výpočet odchylek je potřebné v systému operátora trhu agregovat ve výsledku do jedné hodnoty celkové spotřeby subjektu zúčtování (dále v textu je pro subjekt zúčtování místy použita zkratka „SZ“) v plynárenském dni. Agregace (a následně i vyhodnocení odchylek) probíhá ve verzích v závislosti na příjmu dat měření:

- agregace verze 0 (V0) – agregace dat pro denní vyhodnocování odchylek ve dni $D + 1$ za den D ; k dispozici jsou data měření z odběrných míst s měřením typu A;
- agregace verze 1 (V1) – agregace dat pro měsíční vyhodnocování odchylek v měsíci $M + 1$ za měsíc M ; k dispozici jsou data měření z odběrných míst s měřením typu A a B;
- Agregace verze 2 (V2) – agregace dat pro závěrečné měsíční vyhodnocování odchylek v měsíci $M + 4$ za měsíc M ; k dispozici jsou opravná data měření z odběrných míst s měřením typu A a B.

Agregace v každé verzi zpracování probíhá v několika dílčích fázích podle různých kritérií:

- podle typu měření OPM (měření typu A, B, CM, C),
- podle distribuční sítě, do které je odběrné místo připojeno,
- podle subjektu zúčtování, který u daného odběrného místa převzal odpovědnost za odchylku.

Celá agregace je značně komplikovaný proces. Skládá se z několika po sobě jdoucích fází, přičemž tyto fáze se prolínají a navzájem ovlivňují, proto následující popis představuje zjednodušený pohled na celý tento proces. Všechny zde uvedené informace mohou sloužit obchodníkům s plynem jako návod, v jakém členění a v jaké struktuře jsou data obchodního měření systémem operátora trhu poskytována.

Než však bude detailněji popsán postup agregace dat v systému operátora trhu, je nutné popsat alespoň principy registrace odběrných/předacích/virtuálních míst (dále jen OPM) v systému operátora trhu a ukládání dat na tato OPM:

- Každé OPM je v systému OTE registrováno pod určitým druhem OPM (OPM druhu spotřeba, OPM druhu předací místo mezi distribučními soustavami, OPM druhu virtuální, OPM druhu hraniční bod, atd.) – jednotlivé kódy OPM jsou zřejmé z tabulky 11.9.
- Každé fyzicky existující OPM, připojené k distribuční síti provozovatele distribuční soustavy, je v systému OTE registrováno⁴⁴ s určitými povolenými profily pro ukládání naměřených nebo vypočítaných hodnot.

⁴⁴ V době vzniku této publikace neexistovala zákonná povinnost registrace všech fyzicky existujících OPM v systému OTE. Jednotlivě jsou v systému OTE registrována všechna OPM s měřením typu A a B a dále OPM s měřením typu C a CM, u kterých byl změnou dodavatele nahrazen obchodník příslušející k dané síti, nebo byla jejich registrace explicitně tímto obchodníkem vyžádána. Zbylá OPM (tj. OPM obchodníka příslušejícího k dané síti)

- V každé distribuční síti je v systému OTE pro každý Subjekt zúčtování registrováno tzv. virtuální OPM druhu 1007 za subjekt zúčtování a síť s profily pro ukládání agregovaných dat Subjektu zúčtování v dané distribuční síti.
- V každé distribuční síti je v systému OTE registrováno tzv. virtuální OPM druhu 1005 za síť s profily pro ukládání agregovaných dat za danou distribuční síť.
- Pro každý Subjekt zúčtování je v systému OTE registrováno jedno virtuální OPM druhu 1004 s profily pro ukládání agregovaných dat za celou plynárenskou soustavu.
- V rámci ochrany obchodních dat má každý účastník trhu povolený přístup pro čtení dat pouze z vlastních virtuálních OPM (druhu 1007 a 1004) a z fyzicky existujících OPM, u kterých je prostřednictvím systému OTE registrován na pozici dodavatele, subjektu zúčtování, provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy, ke které je OPM připojeno nebo s jiným oprávněním na data měření.

Tabulka 11.9: Přehled druhů OPM v systému OTE

DRUH OPM	KÓD OPM	POPIS
Těžební plynovod	1011	Na toto OPM se ukládají hodnoty měření, alokace a nominace vytěženého plynu ve výrobně plynu
Spotřeba	1002	OPM označující odběrné místo zákazníka. Na toto OPM se ukládá změřená spotřeba plynu
OPM pro SZ	1004	Sumární OPM pro subjekt zúčtování. Na toto OPM jsou ukládány všechny sumární údaje za příslušný subjekt zúčtování vzniklé výpočty OTE (výsledky agregace, odchylek, apod.).
Dopočet za síť	1005	Sumární OPM příslušné sítě. Ukládají se na něj všechny sumární údaje za danou síť vzniklé agregací v systému OTE za síť, ztráty v síti apod.
OPM za SZ a síť	1007	Sumární OPM pro subjekt zúčtování v rámci každé sítě. Ukládají se na něj všechny sumární údaje za daný subjekt zúčtování pro danou síť vzniklé agregací v systému OTE
Virtuální obchodní bod	1021	OPM označující virtuální obchodní bod sloužící pro předávání plynu mezi subjektem zúčtování a pro krátkodobé trhy OTE.
Zásobník plynu	1022	Na toto OPM se ukládají hodnoty alokací a nominací vytěženého/vtlačeného plynu.
Předávací místo DS/DS	1023	Předávací místo mezi distribučními soustavami. Ukládají se na něj hodnoty měření na vstupu nebo výstupu z dané distribuční soustavy.
Hraniční bod (HPS, PPL)	1024	OPM pro plynovod spojující distribuční soustavu a zahraniční přepravní nebo distribuční soustavu. Ukládají se na něj hodnoty alokací a nominací.
Předávací místo PS/DS	1025	Předávací místo mezi přepravní a distribuční soustavou. Ukládají se na něj hodnoty měření na vstupu nebo výstupu z dané soustavy.

jsou registrována v systému operátora trhu v sumě. Tím je zajištěna evidence všech měřených dodávek a odběrů plynu jednotlivých dodavatelů a jejich přiřazení subjektům zúčtování.

Tabulka 11.10 ukazuje přehled profilů a jejich rolí. Každý druh OPM má povolené pouze určité profily. Např. Spotřební OPM druhu 1002 má evidován pouze spotřební profil AI12, předávací místo mezi soustavami druhu 1023 má evidován vstupní AI11 profil (výroba předacího místa) a výstupní AI12 profil (spotřeba předacího místa), hraniční bod druhu 1024 má evidován vstupní AL11 a výstupní AL12 profil, atd. Velké množství profilů obsahují virtuální OPM pro ukládání agregovaných dat.

Každý obchodník disponuje v systému OTE virtuálním OPM druhu 1007 v každé síti, ve které je aktivní, tj. ve které využívá alespoň jeden fyzický bod soustavy – hraniční bod, odběrné místo zákazníka atd., a sumárním virtuálním OPM druhu 1004 za celou plynárenskou soustavu ČR.

Samotná agregace⁴⁵ probíhá tak, že se za každou jednotlivou síť sečtou všechny hodnoty obchodního měření daného subjektu zúčtování na vstupu do soustavy nebo výstupu ze soustavy, zaslané ze strany provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy, podle typu měření (platí pro odběrná místa druhu 1002) nebo podle bodů, u kterých je subjektu zúčtování alokován plyn (platí pro hraniční body a body virtuálních zásobníků plynu) na samostatné profily virtuálního OPM druhu 1007 za SZ a síť druhu 1007, jak ukazuje obrázek 11.11. Např. Všechny alokované hodnoty, uložené na vstupním profilu AL11 OPM druhu 1022 (zásobník plynu) a OPM druhu 1024 (hraniční bod), se sečtou a uloží na profilu ASE1 OPM druhu 1007. Podobně všechny hodnoty spotřebovaného plynu, uložené na profilu AI12 OPM druhu 1002 s typem měření A, za které převzal v daném plynárenském dni subjekt zúčtování odpovědnost za odchylku, se agregují do jedné výsledné hodnoty uložené na profilu ASA2 OPM druhu 1007. Náhradní hodnoty spotřeb OPM druhu 1002 s typem měření C je nutné na profil ASC2 OPM druhu 1007 dopočítat. Výpočet je proveden se znalostí plánované roční spotřeby daného odběrného místa zákazníka, koeficientu TDD přepočteného na skutečnou teplotu (závislého mimo jiné na zařazení odběrného místa do třídy TDD podle charakteru odběru plynu v OPM) a podle výsledné bilance v síti (korekčního činitele zbytkového diagramu KZD). Na úrovni OPM druhu 1007 se vyskytují rovněž vypočtené profily A81 a A82, které mají za úkol informovat subjekt zúčtování o celkovém jeho vstupu (import + výroba) nebo výstupu plynu (export + spotřeba) v dané přepravní nebo distribuční síti, ve které je OPM druhu 1007 evidováno.

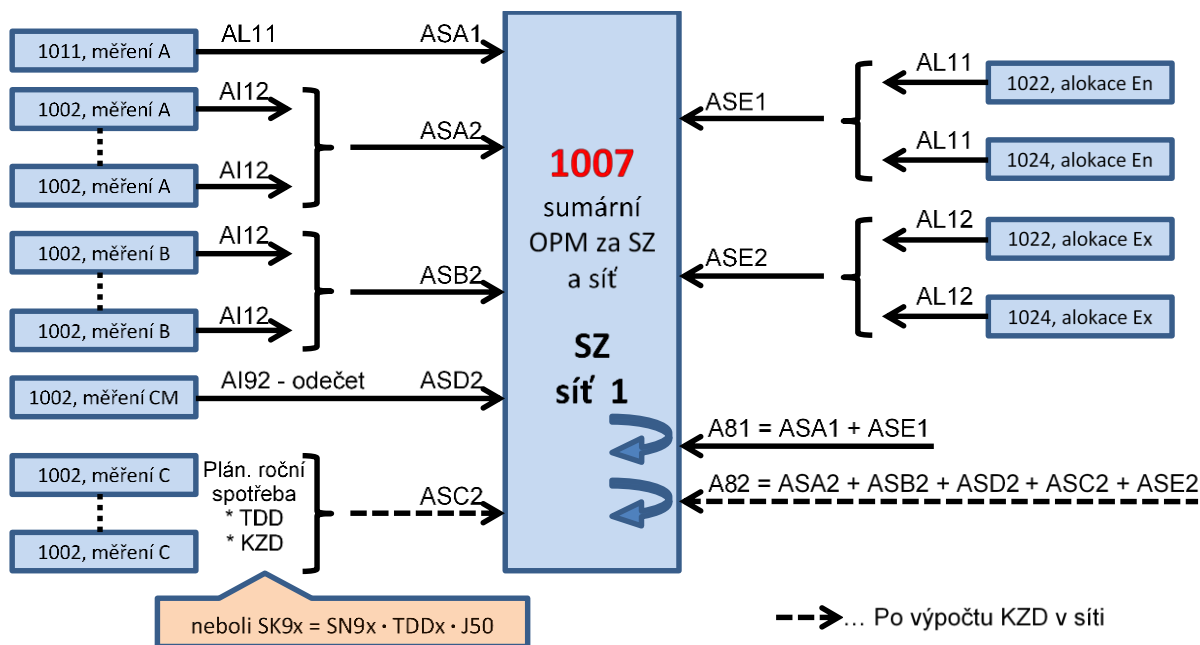
Následně jsou jednotlivé agregované profily na všech OPM druhu 1007 daného Subjektu zúčtování přeneseny na sumární virtuální OPM druhu 1004 Subjektu zúčtování, jak je zřejmé z obrázku 11.12. V případě, že subjekt zúčtování převzal odpovědnost za odchylku v některé z distribučních sítí, je na profilu AI12 OPM druhu 1004 uložena hodnota ztrát nebo dopočtu ze všech takto obhospodařovaných distribučních sítí. Na virtuálním OPM druhu 1004 je tedy pro subjekt zúčtování zajištěna evidence všech dílčích změřených nebo vypočtených hodnot přehledně na jednom místě.

⁴⁵ Zde popsána měsíční agregace. Rozdíly mezi denní a měsíční agregací jsou popsány dále v textu.

Tabulka 11.10: Názvy použitých profilů v systému OTE

ROLE	POPIS
AI11	Energie vyrobená
AI12	Energie spotřebovaná
AI92	Náhradní hodnoty - Energie spotřebovaná
AL11	Alokace – vstup do soustavy
AL12	Alokace – výstup ze soustavy
A3A1	Agregovaná skutečná hodnota, měření A, výroba předacího místa
A3A2	Agregovaná skutečná hodnota, měření A, spotřeba předacího místa
A81	Agregovaný profil - výroba (za subjekt zúčtování)
A82	Agregovaný profil - spotřeba (za subjekt zúčtování)
ASA1	Agregovaná skutečná hodnota, měření A, výroba
ASA2	Agregovaná skutečná hodnota, měření A, spotřeba
ASB2	Agregovaná skutečná hodnota, měření B, spotřeba
ASC2	Agregovaná skutečná hodnota, měření C, spotřeba
ASD2	Agregovaná skutečná hodnota, měření CM, spotřeba
ASE1	Alokace na vstupu
ASE2	Alokace na výstupu
SN9x	Suma nekorigovaných odhadů spotřeby C za teplotní oblast ČR a třídu TDD x
SK9x	Suma korigovaných odhadů spotřeby C za teplotní oblast ČR a třídu TDD x
J42	Dopočtený zbytkový profil DS - spotřeba
J50	Korekční činitel na zbytkovou bilanci DS
AC10	Změna akumulace

Obrázek 11.11: Agregace na virtuální OPM druhu 1007 za SZ a síť



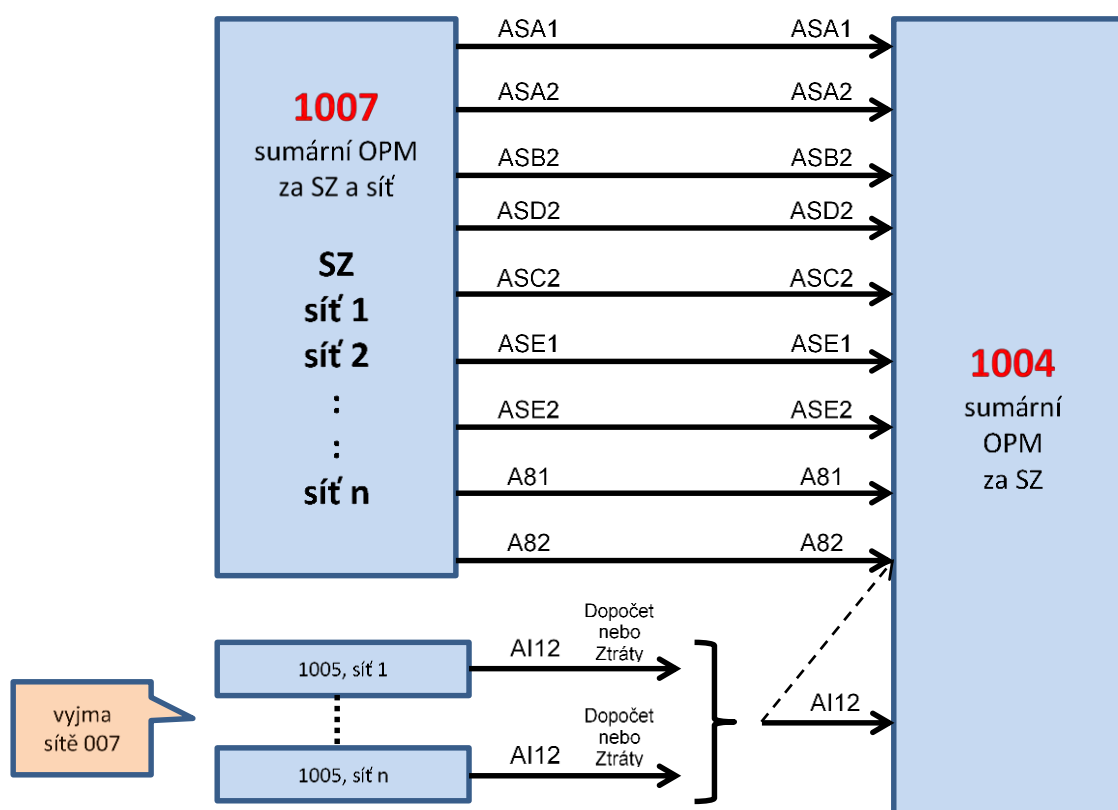
Subjekt zúčtování má přístup ke čtení všech profilů svých virtuálních OPM (druhu 1007 a 1004), může je tedy využít pro své účely, například pro sledování spotřeb všech spotřebních OPM a sledování trendů pro kontrolu odchylek, pro predikční účely atd.

Agregace předběžných dat se od agregace skutečných dat liší pouze v tom, že denní data jsou od provozovatelů distribučních soustav zaslána z časových důvodů vesměs pouze v objemových

jednotkách (m³). Při agregaci denních hodnot měření tedy musí proběhnout jejich přepočítání na energetické (kWh) přes aktuální hodnotu spalného tepla získaného denně od provozovatele přepravní soustavy pro každou distribuční síť přímo připojenou k přepravní soustavě. Dále platí, že na denní úrovni je spotřeba OPM s měřením typu B stanovena náhradním způsobem s využitím profilu AI92 místo AI12 a OPM s měřením typu CM se chovají jako OPM s měřením typu C.

Vyhodnocování odchylek v ČR je založeno na tzv. úplné obchodní bilanci. To znamená, že v žádné distribuční síti nesmí zůstat plyn, který by byl spotřebován, aniž by byl některému subjektu zúčtován alokován. Paralelně k agregaci hodnot na virtuální OPM druhu 1007 a 1004 pro subjekt zúčtování proto probíhá agregace na úrovni sítě, která zajišťuje přiřazení veškerého spotřebovaného plynu subjektům zúčtování aktivním v dané distribuční síti. V každé distribuční síti je proto evidováno jedno virtuální OPM druhu 1005 za síť, na jehož dílčí profily se výsledky agregace na úrovni sítě ukládají.

Obrázek 11.12: Agregace na virtuální OPM druhu 1004 za SZ



Pro účely agregace se rozlišují dva typy sítí:

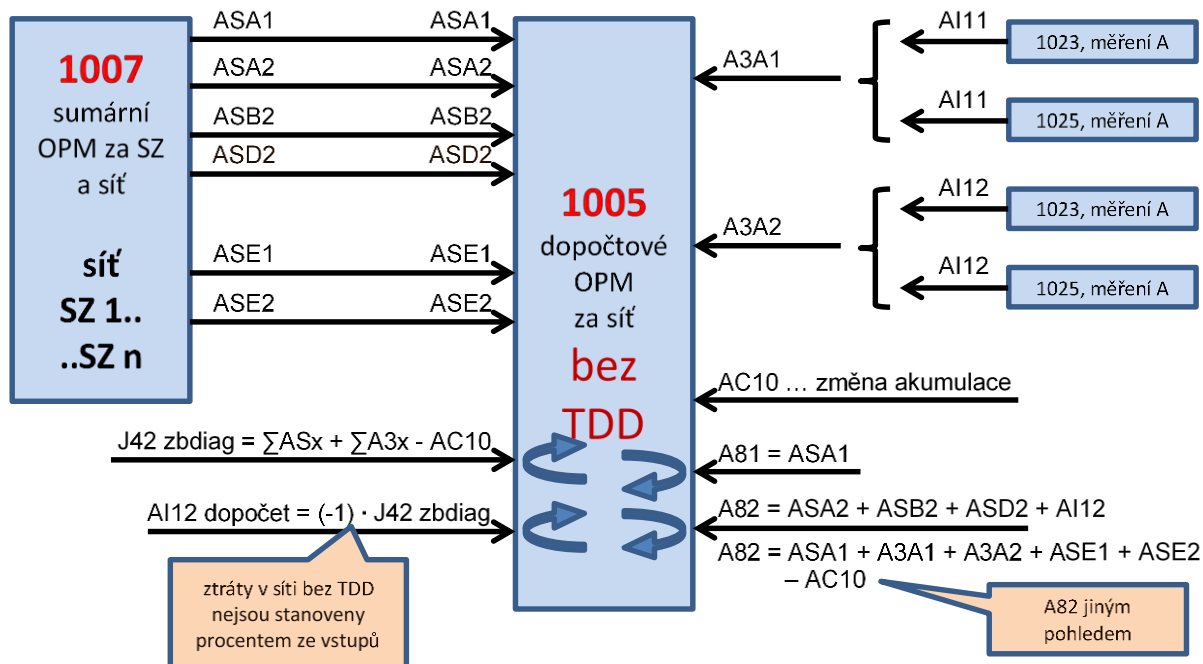
- síť, ve které se neaplikuje metodika TDD (systém OTE eviduje v dané síti pouze OPM s průběhovým měřením – A a B);
- síť, ve které se aplikuje metodika TDD (systém OTE eviduje v dané síti alespoň 1 OPM s neprůběhovým měřením – C a CM).

Agregace na úrovni sítě již neprobíhá nad jednotlivými OPM druhu spotřeba, hraniční bod nebo výrobní plyn, data jsou vzata z profilů OPM druhu 1007 všech subjektů zúčtování aktivních v dané síti. Například na profil ASA2 OPM druhu 1005 jsou agregovány hodnoty z profilů ASA2

všech OPM druhu 1007 v dané síti atd. Do agregace se však musí navíc zahrnout hodnota případné změny akumulace distribuční sítě a hodnoty přepraveného resp. distribuovaného plynu přes jednotlivá předací místa mezi sítěmi, za která nenese odpovědnost žádný subjekt zúčtování (je uvažováno, že v předacím místě mezi sítěmi nemůže plyn vznikat ani zanikat). Např. na profilu A3A1 OPM druhu 1005 je evidována agregovaná hodnota všech vstupů změřených a zaslanych provozovatelem na předacích místech mezi přepravní a distribuční sítí (profil AI11 OPM druhu 1025), nebo mezi distribučními sítěmi navzájem (profil AI11 OPM druhu 1023). Virtuální OPM druhu 1005 obsahuje sadu profilů obsahujících vypočtené hodnoty, jako například celkovou výrobu nebo spotřebu plynu v distribuční síti. Na profily OPM druhu 1005 má přístup subjekt zúčtování, který převzal odpovědnost za odchylku v dané distribuční síti a provozovatel distribuční soustavy, v jehož síti je toto virtuální OPM za síť v systému OTE registrováno.

Agregace v síti, ve které se neaplikuje metodika TDD, je ukázána na obrázku 11.13. V takové síti nebývá v některých případech pro provozovatele distribuční soustavy jednoduché správně provést bilanci sítě tak, aby plyn, který vstoupil do sítě, byl beze zbytku spotřebován všemi odběrnými místy s průběhovým měřením⁴⁶. Zbývající plyn je proto dopočítán na profilu AI12 OPM druhu 1005, prakticky se jedná o zápornou hodnotu zbytkového diagramu sítě.

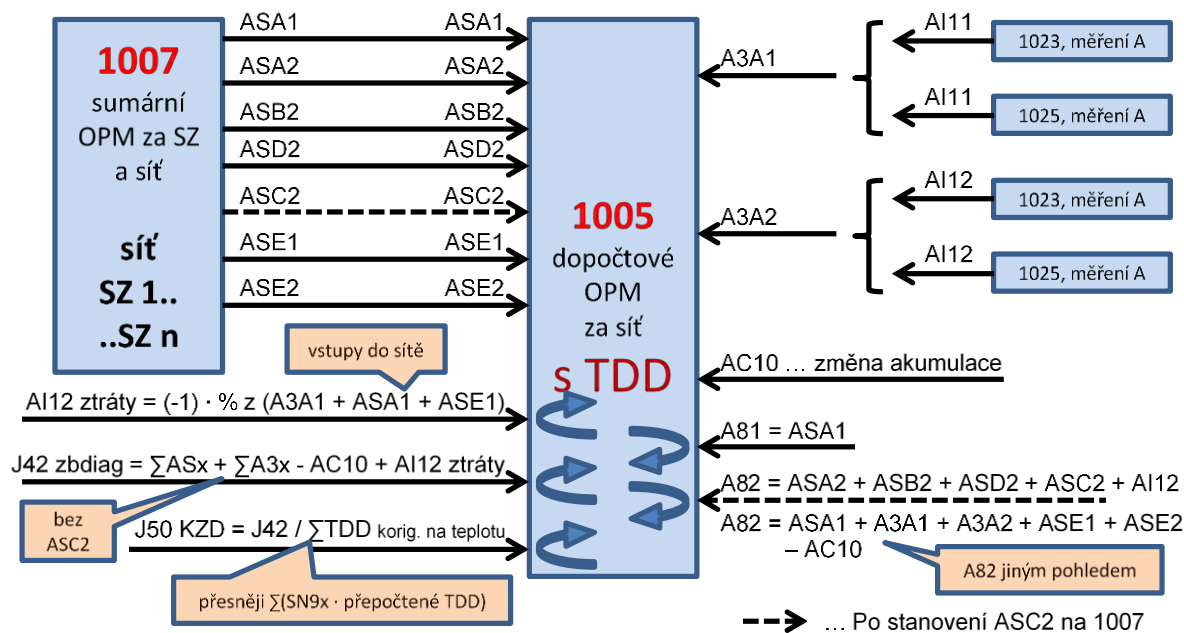
Obrázek 11.13: Agregace na virtuální OPM druhu 1005 za síť bez použití metodiky TDD



⁴⁶ Problémy ve stanovení přesné bilance sítě mohou být způsobeny např. chybovostí a limitovanou přesností měřidel. Svou roli hrají též ztráty v síti.

Agregace v síti, ve které se díky existenci alespoň jednoho odběrného místa s neprůběhovým měřením aplikuje metodika TDD, je ukázána na obrázku 11.14. Metodika TDD zajišťuje, že odběrným místům s měřením typu C nebo CM je pro potřeby vyhodnocení odchylek stanovena náhradní hodnota spotřeby. Tato náhradní hodnota spotřeby se stanovuje v rámci agregace podle plánované roční spotřeby odběrného místa, podle koeficientu TDD přepočteného na skutečnou teplotu a podle korekčního činitele zbytkového diagramu v síti KZD. Právě KZD zajistí splnění podmínky úplné obchodní bilance v síti, protože prostřednictvím tohoto koeficientu dochází ke korekci náhradních spotřeb neprůběhově měřených zákazníků spočítaných metodikou TDD s ohledem na aktuální bilanci sítě. Do agregace jsou navíc započteny ztráty v distribuční síti, které jsou stanoveny jako procento z množství plynu vstupujícího do distribuční sítě.

Obrázek 11.14: Agregace na virtuální OPM druhu 1005 za síť s použitím metodiky TDD



V současnosti se v rámci agregace skutečných dat OPM s měřením typu CM chovají podobně jako OPM s měřením typu B. Pokud by se na OPM s měřením typu CM v budoucnu pohlíželo stejně jako na OPM s měřením typu C, byl by profil ASD2 nulový a všechna OPM s neprůběhovým měřením by se projevila na profilu ASC2.

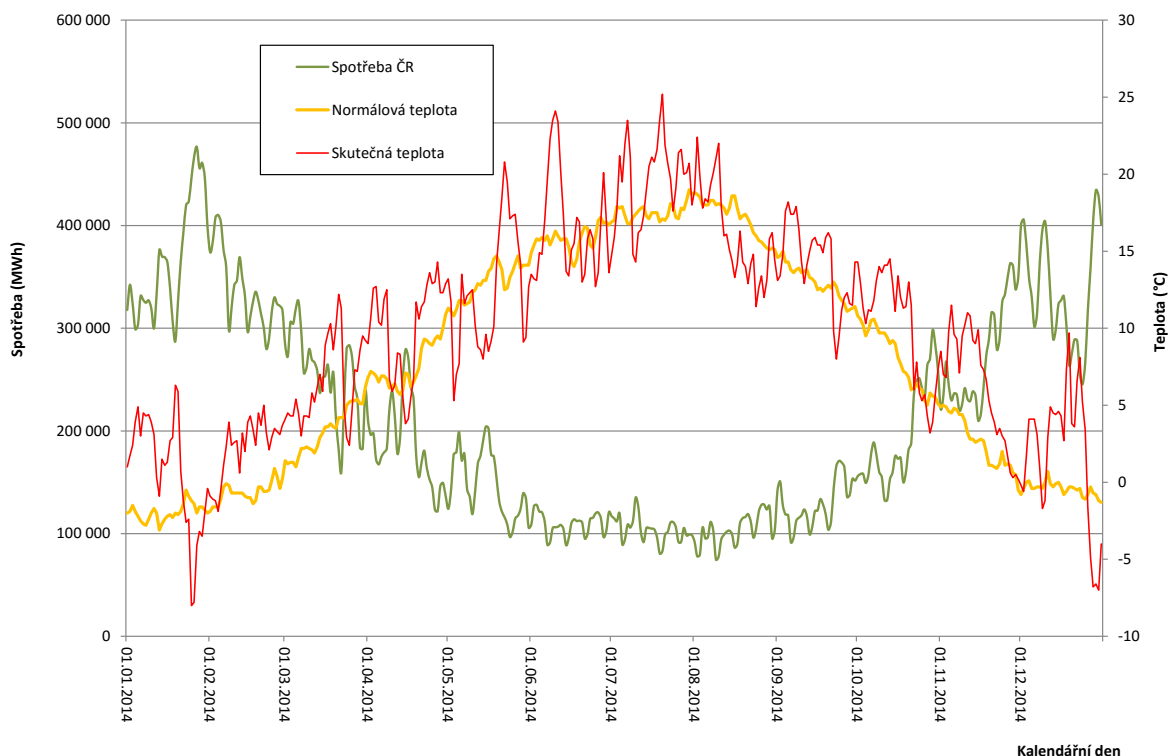
Z výše uvedeného popisu vyplývá, že agregace dat je velmi složitý proces, kde se jednotlivé výpočty navzájem prolínají. Pro obchodníka s plynem je důležité vědět, že má prostřednictvím systému OTE přístup nejen k dílčím, ale i celkovým výsledkům agregace. Tyto výsledky může použít pro své další potřeby, například pro kontrolu odchylek, identifikaci chybných dat měření, sledování trendů spotřeby, predikce a další. S uvedenými názvy profilů je možné se prakticky setkat v reportech, které systém OTE poskytuje.

Díky agregaci dat pro účely vyhodnocení odchylek subjektů zúčtování je možné též stanovit spotřebu plynu v celé ČR. Obrázek 11.15 ukazuje velkou závislost spotřeby plynu na teplotě vzduchu v průběhu roku 2014. Zvláště v zimních měsících je zřejmý prudký nárůst spotřeby při propadu teplot. Naopak v letních měsících je závislost spotřeby na teplotě minimální a ustaluje se na denní hodnotě kolem 100 000 MWh, na které se podílí zejména technologická spotřeba plynu v podnicích a dále spotřeba plynu na vaření a ohřev teplé užitkové vody. V tomto období lze rov-

něž pozorovat vliv pracovního týdne na průběh spotřeby. Obrázek poskytuje též srovnání skutečných a normálových teplot.

Na obrázku 11.16 jsou znázorněny podíly jednotlivých subjektů zúčtování na spotřebě plynu v ČR za celý rok 2014 po zohlednění předání zodpovědností za odchylky na odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými subjekty zúčtování.

Obrázek 11.15: Spotřeba plynu v průběhu roku 2014 v porovnání se skutečnou a normálovou teplotou

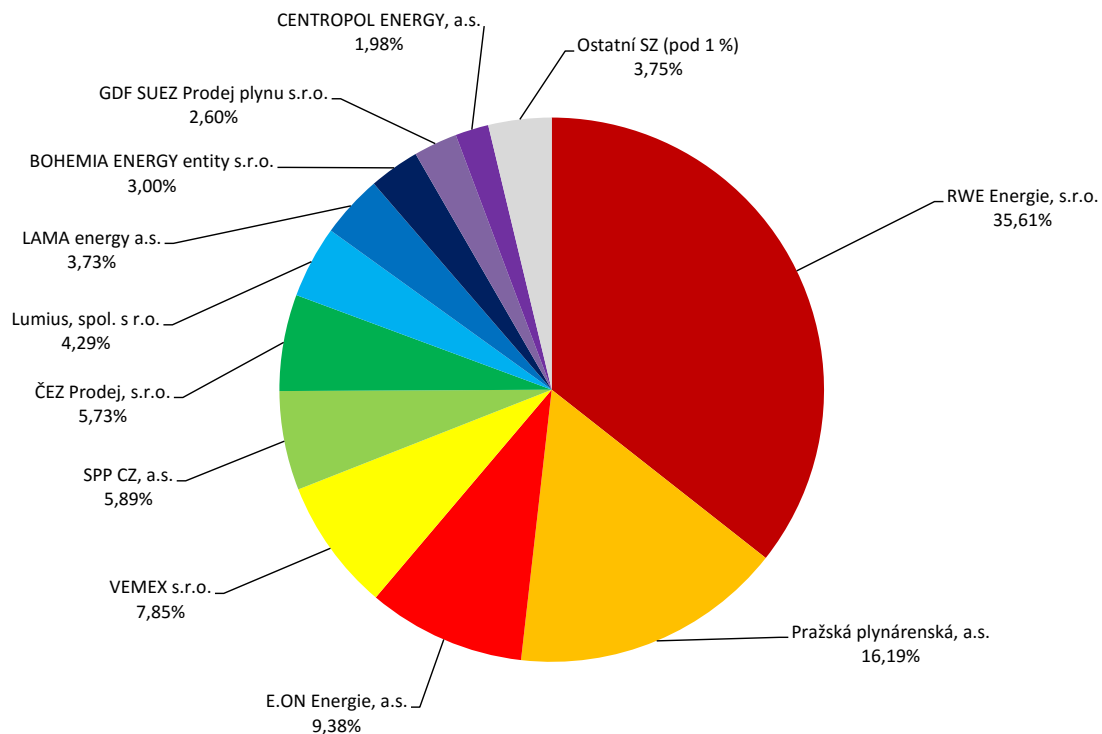


11.6 Clearing OPM

Náhradní hodnoty spotřeby odběrného místa s neprůběhovým měřením stanovené na základě metodiky typových diagramů dodávek je možné považovat za „zálohy“ za plyn skutečně spotřebovaný v odběrném místě zákazníka. Tyto zálohy však většinou neodpovídají skutečně spotřebovanému množství plynu zákazníkem za definované období (například tím, že zákazník má stanovenou nenulovou plánovanou roční spotřebu, nicméně za celý rok se na daném odběrném místě nevyskytoval a plyn neodebíral). Při užívání typových diagramů dodávek tedy vzniká rozdíl mezi hodnotou určenou touto metodou a skutečnou hodnotou spotřeby v příslušném odběrném místě s neprůběhovým měřením.

Poté, co operátor trhu obdrží skutečnou hodnotu spotřeby v daném odběrném místě, je nutné provést vyhodnocování a zúčtování rozdílů mezi hodnotami podle typových diagramů dodávek a skutečnými hodnotami spotřeby v odběrném místě. Tomuto procesu se říká zkráceně „clearing OPM“. Clearing OPM provádí operátor trhu v měsíčních cyklech (každý měsíc je totiž na základě měření stanoven stav měřidla spotřeby plynu u cca 1/12 všech odběrných míst zákazníků v závislosti na odečtových trasách daného provozovatele distribuční soustavy).

Obrázek 11.16: Podíly jednotlivých subjektů zúčtování na spotřebě plynu v roce 2014



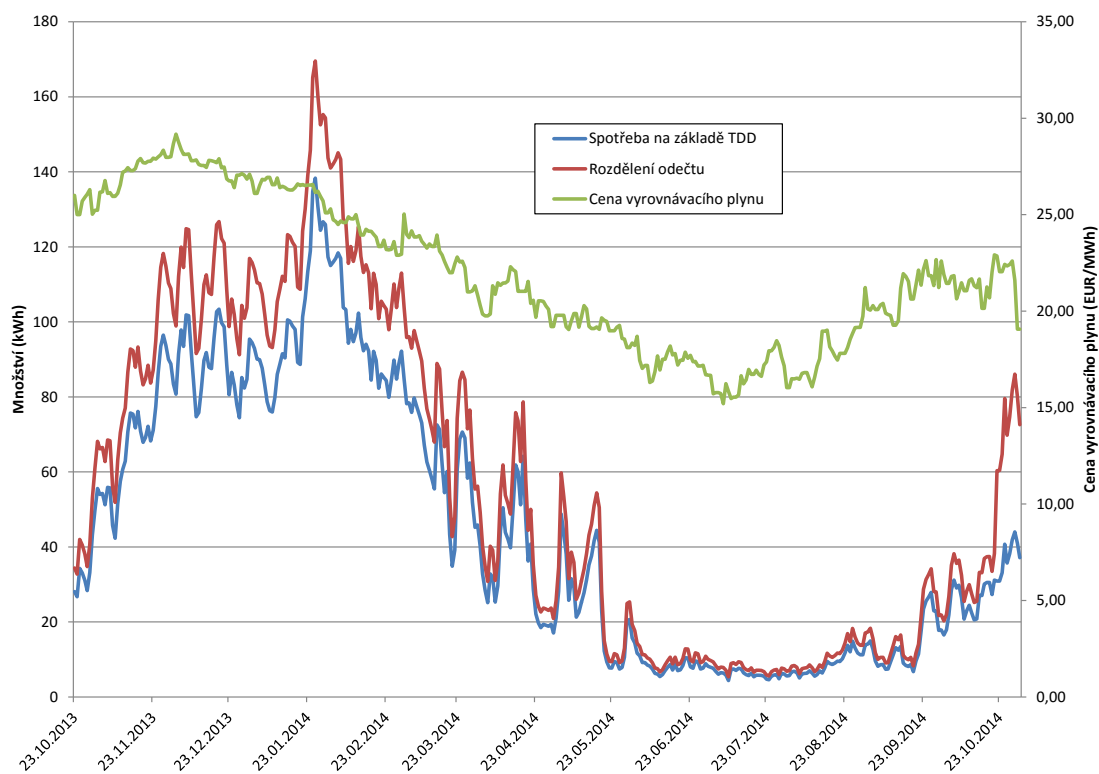
Zdroj: OTE, a.s.

Vlastní algoritmus clearingů OPM spočívá zjednodušeně v tom, že se skutečná hodnota spotřeby v příslušném odběrném místě (stanovená většinou na základě měření – odečtu) rozdělí do jednotlivých plynárenských dnů v období, ke kterému se skutečná hodnota spotřeby vztahuje. Následně se tyto hodnoty poměří za jednotlivé plynárenské dny s hodnotami vypočtenými na základě typových diagramů dodávek. Vzniklé rozdíly vypořádává operátor trhu finančně se subjektem zúčtování, který převzal odpovědnost za odchylku ke dni odečtu, za aritmetický průměr denních hodnot Indexu OTE (podrobněji o Indexu OTE v kapitole 11.8) za plynárenský měsíc, kterého se rozdíly týkají. Stejný rozdíl, ale s opačným znaménkem, operátor trhu finančně vypořádává se subjektem zúčtování, který převzal odpovědnost za odchylku v dané distribuční síti. Příklad výpočtu clearingů OPM je ilustrován na konkrétní situaci, viz obrázek 11.17.

Obrázek ukazuje jedno konkrétní odběrné místo zákazníka, které bylo systémem OTE clearováno ke konci roku 2014. Odečet plynu v odběrném místě zákazníka byl proveden za období od 23. 10. 2013 do 31. 10. 2014. Systém OTE evidoval v uvedeném období toto OPM v rámci třídy TDD DOM3 s plánovanou roční spotřebou ve výši 22,203 MWh. Na základě metodiky TDD byla spotřeba daného OPM v uvedeném období stanovena ve výši 16,777 MWh, provozovatelem distribuční soustavy změřená spotřeba (na základě odečtu) byla 20,834 MWh. Clearováno bylo tedy celkem 4,057 MWh v celkovém finančním objemu 98,56 €, přičemž tuto částku v CZK zaplatil subjekt zúčtování, který převzal odpovědnost za odchylku v odběrném místě zákazníka, operátorovi trhu (skutečná spotřeba byla vyšší než náhradní hodnota spotřeby za celé období). Operátor trhu pak tuto částku zaplatil subjektu zúčtování, který převzal odpovědnost za odchylku v distribuční síti, ke které je odběrné místo připojeno.

Podobným postupem, jako u clearingů OPM, se vyhodnocují a zúčtovávají rozdíly mezi plánovanými ztrátami a skutečnou hodnotou ztrát v příslušné distribuční síti. Nutno poznamenat, že objem finančních prostředků vypořádaných v rámci clearingů OPM úzce souvisí mimo jiné právě se stanovenými plánovanými ztrátami v distribuční síti.

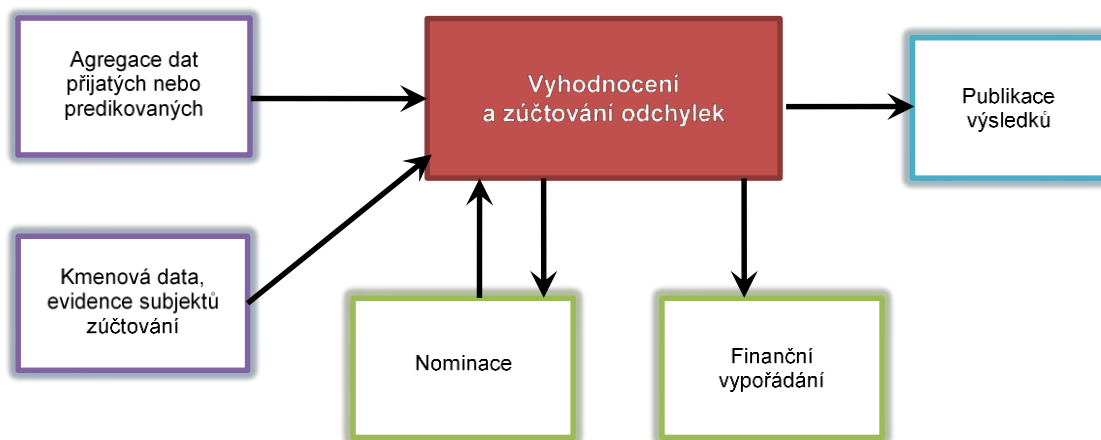
Obrázek 11.17: Ilustrace výpočtu clearingů vybraného OPM



11.7 Vyhodnocení odchylek

Vyhodnocení a vypořádání odchylek na trhu s plynem v ČR provádí operátor trhu. Vstupními údaji pro výpočet odchylek subjektů zúčtování jsou všechny nominace a agregovaná data měření jednotlivých subjektů zúčtování. Schematicky lze proces vyhodnocení a zúčtování odchylek znázornit na obrázku 11.18.

Obrázek 11.18: Schematické znázornění procesu vyhodnocení a zúčtování odchylek subjektů zúčtování



Odchylka subjektu zúčtování je rozdíl mezi jím nakoupeným nebo dovezeným plynem a plynem, který tento subjekt zúčtování v daný plynárenský den skutečně spotřeboval, prodal nebo vyvezl. Výše spotřeby plynu zákazníky znamená pro většinu obchodníků působících na trhu s plynem v ČR zásadní položku v rovnici výpočtu jejich odchylky. Čím nižší je odchylka subjektu zúčtování, tím menší finanční náklady tato odchylka danému obchodníkovi způsobuje, vice versa. Velikost odchylek subjektů zúčtování má i vliv na velikost systémové odchylky a tedy na bezpečnost provozu plynárenské soustavy.

Chování obchodníka by mělo být vždy takové, aby v ideálním případě byla jeho odchylka nulová. Dodržení odběrových nebo dodávkových diagramů tak, aby nevznikala žádná odchylka, je a má být odpovědností každého subjektu zúčtování a souvisí s povinností obchodníka uvedenou v energetickém zákoně, tj. dodržovat rovnováhu mezi množstvím plynu, který je mu do plynárenské soustavy dodáván, a množstvím plynu, který z plynárenské soustavy odebírá.

Vyhodnocování odchylek v ČR odpovídá Nařízení Komise (EU) č. 312/2014 ze dne 26. března 2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích (dále jen NC BAL). Nařízení stanovuje jednotná harmonizovaná pravidla vyrovnávání platná v celé Evropské unii tak, aby bylo možné trh hlouběji integrovat.

Odchylky účastníků trhu s plynem se vyhodnocují:

- každý den za předcházející plynárenský den (denní odchylky – odchylky V0),
- po skončení měsíce za předchozí plynárenský měsíc (měsíční odchylky – odchylky V1),
- po skončení příjmu reklamací dat, tedy ve 4. měsíci po vyhodnocovaném měsíci (závěrečné měsíční odchylky – odchylky V2).

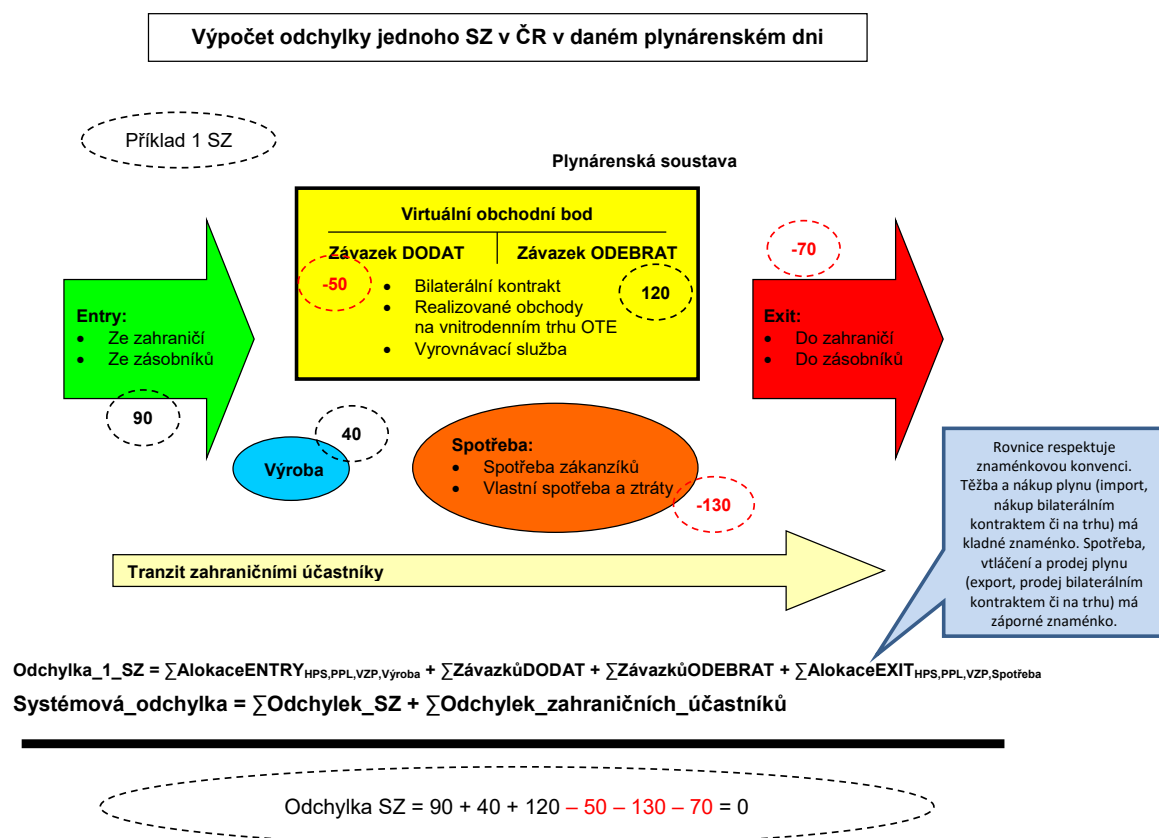
Denní odchylka subjektu zúčtování se vypočítá podle vzorce:

$$O = \sum AlokaceEntry - \sum ZD + \sum ZO - \sum AlokaceExit$$

<i>AlokaceEntry</i>	součet změřeného množství plynu vstupujícího do plynárenské soustavy z hraničních předávacích stanic, přeshraničních plynovodů, virtuálních zásobníků plynu a z výroben plynu v plynárenském dni,
<i>ZD</i>	součet všech závazků dodat v daném plynárenském dni na VOB, tedy například prodej plynu druhému obchodníkovi nebo prodej na vnitrodenním trhu organizovaném OTE,
<i>ZO</i>	součet všech závazků odebrat v daném plynárenském dni na VOB, tedy například nákup plynu od jiného obchodníka nebo nákup na vnitrodenním trhu organizovaném OTE,
<i>AlokaceExit</i>	součet změřeného množství plynu vystupujícího z plynárenské soustavy přes hraniční předávací stanice, přeshraniční plynovody, zásobníky plynu a spotřebovaného množství plynu zákazníky daného obchodníka v plynárenském dni.

Systémová odchylka (SO) celé plynárenské soustavy v daném plynárenském dni je pak rovna součtu odchylek všech obchodníků v tomto dni, včetně tranzitujících obchodníků⁴⁷, kteří nejsou subjekty zúčtování. Názorně lze výpočet odchylky subjektu zúčtování ukázat na obrázku 11.19. Rovnice výpočtu odchylky respektuje znaménkovou konvenci. Těžba a nákup plynu (import, nákup bilaterálním kontraktem či na trhu) má kladné znaménko. Spotřeba, vtláčení a prodej plynu (export, prodej bilaterálním kontraktem či na trhu) má záporné znaménko. Subjekt zúčtování, pro který je na obrázku uveden číselný příklad výpočtu odchylky, je v daném plynárenském dni vybalancovaný – jeho dodávka plynu do plynárenské soustavy je rovna odběru plynu z plynárenské soustavy.

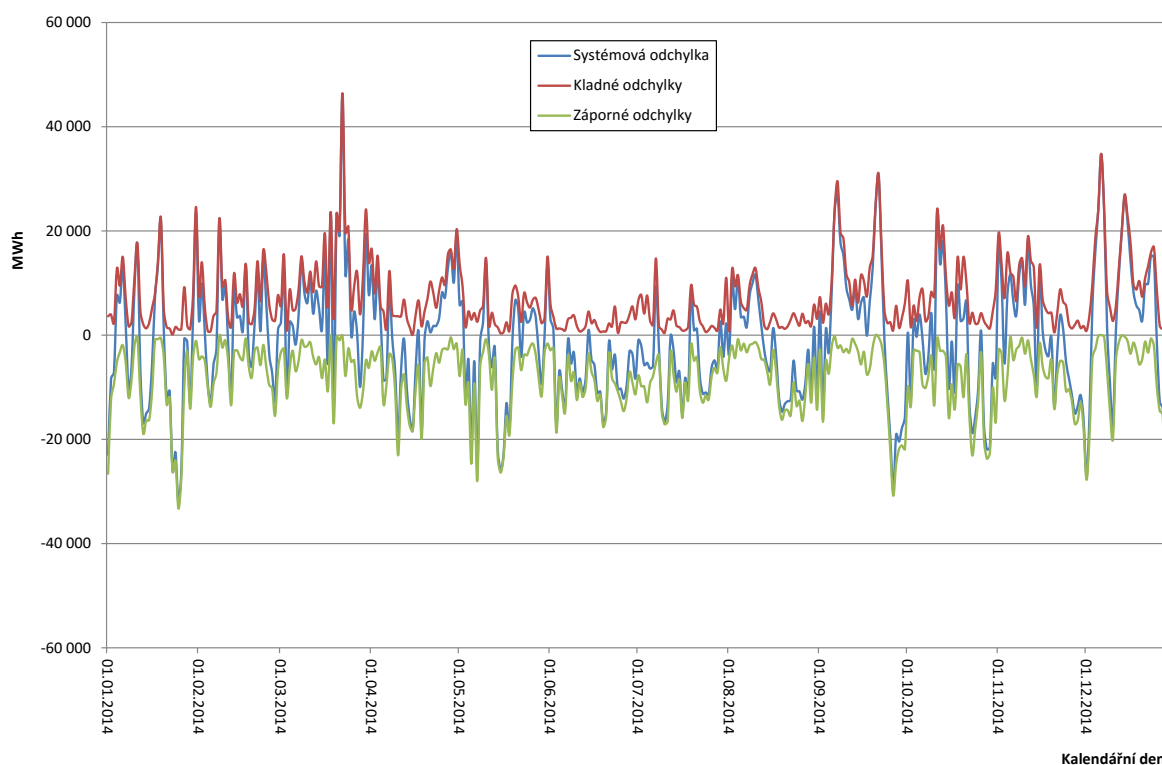
Obrázek 11.19: Výpočet odchylky subjektu zúčtování v 1 plynárenském dni



Výsledky výpočtu odchylek jsou pro každý subjekt zúčtování dostupné v systému operátora trhu a souhrnné hodnoty jsou zveřejňovány i na veřejném webu OTE. Obrázek 11.20 ukazuje vývoj součtu skutečných kladných a záporných odchylek a skutečné systémové odchylky v průběhu roku 2014.

⁴⁷ Tranzitující obchodníci, kteří sice nejsou subjekty zúčtování, ale přepravují plyn modelem Entry–Exit.

Obrázek 11.20: Vývoj kladných a záporných odchylek a systémové odchylky v průběhu roku 2014



Na rozdíl od trhu s elektřinou, kde jsou veškeré odchylky vypořádány pouze finančně za cenu stanovenou v závislosti na směru a velikosti systémové odchylky, v plynárenství existuje možnost využití flexibility prostřednictvím akumulace („linepack flexibility service“). Díky ní je umožněna oscilace obchodní pozice subjektů zúčtování v rámci stanovené výše flexibility tak, že pokud nejsou překročeny tyto meze, nejsou generovány dodatečné náklady na vyrovnávání vzniklých odchylek. Flexibilita prostřednictvím akumulace je tak jediný nástroj uvedený v NC BAL, který umožňuje subjektům zúčtování využívat přirozenou vlastnost plynárenské soustavy, kterou je změna akumulace nemající vliv na bezproblémové a bezpečné provozování plynárenské soustavy. Tato flexibilita je poskytována zdarma a je registrována v systému operátora trhu pro každý subjekt zúčtování. Je poskytována těm subjektům zúčtování, které mají rezervovanou kapacitu na hraničních bodech nebo bodech zásobníků plynu (pouze však tehdy, pokud na nich pro daný plynárenský den neplatí alokační pravidlo OBA⁴⁸), a subjektům zúčtování odpovědným za odchylku v jednotlivých odběrných místech. Velikost poskytované flexibility je odvozená od velikosti rezervovaných kapacit a jejich využití nebo náhradním způsobem u odběrných míst s neprůběhovým měřením typu C nebo CM.

Pro každý subjekt zúčtování je v systému operátora trhu evidován tzv. „účet flexibility“ a „bilanční účet odchylek“. Každému novému subjektu zúčtování je při registraci nastaven výchozí

⁴⁸ OBA je alokační režim na vstupních a výstupních bodech, ve kterém platí, že množství nominované přepravujícím obchodníkem na těchto bodech je považováno za dodané

stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na nulovou hodnotu. Operátor trhu každý den stanovuje aktuální stavy těchto účtů dle postupů uvedených v Pravidlech trhu.

Počáteční stav účtu odchylek subjektu zúčtování pro daný plynárenský den dodávky je pak stav účtu odchylek subjektu zúčtování po předcházejícím plynárenském dni. Stav účtu odchylek subjektu zúčtování lze nejlépe přirovnat k tomu, že odpovídá množství plynu, které má subjekt zúčtování do soustavy dodat, nebo ze soustavy odebrat tak, aby bylo jeho saldo plynu v plynárenské soustavě rovno nule.

Konečný stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na konci plynárenského dne je stanoven jako součet počátečního stavu bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na začátku plynárenského dne a odchylky subjektu zúčtování, pokud je tento součet v rámci flexibility subjektu zúčtování.

V případě, že je stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování mimo flexibilitu subjektu zúčtování, je hodnota tohoto překročení rovna dennímu vyrovnávacímu množství subjektu zúčtování a toto množství je vyrovnáno finančně za jednotkovou cenu. To však neplatí, pokud subjekt zúčtování nakoupí nevyužitou flexibilitu v potřebné výši (tj. na pokrytí celého denního vyrovnávacího množství) na trhu s nevyužitou flexibilitou.

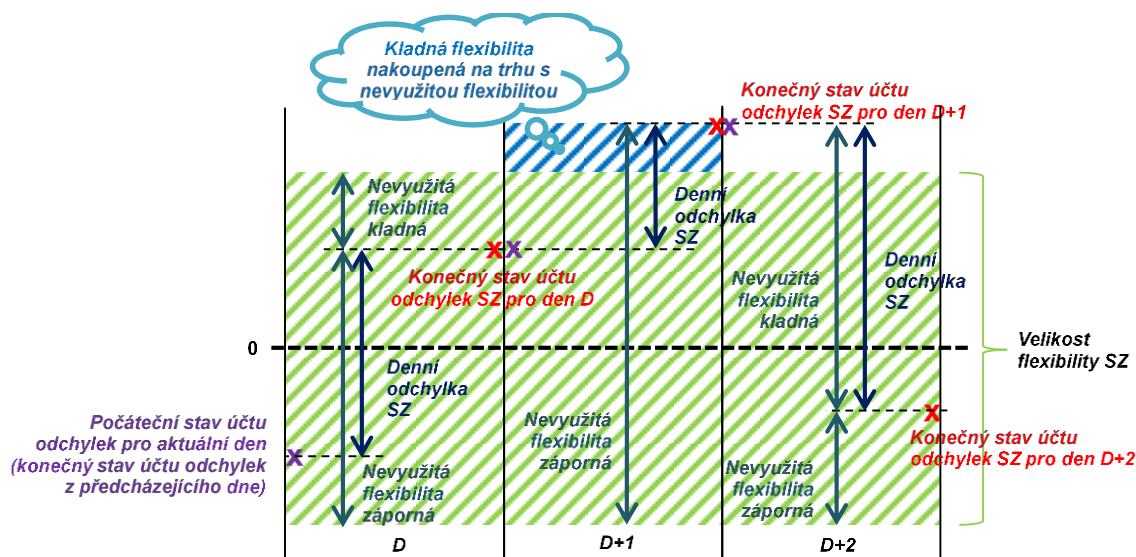
Trh s nevyužitou flexibilitou organizuje operátor trhu v měně CZK na principu sesouhlasení křivek nabídky a poptávky každý plynárenský den za předchozí plynárenský den. Jedná se o platformu, která umožňuje tržním způsobem přímo mezi jednotlivými subjekty zúčtování vypořádat si takové odchylky, které sice překračují flexibilitu subjektu zúčtování, avšak v rámci celkové pozice plynárenské soustavy nepředstavují situaci, která by vyžadovala vyrovnávací akci provozovatele přepravní soustavy. Motivací subjektů zúčtování k účasti na tomto trhu s nevyužitou flexibilitou je předejití finančnímu vypořádání denního vyrovnávacího množství. Pokud však bude existovat taková systémová odchylka (suma všech denních odchylek subjektů zúčtování), která by mohla zapříčinit stav soustavy vyžadující vyrovnávací akci provozovatele přepravní soustavy, pak je principy trhu s nevyužitou flexibilitou zajištěno, že takovouto odchylku nebude možné na trhu s nevyužitou flexibilitou uplatnit (tj. nebude možné získat nevyužitou flexibilitu jiných subjektů zúčtování pro pokrytí odchylky) a subjekt zúčtování tak zaplatí za tuto odchylku nad svou flexibilitu použitelnou cenu. Trh s nevyužitou flexibilitou tedy znamená další obchodní příležitost pro subjekty zúčtování.

Nevyužitá flexibilita každého subjektu zúčtování je pro příslušný plynárenský den stanovena jako rozdíl mezi aktuálním stavem účtu flexibility tohoto subjektu zúčtování (před trhem s nevyužitou flexibilitou) a velikostí poskytované flexibility pro příslušný den tomuto subjektu zúčtování s respektováním směru prodávané a nakupované flexibility.

Konečný stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování je tedy součet počátečního stavu účtu odchylek subjektu zúčtování na začátku plynárenského dne, denní odchylky subjektu zúčtování a denního vyrovnávací množství subjektu zúčtování s respektováním znaménkové konvence. Pro názornost je práce s bilančním účtem odchylek, flexibilitou a denním vyrovnávacím množstvím ve třech po sobě jdoucích dnech zjednodušeně znázorněna na obrázcích 11.21 a 11.22.

Na obrázku 11.21 je zobrazena situace, při které je subjektu zúčtování (SZ) přidělena resp. vypočítána určitá velikost flexibility (viz zelená šrafovaná oblast⁴⁹). Subjekt zúčtování se na počátku dne D pohybuje svým účtem odchylek v záporné oblasti flexibility (viz počáteční stav účtu odchylek). Denní odchylnka subjektu zúčtování je ve dni D kladná, čímž se jeho účet odchylek dostane do kladné oblasti flexibility (viz konečný stav účtu odchylek pro den D). Subjektu zúčtování zbývá za den D kladná a záporná nevyužitá flexibilita, kterou se může pokusit prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Ve dni D + 1 subjekt zúčtování způsobí opět kladnou denní odchylnku (například obchodník nakoupil více, než činila spotřeba jeho zákazníků). Tím se však jeho účet odchylek ve dni D + 1 dostane mimo svou (základní) flexibilitu. Aby se vyvaroval finančnímu vypořádání denního vyrovnávacího množství ve dni D + 1, musel tento subjekt zúčtování nakoupit prostřednictvím trhu s nevyužitou flexibilitou volnou kladnou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování (viz modrá šrafovaná oblast). Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D + 1 je tedy na hranici celkové flexibility subjektu zúčtování ve dni D + 1. Aby se subjekt zúčtování nedostal ve dni D+2 opět mimo svou flexibilitu, musí ve dni D + 2 způsobit větší zápornou denní odchylnku, aby se dostal svým účtem odchylek opět do své (základní) flexibility. Pokud by byla tato denní odchylnka velmi malá, nebo naopak příliš velká, subjekt zúčtování by se dostal svým účtem odchylek opět mimo svou flexibilitu s rizikem potřeby opětovného dokoupení buď kladné, nebo záporné nevyužité flexibility. Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D + 2 je opět v rámci jeho (základní) flexibility.

Obrázek 11.21: Účet odchylek s dokoupenou nevyužitou flexibilitou

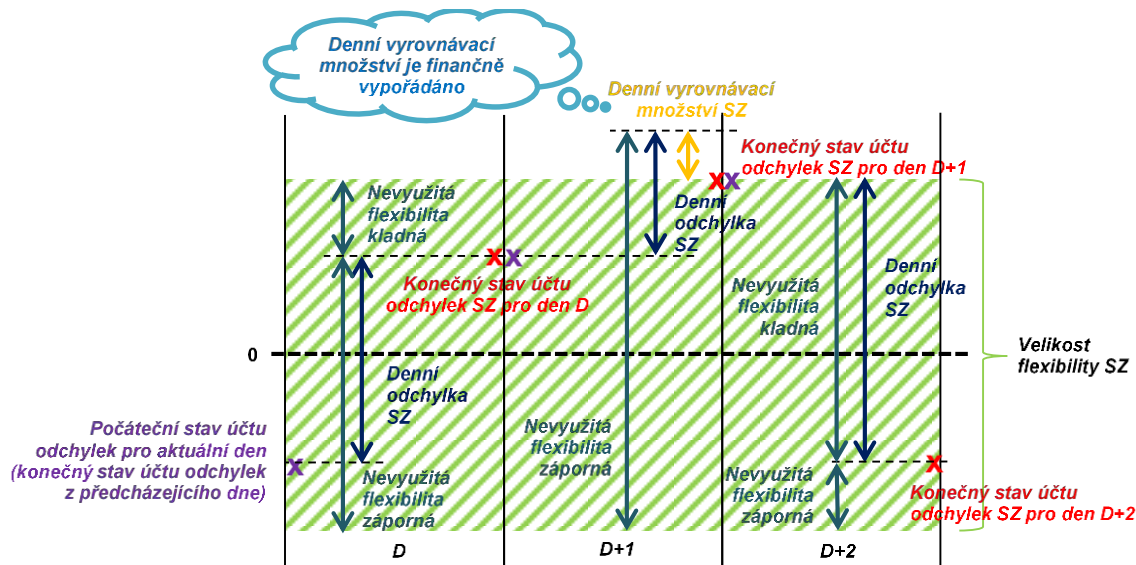


Na obrázku 11.22 je situace jiná v tom, že ve dni D + 1 se subjektu zúčtování nepodařilo nakoupit kladnou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování. V tom případě ve dni D + 1 vzniklo denní vyrovnávací množství subjektu zúčtování, které musí subjekt zúčtování vypořádat s ope-

⁴⁹ Velikost flexibility pravděpodobně bude ve skutečnosti pro každý plynárenský den jiná.

rátorem trhu za použitelnou cenu. Za povšimnutí stojí, že ve dni $D + 1$ zbyla subjektu zúčtování velká záporná nevyužitá flexibilita, kterou mohl prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou.

Obrázek 11.22: Účet odchylek s denním vyrovnávacím množstvím



Finanční prostředky plynoucí z vypořádání denních vyrovnávacích množství mezi subjekty zúčtování a operátorem trhu jsou následně vypořádány mezi operátorem trhu a provozovatelem přepravní soustavy. Vznik denního vyrovnávacího množství nemusí nutně vyvolat neodkladné řešení ze strany provozovatele přepravní soustavy (tj. vyrovnávací akci). Saldo denních vyrovnávacích množství je kumulováno do tzv. konta TSO, které obhospodařuje provozovatel přepravní soustavy i s ohledem na aktuální stav přepravní soustavy. V souladu NC BAL pravidla vyrovnávání musí odrážet skutečné potřeby soustavy.

Shrneme-li výše popsané principy, model balancingu je koncipován tak, aby do jisté míry umožnil existenci „bezplatných“ odchylek subjektu zúčtování. Obchodníkům s plynem tak nemusí vznikat (velké) dodatečné náklady na vyrovnávání svých portfolií s dopadem do cen plynu pro konečné zákazníky. Tento přístup bere ohled na přijatý informační model podle základního scénáře, kdy obchodníkům s plynem sice vznikají odchylky, které nelze ani při využití sofistikovaných predikačních mechanismů ovlivnit, nicméně poskytnutou flexibilitou a možností s ní dále obchodovat dochází k snížení nebo eliminaci vzniku denních vyrovnávacích množství, které by byly předmětem finančního vypořádání. Pravidla balancingu jsou tedy nastavena protrzně a nevytváří bariéry pro malé obchodníky k účasti na trhu s plynem v České republice.

11.8 Ocenění a zúčtování odchylek

Pro určení výše jednotkové ceny pro vyrovnání denního vyrovnávacího množství subjektu zúčtování (tzv. použitelná cena) platí následující pravidla:

- Pro záporné denní vyrovnávací množství se použije vyšší z těchto dvou cen v €:
 - Nejvyšší cena relevantního nákupu provozovatele přepravní soustavy (relevantním se rozumí nákup plynu provozovatelem přepravní soustavy na organizovaných trzích, který je spojený s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje.
 - Vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE⁵⁰ pro příslušný den, která je zvýšena o malou cenovou úpravu, která je funkcí systémové odchylky (výše cenové úpravy je v rozmezí 2–5 %).
- Pro kladné denní vyrovnávací množství se použije nižší z těchto dvou cen v €:
 - Nejnižší cena relevantního prodeje provozovatele přepravní soustavy (relevantním se rozumí prodej plynu provozovatelem přepravní soustavy na organizovaných trzích, který je spojený s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje.
 - Vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE pro příslušný den, která je snížena o malou cenovou úpravu, která je funkcí systémové odchylky (výše cenové úpravy je v rozmezí 2–5 %).

Cena spojená s finančním vypořádáním denního vyrovnávacího množství odpovídá Použitelné ceně. Pro potřeby finančního vypořádání denního vyrovnávacího množství je Použitelná cena přepočtena denním kurzem €/Kč vyhlášeným ČNB pro daný den (tj. pro den, za který tato cena vznikla) na české koruny.

Všechny ceny za vypořádání rozdílů mezi alokacemi (řešení chyb měření včetně chyb na vstupu do distribučních zón) mezi verzemi V0 a V1 a mezi verzemi V1 a V2 včetně vypořádání rozdílů mezi skutečnými a alokovanými hodnotami spotřeby za měření typu C odpovídají Indexu OTE, jelikož jde o realokaci již dodaného a spotřebovaného plynu mezi subjekty zúčtování. Pro potřeby finančního vypořádání je cena Indexu OTE přepočtena kurzem ČNB pro daný den z měny EUR na měnu CZK. V měně CZK tedy probíhá veškeré finanční vypořádání.

⁵⁰ Metodika stanovení Indexu OTE je určena Pravidly trhu a Obchodními podmínkami operátora trhu.

11.9 Požadavky na systém zúčtování, predikce spotřeby (obchodních odchylek) a IT podpora

11.9.1 Požadavky na systém zúčtování z pohledu obchodníka s plynem

Obchodník s plynem (shipper) využívá v rámci plynárenské soustavy ČR následující služby:

- přepravy plynu (nakupuje přepravní kapacitu a realizuje nominace přepravy plynu na hraničních předávacích bodech, případně nominace distribuce plynu v případě přeshraničních plynovodů),
- uskladnění plynu (nakupuje skladovací kapacitu a realizuje nominace uskladnění plynu a nominace přepravy plynu na vstupních a výstupních bodech virtuálních zásobníků plynu),
- výroby plynu (nakupuje plyn od výrobců a realizuje nominace distribuce plynu na vstupních bodech distribuční soustavy),
- distribuce plynu (smluvně zajišťuje distribuci plynu do odběrných míst konečných zákazníků),
- fyzického vyrovnávání plynárenské soustavy,
- systému zúčtování operátora trhu,

a realizuje tyto základní činnosti:

- tranzit plynu přes přepravní soustavu,
- uzavírání bilaterálních obchodů s plynem a obchodů na organizovaných tržních místech (registrace nominací závazku dodat a závazku odebrat na virtuálním obchodním bodě),
- dodávku plynu do odběrných míst konečných zákazníků,
- obchodní vyrovnávání odchylek a další činnosti subjektu zúčtování.

Zvláštním případem bilaterálního obchodu realizovaného nominací na virtuálním obchodním bodě je předání plynu mezi obchodníky při realizaci souběžné dodávky plynu do jednoho odběrného místa. Pravidla trhu s plynem stanovují postup, podle kterého je vždy jeden z obchodníků subjektem zúčtování pro dané odběrné místo – tento obchodník přebírá část plynu v rozsahu dodávky ostatních obchodníků formou nominace na virtuálním obchodním bodě (tzv. pevný diagram). Následně veškeré množství plynu v rozsahu měřené spotřeby v odběrném místě dodává konečnému zákazníkovi, včetně povinnosti vyrovnání odchylek.

Podle rámce pravidel stanovených pro distribuci plynu konečným zákazníkům jsou realizovány také služby zajištění přepravy plynu do odběrných míst konečných zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě. V případě rezervace denní kapacity v hodnotě 5 000 MWh a vyšší vzniká povinnost registrovanému subjektu zúčtování provádět nominace přepravy plynu ve výstupním bodě přepravní soustavy (tj. spotřeby plynu v odběrném místě) v hodinovém rozlišení. Odchytky spotřeby plynu v odběrném místě jsou subjektem zúčtování vyrovnávány standardně na denní bázi, jak je tomu v případě všech odběrných míst konečných zákazníků.

Mezi speciální typy smluv na dodávku plynu obchodníkem pro systémové účely patří:

- flexibilní kontrakt (nově obecně vyrovnávací služba) ve prospěch provozovatele přepravní soustavy pro potřeby fyzického vyrovnávání soustavy,
- kontrakty na dodávku plynu pro krytí ztrát a vlastní spotřeby plynu provozovatelů distribučních soustav.

Z pohledu činností obchodníka s plynem spojených s dodávkou plynu do odběrných míst konečných zákazníků je důležité rozlišení smluvního vztahu s operátorem trhu. Obchodník má možnost uzavřít s Operátorem trhu tyto základní typy smluv:

- Smlouva o přístupu do CS OTE (obchodník s plynem je Registrovaným účastníkem trhu = RÚT),
- Smlouva o zúčtování odchylek (obchodník s plynem je navíc Subjektem zúčtování = SZ).

Uzavřením příslušného smluvního vztahu s operátorem trhu je ve vztahu k dodávce do odběrných míst konečných zákazníků definován rozsah činností a povinností daného obchodníka. Tím jsou definovány také požadavky obchodníka na poskytování dat ze systému operátora trhu a zajištění vlastního systému a IT podpory.

Základní rozsah požadavků na systémovou IT podporu dodávky do odběrných míst konečných zákazníků je dán uvedenou rolí ve vztahu k operátorovi trhu:

Registrovaný účastník trhu (RÚT):

- proces změny dodavatele v odběrných místech a související žádosti,
- zpracování fakturačních dat odběrných míst,
- výpočet a zajištění bezpečnostního standardu dodávky.

Mezi další požadavky na systémovou IT podporu z pohledu Subjektu zúčtování (SZ) patří:

- zpracování alokačních dat (alokace/agregace za SZ/odchylky),
- predikce spotřeby (odchylek) odběrných míst,
- nominace plynu,
- nástroje pro obchodování s plynem,
- kontrola naturálního a finančního vyrovnávání.

Obecně lze definovat základní požadavky obchodníka s plynem na systém zúčtování z pohledu základních parametrů kvality služby takto:

- kvalita poskytovaných dat ze systému operátora trhu (přesnost, včasnost zaslání),
- minimalizace obchodních odchylek vznikajících z titulu náhrady odhadů odečty a oprav měření spotřeby včetně clearingů typových diagramů dodávky,
- robustní a bezporuchové řešení automatizované komunikace mezi systémem operátora trhu a obchodními systémy.

Zejména s ohledem na velikost finančního vyrovnání v rámci clearingů typových diagramů dodávky pro odběrná místa s měřením typu C za síť vůči obchodníkovi v pozici subjektu zúčtování za tuto síť (veškeré hodnoty clearingů za celou síť se vůči němu uplatňují s opačným znamén-

kem) je nutné hledat další možnosti a řešení, které omezí objemy finančních prostředků v rámci clearingů realizovaných. Současně je nutné hledat kroky k omezení nesouladu mezi velikostí plánovaných a skutečných ztrát v distribučních soustavách.

11.9.2 Obchodní modely a IT podpora

Obchodní modely (IT systémy) v oblasti balancingu plynu a souvisejících činnostech definovaných smluvním vztahem s operátorem trhu nabízejí obecně tato řešení:

- evidence kmenových dat (správa portfolia odběrných míst),
- pokrytí procesu změny dodavatele a zpracování fakturačních dat,
- evidence smluvních množství plynu, modelování trendů a predikce (plány) spotřeby odběrných míst včetně modelů závislosti spotřeby plynu na klimatických podmínkách,
- zadávání profilů (predikcí spotřeby) ze strany zákazníků na platformě webového portálu,
- výpočet obchodních pozic a potřeby flexibility (strukturování dodávky),
- portfolio modely k zajištění zdrojů pro uzavření obchodních pozic,
- výpočet a zajištění bezpečnostního standardu v rozsahu dodávky pro chráněné zákazníky,
- výpočty cash-flow a profitability, reporting,
- systémové nástroje pro zajištění automatizovaných procesů schedulingu / nominací pomocí oboustranné SOAP komunikace vůči:
 - CS OTE – systém operátora trhu,
 - tryGAS – systém provozovatele přepravní soustavy NET4GAS, s.r.o. určený pro rezervace přepravních kapacit a nominace přepravy,
 - aukční systémy a nominační portály provozovatelů zásobníků plynu určené pro rezervace skladovací kapacity a nominace,
- systémové nástroje pro automatizaci obchodování na organizovaných tržních místech,
- komunikace se systémy provozovatelů distribučních soustav (aplikace iAVE, on-line měření spotřeby v zóně), s poskytovateli meteo dat (měření, predikce počasí) apod.,
- implementace nařízení Evropského parlamentu a Rady EU o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (REMIT) – reporting transakcí,
- a další.

11.9.3 Platforma Lancelot

Příkladem úspěšně implementovaného komplexního IT řešení je platforma Lancelot (© Unicorn Systems a. s.) pro podporu obchodu s plynem, dodávky konečným zákazníkům či pro provoz podzemních zásobníků plynu v následujících oblastech:

- Energy Trading and Risk Management – IT řešení pro dodavatele plynu od evidence obchodů až po fakturaci.
- Customer Information System – zajištění potřeb dodavatele plynu v oblasti správy nabídek a cenotvorby, obsluhy zákaznického portfolia a predikce spotřeby.
- Energy Data Management – systém pro jednotný sběr a správu rozsáhlých dat v časových řadách. Součástí systému je výpočetní jádro pro predikce, optimalizace či simulace.

Následuje popis některých funkcionalit (nominace plynu, predikční modul) a náhled do systému.

11.9.3.1 Modul Nominace plynu

Modul nominace plynu zajišťuje výměnu dat s operátorem trhu, provozovateli plynárenské infrastruktury nebo s organizovanými obchodními místy. Součástí řešení je i import tržních dat z obchodních platform pro využití například v rámci optimalizace otevřených pozic. Klíčovými vlastnostmi modulu jsou:

- zajištění nominace závazku dodat a odebrat, distribuce, přepravy a uskladnění,
- automatická komunikace se systémy operátora trhu, provozovatele přepravní soustavy a provozovateli zásobníků plynu
- kontrola komunikace (sledování zpráv, alarmy a vyhodnocení chyb)
- výpočet vybraných nominačních hodnot
- kontrola hodnot nominací zadaných jednotlivými protistranami

11.9.3.2 Model predikce spotřeby

Predikce spotřeby je založena na fyzikálním modelu s prvky expertního systému a samostatně se učícím korektorem chyb:

- meteorologický model spotřeby,
- model predikce spotřeby,
- statistický korektor.

Model predikce spotřeby vytváří predikci na normálové klimatické podmínky – vychází z normalizované historické spotřeby, která je vytvořena meteorologickým modelem spotřeby a pomocí predikčních algoritmů vytváří odhad budoucí normalizované spotřeby. Takto vytvořená predikce je následně pomocí meteorologického modelu spotřeby přepočtena na zadanou předpověď klimatických podmínek.

Algoritmus predikce spotřeby:

- preprocesing vstupních dat (spotřeby, počasí) – odstranění anomálních hodnot, doplnění chybějících hodnot,
- výpočet virtuální historické spotřeby obchodníka pro aktuální portfolio zákazníků (skutečná historická spotřeba obsahuje skoky, způsobené migrací zákazníků),
- využito několik navazujících modelů:

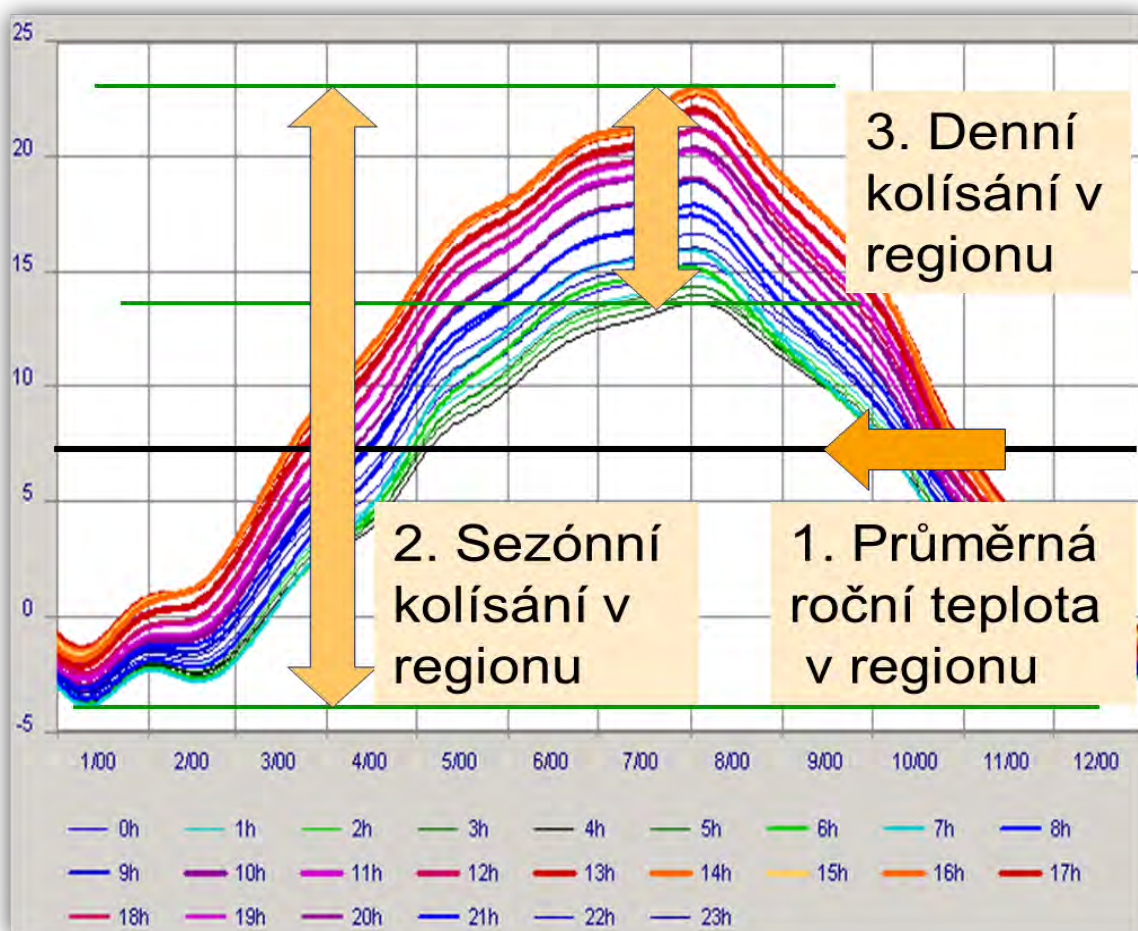
- normalizace spotřeby tj. teplotní/osvitový model zajišťující přepočet spotřeby na normálové teplotní/osvitové podmínky,
- reverzní normalizace spotřeby – tj. přepočet spotřeby na zadané počasí,
- predikční model založený na Fourierově transformaci s vhodným filtrováním vybraných frekvencí,
- ARIMA model zajišťující korekci výsledků.

11.9.3.3 Regionalizace teplotního normálu

PRINCIP METODY REGIONALIZACE TEPLOTNÍHO NORMÁLU:

Republikový teplotní normál získaný měřením za 30 let, se převede do frekvenční oblasti (viz obrázek 11.23), odkud je transformován do časové oblasti s parametry, typickými pro daný region.

Obrázek 11.23: Frekvenční analýza pro stanovení teplotního normálu.

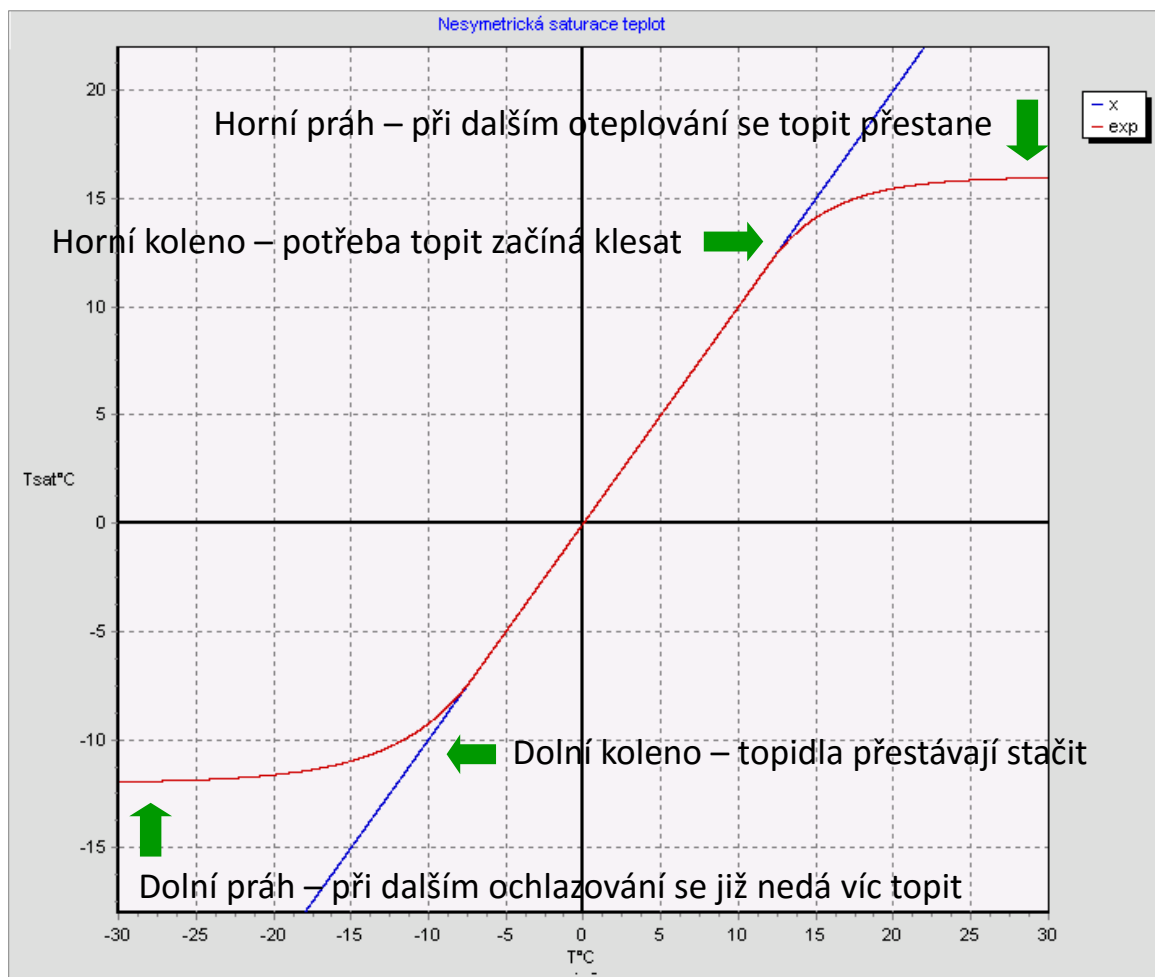


11.9.3.4 Zohlednění vlivu klimatických podmínek – vytápění

Zohlednění vlivu klimatických podmínek se stanovuje pomocí tzv. **efektivní teploty**.

Z dat o klimatických podmínkách relevantních k danému regionu (teplota, oblačnost, osvit, rychlost a směr větru) je vypočtena efektivní teplota pro vytápění, jejíž krajní hodnoty jsou následně korigovány modelem saturace (viz obrázek 11.24). Hodnota efektivní teploty je pak porovnána se stejně upraveným normálem a výsledná odchylka je převedena na odchylku spotřeby.

Obrázek 11.24: Model saturace teplot



11.9.3.5 Postup stanovení predikce spotřeby

Postup stanovení predikce spotřeby v daném období lze shrnout do následujících kroků:

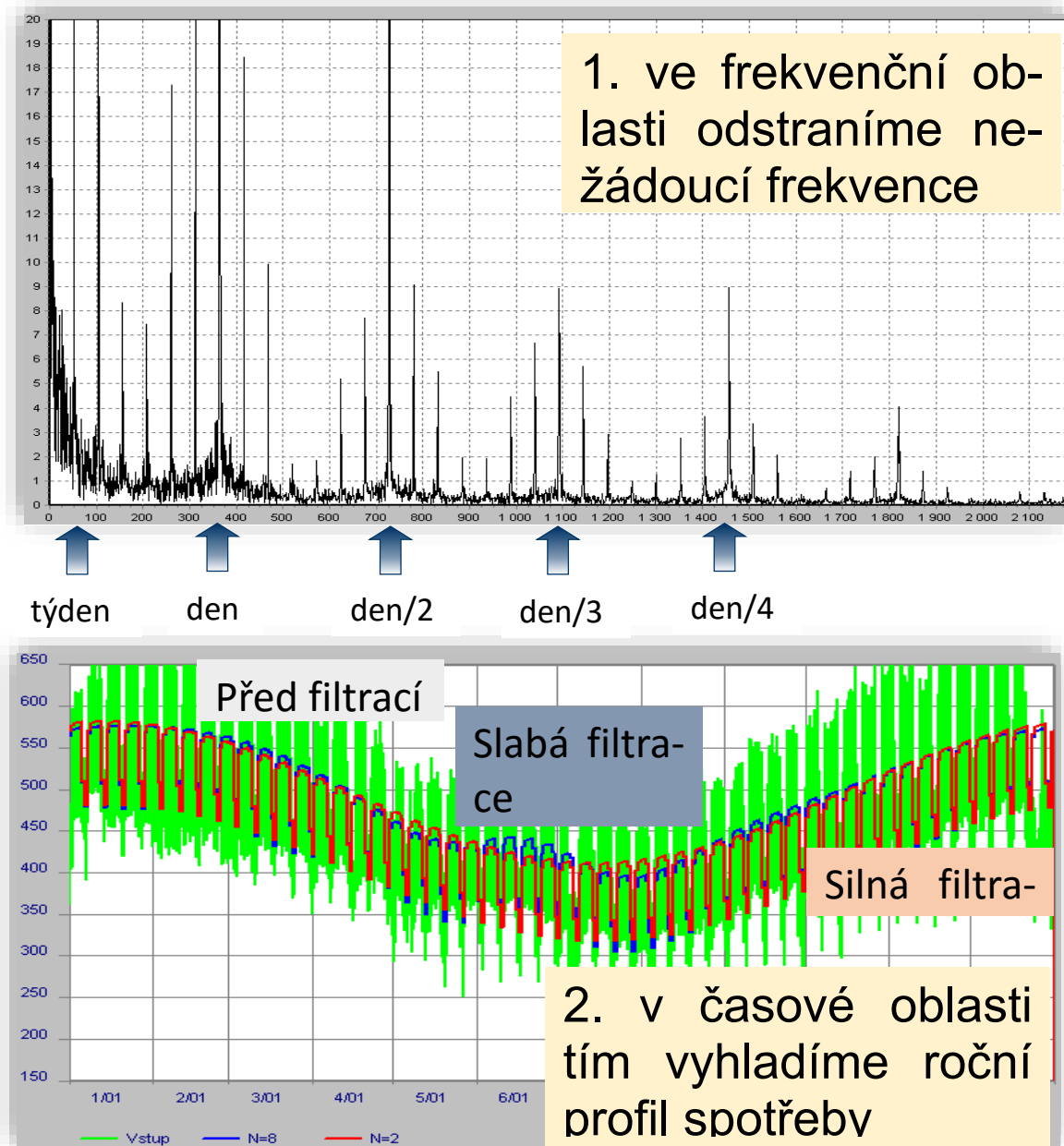
- odstranění trendu na normalizované historické spotřebě,
- aplikace diskrétní Fourierovi transformace,
- vyhlazení ročního profilu pomocí filtrace frekvencí,
- rekonstrukce profilu v budoucnosti,
- aplikace expertních pravidel z energetického kalendáře,
- přidání budoucího trendu.

11.9.3.6 Vyhlazení ročního profilu

PRINCIP METODY VYHLAZENÍ ROČNÍHO PROFILU:

Filtrace se realizuje potlačením rušivých frekvencí a naopak zachováním nosných frekvencí tak, aby se nezkrusily denní a týdenní tvary profilu a přitom byly co nejvíce potlačeny náhodné výkyvy spotřeby (viz obrázek 11.25).

Obrázek 11.25: Vyhlazení profilu



11.9.3.7 Predikce spotřeby a vyhodnocení přesnosti

Predikce spotřeby na den D jsou systémem automaticky archivovány ve zvolených okamžicích před začátkem dne D.

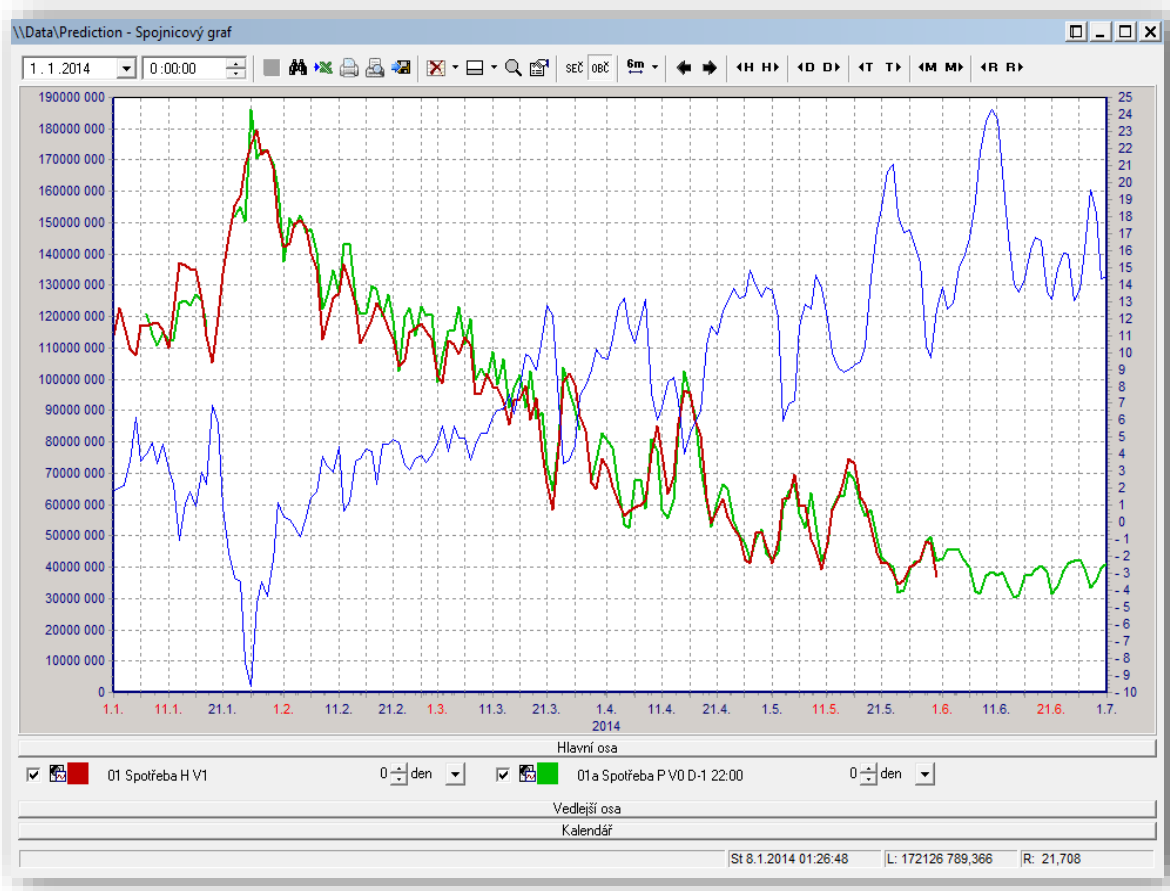
Přesnost predikcí spotřeby v určených časových řezech je vyhodnocována statistickým ukazatelem MAPE – Mean absolut percentage error [%].

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1..n} \left| \frac{P_i - S_i}{S_i} \right|$$

Pi predikce
Si skutečnost

Přesnost stanovené predikce má zásadní vliv na správné zajištění zdrojů plynu na daný den.

Obrázek 11.26: Graf predikce spotřeby plynu a teploty ovzduší



12 PŘEPRAVNÍ A DISTRIBUČNÍ SLUŽBY A TARIFY

Vladimír Outrata, Jaroslav Medvec, Michal Zavadil

12.1 Postup a pravidla pro připojování, účast na nákladech připojení

12.1.1 Postup a pravidla pro připojení k přepravní soustavě, účast na nákladech připojení

K přepravní soustavě je možné se připojit na základě podmínek připojení k přepravní soustavě uveřejněných na stránkách provozovatele přepravní soustavy. V níže uvedeném textu je popsán zjednodušený obsah podmínek připojení k přepravní soustavě.

K přepravní soustavě provozovatele přepravní soustavy lze připojovat výrobu plynu, podzemní zásobník plynu, distribuční soustavu nebo konečného zákazníka. K připojení k přepravní soustavě dochází na základě uzavřené smlouvy o připojení k přepravní soustavě.

Smlouva o připojení k přepravní soustavě obsahuje:

- technické řešení konkrétního technologického zařízení předávacího místa v souladu se zásadami uvedenými v podmínkách,
- způsob napojení připojovaného zařízení na přepravní soustavu,
- podmínky provozu připojovaného zařízení,
- způsob financování, pokud není v těchto podmínkách připojení stanoveno jinak,
- termíny zajištění výstavby připojovaného zařízení.

Žádost o připojení k přepravní soustavě musí být vyhotovena písemně na tiskopisu předepsaném provozovatelem přepravní soustavy. Žádost o připojení žadatel doručuje provozovateli přepravní soustavy nejpozději do doby zahájení územního řízení pro připojované zařízení.

V žádosti žadatel musí uvést:

- nezbytné identifikační údaje o žadateli,
- identifikační údaje o budoucím provozovateli připojovaného zařízení,
- zakreslení připojovaného zařízení včetně návrhu místa připojení v měřítku 1 : 5 000,
- údaje o časovém průběhu přepravy plynu a o požadovaných podmínkách připojení,

- předpokládané termíny realizace výstavby připojovaného zařízení a zahájení jeho provozu.

Provozovatel přepravní soustavy po doručení žádosti splňující náležitosti stanovené předchozím odstavcem tuto žádost posoudí podle těchto podmínek připojení a nejpozději ve lhůtě šedesáti dnů ode dne doručení této žádosti vydá písemné stanovisko.

Podmínky pro připojení výrobní plynu nebo podzemního zásobníku plynu, distribuční soustavy nebo konečného zákazníka k přepravní soustavě jsou následující:

- volná kapacita přepravní soustavy v místě připojení,
- technická možnost připojení,
- určení místa pro sledování kvality plynu,
- odebírané množství plynu musí být v rozsahu měřitelnosti dle ověření měřidla v akreditované zkušebně,
- roční využití instalovaného výkonu zařízení musí být minimálně 2 000 hodin,
- splnění požadavků bezpečnosti a spolehlivosti připojovaného zařízení stanovených právními a technickými předpisy,
- dodržení předávacích tlaků, které je určeno jako dodržení minimálního, případně také maximálního předávacího tlaku v místě připojení.

Dále se zde podrobněji specifikují podmínky připojení k přepravní soustavě, a to:

- podmínky pro připojení distribuční soustavy,
- podmínky pro připojení výrobní plynu nebo podzemního zásobníku plynu,
- podmínky pro připojení konečného zákazníka.

Definují se základní typy předávacích a regulačních stanic, a technické podmínky a majetkové právní vztahy na zařízení VVTL a VTL předávacích a regulačních stanic a předávacích stanic plynu a jejich napojení na plynovody přepravní soustavy.

12.1.2 Postup a pravidla pro připojení k distribuční soustavě, účast na nákladech připojení

Podmínky připojení odběrných míst zákazníků k distribuční soustavě a způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním dodávky plynu stanovuje stejně jako připojení výroben plynu, distribučních soustav, podzemních zásobníků plynu vyhláška č. 62/2011 Sb. O podmínkách připojení k plynárenské soustavě a o změně vyhlášky Ministerstva průmyslu a obchodu č. 251/2001 Sb., kterou se stanoví Pravidla provozu přepravní soustavy a distribučních soustav v plynárenství. V souladu s touto vyhláškou upravuje podmínky připojení k distribuční soustavě dále Řád provozovatele distribuční soustavy.

Podmínkami připojení k distribuční soustavě v souladu s touto vyhláškou jsou:

1. podaná žádosti o připojení k distribuční soustavě,
2. skutečnost, že v důsledku připojení zařízení nedojde k ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu nadřazené soustavy,

3. uzavřená smlouva o připojení k distribuční soustavě mezi žadatelem a provozovatelem nadřazené soustavy.

K připojení odběrného místa k distribuční soustavě je třeba dále splnit, případně doložit:

1. dodržení technických podmínek připojení k distribuční soustavě, které tvoří nedílnou přílohu smlouvy o připojení k distribuční soustavě,
2. platné zprávy o kladné revizi připojovaného odběrného plynového zařízení zákazníka. Připojované zařízení musí splňovat požadavky bezpečnosti a spolehlivosti stanovené právními předpisy, technickými normami a technickými pravidly,
3. v případě, že pro připojení odběrného místa bylo vybudováno plynárenské zařízení, které nerealizoval provozovatel distribuční soustavy, kolaudační souhlas na toto zařízení s nabytím právní moci, v případech, kdy se nevydává doklad osvědčující vznik oprávnění užívat dokončenou stavbu.

Zákazník je povinen zažádat o změnu technických podmínek připojení k distribuční soustavě, pokud požaduje na odběrném místě měnit:

- typ měření, nebo
- sjednanou distribuční kapacitu nad rámec technické kapacity uvedené ve smlouvě o připojení k distribuční soustavě (jen u zákazníka s měřením typu A, B s odběrem nad 630 MWh/rok), nebo
- charakter odběrného místa (využití odběrného místa, převažující charakter odběru, časovost), nebo
- maximální a minimální hodinový odběr, nebo
- příkon, počet a druh spotřebičů.

Na základě předložené žádosti o připojení k distribuční soustavě a jejího posouzení provozovatelem distribuční soustavy jsou ze strany provozovatele distribuční soustavy vystaveny tzv. technické podmínky připojení k distribuční soustavě, které jsou zároveň nedílnou přílohou smlouvy o připojení k distribuční soustavě. Posuzování žádosti o připojení k distribuční soustavě je realizováno v souladu s výše zmíněnou vyhláškou č. 62/2011 Sb.

V případě, že připojením odběrného místa nedojde k ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu nadřazené soustavy, je ze strany provozovatele distribuční soustavy předložen návrh smlouvy o připojení k distribuční soustavě v následujících termínech:

- Žadatelem je zákazník kategorie domácnost nebo maloodběr – do 30 kalendářních dnů ode dne obdržení úplné žádosti o připojení k distribuční soustavě.
- V ostatních případech – do 60 kalendářních dnů ode dne obdržení úplné žádosti o připojení k distribuční soustavě.

Návrh smlouvy o připojení k distribuční soustavě je závazný po dobu dvanácti kalendářních měsíců ode dne doručení žadateli.

V případě připojení jiné distribuční soustavy k distribuční soustavě provozovatele distribuční soustavy je postupováno obdobně jako v případech připojování odběrných míst, pouze smlouva o připojení k distribuční soustavě je nahrazena smlouvou o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav. Tato smlouva upravuje vzájemné vztahy provozovatele distribuční sou-

stavy s provozovateli navazujících distribučních soustav k zajištění bezpečného a spolehlivého provozu propojených soustav, stanovuje zejména technické podmínky připojení, podmínky a způsob měření a vyhodnocování plynu předávaného v předávacím místě mezi propojenými soustavami, výměnu informací a dispečerské řízení propojených soustav.

V případě připojování odběrného plynového zařízení zákazníka k distribuční soustavě není úhrada podílu na oprávněných nákladech provozovatele distribuční soustavy spojených s připojením na zákazníka uplatňována. Oprávněné náklady nezahrnují náklady na zřízení plynovodní přípojky. V ostatních případech je postupováno v souladu s vyhláškou č. 62/2011 Sb.

12.2 Zajištění distribuce plynu, pravidla pro rezervace kapacit a změny

12.2.1 Zajištění distribuce plynu

Distribuce plynu patří mezi tzv. licencované činnosti provozovatele distribuční soustavy a svým charakterem je zařazována mezi tzv. přirozené monopoly. Vzhledem k této skutečnosti podléhá tato činnost v souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) a jeho prováděcími vyhláškami regulaci ze strany Energetického regulačního úřadu.

Distribucí plynu se rozumí doprava plynu distribuční soustavou, která se uskutečňuje formou závazku provozovatele distribuční soustavy převzít, resp. předat plyn na vstupních, resp. výstupních bodech distribuční soustavy, zajištění měření plynu dodaného do odběrného místa, a pokud to měřicí zařízení umožňuje, zjištění časového průběhu dodávky plynu.

Nutnou podmínkou pro zajištění distribuce plynu je mj. uzavřená smlouva o distribuci plynu. Tato smlouva je uzavírána s účastníkem trhu s plynem tzv. uživatelem, kterým může být:

- obchodník s plynem na základě souhlasu od zákazníka, (se zákazníkem má uzavřenou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu),
- zákazník, který nemá s obchodníkem s plynem uzavřenou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu,
- výrobce plynu,
- subjekt zúčtování v případě přeshraničního plynovodu,
- provozovatel z hlediska toku plynu navazující distribuční soustavy.

Uzavřením smlouvy o distribuci plynu se provozovatel distribuční soustavy zavazuje zajistit zároveň mj. i dopravu plynu bezprostředně z hlediska toku plynu nadřazenou soustavou. Pro každé odběrné místo zákazníka a pro každé předávací místo, případně souhrn předávacích míst výroby plynu se uzavírá smlouva o distribuci plynu pouze s jedním účastníkem trhu s plynem.

Návrh na uzavření smlouvy o distribuci plynu (žádost) musí být podán provozovateli distribuční soustavy nejpozději se žádostí o rezervaci distribuční kapacity. Postupy, termíny, vč. popisu procesu zajištění distribuce plynu upravuje vyhláška o pravidlech trhu s plynem a dále také Řád provozovatele distribuční soustavy, který uvedenou oblast řeší do většího detailu, například

způsob uzavírání smlouvy o distribuci plynu, náležitosti žádosti o rezervaci distribuční kapacity a podmínky pro rezervaci distribuční kapacity, atd.

Účastník trhu s plynem může žádat o rezervaci distribuční kapacity při splnění následujících podmínek:

- pokud je zákazníkem a má s provozovatelem distribuční soustavy uzavřenou smlouvu o připojení k distribuční soustavě na předemtné odběrné místo, nebo
- pokud je výrobcem plynu a má s provozovatelem distribuční soustavy uzavřenou smlouvu o připojení k distribuční soustavě na předemtné předávací místo, případně souhrn předávacích míst výroby plynu, nebo
- pokud je obchodníkem s plynem a žádá o rezervaci distribuční kapacity pro předávací místo případně souhrn předávacích míst výroby plynu a tento výrobce má s provozovatelem distribuční soustavy uzavřenou smlouvu o připojení k distribuční soustavě na předemtné předávací místo, nebo
- pokud je obchodníkem s plynem a žádá o rezervaci distribuční kapacity pro zákazníka, se kterým má uzavřenou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu a tento zákazník má s provozovatelem distribuční soustavy uzavřenou smlouvu o připojení k distribuční soustavě na předemtné odběrné místo, nebo
- pokud je provozovatelem jiné distribuční soustavy a má s provozovatelem distribuční soustavy uzavřenou dohodu o vzájemném propojení (připojení) jeho distribuční soustavy s distribuční soustavou provozovatele distribuční soustavy.

Každá žádost o rezervaci distribuční kapacity je ze strany provozovatele distribuční soustavy vyhodnocena v souladu s vyhláškou o pravidlech trhu s plynem a výsledky rezervace distribuční kapacity jsou žadateli oznámeny poskytnutím přehledu odběrných/předávacích míst, pro která je distribuční kapacita rezervována a pro která není možné distribuční kapacitu rezervovat s uvedením důvodu nemožnosti rezervace distribuční kapacity. V případě, že je žádost podána v rámci změny dodavatele plynu, bude distribuční kapacita rezervována po schválení změny dodavatele plynu operátorem trhu.

Mezi důvody nemožnosti rezervace distribuční kapacity patří:

- neopravené chyby v žádosti o rezervaci distribuční kapacity v termínu stanoveném vyhláškou o pravidlech trhu s plynem,
- nesplnění podmínek finanční způsobilosti,
- ukončení nebo zastavení procesu změny dodavatele v systému operátora trhu,
- provozovatel distribuční soustavy před požadovanou účinností rezervace distribuční kapacity ztratí právo užívat plynárenské zařízení, kterým má být zajištěna distribuce plynu pro odběrné/předávací místo zákazníka, do něhož má být podle žádosti o rezervaci distribuční kapacity distribuován plyn,
- nemožnost instalovat v odběrném/předávacím místě měřicí zařízení z důvodu nesplnění technických nebo bezpečnostních podmínek daných například Smlouvou o připojení k distribuční soustavě.

POZNÁMKA: Maximální výši denní rezervované distribuční kapacity, kterou lze ze strany provozovatele distribuční soustavy povolit, je dvacet čtyř násobek maximálního hodinového odběru

v m³ stanoveného v technických podmínkách připojení k distribuční soustavě na základě podané žádosti o připojení k distribuční soustavě.

V návaznosti na výsledky procesu rezervace distribuční kapacity jsou v pravidelných intervalech uzavírány dodatky ke smlouvám o distribuci plynu podchycující změny v rezervovaných distribučních kapacitách. Prostřednictvím výše uvedených dodatků jsou řešeny i další změny smluvních údajů odběrných/předávacích míst ve smlouvách o distribuci plynu.

Rezervace distribuční kapacity na odběrném místě/předávacím místě zaniká v následujících případech:

- uplynutím doby rezervace distribuční kapacity,
- u původního dodavatele plynu dnem účinnosti změny dodavatele plynu, pokud byla dodávka plynu původním dodavatelem plynu realizována na základě smlouvy o sdružených službách dodávky plynu,
- zánikem smlouvy o distribuci plynu,
- ukončením distribuce plynu na žádost účastníka trhu s plynem v souladu s Řádem provozovatele distribuční soustavy,
- v případě žádosti zákazníka o demontáž měřicího zařízení, je-li současně ukončována smlouva o připojení k distribuční soustavě (například výpovědí nebo dohodou stran),
- oznámením operátora trhu o zrušení registrace odběrného místa/předávacího místa dle obchodních podmínek operátora trhu,
- oznámením operátora trhu o zrušení každého jednotlivého přiřazení odběrného místa nebo předávacího místa těm dodavatelům plynu, jejichž období dodávky jsou přiřazením odběrného místa nebo předávacího místa novému dodavateli dotčena.
- v případě, že provozovatel distribuční soustavy pozbude možnost provozovat distribuční soustavu, případně její část, ke které je odběrné místo nebo předávací místo připojeno,
- v případě, že účastník trhu s plynem na výzvu provozovatele distribuční soustavy nepožádal o změnu rezervované distribuční kapacity v odběrném místě/předávacím místě, pokud došlo ke změně skutečností uvedených v žádosti o rezervaci distribuční kapacity, například v důsledku instalace jiného typu měření.
- v případě, že nově se připojující zákazník u nově zřízeného či rekonstruovaného odběrného plynového zařízení, nebo zákazník připojující se po neoprávněném odběru plynu nebo neoprávněné distribuci plynu nesplní k požadovanému datu zahájení dodávky podmínky připojení odběrného plynového zařízení k distribuční soustavě, zejména neprokáže splnění podmínek způsobilosti odběrného plynového zařízení k bezpečnému provozu doložením zprávy o výchozí revizi nebo zápisu o ověření technického stavu dle TPG 800 03 a z tohoto důvodu nedojde k instalaci měřicího zařízení na předemtné odběrné místo do tří měsíců od požadovaného data zahájení distribuce plynu.
- v případě, že nově se připojující zákazník nebo zákazník připojující se po neoprávněném odběru plynu nebo neoprávněné distribuci plynu opakovaně neposkytl provozovateli distribuční soustavy součinnost při instalaci měřicího zařízení a z tohoto důvodu nedošlo do tří měsíců od požadovaného data zahájení distribuce plynu k instalaci měřicího zařízení.

Na žádost účastníka trhu s plynem může dojít k ukončení či přerušení distribuce plynu, a to zejména v následujících případech:

- při neoprávněném odběru plynu v souladu s vyhláškou o pravidlech trhu s plynem,
- v případě požadavku zákazníka na demontáž měřicího zařízení a/nebo ukončení distribuce plynu na žádost účastníka trhu s plynem,
- přerušení dodávky v případě rekonstrukce odběrného místa/předávacího místa,
- na základě žádosti účastníka trhu s plynem, v případě odstoupení zákazníka od smlouvy o dodávce plynu a/nebo smlouvy o sdružených službách dodávky plynu ze strany zákazníka dle platné legislativy.

Nedílnou součástí „životního cyklu“ smlouvy o distribuci plynu je kromě jejího uzavírání a aktualizování i etapa jejího ukončování, ke kterému může dojít v následujících případech.

- uplynutím doby platnosti smlouvy o distribuci plynu,
- odstoupením od smlouvy o distribuci plynu ze strany provozovatele distribuční soustavy v případě nesplnění podmínek finanční způsobilosti ze strany účastníka trhu s plynem,
- dohodou smluvních stran,
- odstoupením od smlouvy o distribuci plynu ze strany účastníka trhu s plynem v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- výpovědí ze strany účastníka trhu s plynem.

12.2.2 Druhy distribučních kapacit

Ve smlouvě o distribuci plynu je uváděna distribuční kapacita jako rezervovaná distribuční kapacita pro odběrná místa vybavená měřením typu A nebo B a vypočtená distribuční kapacita pro odběrná místa s měřením typu C, která je stanovována postupem uvedeným vždy v platném cenovém rozhodnutí ERÚ.

Pro odběrná místa s měřením typu A nebo B a pro předávací místo nebo souhrn předávacích míst výroby plynu je distribuční kapacita rezervována jako:

- pevná distribuční kapacita na dobu neurčitou s možností změny její výše v souladu s vyhláškou o pravidlech trhu s plynem,
- přerušitelná distribuční kapacita na dobu neurčitou s možností změny její výše v souladu s vyhláškou o pravidlech trhu s plynem; ve smlouvě o distribuci plynu je sjednáván způsob, doba a podmínky omezení nebo přerušení distribuce plynu, způsob a podmínky oznámení omezení nebo přerušení a četnost omezení nebo přerušení za dvanáct po sobě následujících plynárenských měsíců,
- pevná měsíční distribuční kapacita, která je rezervována minimálně na jeden měsíc a maximálně na 11 měsíců vždy s účinností k prvnímu plynárenskému dni kalendářního měsíce,
- přerušitelná měsíční distribuční kapacita, která je rezervována minimálně na jeden měsíc a maximálně na 11 měsíců vždy s účinností k prvnímu plynárenskému dni kalendářního měsíce; ve smlouvě je sjednáván způsob, doba a podmínky omezení nebo přerušení

distribuce plynu, způsob a podmínky oznámení omezení nebo přerušení a četnost omezení nebo přerušení za dobu trvání smlouvy,

- pevná klouzavá distribuční kapacita; která je rezervována na počet plynárenských dnů určených počtem kalendářních dnů měsíce, ve kterém je zahájena distribuce plynu, nebo do konce posledního plynárenského dne plynárenského měsíce následujícího po měsíci, ve kterém byla zahájena distribuce plynu v rámci sjednání klouzavé distribuční kapacity.

Přerušitelnou distribuční kapacitu lze sjednat v případě, kdy nelze rezervovat pevnou distribuční kapacitu z důvodu, že již není k dispozici volná pevná kapacita.

Uvedenou kapacitu lze sjednat i pro odběrné místo zákazníka s předpokládaným ročním odběrem nad 630 MWh s možností úplného nebo částečného přechodu na náhradní palivo podle právního předpisu upravujícího stavy nouze v plynárenství.

12.3 Přepravní a distribuční tarify

12.3.1 Přepravní tarify

Protože oblast tarifů není v EU ještě harmonizována příslušným tarifním networkcodem, který se teprve připravuje, budeme se zde věnovat pouze existujícímu tarifnímu systému provozovatele přepravní soustavy v ČR.

Základem pro výpočet plateb je cenové rozhodnutí vydávané ERÚ.

Tarify jsou rozděleny na jednotlivé vstupní a výstupní body přeshraniční, distribuční zóny virtuální zásobníky a přímé odběratele.

Cenové rozhodnutí obsahuje tabulky pevných přepravních tarifů pro jednotlivé vstupní a výstupní body.

Cena standardních CAM produktů u vstupních a výstupních hraničních bodů je uvedena včetně multiplikátorů pro denní, měsíční a čtvrtletní produkty (v návrhu pro 2016 jde o hodnoty 2, 1,5 a 1,25) a cenových kroků pro aukce.

Cena bodů virtuálních zásobníků ve formě ceny za rezervaci a ceny za přepravu plynu se určí jako násobek ceny roční násobené koeficientem 0,157 krát počet měsíců umocněných na 0,81 pro jedenáct a méně měsíců. Cena pro dvanáct a více měsíců se určí jako součin ceny roční násobené počtem měsíců děleným dvanácti. Cena denní se určí jako součin ceny roční násobené koeficientem 0,01 krát počet dní umocněných 0,85. Cena na následující den se určí jako cena roční násobená koeficientem 0,01 krát cena roční. Cena vnitrodenní se určí jako cena roční násobená koeficientem 0,01 krát 24 lomeno počet zbývajících hodin od okamžiku účinnosti rezervace.

Stejně ceny se použijí ex ante pro přerušitelnou kapacitu. Dále je v cenovém rozhodnutí stanovena kompenzace za krácení nominace, ceny do distribučních společností jsou pak zde k dispozici ve formě pevné ceny za rezervovanou kapacitu a ceny za přepravený plyn. Mimo to jsou uvedeny ceny pro výstupní body přímých odběratelů, jakož i ceny za překročení mimotolerančních odchylek, koeficienty rovnice pro výpočet povolené tolerance a ceny za přebývajících a chybějících vyrovnávací plyn.

12.3.2 Distribuční tarify

Pod pojmem distribuční tarify je myšlena cena/poplatek za distribuci plynu na území příslušného provozovatele distribuční soustavy. Poplatek za distribuci plynu pokrývá náklady spojené s dopravou plynu plynárenským zařízením, tj. plynovody z předávacích stanic do odběrných/předávacích míst zákazníků. Vzhledem ke skutečnosti, že činnost provozovatele distribuční soustavy je považována za tzv. přirozený monopol, podléhá distribuce plynu regulaci, kterou v rámci ČR vykonává Energetický regulační úřad.

Cena za distribuci plynu je cenou pevnou, která je pro dané období neměnná. Jedná se zpravidla o dvousložkovou cenu (až na výjimky), kdy jedná složka je variabilní a druhá fixní.

Variabilní část ceny za distribuci plynu představuje tzv. pevnou cenu za odebraný plyn v Kč/MWh. Čím více je na odběrném místě odebráno plynu, tím je celková pevná cena vyšší. Pevná cena za jednotku je však s vyšší spotřebou nižší.

Fixní část ceny za distribuci plynu je tvořena tzv. pevnou roční cenou za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu v Kč/tis. m³, příp. tzv. stálým měsíčním platem za přistavenou kapacitu v Kč. Tato část je ze strany zákazníka hrazena bez ohledu na výši spotřeby plynu. Fixní část ceny za distribuci plynu představuje platbu za přistavenou distribuční kapacitu ze strany provozovatele distribuční soustavy, díky které je zákazníkovi umožněno kdykoliv, v souladu s uzavřenou smlouvou o připojení k distribuční soustavě (viz kapitola 14.2.1), odebírat plyn.

Součástí ceny za distribuci plynu je i tzv. cena za přepravu plynu.

Cena za distribuci plynu je stanovována Cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu, které bývá zpravidla vydáváno do konce listopadu předchozího roku.

Platba za distribuci plynu prošla v předchozích letech několika proměnami. V současné době lze rozdělit distribuční tarify do dvou základních skupin:

- maloodběratelé a domácnosti s roční spotřebou plynu do 630 MWh,
- velkoodběratelé a střední odběratelé s roční spotřebou plynu nad 630 MWh.

MALOODBĚRATELÉ A DOMÁCNOSTI S ROČNÍ SPOTŘEBOU PLYNU DO 630 MWH

Distribuční tarif pro uvedenou skupinu je tvořen tzv. dvousložkovou cenou, viz výše uvedené. Tento tarif je rozdělen do sedmi pásem, do kterých jsou jednotlivá odběrná místa zařazována dle přepočtené roční spotřeby v odběrném místě v pásmu „nad – do včetně“ v MWh/rok. V nejvyšším pásmu s přepočtenou roční spotřebou v odběrném místě nad 63 MWh/rok je stálý měsíční plat za přistavenou kapacitu v Kč nahrazen pevnou roční cenou za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu v Kč/tis. m³. Způsob výpočtu výše rezervované distribuční kapacity je stanoven Cenovým rozhodnutím ERÚ.

VELKOODBĚRATELÉ A STŘEDNÍ ODBĚRATELÉ S ROČNÍ SPOTŘEBOU PLYNU NAD 630 MWH

Platba za distribuci plynu je pro uvedené zákazníky tvořena také dvousložkovou cenou, kde jednotlivé složky jsou tvořeny:

- pevnou roční cenou za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu v Kč/tis. m³ určenou vzorcem $CK = (a + b \cdot \ln k) \cdot 1\,000$, kde a, b jsou koeficienty charakterizující distribuční soustavu, tzn. tlakovou hladinu plynárenského zařízení, ke kterému je odběrné místo připojeno (dálkovod, místní síť). Tento vztah určený logaritmickou funkcí má za následek to, že zákazník s vyšší rezervovanou

distribuční kapacitou má nižší jednotkovou cenu oproti zákazníkovi s nižší rezervovanou distribuční kapacitou,

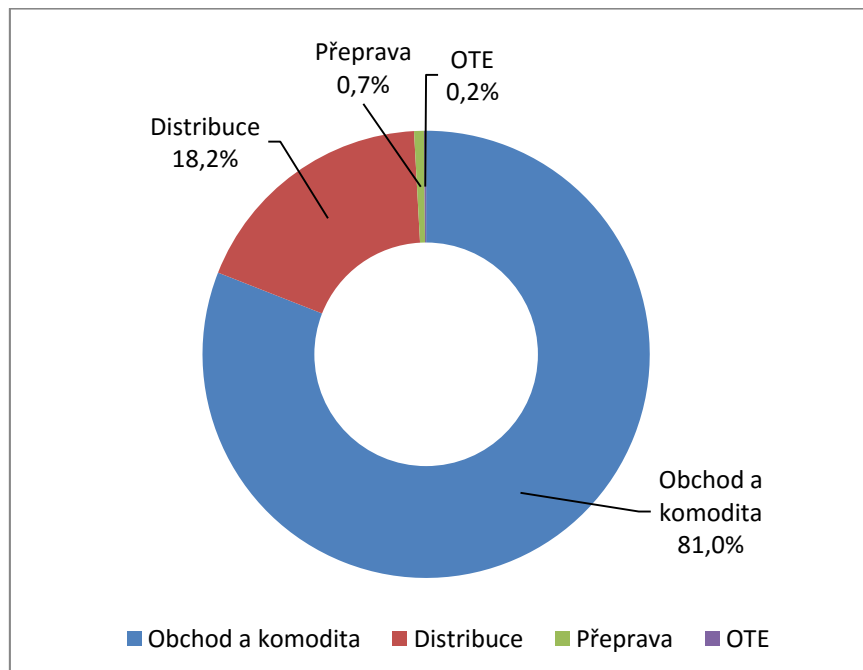
- pevnou roční cenou za odebraný plyn v Kč/MWh, kde rozhodujícím faktorem je opět charakteristika distribuční soustavy (dálkovod, místní síť).

Pro skupinu velkoodběratelů a střední odběratelů s roční spotřebou plynu nad 630 MWh existuje i speciální distribuční tarif tzv. jednosložková cena za distribuci plynu. Tento tarif je adresován zejména pro tzv. špičkové zdroje, příp. záložní zdroje, jejichž spotřeba je charakteristická krátkodobou spotřebou většího množství plynu. Pro uvedené odběratele je uvedený tarif výhodný, pokud doba jejich provozu na maximální výkon v roce nepřesáhne čtyřicet dnů. Významnou vlastností tohoto tarifu je ta skutečnost, že pokud zdroj má nulovou spotřebu, neplatí fixní část ceny za distribuci plynu.

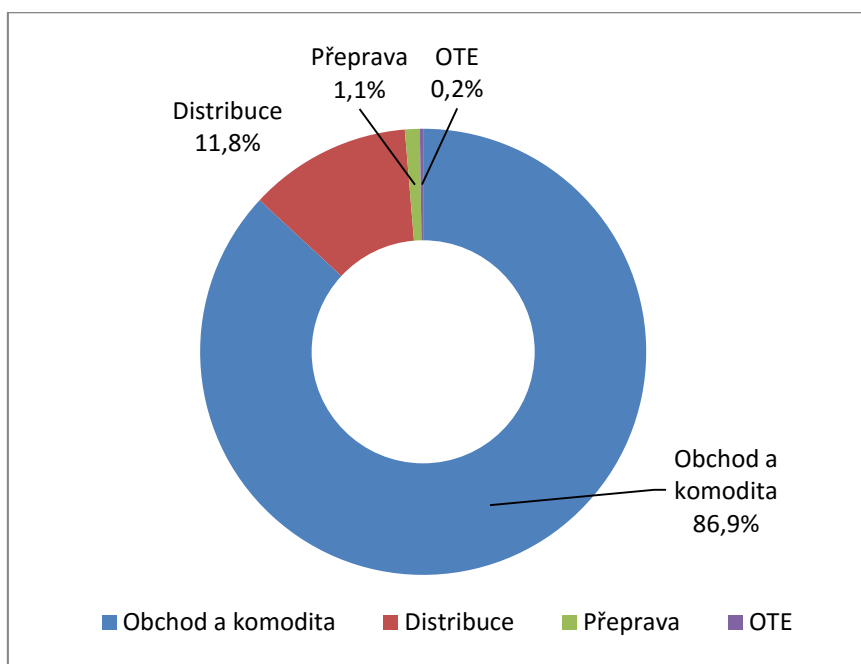
K distribučním tarifům v této kategorii se dále řadí dodatečné produkty, vč. sankčních ustanovení. Zejména se jedná o platby za dokoupení distribuční kapacity nad rámec sjednané distribuční kapacity ve smlouvě o distribuci plynu, dále platba za překročení sjednané distribuční kapacity a v neposlední řadě i různé modifikace standardního distribučního tarifu, jako je například rezervace distribuční kapacity na dobu neurčitou ve výši historicky dosaženého denního maxima, případně tarif pro distribuci plynu do odběrného místa plnicí stanice na stlačený zemní plyn (CNG) atd.

Veškeré informace o distribučních tarifech jsou uvedeny v Cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, jehož aktuální znění je dostupné mj. na webových stránkách Energetického regulačního úřadu, případně na webových stránkách provozovatelů distribučních soustav, kde je Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu zapracováno do ceníků provozovatelů distribučních soustav.

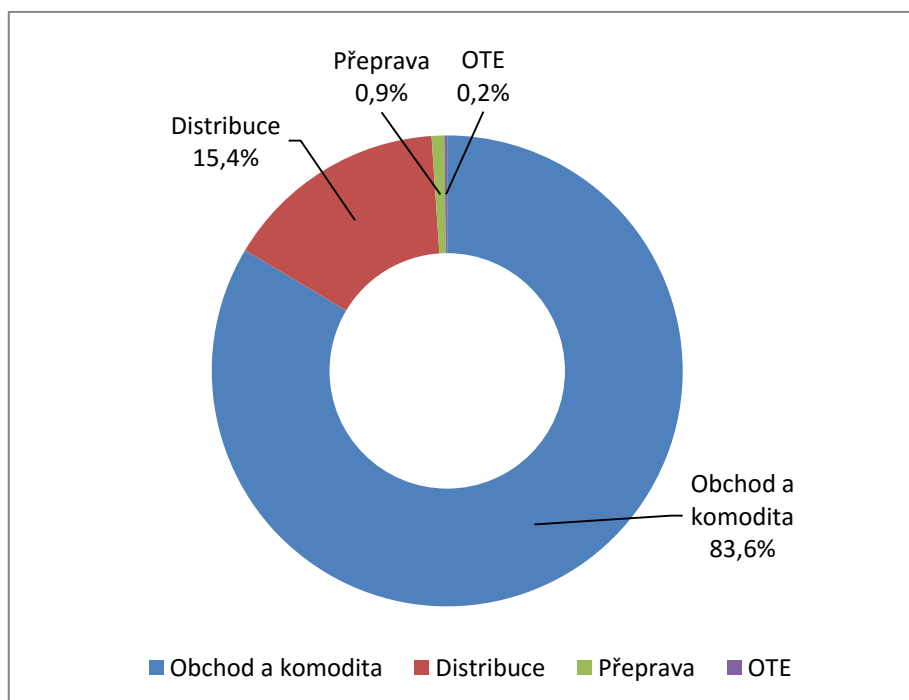
Obrázek 12.1: Struktura ceny za plyn v kategorii Maloodběratelé a Domácnosti (zdroj: ERÚ)



Obrázek 12.2: Struktura ceny za plyn v kategorii Střední odběratelé a Velkoodběratelé (zdroj: ERÚ)



Obrázek 12.3: Struktura ceny za všechny kategorie (zdroj: ERÚ).



12.4 Ztráty v přepravní a distribuční soustavě

12.4.1 Ztráty v přepravní soustavě

Ztráty v přepravní soustavě jsou rozdílem mezi množstvím plynu, které bylo naměřeno při vstupu do přepravní soustavy a množství plynu naměřeného při výstupu z přepravní soustavy a obecně jej lze vyjadřovat v Kč, nebo také v technických jednotkách (m³ nebo MWh) za určité období.

$$\text{Ztráty} = \Sigma \text{ vstup} - \Sigma \text{ výstup} - \text{vlastní spotřeba}$$

Vstupem je množství plynu předané do přepravní sítě na HPS či vstupech z PZP

Výstupem je množství plynu přepravované do zón distribučních společností, odběrných míst zákazníků či vystupující do PZP

Vlastní spotřeba je část plynu, která je z technologických důvodů spotřebována pro účely zabezpečení řádného provozu přepravní soustavy. Zejména jde o plyn pro pohon kompresorů, ohřevy, ztráty při čištění a opravách linií a potrubních dvorů, provozního odtakování kompresorů atd.

Ztráty v přepravní soustavě soustavy lze rozdělit do dvou základních skupin:

- ztráty závislé na množství plynu dodaného do přepravní soustavy,
- ztráty nezávislé na množství plynu dodaného do přepravní soustavy.

Ztráty závislé na množství plynu dodaného do přepravní soustavy jsou způsobeny nepřesností osazených měřicích zařízení, neboť každé měřidlo měří s určitou toleranční odchylkou. Ta je dána jak použitou měřicí technologií tak i měřením v či i mimo stanovený rozsah měřidla

Ztráty nezávislé na množství plynu dodaného do přepravní soustavy jsou z části zapříčiněny drobnou netěsností zejména šroubových spojů v přepravní síti a například impulsních potrubí měřidel či odtakovacích armatur. Eliminace se provádí kontrolou a odstraněním významnějších úniků. Obecně je trendem nahrazovat šroubované spoje svařovanými tam, kde je to možné.

U přepravy velmi záleží na použití pokud možno stejných technologií měření na vstupu a výstupu do a z přepravní soustavy. Bohužel instalace měřicích technologií je závislá na různých vlastních stanic, a proto k rozdíům vždy dochází.

Lze říci, že v případě optimálního sladění měřicích technologií na vstupech a výstupech v případě optimální dohody sousedních TSO, SSO, DSO a přímých odběratelů se ztráty pohybují do cca 0,1 % z přepravovaného množství.

12.4.2 Ztráty v distribuční soustavě

Ztráty v distribuční soustavě jsou někdy uváděné i jako tzv. bilanční rozdíly provozovatele distribuční soustavy. Ve skutečnosti se jedná o rozdíl mezi množstvím plynu, které bylo naměřeno při vstupu do distribuční soustavy a množství plynu naměřeného při výstupu z distribuční soustavy a obecně jej lze vyjadřovat v Kč, nebo také v technických jednotkách (m³ nebo MWh) za určité období.

$$\text{Ztráty} = \Sigma \text{ vstup} - \Sigma \text{ výstup} - \text{vlastní spotřeba}$$

Vstupem je množství plynu předané do distribuční sítě na předávacích VVTL regulačních stanicích provozovatelem přepravní soustavy, příp. i na vstupech z jiných distribučních soustav v rámci tzv. přetoků a provozních výpomocí v dodávkách plynu, z těžebních plynovodů od výrobců plynu a z přeshraničních plynovodů.

Výstupem je množství plynu distribuované do odběrných míst zákazníků a případné přetoky do jiných distribučních soustav nebo přeshraničních plynovodů.

Vlastní spotřeba je část plynu, která je z technologických důvodů spotřebována pro účely zabezpečení řádného provozu distribuční soustavy. Jedná se zejména o plyn použitý na předehřev VTL regulačních stanic. Od 1. 1. 2009 je do vlastní spotřeby zahrnována i technologická spotřeba, která vzniká při technologických zásazích provozovatelů distribučních soustav na plynárenském zařízení a dále ztráty plynu způsobené zásahy cizími organizacemi při provádění výkopových prací.

Energetický zákon stanovuje právo provozovatele distribuční soustavy nakupovat plyn pro krytí ztrát v distribuční soustavě nebo pro vlastní spotřebu; toto není považováno za obchod s plynem.

Ztráty v distribuční soustavě lze rozdělit do dvou základních skupin:

1. ztráty závislé na množství plynu dodaného do distribuční soustavy,
2. ztráty nezávislé na množství plynu dodaného do distribuční soustavy.

Ztráty závislé na množství plynu dodaného do distribuční soustavy jsou způsobeny nepřesností osazených měřicích zařízení, neboť každé měřidlo měří s určitou toleranční odchylkou. Dále jsou do této skupiny zařazovány tzv. neoprávněné odběry plynu. Neoprávněným odběrem plynu jsou všechny způsoby odběru plynu z distribuční soustavy popsány v § 74 energetického zákona.

Ztráty nezávislé na množství plynu dodaného do distribuční soustavy jsou z velké části zapříčiněny netěsnostmi v distribuční síti, které mohou být způsobeny převážně stářím distribuční sítě. I přes snahu provozovatelů distribučních soustav investovat nemalé investiční prostředky do obnovy sítě, nelze zcela vyloučit, že tato oblast bude vždy určitým podílem v rámci objemu ztrát.

Ztráty v distribuční soustavě lze dále rozdělit na ztráty:

1. technické, tj. skutečné ztráty plynu, způsobené úniky plynu a vlivem nepřesnosti měření (tj. vlivem vlastní nepřesnosti měřicích zařízení a vlivem použitých přepočtových koeficientů),
2. netechnické, tj. zejména ztráty plynu způsobené neoprávněnými odběry plynu.

TECHNICKÉ ZTRÁTY

a. Ztráty způsobené úniky plynu na plynárenské distribuční soustavě

Technické ztráty způsobené úniky plynu nelze měřit. Lze je však odhadovat výpočtem na základě rozměru otvoru, tlakové hladiny a předpokládané doby výtoku plynu. Výpočet je prováděn v souladu s TPG 90301. Průměrná doba trvání úniku plynu je uvažována pro VTL 1,5 měsíce a 6 měsíců pro místní síť, je dána frekvencí provádění kontroly těsnosti sítě – KTS (jedenkrát za rok u místních sítí a jedenkrát za tři měsíce u VTL). Velký vliv má uvažovaná velikost otvoru úniku a její zjišťování je velmi obtížné. Při opravách úniků dojde téměř vždy k poškození materiálu a změření velikosti úniku před opravou je téměř nemožné.

b. Ztráty způsobené úniky plynu na odběrných plynových zařízeních

Úniky plynu na odběrných plynových zařízeních ohlášené veřejností jsou odstraněny po jejich nahlášení dle kategorizace úniku. Výši ztrát plynu způsobených únikem plynu nelze měřit a lze ji pouze vypočítat s ohledem na výši povoleného úniku plynu z odběrného plynového zařízení. Dle TPG 704 01 je odběrné plynové zařízení považováno za těsné, pokud je únik plynu na celém zařízení do 1 l/h. Při úniku plynu na odběrném plynovém zařízení v rozsahu od 1 l/h do 10 l/h je plynovod považován za provozuschopný, ale jeho provozuschopnost je snížena a úniky plynu musí být odstraněny. Při větším úniku plynu nad 10 l/h je odběrné plynové zařízení považováno za netěsné a není schopno dalšího provozu.

c. Ztráty způsobené úniky plynu na domovních regulátorech – odfuky domovních regulátorů

V distribuční síti je poměrně vysoké množství domovních a průmyslových regulátorů umístěných před měřením množství plynu. Při uzavření regulátoru (tj. při odstavení spotřebičů) dochází k odpuštění plynu nad membránou regulátoru.

d. Ztráty způsobené nepřesností měření v oblasti Q_{\min}

Každé měřidlo má svou hranici přesnosti měření, která je dána typovým schválením měřidla a je označována jako Q_{\min} . Při tomto průtoku je u nových měřidel garantována přesnost měření. Nejcitlivější měřidlo má hranici Q_{\min} 16 l/h. Citlivost měřidel tj. počátek, kdy měřidlo začne zaznamenávat průtok plynu, může být cca $\frac{1}{4} Q_{\min}$, tj. u nejcitlivějších měřidel cca 4 l/h. Po delší době provozu citlivost měřidla klesá a nemusí být zaznamenán ani průtok plynu blízky k hranici Q_{\min} .

Pro příklad výpočtu ztráty v oblasti Q_{\min} lze použít spotřebu běžného zapalovacího hořáku, která činí cca 5 l/h, tj. 40 m³ za rok. Zapalovacími hořáky, tzv. věčnými plamínky jsou vybaveny starší typy spotřebičů (průtokové ohřívače, kotle a podokenní topidla). Zapalovací hořák spotřebiče hoří samostatně cca 70 % času. Při používání 100 000 spotřebičů s trvale hořícím zapalovacím hořákem v průběhu celého roku na 78 766 odběrných místech osazených měřidlem typu G 6 s Q_{\min} 60 l/h, tak může vzniknout ztráta až 3,150 mil. m³ plynu.

e. Ztráty způsobené vlivem přepočtového koeficientu kategorie maloodběratelé a domácnosti

Tyto ztráty lze charakterizovat jako určitou nepřesnost způsobenou skutečností, že se v případě stanovení přepočítavacího koeficientu postupuje pouze výpočtem dle TPG 901 01 a který nelze za běžných podmínek stanovit měřením. Částečně lze takto způsobené ztráty eliminovat použitím měřidel s teplotní kompenzací.

f. Ztráty způsobené nepřesností měření v oblasti měření u odběratelů kategorie velkoodběratelé, střední odběratelé a předávacích stanicích

Přesnost měření u těchto odběratelů závisí na stanovení vhodného měřicího zařízení s ohledem na instalované spotřebiče na odběrných místech. I přes všechna opatření nelze zabránit případům, kdy některá měřicí zařízení neodpovídají instalovaným spotřebičům. V současné době dochází například k omezování výroby a u mnoha odběratelů je provozována pouze část původně evidovaných spotřebičů, což má za následek, že některá měřicí zařízení mohou být předimenzována a nejsou schopna zaznamenávat nižší odběry plynu.

NETECHNICKÉ ZTRÁTY

Mezi netechnické ztráty lze zařadit zejména ztráty způsobené neoprávněnými odběry plynu. Do této kategorie jsou zařazovány odběry plynu způsobené:

- porušením úřední značky a manipulace s číselníkem měřicího zařízení,
- porušení značky provozovatele distribuční soustavy na vstupu do měřicího zařízení,
- vybudováním tzv. obtoku umožňující odběry plynu bez měření,
- odběry plynu bez uzavřených příslušných smluvních vztahů.

V současné době jsou ze strany výrobců měřicích zařízení na žádost provozovatelů distribučních soustav prováděna taková opatření, která zásadním způsobem znesnadňují manipulaci s číselníkem plynoměru.

Všichni provozovatelé distribučních soustav mají zpracovanou metodiku, jak tyto netechnické ztráty alespoň částečně eliminovat.

Oblasti ztrát je věnována maximální pozornost nejen ze strany provozovatelů distribučních soustav, ale i ze strany Energetického regulačního úřadu, který se této oblasti věnuje v rámci své regulační politiky. Ze strany Energetického regulačního úřadu je regulace této oblasti zajištěna zejména stanovováním následujících parametrů:

1. povolené množství plynu potřebné na krytí ztrát provozovatele distribuční soustavy,
2. obvyklá cena na nákup plynu potřebného na krytí ztrát provozovatele distribuční soustavy.

Náklady spojené se ztrátami v distribuční soustavě jsou v případě splnění regulačních podmínek zahrnuty do tzv. upravených povolených výnosů.

13 STAVY NOUZE A PRÁVA A POVINNOSTI ÚČASTNÍKŮ TRHU

Pavel Dočekal

Bez dostatku plynu v plynárenské soustavě, fungující přepravní soustavy a distribučních soustav nelze zajistit dodávku plynu konečným zákazníkům. Pokud tyto podmínky nejsou splněny, je nutné mít stanoveno, jak se tyto stavy řeší, jaká mají účastníci trhu s plynem v tomto stavu práva a povinnosti. Energetická legislativa zná dva mimořádné stavy. Je jím stav nouze a předcházení stavu nouze.

13.1 Definice mimořádných stavů

Stavem nouze je stav, který vznikl v plynárenské soustavě v důsledku

- živelních událostí,
- opatření státních orgánů za nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
- havárií na zařízeních pro výrobu, přepravu, distribuci a uskladňování plynu,
- nevyrovnané bilance plynárenské soustavy nebo její části,
- teroristického činu,
- je-li ohrožena fyzická bezpečnost nebo ochrana osob.

a způsobuje významný a náhlý nedostatek plynu nebo ohrožení celistvosti plynárenské soustavy, její bezpečnosti a spolehlivosti provozu na celém území státu, vymezeném území nebo jeho části.

Předcházení stavu nouze, které může, ale nemusí, předcházet vlastnímu stavu nouze, je soubor činností prováděných v situaci, kdy existuje reálné riziko vzniku stavu nouze. Skládá se ze dvou fází, a to z včasného varování, kdy existují takové informace, že může nastat stav nouze, a z výstrahy, kdy skutečně ke zhoršení zásobování zákazníků dochází, avšak není ještě nutné přistoupit k plošnému omezení spotřeby.

13.2 Vyhlášení mimořádných stavů, základní práva a povinnosti jednotlivých subjektů

Pro celé území státu vyhláší stav nouze provozovatel přepravní soustavy, a to tak, že:

- vyhláší přesný čas vzniku či ukončení stavu nouze v hromadných sdělovacích prostředcích a prostřednictvím prostředků dispečerského řízení a neprodleně oznamuje

ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy,

- oznamuje předcházení stavu nouze, a to bez zbytečného odkladu, nejpozději však do jedné hodiny po zahájení zákonem přesně definovaných činností a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy,
- řídí činnosti při předcházení stavu nouze a při stavu nouze.

Pro vymezené území nebo jeho část vyhláší stav nouze provozovatel distribuční soustavy, a to tak, že:

- vyhláší přesný čas vzniku či ukončení stavu nouze v hromadných sdělovacích prostředcích a prostřednictvím prostředků dispečerského řízení a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy,
- oznamuje předcházení stavu nouze, nejpozději do 1 hodiny po zahájení zákonem přesně definovaných činností a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy,
- řídí činnosti při předcházení stavu nouze a při stavu nouze.

Při stavu nouze a při předcházení stavu nouze jsou všichni účastníci trhu s plynem povinni podřídit se omezení spotřeby plynu nebo změně dodávky plynu a právo na náhradu škody a ušlého zisku je vyloučeno.

Dojde-li v důsledku stavu nouze k nevyrovnané bilanci, zejména při rozsáhlých haváriích zařízení pro jeho výrobu, přepravu, distribuci a uskladnění, jsou plynárenští podnikatelé, jejichž technické podmínky to umožňují, povinni podílet se na odstranění havárií a obnovení dodávek, a to bez ohledu na smlouvy uzavřené mezi účastníky trhu s plynem.

Plynárenští podnikatelé jsou povinni bezprostředně po vzniku havárie či vyhlášení stavu nouze zahájit likvidaci následků v souladu s havarijními plány. Odstranění havárií a obnovení dodávek plynu v případě stavu nouze vyhlášeném pro celé území státu koordinuje provozovatel přepravní soustavy a v případě vyhlášení stavu nouze pro část území státu provozovatel distribuční soustavy.

13.3 Nástroje pro řešení stavu nouze a předcházení stavu nouze

Pro řešení stavů nouze a předcházení stavů nouze je nutné mít k dispozici potřebné nástroje. Mezi ně patří zejména omezení či přerušení dodávky plynu konečným zákazníkům. Pro účely omezení nebo přerušení sjednané přepravy plynu nebo distribuce plynu a sjednané dodávky plynu jsou odběrná místa zákazníků de vyhlášky č. 344/2012 Sb., o stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu, v platném znění, dle výše a charakteru odběru i toho zdali se jedná o tzv. chráněné zákazníky (tj. zranitelné) či nikoliv, rozdělena do osmi skupin A, B1, B2, C1, C2, D (dělí se dále na podskupiny D1 a D2), E a F. Z důvodu zajištění provozuschopnosti plynárenské soustavy se odběrná místa provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, provozovatelů zásobníků plynu a provozovatelů

výroben plynu s technologickou spotřebou plynu nezbytnou pro zajištění bezpečného provozu daného plynárenského zařízení se nezařazují do žádné z uvedených skupin. Zařazení do skupin provádí provozovatel distribuční soustavy na základě údajů o ročním a měsíčních množstvích plynu uvedených ve smlouvě o přepravě plynu, nebo distribuci plynu, případně na základě způsobu použití plynu sjednaného ve smlouvě o připojení.

13.4 Předcházení stavu nouze

Při předcházení stavu nouze ve fázi včasného varování oznámeného pro celé území státu

- provozovatel přepravní soustavy využívá akumulace přepravní soustavy, provozovatelé distribučních soustav využívají akumulace distribučních soustav,
- provozovatelé zásobníků plynu ověřují připravenost zásobníků plynu k těžbě na maximální hodnotu těžebního výkonu, výrobce plynu ověřuje připravenost k maximalizaci provozu výroby plynu a těžebních plynovodů; provozovatelé zásobníků plynu a výrobce plynu podávají o výsledku ověřování bez zbytečného odkladu zprávu provozovateli přepravní soustavy,
- obchodníci s plynem ověřují možnosti zvýšení dovozů plynu a podávají o výsledku ověřování bez zbytečného odkladu zprávu provozovateli přepravní soustavy,
- operátor trhu na základě pokynu provozovatele přepravní soustavy neprodleně oznámí elektronicky všem subjektům zúčtování a registrovaným účastníkům trhu s plynem, že následující plynárenský den bude zahájeno obchodní vyrovnávání odchylek při předcházení stavu nouze.

Při předcházení stavu nouze ve fázi výstrahy oznámeného pro celé území státu se omezuje sjednaná přeprava plynu nebo distribuce plynu a sjednaná dodávka plynu do všech odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo prostřednictvím odběrového stupně číslo 1. Není-li toto opatření dostatečné, přerušuje se na pokyn provozovatele přepravní soustavy sjednaná přeprava plynu nebo distribuce plynu a sjednaná dodávka plynu do všech odběrných míst zákazníků skupin B1, B2, C2 a E, za která přebírají odpovědnost za odchylku subjekty zúčtování se zápornou předběžnou celkovou odchylkou za předcházející plynárenský den

Při předcházení stavu nouze ve fázi včasného varování nebo ve fázi výstrahy se postupuje podle havarijního plánu plynárenské soustavy České republiky a podle havarijních plánů provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribuční soustavy, provozovatelů zásobníků plynu nebo výrobců plynu.

O předcházení stavu nouze, a to jak fáze včasného varování, tak i fáze výstrahy, informuje provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel příslušné distribuční soustavy bez zbytečného odkladu provozovatele připojených distribučních soustav, zásobníků plynu, výrobce plynu, operátora trhu a obchodníky s plynem dodávající plyn zákazníkům v dotčené oblasti, a to zasláním zprávy prostředky elektronické komunikace, případně dalšími vhodnými prostředky.

Nejpozději do jedné hodiny po zahájení činností předcházení stavu nouze ve fázi včasného varování oznamuje provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel příslušné distribuční soustavy předcházení stavu nouze ve fázi včasného varování prostředky elektronické komunikace ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu a Ministerstvu vnitra. Stejnou informaci sou-

časně sděluje provozovatel přepravní soustavy ještě všem krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy a provozovatel distribuční soustavy pak místně příslušnému krajskému úřadu nebo Magistrátu hlavního města Prahy, a to prostředky elektronické komunikace. O předcházení stavu nouze ve fázi výstrahy provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel příslušné distribuční soustavy informuje stejným způsobem a dále ji oznamuje prostřednictvím celoplošného rozhlasového programu Český rozhlas, stanice ČRo 1 Radiožurnál. Obdobně postupuje při ukončení předcházení stavu nouze.

13.5 Stav nouze

Při stavu nouze lze omezit nebo přerušit sjednanou přepravu nebo distribuci plynu a sjednanou dodávku plynu všem zákazníkům, a to prostřednictvím vyhlášení příslušného odběrového stupně. Stav nouze lze vyhlásit i bez předchozího oznámení některé z fází předcházení stavu nouze, pokud je zřejmé, že situace na plynárenské soustavě nebo její části není zvládnutelná některým z opatření předvídaných pro stav předcházení stavu nouze.

Odběrové stupně jsou vyhlášovány tak, že je možné vyhlásit vyšší odběrový stupeň bez předchozího vyhlášení stupně nižšího. Pokud došlo při předcházení stavů nouze k omezení nebo přerušování sjednané přepravy plynu nebo distribuce plynu a sjednané dodávky plynu do odběrných míst některých skupin zákazníků, zůstávají tato omezení nebo přerušování v platnosti i po vyhlášení stavu nouze

Stav nouze vyhláší provozovatel přepravní soustavy nebo provozovatel příslušné distribuční soustavy prostřednictvím celoplošného rozhlasového programu Český rozhlas, stanice ČRo 1 Radiožurnál a způsobem umožňujícím dálkový přístup, případně dalšími hromadnými sdělovacími prostředky, a dále bez zbytečného odkladu informuje prostředky elektronické komunikace příslušné držitele licencí na obchod s plynem, provozovatele připojených distribučních soustav, zásobníků plynu, výrobce plynu, operátora trhu, ministerstvo, Energetický regulační úřad a Ministerstvo vnitra. Informaci o vyhlášení stavu nouze současně sděluje provozovatel přepravní soustavy ještě všem krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy a provozovatel distribuční soustavy pak místně příslušnému krajskému úřadu nebo Magistrátu hlavního města Prahy prostředky elektronické komunikace. Při ukončení stavu nouze se postupuje obdobně.

Při odstraňování následků stavu nouze se postupuje podle havarijního plánu plynárenské soustavy České republiky a podle havarijních plánů provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, provozovatelů zásobníků plynu nebo výrobců plynu.

13.6 Odběrové stupně

Odběrové stupně se člení na:

- základní stupeň, který znamená nekrácený odběr podle smluvně sjednaného denního odběru plynu,
- odběrové stupně pro omezení dodávky plynu, a to:
 - odběrový stupeň číslo 1, který znamená omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo,

- odběrový stupeň číslo 2, který znamená omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo a omezení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny B1, a to na hodnotu povolené denní spotřeby,
- odběrový stupeň číslo 3, který znamená omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo a omezení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupin B1 a B2, a to na hodnotu povolené denní spotřeby,
- odběrový stupeň číslo 4, který znamená omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo, omezení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupin B1 a B2, a to na hodnotu povolené denní spotřeby, a dále snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C2 o 70 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den,
- odběrový stupeň číslo 5, který znamená omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo, omezení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupin B1 a B2, a to na hodnotu povolené denní spotřeby, snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C2 o 70 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den, a dále snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny E o 20 % proti hodnotě uvedené ve smlouvě o distribuci plynu,
- odběrové stupně pro přerušení dodávky plynu, a to:
 - odběrový stupeň číslo 6, který znamená přerušení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny B1, omezení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny B2, a to na hodnotu povolené denní spotřeby, omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo, snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C2 o 70 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den a snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny E o 20 % proti hodnotě uvedené ve smlouvě o distribuci plynu,
 - odběrový stupeň číslo 7, který znamená přerušení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupin B1 a B2, snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C2 o 70 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den, omezení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupiny a v rozsahu jejich možností přechodu na náhradní palivo a snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny E o 20 % proti hodnotě uvedené ve smlouvě o distribuci plynu,
 - odběrový stupeň číslo 8, který znamená přerušení dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupin A, B1, B2 a C2 a snížení denní spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C1 o 20 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den a snížení denní spotřeby v odběrných místech zákazníků skupiny E o 20 % proti hodnotě uvedené ve smlouvě o distribuci plynu,
 - odběrový stupeň číslo 9, který znamená přerušení přepravy, distribuce a dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupin A, B1, B2, C2, E a snížení denní

spotřeby plynu v odběrných místech zákazníků skupiny C1 o 20 % proti denní hodnotě za nejbližší předcházející pracovní den,

- odběrový stupeň číslo 10, který znamená přerušení přepravy, distribuce a dodávky plynu do odběrných míst zákazníků skupin A, B1, B2, C1, C2, D a E,
- havarijní odběrový stupeň, který znamená přerušení dodávky plynu do odběrných míst skupiny zákazníků A, B1, B2, C1, C2, D, E a F.

13.7 Zúčtování odchylek ve stavech nouze a předcházení stavu nouze

Pro případy, kdy byl provozovatelem přepravní soustavy vyhlášen pro celé území ČR stav nouze, se používá zvláštní režim zúčtování a finančního vypořádání odchylek. Zvláštní režim zúčtování se uplatní pro celou plynárenskou soustavu a pro všechny subjekty zúčtování.

Ve zvláštním režimu zúčtování pro vyhodnocení a zúčtování odchylek

- subjektům zúčtování v daném plynárenském dni nejsou poskytovány tolerance,
- subjektům zúčtování v daném plynárenském dni není umožněno vyrovnání odchylek naturálním plněním.

13.8 Bezpečnost dodávek plynu, kritéria bezpečnosti a jejich dodržování (N – 1), bezpečnostní standard, jeho role a kontrola

Význam jasného stanovení pravidel a odpovědnosti při zajištění dodávek zemního plynu začal narůstat v souvislosti s liberalizací trhu se zemním plynem, reorganizací subjektů dosud zodpovědných za kompletní a mnohdy monopolní dodávku zemního plynu do jednotlivých členských států a v neposlední řadě vznikem nových tržních subjektů.

Základní požadavky na zajištění bezpečnosti dodávek konečným zákazníkům jsou stanoveny na evropské úrovni v nařízení EU č. 994/2010. Zjednodušeně řečeno se jedná o popis situací, při kterých musí být jednotlivými subjekty na trhu zajištěna dodávka zemního plynu konečným zákazníkům. V případě provozovatele přepravní soustavy mluvíme o tzv. standardu pro infrastrukturu, u obchodníků s plynem pak o standardu pro dodávky plynu chráněným zákazníkům (viz kapitola 3.4).

Vzhledem k významu skladovací kapacity pro zajištění dodávek zemního plynu v podmínkách ČR, je standard dodávek doplněn o obligatorní způsob jeho zajištění prostřednictvím zemního plynu uskladněného v zásobnících plynu v ČR či případně v jiných státech EU.

Dle nařízení EU č. 994/2010 se standard dodávky uplatňuje obchodníky při dodávkách plynu tzv. chráněným zákazníkům, kterými jsou všichni zákazníci z domácností, kteří jsou připojeni k distribuční síti; pokud tak dotýčný členský stát rozhodne, mohou jimi být i:

- a. malé a střední podniky, jsou-li připojeny k některé plynárenské distribuční soustavě, a klíčové sociální služby, jsou-li připojeny k plynárenské distribuční soustavě či přepravní soustavě, za předpokladu, že všichni tito dodateční zákazníci nepředstavují více než 20 % konečného využívání plynu;
- b. zařízení dálkového topení, pokud poskytují teplo domácnostem a zákazníkům uvedeným v písmenu a), nemohou přejít na jiné palivo a jsou připojena k plynárenské distribuční soustavě či přepravní soustavě.

V ČR jsou chráněnými zákazníky zákazníci s odběrnými místy zařazenými do skupin C1, D a F.

14 SMLOUVY NA TRHU S PLYNEM

Vladimír Oustrata, Jaroslav Medvec, Miloš Coufal, Lubor Veleba, Michal Slabý, Václav Derfl

14.1 Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k přepravní soustavě

Pro zajištění přepravy se v současné době používají obecně rámcové smlouvy o přepravě plynu. Dlouhodobé smlouvy nerámcové se v současné době ještě využívají pro přepravy delší než pět let na území ČR. Situace zde je různá v různých zemích EU. Pro tranzit zemního plynu dále ještě provozovatelé a obchodníci využívají existující uzavřené nstandardizované tranzitní kontrakty se sjednanými cenami. Tento typ smluv však již není dále uzavírán a existující smlouvy byly povinně provozovateli přepravních soustav nabídnuty obchodníkům k možnému rozdělení. Veškeré nové smlouvy jsou uzavírány na bázi oddělených vstupních a výstupních bodů (entry–exit) za ceny uvedené v cenových rozhodnutích národních regulačních úřadů.

Vlastní závazky se pak uzavírají v informačním systému provozovatele přepravní soustavy elektronicky. Smlouvy v ČR se uzavírají dle pravidel uvedených ve vyhlášce Pravidla trhu se zemním plynem. Od 1. listopadu 2015 se smlouvy uzavírají pouze na celoevropsky harmonizované produkty uvedené v NC CAM, tj. Vnitrodenní, denní, měsíční, čtvrtletní a roční, a to až do patnácti ročních smluv. Body, na které se smlouvy uzavírají, jsou uvedeny v kodexu provozovatele přepravní soustavy, který tvoří nedílnou součást smlouvy.

Obchodník je povinen dodat plyn v relevantním vstupním bodě přepravní soustavy a odebrat jej v bodech výstupních a zaplatit cenu za přepravu. Provozovatel přepravní soustavy je povinen plyn převzít ve vstupních bodech a dodat v bodech výstupních dle nominací obchodníka. Rámcová smlouva se uzavírá na dobu neurčitou. V českém prostředí smlouva obsahuje přílohy, které tvoří kontaktní údaje, dokumenty pro určení statutu dováženého plynu, údaje k uplatnění DPH a potvrzení o zajištění 24hodinové komunikace. Obchodník kromě uzavření rámcové smlouvy musí pro elektronickou rezervaci kapacit dále prokázat finanční způsobilost, ať již formou prokázání ekonomických parametrů, nebo garancí banky či společnosti, která finanční parametry splňuje, nebo složením kauce.

Smlouvy v ČR se uzavírají v českém právu dle občanského zákoníku v českém jazyce, přičemž anglická verze je informativní.

Tarifky jsou rozděleny na jednotlivé přeshraniční vstupní a výstupní body, distribuční zóny, virtuální zásobníky a přímé odběratele.

Dříve byly tranzitní přepravní smlouvy uzavírány s dobou trvání až desítek let, zatímco smlouvy na národní přepravu na rok či více let. Díky dostatku pevné kapacity, ať již nově budované či uvolněné díky mechanismům zabraňujícím umělému hromadění kapacity a díky stále větší konkurenci obchodníků působících na optimalizaci nákladů, je zřetelným trendem uzavírání smluv i na kratší časová období – měsíce, týdny a dny.

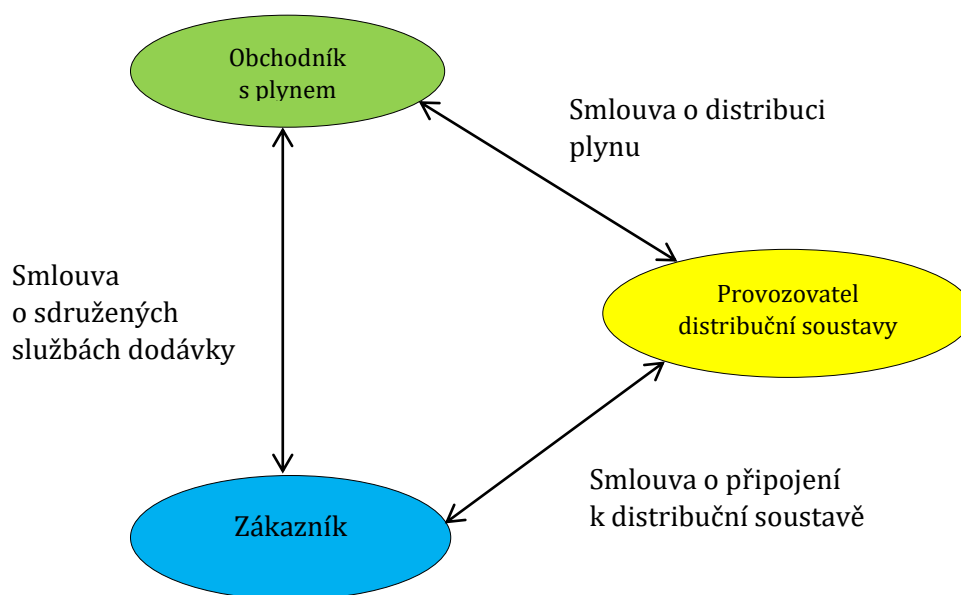
14.2 Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k distribuční soustavě

Mezi smlouvy, zajišťující regulovaný přístup k distribuční soustavě, které jsou uzavírány mezi provozovatelem distribuční soustavy a účastníkem trhu s plynem patří:

- smlouva o připojení k distribuční soustavě,
- smlouva o distribuci plynu,
- smlouva o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav.

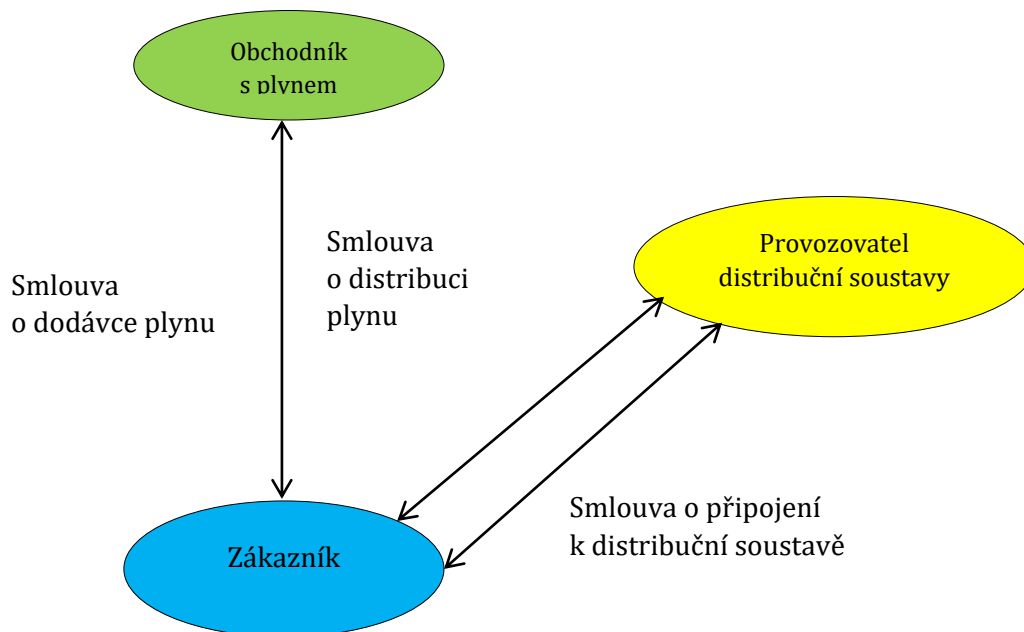
Smluvní vztahy mezi zákazníkem, obchodníkem s plynem a provozovatelem distribuční soustavy v případě, kdy má zákazník s obchodníkem s plynem uzavřenou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu.

Obrázek 14.1: Smluvní vztahy mezi zákazníkem, obchodníkem s plynem a provozovatelem distribuční soustavy s uzavřenou smlouvou o sdružených službách dodávky.



Smluvní vztahy mezi zákazníkem, obchodníkem s plynem a provozovatelem distribuční soustavy v případě, kdy má zákazník s obchodníkem s plynem uzavřenou smlouvu o dodávce plynu a s provozovatelem distribuční soustavy smlouvu o distribuci plynu.

Obrázek 14.2: Smluvní vztahy mezi zákazníkem, obchodníkem s plynem a provozovatelem distribuční soustavy s uzavřenou smlouvou o dodávce plynu.



14.2.1 Smlouva o připojení k distribuční soustavě

Smlouva o připojení k distribuční soustavě je uzavírána na základě podané žádosti o připojení k distribuční soustavě. Jedná se o smluvní vztah mezi provozovatelem distribuční soustavy a zákazníkem. Předmětem této smlouvy je závazek provozovatele distribuční soustavy připojit odběrné plynové zařízení zákazníka k distribuční soustavě a umožnit mu odběr plynu na základě jeho žádosti o připojení k distribuční soustavě za podmínek uvedených v této smlouvě a při splnění technických podmínek připojení k distribuční soustavě stanovených provozovatelem distribuční soustavy a po uzavření smlouvy s obchodníkem s plynem o dodávce a odběru plynu, případně smlouvy o sdružených službách dodávky a odběru plynu, či smlouvy o distribuci plynu s provozovatelem distribuční soustavy.

Ve smlouvě o připojení k distribuční soustavě jsou ze strany provozovatele distribuční soustavy stanoveny technické a obchodní podmínky připojení, zejména:

- místo připojení odběrného místa k distribuční soustavě,
- předpokládaný termín připojení k distribuční soustavě,
- materiál plynárenského zařízení (plynovod/přípojka) a způsob připojení,
- tlaková úroveň místa připojení,
- umístění hlavního uzávěru plynu,
- typ a umístění měřicího zařízení a způsob měření množství distribuovaného plynu,
- způsob majetkoprávního vypořádání nově vybudovaného plynárenského zařízení,
- práva a povinnosti zákazníka/žadatele a provozovatele distribuční soustavy,
- podmínky připojení a odpojení odběrného místa.

V případě změny dodavatele plynu, zůstává v platnosti původní smlouva o připojení k distribuční soustavě, pokud nedošlo k jiným změnám na odběrném místě.

14.2.2 Smlouva o distribuci plynu

Smlouva o distribuci plynu je uzavírána na základě žádosti o uzavření smlouvy o distribuci plynu, případně žádosti o rezervaci distribuční kapacity s návrhem smlouvy o distribuci plynu. Jedná se o smluvní vztah mezi provozovatelem distribuční soustavy a účastníkem trhu s plynem, tzv. uživatelem distribuční soustavy. Uživatelem distribuční soustavy může být zákazník na odběrném místě, obchodník s plynem, provozovatel distribuční soustavy nebo výrobce plynu.

Podmínkou pro uzavření smlouvy o distribuci plynu je uzavřená smlouva o připojení k distribuční soustavě (v případě, že je druhou smluvní stranou zákazník) nebo smlouva o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav (v případě, že je druhou smluvní stranou jiný provozovatel distribuční soustavy). Zákazník, příp. jiný provozovatel distribuční soustavy může mít na své odběrné/předávací místo uzavřenou pouze jednu smlouvu o distribuci plynu. V případě, že je smlouva o distribuci plynu uzavírána obchodníkem s plynem, který má se zákazníkem uzavřenou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu, je podmínkou pro uzavření smlouvy o distribuci plynu souhlas zákazníka. V takovémto případě je mezi obchodníkem s plynem a provozovatelem distribuční soustavy uzavřena tzv. rámcová smlouva o distribuci plynu, kterou se rozumí smlouva o distribuci plynu pro více odběrných nebo předávacích míst účastníků trhu s plynem.

Uzavřením smlouvy o distribuci plynu se provozovatel distribuční soustavy zavazuje zajistit účastníkovi trhu s plynem distribuci plynu, kterou se rozumí doprava plynu distribuční soustavou formou závazku provozovatele distribuční soustavy převzít, resp. předat plyn na vstupních, resp. výstupních bodech distribuční soustavy, zajištění měření plynu dodaného do odběrného/předávacího místa, a pokud to měřicí zařízení umožňuje, zjištění časového průběhu dodávky plynu. Účastník trhu s plynem se zavazuje dle této smlouvy zaplatit provozovateli distribuční soustavy sjednanou cenu za distribuci plynu spolu s cenou za službu operátora trhu.

Nedílnou součástí smlouvy o distribuci plynu je příloha „Identifikace odběrných míst a sjednané hodnoty distribuce plynu“ obsahující atributy charakterizující odběrné/předávací místo a další sjednané hodnoty distribuce plynu přiřazené k odběrnému/předávacímu místu.

14.2.3 Smlouva o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav

Smlouva o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav se uzavírá na základě podané žádosti o připojení k distribuční soustavě a to v případě že žadatelem je provozovatel jiné distribuční soustavy. Tato smlouva v těchto případech nahrazuje smlouvu o připojení k distribuční soustavě.

Předmětem smlouvy o podmínkách provozu propojených plynárenských soustav je závazek provozovatele distribuční soustavy připojit k jím provozované distribuční soustavě zařízení distribuční soustavy provozovatele jiné distribuční soustavy, zajistit požadovanou kapacitu a závazek provozovatele připojované distribuční soustavy uhradit podíl na oprávněných nákladech na připojení. Dále tato smlouva upravuje vzájemné vztahy smluvních stran k zajištění bezpečného

a spolehlivého provozu propojených soustav, týkající se zejména předávacího místa, měření objemu a energie plynu, výměny informací, dispečerského řízení.

14.3 Smlouvy mezi dodavateli a odběrateli plynu

Na plynárenském trhu se lze setkat v podstatě se dvěma základními typy dodávkovo-odběratelských smluv, kterými jsou Smlouva o dodávce plynu a Smlouva o sdružených dodávkách plynu. Hlavní rozdíl mezi oběma typy smluv je v řešení odpovědnosti za odchylku a poskytnutí souvisejících služeb v plynárenství. Další smlouvy mezi dodavateli a odběrateli, jejichž předmětem je dodávka plynu, jsou jen určitými modifikacemi těchto základních typů, kde je nutno především zmínit dodávku poslední instance, dodávku dvou dodavatelů do jednoho odběrného místa, smlouvu o obsluze odběrných míst pro jiného obchodníka a smlouvy uzavírané za použití obchodních podmínek.

14.3.1 Smlouvy o dodávce plynu (základní typ)

Předmětem této smlouvy je samostatná dodávka plynu obchodníkem nebo výrobcem plynu do odběrného (pro zákazníka) nebo předávacího místa (pro jiného obchodníka s plynem). Tato smlouva bude většinou obsahovat cenové ustanovení, které nebude mít samostatnou část o stanovení ceny (regulované) za související služby v plynárenství. Náklady na tyto služby budou pak obsaženy v ceně za dodávku, případně některé její složce (obvykle v kapacitní složce ceny). Dalším velmi důležitým (povinným) obsahovým atributem této smlouvy je ujednání o odpovědnosti za odchylku, tedy určení, kdo a jak za odchylku odpovídá, případně ustanovení, že odchylka v předávacím místě nevzniká (například specifikum virtuálního prodejního bodu).

Kromě obecných náležitostí plynoucích z občanského zákoníku, jsou základními náležitostmi smlouvy o dodávce plynu:

- určení závazku dodat a odebrat, včetně výčtu odběrných (předávacích) míst,
- určení ceny,
- ujednání o odpovědnosti za odchylku,
- délka výpovědní doby u smluv na dobu neurčitou,
- specifické ustanovení o odstoupení od smlouvy zákazníkem pro případ jejího neplnění nebo nesouhlasu s jednostrannou změnou smluvních podmínek,
- způsob vyrozumění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek,
- doba trvání závazku.

Bez těchto náležitostí, které jsou uvedeny v § 72 odst. 1 energetického zákona bude smlouva považována za neplatnou, pokud se neplatnosti dovolá zákazník. Jedná se o relativní neplatnost danou ve prospěch zákazníka.

Účastníky smlouvy o dodávce plynu budou většinou obchodníci a výrobci plynu. U zákazníků se tento typ smlouvy očekává zcela výjimečně, a to zejména u zákazníků s velmi vysokým odběrem plynu. Zákazníci si musí sami zajistit související služby v plynárenství, především distribuci.

14.3.2 Smlouvy o sdružených službách dodávky plynu (základní typ)

Předmětem této smlouvy je dodávka plynu se zajištěním služeb dodávky plynu do odběrného místa zákazníkovi. Tedy smlouva je vždy spojena s dodávkou pro konečného zákazníka a již není předpokládáno plyn dále prodávat (plyn je určen pro konečnou spotřebu zákazníkem). Důležitým znakem smlouvy je zákonný přenos (přechod) odpovědnosti za odchylku na příslušného dodavatele plynu. Odpovědnost ze zákona přechází na dodavatele zahájením dodávky a od tohoto zákonného ustanovení se nelze odchýlit (otázka odpovědnosti za odchylku nemůže být předmětem dohody). Dalším významným parametrem je cenové rozlišení dodávkové části a části zajištění služeb dodávky plynu. Celková cena ve vyúčtování bude obsahovat výčet ceny za dodávku, tedy cenu dodané komodity, která většinou zahrne i náklady za skladování/strukturaci dodávky a náklady na přepravu, respektive její část. Druhou položkou pak bude výčet ceny za zajištění služeb dodávky plynu, kde se v podstatě bude jednat o přeúčtování regulované ceny za distribuci fakturované poskytovatelem služby distribuční soustavy.

Smlouva o sdružených službách dodávky plynu musí dále obsahovat obdobné náležitosti jako smlouva o dodávce plynu (neobsahuje ujednání o odpovědnosti za odchylku a obsahuje rozlišení ceny). Jelikož se jedná o výlučně zákaznické smlouvy, je zde nutno věnovat zvýšenou pozornost požadavku dodržení zákonných náležitostí, aby se vyloučily problémy s její neplatností (viz. § 72 odst. 9 energetického zákona).

14.3.3 Dodávka poslední instance

Nejedná se o běžný smluvní vztah, ale nastupuje zde zákonná povinnost dodat plyn za určitých, energetickým zákonem definovaných, podmínek (ztráta dodavatele). S ohledem na poněkud nedostatečnou úpravu této problematiky právními předpisy bude vhodné tuto zákonnou povinnost doplnit i určitou dohodou, která by měla obsahově doplnit minimálně náležitosti, které energetický zákon předpokládá u smlouvy o sdružených dodávkách plynu (jiný smluvní typ nepřichází v úvahu). Jednostranné oznámení zákazníkovi o podmínkách dodávky, které předpokládá energetický zákon, bude ve většině případů nedostatečné.

Základní a de facto jedinou odlišností, kterou představuje dodávka poslední instance od smlouvy o sdružených dodávkách plynu, je regulovaná cena plynu (komodity). Lze shrnout, že dodavatelé poslední instance se budou snažit tento způsob dodávky vyřešit smluvním vztahem, který bude velice blízce korespondovat se smlouvou o sdružených službách dodávky plynu a který bude obsahovat navíc specifické ustanovení o komoditní ceně plynu, o provázanosti na zákonné povinnosti a konečně zde lze očekávat ustanovení o změně dodávky poslední instance k dodávce v běžném režimu.

14.3.4 Dodávka dvou dodavatelů do jednoho odběrného místa

Tento způsob dodávky je vždy řešen souborem smluv dvou dodavatelů s jedním zákazníkem. Půjde o zákazníky s velkým odběrem a o odběrná místa osazena měřením typu A nebo B. Pro složitost smluvního vztahu, kde je nutno denně alokovat dodaný plyn mezi dva obchodníky, je pro menší odběry a odběrná místa, která nemají osazena průběžná měření tento typ dodávky nevhodný.

Při použití této dodávky plynu pak jednu smlouvu uzavírá zákazník s dodavatelem tzv. pevného diagramu dodávky, kdy se vždy bude jednat o smlouvu o dodávce plynu. Specialitou této

smlouvy je způsob převzetí plynu, který je přebírán za zákazníka na virtuálním prodejním bodě prostřednictvím druhého dodavatele. Druhou smlouvu, a to smlouvu o sdružených službách dodávky plynu, se zákazníkem uzavírá další dodavatel, který nese odpovědnost za odchylku v odběrném místě zákazníka a v podstatě dodávku plynu „skládá“ z plynu převzatého od prvního obchodníka (tento plyn musí vždy nominovat/odebrat) na virtuálním prodejním bodě a plynu doplněného ze svého portfolia.

Další smlouvu pak uzavírají oba obchodníci mezi sebou. Tato smlouva řeší podmínky souběžné dodávky, respektive dodávku pevného diagramu a její převzetí za zákazníka na virtuálním obchodním bodě.

14.3.5 Smlouva o obsluze odběrných míst pro jiného obchodníka

Tento typ smlouvy by bylo možné z hlediska členění zařadit do smluv užívaných na velkoobchodním trhu, jelikož jejími smluvními stranami jsou dva obchodníci s plynem (případně výrobce plynu). V podstatě se však jedná o modifikaci smlouvy o sdružených službách dodávky plynu, případně smlouvy o dodávce plynu, kde hlavním rozdílem je speciální úprava cenových a množství záležitostí a převzetí plynu. Většinou bude její součástí i ustanovení o převzetí odpovědnosti za odchylku u odběrných míst, která jsou prostřednictvím této smlouvy obsluhována. Tuto smlouvu obvykle používají (požadují) obchodníci, kteří z nějakého důvodu nejsou schopni aktivně řídit své nákupní portfolio.

Předmětem smlouvy je dodávka plynu (většinou včetně sdružených služeb) pro soubor odběrných míst různých konečných zákazníků. Plnění dodávkových závazků je posuzováno dle odebraných hodnot v jednotlivých odběrných místech. Dodávkové/odběrové závazky jsou stanoveny s velkou flexibilitou a existuje zde i pohyblivá složka počtu obsluhovaných zákazníků. Obvykle jsou i stanoveny určité postupy, jak se mohou počty konečných zákazníků (a tím i množství dodávaného plynu) měnit, a to odděleně v případě odběrných míst zákazníků s typem měření A, B a C. V některých případech může být i stanovena úprava tohoto způsobu obsluhy zákazníků ve volnějším režimu, který bude spíše odpovídat rámcovým smlouvám. Je pouze stanoven určitý rámec pro uzavírání dílčích smluv, které zahrnují menší skupiny odběrných míst zákazníků.

Vždy pak návazně na tuto smlouvu uzavírá obchodník s plynem, který je v uvedeném smluvním vztahu odběratelem, s obsluhovaným konečným zákazníkem běžnou smlouvu o sdružených službách dodávky plynu, kterou de facto dochází k přeprodeji plynu konečnému zákazníkovi v odběrném místě. Odběratel odebírá pro zákazníka plyn v jeho odběrném místě nebo na virtuálním prodejním bodě, avšak s měřením dodávkového závazku na odběrném místě.

14.3.6 Smlouvy uzavírané za použití obchodních podmínek

Tento způsob smluvní obsluhy se téměř výlučně používá u dodávek plynu pro zákazníky s malým odběrem (pro odběrná místa s měřením typu C), kteří jsou obsluhováni hromadně za použití zákaznického systému (zákaznický software). Výjimečně se smlouvy s obchodními podmínkami (vypracované jednostranně obchodníky) používají u individuálně obsluhovaných zákazníků, kde většinou tento typ smlouvy vyplývá z požadavků zákazníků používajících pro uzavření smlouvy výběrová řízení. V podstatě smysl používat obchodní podmínky je pouze v případech, kde se očekává jednostranná změna smluvních podmínek obchodníkem (občanský zákoník takovouto změnu smlouvy při použití obchodních podmínek umožňuje), a v případech využívání

unifikovaných předtištěných smluvních formulářů (smlouvy uzavírané adhezním způsobem). U individuální obsluhy zákazníka již používání obchodních podmínek není příliš praktické, jelikož se zde nepředpokládá jednostranná změna podmínek a většinou nelze jednoduše postihnout individuální požadavky jednotlivých zákazníků, kromě toho smlouvy s obchodními podmínkami bývají velmi často značně nepřehledné.

Používání obchodních podmínek je především spjato s uzavíráním smluv o sdružených službách dodávky plynu (jejichž jsou součástí), kde většinou základní parametry smlouvy (účastníci, předmět dodávky – produkt, cena, doba trvání smlouvy) jsou uvedeny na speciálním předvyplněném formuláři a ostatní část smlouvy je odkázána na obchodní podmínky obchodníka. U zákazníků, již jsou v postavení spotřebitele a slabší strany (což bude zákazník patrně vždy), je pak tento kontraktační způsob chráněn speciálními ustanoveními v energetickém zákoně a v občanském zákoníku. Požívají v tomto případě vícero oprávnění než u smlouvy o sdružených službách dodávky plynu uzavíraných v běžném režimu.

14.4 Smlouvy o uskladňování plynu

Smlouvou o uskladňování plynu se provádí rezervace skladovací kapacity. Předmětem smlouvy je závazek provozovatele zásobníku uskladnit dohodnuté množství zemního plynu za sjednaných podmínek na straně jedné a závazek ukladatele dodat a odebrat dohodnuté množství zemního plynu určeného k uskladnění za sjednaných podmínek a zaplatit za uskladnění smluvní cenu na straně druhé. To vše v souladu s řádem provozovatele, vyhláškou ERÚ o pravidlech trhu s plynem a energetickým zákonem.

Řád provozovatele stanovuje zejména poskytované služby, povinnosti provozovatele a ukladatele, postup při nominacích, pravidla pro vedení účtu ukladatele, kvalitu plynu a fakturační a platební podmínky.

Smlouvy o uskladnění se uzavírají na základě aukcí skladovací kapacity (viz kapitola 10.3), jejichž výsledkem je velikost kapacity pro jednotlivé ukladatele a cena.

Pro krátkodobé produkty (například přerušitelný denní výkon) se uzavírá rámcová smlouva. Ta umožňuje uzavírat jednotlivé dílčí smlouvy rychle a elektronicky.

Vzory smluv jsou k dispozici na internetových stránkách jednotlivých provozovatelů.

14.5 Smlouvy pro obchodování na velkoobchodním trhu – Trading

O některých smlouvách a jejich charakteristikách jsme již psali v kapitole 6.4.1. Jedná se ve většině případů o individuálně vyjednané smlouvy respektující povahu a délku dodávky. V kapitole 7.1 jsme zmiňovali smlouvu typu EFET.

Smlouva EFET⁵¹ se posledních letech stala celoevropským standardizovaným kontaktem, který postupně nahradil různé typy rámcových smluv. Najít jednotný standardní kontrakt, který by odpovídal všem evropským trhům a jejich lokálním specifikům, odpovídal požadavkům obchodníků na řízení například kreditního rizika, je však nemožné.

Principálně se obchoduje podle EFETu tak, že obchodníci mají uzavřenou tuto rámcovou smlouvu a obchodují na základě předem daných pravidel (limity, povolené obchody a trhy atd.). Každá jednotlivá transakce je pak podepsaná a zaznamenána ve formě **konfirmace**, která definuje zejména trh, cenu, období dodávky, druh produktu, případně byl-li obchod uskutečněn pře brokera.

Smlouva EFET má následující strukturu:

- **Master Agreement** – základní textová část⁵², která řeší veškerá ustanovení například způsob uzavírání smluv, řešení kreditních limitů, způsob placení a zápočty pohledávek a závazků, volbu práva atd. a nabízí je ve variantách.
- **Election Sheet** – je doplňující textová část k Master, v election sheetu si obchodníci na základě vyjednávání volí různé varianty, které nabízí Master Agreement.
- **Přílohy** – v přílohách jsou definovány zejména vzorové konfirmace, definující typ obchodu (fix, float, flex apod.).
- **Appendix** – neboli dodatky, kterými se řeší veškeré ostatní věci jako například určité specifikace obchodování na určitém trhu apod.

14.6 Základní obsah smluv pro konečné odběratele

Nejpoužívanějšími typy smluv uzavíraných konečnými spotřebiteli jsou Smlouva o sdružených službách dodávky plynu a Smlouva o dodávce plynu. Oba typy smluv se řídí občanským zákoní-

⁵¹ EFET je European Federation of Energy Traders – organizace sdružující obchodníky s energetickými komoditami, pod jejíž záštitou byla vypracována vzorová EFET rámcová smlouva, která se stala celoevropským standardem pro OTC obchodování. Více informací naleznete na www.efet.org

⁵² <http://www.efet.org/Standardisation/Legal-EFET-Standard-Contracts-and-Documentation/GasAndGasAnnexes> – na této adrese lze najít aktuální smluvní dokumentaci

kem (zákon č. 89/2012 Sb.) a energetickým zákonem (zákon č. 458/2000 Sb.) a jejich základní atributy byly již zmíněny výše v kapitolách 14.3.1 a 14.3.2.

Specifickou formou jsou smlouvy uzavírané prostřednictvím komoditních burz nebo aukčních portálů, které zprostředkovávají uzavření smlouvy s dodavatelem. Zákazník v těchto případech uzavírá smlouvu například s aukčním portálem a ten na základě této smlouvy zastupuje zákazníka při uzavírání smlouvy s dodavatelem. Dodavatel plynu soutěží pouze cenu plynu bez možnosti ovlivnit ostatní smluvní ujednání vztahujících se na zákazníka, například měsíční poplatky nebo možnosti odstoupení zákazníka od smlouvy. **Při výběru komoditní burzy nebo aukčního portálu by měl zákazník věnovat smlouvě uzavírané s aukčním portálem nebo komoditní burzou minimálně stejnou péči jako věnuje uzavírání samotné smlouvy na dodávku plynu.** U těchto smluv bývají z pohledu konečných spotřebitelů větší úskalí než v samotných smlouvách o dodávce plynu.

Povinné náležitosti jednotlivých smluv jsou uvedeny v předchozích kapitolách, zde se zaměříme na položky smluv, které jsou nad rámec legislativy používány ve smlouvách s konečným spotřebitelem, přičemž není podstatné, zda jsou tyto informace uvedeny přímo ve smlouvě nebo ve Všeobecných obchodních podmínkách, které, pokud jsou uplatněny, jsou nedílnou součástí smlouvy.

14.6.1 Předmět smlouvy

V předmětu smlouvy se dodavatel kromě jiného zavazuje dodat zákazníkovi plyn a zákazník se zavazuje zaplatit za něj cenu. Do konce roku 2015 je dle energetického zákona součástí smluvního ujednání vymezení dodávky plynu množstvím a časovým průběhem. Tyto informace umožňují dodavateli optimálně nakoupit pro zákazníka plyn. Nedodržení těchto hodnot ze strany konečných spotřebitelů s malou spotřebou však nebývá dodavatelem nijak sankcionováno. **Od roku 2016 nejsou tyto hodnoty dle energetického zákona povinnou součástí smluvního ujednání.** Neposkytnutí těchto informací ze strany konečného spotřebitele však může mít vliv na smluvní cenu plynu.

U konečných spotřebitelů s velkým odběrem je naopak často součástí smluvního ujednání sankce za nedodržení rozpisu množství dodávky na jednotlivé měsíce. Nejběžnější konstrukce těchto smluv obsahuje:

- možnosti upřesnění rozpisu. Omezující podmínkou bývá termín, kdy nejpozději je upřesnění možné;
- povolené tolerance skutečného odběru od rozpisu uvedeného ve smlouvě. Nejčastěji se uvádí v procentech vztažených k hodnotám uvedeným ve smlouvě;
- četnost vyhodnocení. Vzhledem k osazení konečných spotřebitelů s velkým odběrem průběhovým měřením je na měsíční bázi;
- způsob určení sankce v případě nedodržení povolené tolerance. Nejpoužívanější formou je zvýšení jednotkové ceny vztažené na množství odebrané mimo sjednanou hodnotu, alternativně pouze na množství odebrané mimo povolenou toleranci.

14.6.2 Platnost a účinnost smlouvy, délka trvání smlouvy, prolongace

Smlouva nabývá platnosti dnem jejího podpisu. Pokud je smlouva uzavřena na dobu určitou s přesně definovaným začátkem a koncem dodávky plynu, účinnost smlouvy je dána tímto intervalem. Není-li v okamžiku podpisu smlouvy znám termín zahájení dodávky, například z důvodu nejistoty termínu dokončení procesu změny dodavatele, nabývá smlouva účinnosti dnem zahájení dodávky. Ve smluvních ujednáních lze upravit platnost některých ujednání od data zahájení dodávky, například termín možného ukončení smlouvy v případě sjednání Garance.

Smlouva může být uzavřena na dobu neurčitou, na dobu určitou nebo na dobu určitou s automatickou prolongací.

SMLOUVA NA DOBU NEURČITOU

V současné době se smlouvy na dobu neurčitou neuzavírají, přes 90 % uzavíraných smluv je dnes uzavíráno buď na dobu určitou, nebo na dobu určitou s automatickou prolongací. Prakticky mají dnes smlouvy na dobu neurčitou uzavřeny pouze zákazníci, kteří dosud nezměnili dodavatele a ani nedošlo k aktualizaci jejich smlouvy například z důvodu garance nižší ceny. V případě smlouvy uzavřené na dobu neurčitou může výpovědní lhůta činit maximálně 3 měsíce.

SMLOUVA NA DOBU URČITOU

Smlouvy na dobu určitou jsou uzavírány převážně individuálně obsluhovanými zákazníky. Běžnou délkou trvání smlouvy je jeden rok. Delší platnost smlouvy nese riziko změny ceny plynu, přičemž riziko je pro konečného odběratele stejné jako pro dodavatele a závisí na zvýšení či snížení ceny plynu. Toto riziko lze z pohledu konečného spotřebitele zmenšit uzavřením smlouvy umožňující **postupný nákup**, kdy není ve smlouvě uvedena přímo cena dodávky plynu, ale koeficient navyšující cenu plynu proti ceně na burze a zákazník si sám určuje kdy má dodavatel plynu zajistit nákup plynu podle vývoje ceny plynu. Tento typ smluv z principu věci předpokládá vyšší míru angažovanosti konečného spotřebitele.

Smlouva na dobu určitou je jediným typem smlouvy, která zaniká automaticky uplynutím sjednané doby.

SMLOUVA NA DOBU URČITOU S AUTOMATICKOU PROLONGACÍ

S hromadně obsluhovanými zákazníky jsou v současnosti nejčastěji uzavírány smlouvy na dobu určitou s automatickou prolongací. Standardní délkou trvání smlouvy s automatickou prolongací je jeden rok, v případě požadavku dosažení nižší ceny jsou smlouvy uzavírány na delší období, běžně na 3 roky. Je to vzájemně výhodné, konečný spotřebitel získá nižší cenu plynu a dodavatelé si smluvně zajistí zákazníky na delší časové období. Další výhodou smlouvy s automatickou prolongací je odpadnutí potřeby smlouvu uzavírat opakovaně, což je vhodné pro zákazníka. Z pohledu obchodníka je výhodou proti smlouvě na dobu neurčitou změna výpovědní doby ze tří měsíců na období přesně určené ve smlouvě.

PROLONGACE

Jedná se o mechanismus automatického prodloužení platnosti smlouvy uzavřené na dobu určitou. Pokud žádná strana smlouvy neoznámí druhé straně v časově definovaném intervalu před uplynutím doby trvání smlouvy, že trvá na ukončení smlouvy k uvedeně-

mu datu, smlouva se automaticky prodlužuje o stejnou dobu trvání, a to i opakovaně. K ukončení smlouvy je tedy nutný aktivní krok od toho, kdo chce smlouvu ukončit.

Prodlužování doby trvání smlouvy je však možné na dobu maximálně deset let od zahájení dodávek, po uplynutí této doby se smlouva mění na smlouvu uzavřenou na dobu neurčitou.

14.6.3 Cena, daně a platební podmínky

Smlouvy s individuálně obsluhovanými zákazníky, většinou uzavírané na dobu určitou, obsahují jasně definovanou cenu plynu platnou po celou dobu platnosti smlouvy, s výjimkou smluv na postupný nákup.

S hromadně obsluhovanými zákazníky jsou uzavírány smlouvy uvádějící ceník, podle kterého je zákazníkovi fakturována cena plynu. Ceník je v tom případě součástí smlouvy. Ceník bývá platný na dobu určitou, většinou jeden rok a poté dochází k aktualizaci cen uvedených v daném ceníku, přičemž smlouva obsahující odkaz na tento ceník zůstává v platnosti. Běžně jsou používány standardní ceníky, akviziční ceníky pro získání zákazníka, retenční ceníky pro udržení zákazníka nebo akční ceníky používané v různých kampaních. Při porovnávání ceníků různých dodavatelů je proto třeba porovnávat relevantní ceníky nebo využít služeb cenových srovnávačů.

Výslednou fakturovanou částku ovlivní i možnost **osvobození od daně z plynu** (specificky daněmi z energií se zabývá dále kapitola 21). Konečný spotřebitel typu domácnost je od daně z plynu osvobozen ze zákona, v případě využití plynu v domovních kotelnách je třeba toto dodavateli doložit, nejčastěji formou čestného prohlášení. V zákonem vyjmenovaných případech může navíc konečný spotřebitel požádat Celní úřad o povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně z plynu a po předložení tohoto osvobození mu bude plyn fakturován bez daně z plynu.

Garance znamená závazek dodavatele dodat konečnému spotřebiteli plyn levněji než jiný dodavatel. Nejvíce se používá srovnání ceny s místně příslušným dominantním dodavatelem. Plnění Garance bývá zajištěno přiřazením odpovídajícího ceníku, u kterého je sledována povinnost dodržení nižší ceny plynu než ceny v Garanci uvedeného dodavatele.

Platební podmínky jsou oblastí, kde je zájem dodavatele dostat zaplacen co nejdříve přesně opačný, než zájem konečného spotřebitele, který chce platit co nejpozději. U hromadně obsluhovaných zákazníků je běžnou praxí placení záloh předem, přičemž zálohové platby může dodavatel požadovat nejvýše v rozsahu důvodně předpokládané spotřeby plynu v následujícím zúčtovacím období. Obvykle jsou zálohy stanoveny ve výši 90 % předpokládané platby. U velkých zákazníků je problematika záloh otázkou dohody závisající na bonitě zákazníka.

14.6.4 Přehled odběrných míst

Přehled odběrných míst bývá součástí textu samotné smlouvy, pouze v případě vysokého počtu odběrných míst je vhodné uvést přehled odběrných míst do samostatné přílohy smlouvy, která má v takovém případě spíše charakter rámcové smlouvy. Tento způsob uvedení přehledu odběrných míst v samostatné příloze je vhodný i tehdy, pokud je předpoklad velkého počtu změn odběrných míst ve smyslu počtu, nebo změn parametrů odběrných míst.

U každého odběrného místa je třeba uvést veškeré náležitosti vztahující se k danému odběrnému místu, zejména EIC (18místný jednoznačný identifikační kód), adresu odběrného místa, rezervovanou kapacitu, Garanci či daň z plynu.

14.6.5 Všeobecné obchodní podmínky

Název Všeobecné obchodní podmínky (VOP) může být u některých dodavatelů nahrazen názvem Obchodní podmínky dodávky (OPD). Názvy Všeobecné obchodní podmínky a Obchodní podmínky dodávky mají u smluv uzavíraných s konečnými spotřebiteli obdobný význam a v praxi je možno se hojně setkat s oběma názvy.

Smlouvy využívající Všeobecných obchodních podmínek jsou uzavírány převážně s hromadně obsluhovanými zákazníky. Dodavatel tím dosáhne zjednodušení samotné smlouvy a přenesení všech unifikovaných smluvních ujednání do jednoho dokumentu platného pro všechny zákazníky s tímto typem smlouvy.

Všeobecné obchodní podmínky standardně obsahují tyto náležitosti:

- základní ustanovení definující smluvní strany, smlouvu, ke které se vztahují a zákony, podle kterých byla tato smlouva sjednána a základní používané pojmy,
- dodací podmínky a povinnosti jednotlivých smluvních stran,
- podmínky pro přerušování či ukončení dodávky, podmínky pro ukončení smlouvy,
- cenu, platební podmínky, smluvní sankce,
- reklamace,
- způsob komunikace, řešení sporů,
- možnosti změny ceny či smlouvy, včetně jejího ukončení.

Individuálně obsluhovaní zákazníci uzavírají smlouvy s Všeobecnými obchodními podmínkami pouze výjimečně.

14.6.6 Specifika hromadně obsluhovaných smluv

Tyto smlouvy mají většinou podobu formulářových smluv a jejich součástí jsou všeobecné obchodní podmínky.

Nový občanský zákoník ukládá dodavateli povinnost sdělit spotřebiteli v dostatečném předstihu před uzavřením smlouvy zákonem vyjmenované skutečnosti, například:

- svoji totožnost,
- označení zboží nebo služby a popis jejich hlavních vlastností,
- cenu zboží nebo služby, případně způsob jejich výpočtu,
- způsob platby a způsob dodání nebo plnění,
- údaje o době trvání závazku a podmínky ukončení závazku.

Někteří dodavatelé tuto povinnost plní formou předání dokumentu Předšmluvní informace. Převzetí tohoto dokumentu nezavazuje konečného odběratele k povinnosti následně uzavřít smlouvu.

Koneční spotřebitelé typu domácnost nebo drobní podnikatelé se mohou setkat i s **dvoukomoditní smlouvou**, v rámci které si mohou zajistit dodávku nejen plynu, ale i elektřiny. U těchto smluv je možno kromě ukončení celé smlouvy provést ukončení pouze jedné komodity, přičemž smlouva zůstane platnou pro druhou komoditu.

Pokud konečný spotřebitel požaduje, aby nový dodavatel jeho jménem podal **výpověď** stávajícímu dodavateli, je třeba ve smlouvě uvést stávajícího dodavatele, kterému má být výpověď podána. Pokud konečný spotřebitel nemá tyto informace k dispozici nebo je vůbec nezná, čerpají se tyto informace například z faktury od stávajícího dodavatele. V případě požadavku na podání výpovědi novým dodavatelem je třeba s podpisem smlouvy udělit dodavateli i plnou moc pro podání výpovědi a následně k provedení všech kroků potřebných ke změně dodavatele.

Aby mohl nový dodavatel podat jménem konečného spotřebitele výpověď stávajícímu dodavateli, bývá ve formulářových smlouvách k vyplnění i informace o termínu platnosti smlouvy se stávajícím dodavatelem. Správné vyplnění této informace předejde případnému zamítnutí žádosti o změnu dodavatele nebo vystavení sankce za předčasné ukončení smlouvy ze strany stávajícího dodavatele.

Zvláštní pozornost je třeba věnovat popisu **sankcí**, ať už jsou uvedeny přímo ve smlouvě, nebo ve Všeobecných obchodních podmínkách. Nejčastějšími sankcemi mimo penále za pozdní úhradu jsou sankce za vystavení upomínky či splátkového kalendáře, za předčasné ukončení smlouvy nebo náhradu ušlého zisku. Jsou-li sankce uvedeny ve Všeobecných obchodních podmínkách, bude dodavatel vyžadovat podpis ze strany konečného spotřebitele. Pro případ možných budoucích sporů je třeba podepsané Všeobecné obchodní podmínky uložit zároveň se smlouvou.

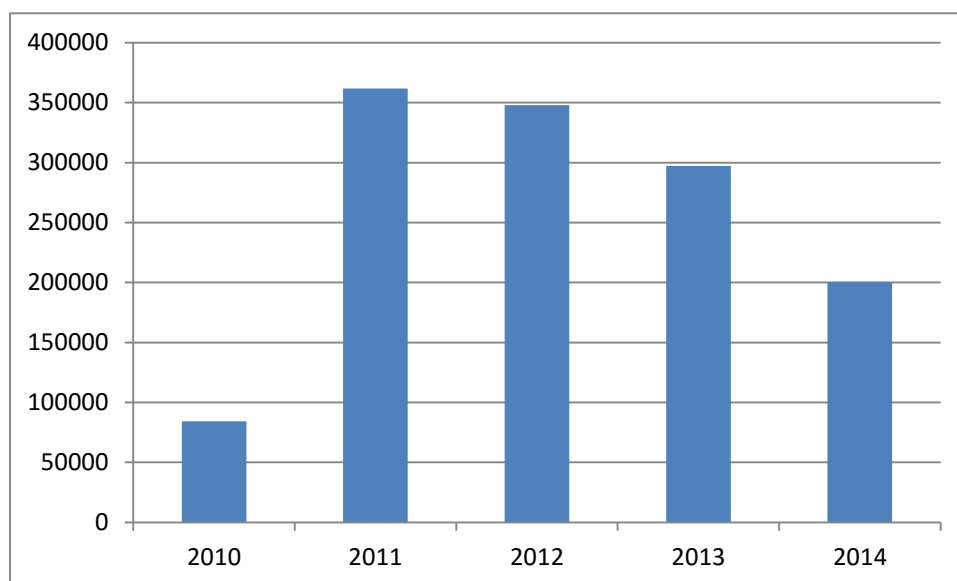
Běžnou součástí smluv je i prostor pro zvláštní ujednání, kde může konečný spotřebitel uvést informace, pro které nejsou ve formulářové smlouvě odpovídající pole.

14.7 Změna dodavatele plynu

V roce 2000 byla vydáním v té době nového energetického zákona zákazníkům umožněna do té doby nemožná věc – mohli si vybrat dodavatele elektřiny či plynu dle svého výběru. Otvírání trhu probíhalo postupně, od roku 2002 u elektřiny a od roku 2005 u plynu. U obou komodit měli právo na změnu dodavatele nejdříve největší zákazníci podle výše spotřeby, postupně se hranice snižovala až došlo k úplnému otevření trhu pro všechny zákazníky: u elektřiny od 1. 1. 2006 a u plynu od 1. 1. 2007. Podrobněji je tento proces popsán v kapitole 2.

V roce 2001 byla založena společnost OTE, a. s. zajišťující činnosti operátora trhu v souladu s pověřením dle energetického zákona. Tato společnost organizuje v ČR trh s elektřinou a plynem včetně samotného procesu změny dodavatele. Podle údajů operátora trhu lze posoudit vývoj skutečně realizovaných změn dodavatele v čase.

Obrázek 14.3: Počet změn dodavatele plynu v období 2010 až 2014



Ke skokovému nárůstu počtu změn dodavatele došlo až od roku 2011. Od té doby počet změn dodavatele plynu ale postupně klesá, což má hned několik důvodů. Kdo chtěl dodavatele změnit, ten ho změnil již v roce 2011. Velcí dodavatelé plynu si vzali ponaučení z vývoje počtu změn dodavatele u elektřiny, kde díky dřívějšímu otevření trhu s elektřinou byly k dispozici informace o výrazném přelivu zákazníků k nově vzniklým alternativním dodavatelům a včas změnili svůj přístup k těm skupinám zákazníků, kteří měli předpoklad uskutečnit změnu dodavatele. V neposlední řadě má vliv i uzavírání smluv na delší časové období, což omezuje množství „volných“ zákazníků, kterým smlouva umožňuje uskutečnit změnu dodavatele.

14.7.1 Důvody pro uskutečnění změny dodavatele plynu

Jednoznačně největší motivací zákazníků ke změně dodavatele plynu je snaha snížit náklady související s dodávkou plynu. Náklady související se samotnou dopravou plynu k zákazníkovi jsou regulované státem prostřednictvím Cenových rozhodnutí vydávaných Energetickým regulačním úřadem, takže jedinou položkou, kterou zákazník může ovlivnit, je cena samotného plynu, který mu dodává jeho dodavatel. Otevření trhu a umožnění změny dodavatele vedlo zákazníky k tomu, že začali přemýšlet o změně dodavatele a ve velké míře i k rozhodnutí o změně dodavatele.

Dalším faktorem motivujícím zákazníky ke změně dodavatele může být nespokojenost s kvalitou služeb poskytovaných jeho stávajícím dodavatelem. Po otevření trhu s plynem vznikla celá řada nových dodavatelů plynu, kteří se předhánějí nejen v nabídkách levného plynu, ale i v nabídkách kvalitních služeb, často rozšířených i nad rámec samotné dodávky plynu.

Tyto důvody ovlivňují rozhodování prakticky všech kategorií zákazníků, od velkých průmyslových odběratelů až po domácnosti. U největších zákazníků bude převažovat možnost úspory nákladů na pořízení plynu, které mohou dosáhnout značných částek, u zákazníků kategorie domácnost se většinou jedná o kombinaci obou faktorů, podpořenou zpočátku úspěšnou metodou podomního prodeje používanou novými dodavateli plynu. V současné době však již zákazníci napříč celým spektrem vyžadují kvalitní zákaznický servis a dodavatel, který tuto podmínku nespĺňuje, nemá z dlouhodobého hlediska velkou šanci udržet se na trhu.

Zánik vybraného dodavatele je naopak situace vzbuzující obavy zákazníků uvažujících o změně dodavatele. Především zákazníci bez hlubších znalostí z oblasti energetiky mohou být obavou z toho, že zůstanou bez dodávky plynu ovlivněni natolik, že se pro změnu dodavatele raději nerozhodnou. Ztráta schopnosti dodávat plyn ze strany dodavatele je ošetřena přímo v Energetickém zákoně, a to prostřednictvím dodavatele poslední instance, kterého určuje stát. Dodavatel poslední instance má uloženu povinnost v takových případech postiženým zákazníkům zajistit na přechodnou dobu dodávku plynu za regulované ceny plynu. Zákazníkům tak vzniká prostor pro to, aby si mohli najít nového dodavatele plynu, a zcela eliminuje riziko, že by zákazník zůstal bez dodávek plynu.

14.7.2 Výběr nového dodavatele a příprava na změnu dodavatele

Ze strany zákazníka je rozhodnutí o změně dodavatele pouze prvním z mnoha rozhodnutí, které je třeba udělat. Bezprostředně po něm bude následovat rozhodnutí o výběru nového dodavatele. Je třeba se rozhodnout, zda volbu nového dodavatele bude zákazník realizovat sám nebo zda využije služeb nezávislého poradce, zda vybere nového dodavatele přímo nebo zvolí formu výběrového řízení či elektronické aukce, zda bude cena plynu jediným kritériem pro volbu dodavatele nebo jaká další kritéria je třeba zohlednit. Další rozhodnutí je třeba učinit ohledně ukončení smluvního vztahu: je třeba podávat výpověď nebo končí stávající smluvní vztah uplynutím platnosti stávající smlouvy? Bude podávat výpověď stávajícímu dodavateli sám zákazník, nebo to bude požadovat po novém dodavateli?

Rozhodnutí o výběru nového dodavatele by nemělo být neuváženým krokem, ale je třeba pečlivá a řádná příprava. Na co se tedy v rámci přípravy na změnu dodavatele zaměřit?

MOŽNOST UKONČENÍ SMLUVNÍHO VZTAHU SE STÁVAJÍCÍM DODAVATELEM

Rozhodnutí o změně dodavatele je zásadně ovlivněno možností ukončení smluvního vztahu se stávajícím dodavatelem. Změnu dodavatele je možno zahájit kdykoli, pokud však termín změny dodavatele bude v rozporu s možnostmi ukončení smluvního vztahu se stávajícím dodavatelem, lze očekávat komplikace ze strany stávajícího dodavatele buď v podobě pokusu zablokovat proces změny dodavatele, nebo ve formě vystavení sankce za předčasné ukončení smluvního vztahu. Proto je třeba důkladně vyhodnotit termín ukončení smlouvy na dobu určitou či výpovědní lhůty u smluv na dobu neurčitou a podle toho volit termín změny dodavatele.

NABÍZENÁ CENA PLYNU

Cena plynu je kritériem s největší vahou při výběru dodavatele. Na první pohled se toto kritérium zdá zcela jednoznačné, je však nutno sledovat časovou platnost samotné cenové nabídky, podmínky nutné pro získání nabízené ceny nebo možnost promítnutí vlivu vývoje ceny plynu v průběhu platnosti uzavírané smlouvy s novým dodavatelem.

KVALITA ZÁKAZNICKÝCH SLUŽEB

Kvalita zákaznických služeb je dnes již očekávanou samozřejmostí. Základními kritérii mohou být zajištění komunikace se zákazníky prostřednictvím zákaznické telefonní linky, zřízení webových stránek, existence kamenných poboček či poskytování nadstandardních služeb nad rámec nutný pro zajištění samotných dodávek plynu.

FORMA VÝBĚRU NOVÉHO DODAVATELE

Pokud se bude rozhodovat o výběru nového dodavatele zákazník s malou spotřebou plynu, může se rozhodnout pro přímou volbu nového dodavatele. Ceny plynu jsou uváděny formou ceníků pro jednotlivé kategorie odběru, **je však třeba věnovat pozornost tomu, aby byly porovnávány odpovídající ceníky od různých dodavatelů.** Lze doporučit využití veřejně dostupných **nezávislých cenových kalkulatorů**, naopak není vhodné řídit se porovnáním uváděným na stránkách jednotlivých dodavatelů.

Zákazníkům s větším odběrem plynu se vyplatí zvážit i další možné formy výběru nového dodavatele. Nejpoužívanější formou jsou výběrová řízení, poslední dobou se uplatňují i elektronické aukce pořádané aukčními portály. Největší zákazníci mohou využít služeb nezávislých poradců, kteří jim pomohou nejen s výběrem vhodného dodavatele, ale mohou zajistit kompletní služby související s celým procesem změny dodavatele, například uzavření smlouvy s novým dodavatelem či podání výpovědi stávajícímu dodavateli v případě komplikovaných výpovědních podmínek.

14.7.3 Podání výpovědi stávajícímu dodavateli

Pokud se zákazník rozhodne pro změnu dodavatele a vybere si nového dodavatele, je třeba zajistit ukončení smluvního vztahu se stávajícím dodavatelem.

V převážné většině případů je nutno podat výpověď stávajícímu dodavateli. Tento krok odpadá pouze u smluv uzavřených na dobu určitou, kdy změna dodavatele bude realizována přesně v okamžiku konce platnosti smlouvy se stávajícím dodavatelem. V rámci zajištění maximálního komfortu pro zákazníka zajišťují podání výpovědi stávajícího smluvního vztahu nově vybraní dodavatelé, je však třeba jim vystavit **plnou moc**, která je bude opravňovat nejen k podání samotné výpovědi, ale i k realizaci dalších kroků potřebných k uskutečnění změny dodavatele.

V této fázi je třeba se zaměřit především na podání výpovědi ke správnému termínu, protože ze strany stávajícího dodavatele lze očekávat aktivity směřující k udržení zákazníka. Retenční aktivity stávajícího dodavatele mohou mít různou podobu, od korektní nabídky nižší ceny plynu až po pokusy znemožnit zákazníkovi změnu dodavatele pod záminkou podání výpovědi ke špatnému termínu a vystavení sankce za předčasné ukončení smlouvy. Před tímto postupem chrání zákazníka přímo energetický zákon, který ukládá dodavatelům povinnost sdělit zákazníkovi datum ukončení smlouvy. Nevhodná formulace však umožňuje dodavatelům vyhnout se této povinnosti odkazem na to, že informace o začátku a délce výpovědní doby je uvedena v jeho obchodních podmínkách. Tímto postupem stávající dodavatel značně snižuje zákaznický komfort při změně dodavatele. V případě, že zákazník nemá k dispozici obchodní podmínky nebo si není vědom změny obchodních podmínek, která mohla nastat v průběhu smluvního vztahu se stávajícím dodavatelem, zvyšuje se tím riziko vystavení sankce za předčasné ukončení smlouvy ze strany původního dodavatele. Tyto komplikace pro podávání výpovědi se snaží eliminovat novela energetického zákona, která od roku 2016 upřesňuje podmínky této povinnosti ze strany původního dodavatele.

14.7.4 Proces změny dodavatele

Proces změny dodavatele je podrobně popsán ve **vyhlášce o pravidlech trhu s plynem**. Jde o prováděcí vyhlášku navazující na energetický zákon, kterou vydává Energetický regulační úřad.

Technické detaily jednotlivých kroků jsou rozpracovány v materiálech operátora trhu, který proces změny dodavatele zastřešuje.

Obecně lze říci, že převládá snaha o nastavení procesu změny dodavatele v co nejjednodušší podobě, navíc bez nutnosti účasti samotného zákazníka. Zákazník má možnost ovlivnit průběh změny dodavatele nepřímo tím, že ještě v průběhu procesu změny dodavatele projeví vůli ke změně konečného stavu, jak by proces změny dodavatele měl skončit. Toto své právo aplikuje prostřednictvím stávajícího nebo nového dodavatele, kteří jsou účastníky procesu změny dodavatele. Dalšími účastníky jsou provozovatel přepravní nebo distribuční soustavy, který zajišťuje přepravu nebo distribuci plynu do odběrného místa zákazníka a operátor trhu.

Existují dva standardní typy změny dodavatele plynu:

- změna dodavatele plynu za jiného dodavatele plynu,
- změna dodavatele plynu z dodavatele poslední instance.

Specifickou formou standardní změny dodavatele je změna dodavatele spojená se změnou zákazníka v odběrném místě. Tento režim řeší situaci, kdy na odběrném místě dochází k ukončení odběru původním zákazníkem a nový zákazník navazující s odběrem plynu se rozhodne odebírat plyn od jiného dodavatele, než který dodával plyn předchozímu zákazníkovi.

Nestandardní změnou dodavatele plynu je **rychlá změna dodavatele plynu**. Tato změna dodavatele je aktivována mimo vůli zákazníka v případě, že odpovědný subjekt zúčtování nemá potřebné finanční zajištění. Cílem této změny dodavatele je ochránit v takovém případě zákazníka před přerušením dodávky a umožnit jinému dodavateli ve zrychleném režimu zajištění dodávky plynu do odběrného místa zákazníka.

Pokud bude v následujícím textu této kapitoly uvedena změna dodavatele plynu, je tím míněna standardní změna dodavatele plynu.

Lhůty uváděné v souvislosti s procesem změny dodavatele plynu jsou počítány v pracovních dnech.

14.7.4.1 Podání žádosti o změnu dodavatele plynu

Před podáním žádosti o změnu dodavatele plynu uzavírá zákazník s novým dodavatelem plynu smlouvu o dodávce plynu nebo smlouvu o sdružených službách dodávky plynu. V případě uzavření smlouvy o sdružených službách dodávky plynu podává nový dodavatel před podáním žádosti o změnu dodavatele žádost o rezervaci distribuční kapacity, a to nejpozději v den podání žádosti o změnu dodavatele plynu, avšak nejdříve deset pracovních dnů před podáním žádosti o změnu dodavatele plynu.

Žádost o změnu dodavatele plynu lze podat nejdříve čtyři měsíce před změnou dodavatele plynu a nejpozději desátý pracovní den do 10.00 hodin před požadovaným termínem změny dodavatele plynu. Žádost o změnu dodavatele plynu doručí nový dodavatel operátorovi trhu. Komunikace s operátorem trhu probíhá prostřednictvím informačního systému operátora trhu.

14.7.4.2 Schválení žádosti o změnu dodavatele plynu provozovatelem přepravní/distribuční soustavy

Každý pracovní den nejpozději do 12.00 hodin informuje operátor trhu o plánované změně dodavatele plynu stávajícího dodavatele plynu, stávající subjekt zúčtování, nového dodavatele plynu

nu, nový subjekt zúčtování, provozovatele distribuční nebo přepravní soustavy, ke které je odběrné místo připojeno, a další dotčené subjekty, kterých se žádost o standardní změnu dodavatele týká. Žádost přijatá po 10. hodině pracovního dne se považuje za žádost přijatou následující pracovní den.

Provozovatel distribuční nebo přepravní soustavy informuje operátora trhu o možnosti nebo nemožnosti rezervace distribuční nebo přepravní kapacity do odběrného místa zákazníka do pátého pracovního dne do 18.00 hodin po předání informací o plánované změně dodavatele. Žádost lze zamítnout pouze z vyjmenovaných důvodů:

- při nedostatečném finančním zajištění,
- žádost nebyla podána ve stanoveném termínu,
- odběrné místo, ve kterém má dojít ke změně dodavatele, nebylo zahrnuto do podané žádosti o rezervaci distribuční kapacity,
- z žádosti není možné jednoznačně identifikovat účastníka trhu s plynem, a to přiřazením EIC kódu se jménem, příjmením a datem narození účastníka trhu s plynem nebo obchodní firmou, popřípadě názvem účastníka trhu a identifikačním číslem osoby, pokud bylo přiděleno.

Provozovatel distribuční nebo přepravní soustavy vyzve s vyznačením chybných údajů nového dodavatele k odstranění nedostatku v žádosti o rezervaci distribuční kapacity. Nový dodavatel plynu může žádost doplnit nebo upravit do 14.00 hodin pracovního dne následujícího po dni, kdy byl k tomu vyzván.

Pokud provozovatel distribuční nebo přepravní soustavy neinformuje OTE ani po upozornění, má se za to, že informoval operátora trhu o možnosti rezervovat distribuční nebo přepravní kapacitu.

V případě, že není možné rezervovat distribuční nebo přepravní kapacitu do odběrného místa zákazníka informuje operátor trhu stávajícího a nového dodavatele plynu, stávající a nový subjekt zúčtování, provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy, ke které je odběrné místo připojeno, a další dotčené subjekty, kterých se žádost o standardní změnu dodavatele týká, o zastavení změny dodavatele plynu.

14.7.4.3 *Potvrzení přiřazení odpovědnosti za odchylku subjektem zúčtování*

Nejpozději do pátého pracovního dne do 18.00 hodin po předání informací o žádosti o změnu dodavatele plynu sdělí subjekt zúčtování, zda souhlasí s přiřazením odpovědnosti za odchylku. Pokud v daném termínu není v informačním systému operátora trhu souhlas subjektu zúčtování s přiřazením odpovědnosti za odchylku v daném odběrném místě, informuje operátor trhu o ukončení změny dodavatele plynu.

14.7.4.4 *Možnost pozastavení změny dodavatele plynu ze strany stávajícího dodavatele*

Pokud k datu účinnosti změny dodavatele nedošlo k ukončení smlouvy se stávajícím dodavatelem plynu, nebo pokud zákazník písemně projeví vůli změnu dodavatele plynu neprovést, může stávající dodavatel do pátého pracovního dne do 18.00 hodin po předání informací o plánované změně dodavatele plynu požádat o pozastavení změny dodavatele plynu. Nejpozději do 20.00 hodin téhož dne informuje operátor trhu všechny dotčené subjekty, že stávající dodavatel plynu požádal o zastavení standardní změny dodavatele plynu.

Možnost pozastavení procesu změny dodavatele plynu bývá ze strany stávajících dodavatelů hojně využívána, často v rozporu s podmínkami, které jsou nutné pro podání žádosti o pozastavení procesu změny dodavatele plynu. Stávající dodavatelé přitom spoléhají na absenci kontrolních mechanismů, které by účinně dokázaly tento nešvar odstranit. Ze zákona má kontrolu nad průběhem procesu změny dodavatele operátor trhu, ten však nemá nástroje, které by mu tuto kontrolu a následné sjednání nápravy umožňovaly.

V praxi tak bývá posledním prostředkem k zajištění realizace procesu změny dodavatele možnost „přebítí“ ze strany nového dodavatele.

14.7.4.5 Potvrzení podané žádosti o změnu dodavatele plynu novým dodavatelem

Pokud stávající dodavatel plynu požádal o zastavení standardní změny dodavatele plynu, avšak nový dodavatel plynu na základě písemného vyjádření zákazníka, ze kterého je zřejmé, že zákazník hodlá změnit dodavatele, potvrdí v informačním systému operátora trhu podanou žádost o změnu dodavatele nejpozději do 14.00 hodin osmého pracovního dne ode dne podání informace o plánované změně dodavatele plynu, operátor trhu pokračuje v procesu změny dodavatele.

Tímto mechanismem je prakticky zajištěno, že stávající dodavatel nemůže zákazníkovi zabránit ve změně dodavatele, pokud se k tomu zákazník rozhodne a ani v průběhu změny dodavatele svůj názor nezmění.

14.7.4.6 Možnost nového dodavatele vzít žádost o změnu dodavatele plynu zpět

Nový dodavatel může požádat o zpětvzetí změny dodavatele do 14.00 hodin osmého pracovního dne po předání žádosti o plánovanou změnu dodavatele plynu. Nejpozději do 15.00 hodin téhož dne informuje operátor trhu všechny dotčené subjekty o ukončení procesu změny dodavatele.

14.7.4.7 Vyhodnocení žádosti o změnu dodavatele plynu

Nejpozději do 8.00 hodin devátého pracovního dne od zveřejnění informace o plánované změně dodavatele plynu oznámí operátor trhu všem dotčeným subjektům výsledek posouzení žádosti o změnu dodavatele plynu. Oznámením o zaregistrování změny dodavatele plynu je distribuční nebo přepravní kapacita rezervována. Zaregistrovaná změna dodavatele plynu nabývá účinnosti k plynárenskému dni uvedenému v žádosti o změnu dodavatele plynu.

Operátor trhu vyřizuje žádosti o uskutečnění změny dodavatele v pořadí, v jakém byly operátorem trhu obdrženy. Podá-li žádost více účastníků trhu s plynem pro totéž odběrné místo se shodným požadovaným datem účinnosti změny dodavatele, považuje se za účinnou změna dodavatele, kterou operátor trhu zaregistroval jako poslední.

14.7.4.8 Odečet měřidla a vystavení ukončovací faktury

K datu účinnosti změny dodavatele plynu provede provozovatel distribuční nebo přepravní soustavy odečet stavu měřidla. V případě odběrných míst s měřením typu C stanoví stav měřicího zařízení odečtem nebo se použije odečet stavu měřicího zařízení podaný zákazníkem, pokud je podán do konce pátého pracovního dne ode dne změny dodavatele plynu, nebo stanoví stav měřicího zařízení odhadem spotřeby plynu k datu účinnosti změny dodavatele plynu postupem uvedeným ve vyhlášce o pravidlech trhu s plynem. Na základě informací o stavu měřidla vystaví původní dodavatel zákazníkovi ukončovací fakturu.

Vystavení ukončovací faktury je poslední činností, kterou v případě úspěšné změny dodavatele plynu vykonává původní dodavatel vůči zákazníkovi.

14.7.5 Zvýšení míry ochrany zákazníka-spotřebitele

Energetický zákon poskytuje spotřebitelům definovaným novým občanským zákoníkem zvýšenou míru ochrany v případech, kdy byla smlouva s novým dodavatelem uzavřena mimo prostory určené k podnikání držitele licence. Do konce roku 2015 může v takovém případě zákazník – spotřebitel písemně odstoupit od smlouvy bez uvedení důvodu a bez jakékoliv sankce ve lhůtě do pěti dnů před zahájením dodávky plynu.

Pokud zákazník využije této možnosti a zároveň požaduje pokračování dodávek plynu od stávajícího dodavatele, může původní dodavatel do 14.00 hodin osmého pracovního dne po předání informací o plánované změně dodavatele plynu zastavit proces změny dodavatele.

Tento mechanismus ochrany zákazníka – spotřebitele se dostal do rozporu s evropskou směrnicí o právech spotřebitelů z roku 2011, která poskytuje ochranu zákazníkovi - spotřebiteli v případě dodávky plynu formou odstoupení od smlouvy v termínu 14 dní od podpisu smlouvy. **Ustanovení o možnosti o odstoupení od smlouvy v termínu do pěti dnů před zahájením dodávky plynu bude v energetickém zákoně od roku 2016 zrušeno a nahrazeno ustanovením novým v souladu s evropskou směrnicí o právech spotřebitelů.** V případě uzavření smlouvy distančním způsobem nebo mimo obchodní prostory držitele licence bude čtrnáctidenní lhůta pro odstoupení od smlouvy počítána ode dne jejího uzavření. **Zákazník v postavení spotřebitele však může navíc takto podepsanou smlouvu vypovědět bez sankce ve lhůtě do patnáctého dne po zahájení dodávky plynu.**

14.8 Zúčtování dodávek plynu a služeb a řešení sporů a reklamací

14.8.1 Zúčtování dodávek plynu a služeb

Z pohledu zákazníka je pro vyúčtování dodávek plynu a služeb klíčovým charakter smlouvy, kterou uzavřel se svým dodavatelem plynu. Uzavření smlouvy o sdružených službách dodávky plynu zajišťuje zákazníkovi nejjednodušší formu vyúčtování, kdy na jedné faktuře od dodavatele bude vyúčtování plynu samotného (komodity) i služeb souvisejících se zajištěním dopravy plynu až do odběrného místa zákazníka. V případě uzavření smlouvy o dodávce plynu bude faktura od dodavatele obsahovat pouze cenu za dodávku plynu – komodity. Platbu za distribuci plynu v takovém případě hradí zákazník provozovateli distribuční soustavy, ke které je jeho odběrné místo připojeno a se kterým má uzavřenou smlouvu o distribuci.

Nabízí se otázka, co dělá dodavatel, který na základě smlouvy o sdružených službách dodávky plynu vybere od zákazníka cenu za plyn i distribuci, s penězi vybranými za distribuci. Odpověď je jednoduchá – odvede je na základě smlouvy uzavřené mezi dodavatelem a distributorem tomu, komu náleží, tedy distributorovi.

Podobný mechanismus funguje i s dalšími položkami. Součástí regulovaných distribučních plateb je například platba za služby poskytované operátorem trhu. Distributor tedy v rámci vybra-

ných peněz za distribuci získal i část, která náleží operátorovi trhu a tuto část předá společnosti OTE, a. s., která poskytuje služby operátora trhu. V ceně za služby operátora trhu je obsažen i poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu, takže společnost OTE, a. s. opět předá odpovídající část Energetickému regulačnímu úřadu.

Celý proces se může na první pohled zdát zbytečně složitý, na druhou stranu zajišťuje zákazníkovi možnost zaplatit všechny potřebné položky v rámci jedné faktury vystavené dodavatelem na základě smlouvy o sdružených službách dodávky plynu nebo v rámci dvou faktur na základě dvou uzavřených smluv, a to smlouvy o dodávkách plynu a smlouvy o distribuci plynu. Aby nakonec každý účastník celého procesu dostal tu část z vybraných peněz, která mu náleží, je celý proces popsán přímo v energetickém zákoně, případně v prováděcích vyhláškách k energetickému zákonu.

Samostatnou položkou jsou daně, a to daň z plynu a daň z přidané hodnoty. Platby za tyto daně jsou součástí faktury vystavené dodavatelem plynu, který následně daň z plynu odvádí celnímu úřadu a daň z přidané hodnoty odvádí finančnímu úřadu.

Co všechno tedy má obsahovat faktura vystavená dodavatelem plynu? Podrobnosti o rozsahu, náležitostech a termínech vyúčtování dodávek elektřiny, plynu nebo tepelné energie a souvisejících služeb jsou uvedeny ve vyhlášce č. 210/2011 Sb. V této vyhlášce lze najít nejen náležitosti vyúčtování dodávek plynu a souvisejících služeb, ale i rozsah vyúčtování dodávek plynu a souvisejících služeb. Například zákazník kategorie domácnost nebo kategorie maloobtěratel může požádat o zúžený rozsah vyúčtování, pokud mu jsou ostatní části vyúčtování zpřístupněny způsobem umožňujícím dálkový přístup nebo jiným obdobným způsobem. Dále jsou definovány termíny vyúčtování či typy vyúčtování (řádné, mimořádné či opravné). Nejvíce prostoru je samozřejmě věnováno náležitostem vyúčtování dodávky, a to v členění na dodávku plynu a souvisejících služeb či samotné distribuce plynu a podle kategorie zákazníka: domácnost a maloobtěratel nebo střední odběratel a velkoobtěratel.

14.8.2 Řešení sporů

V reálném životě se setkáváme a budeme setkávat se situacemi, které nejsou přesně podle našich představ. Je jedno, zda jsem na trhu s plynem v roli zákazníka či dodavatele, výrobce či provozovatele distribuční soustavy. Pokud se dokážeme s protistranou domluvit, je vše v pořádku. Pokud k dohodě nedojde, vznikají reklamace a v případě jejich nevyřešení může vzniknout spor.

Ke sporu, až na výjimky, dochází mezi stranami, které spolu mají uzavřený smluvní vztah vymezený platnou smlouvou. Prakticky každá smlouva obsahuje ustanovení o řešení sporů, kde se smluvní strany běžně zavazují ke snaze řešit spory smírnou cestou, případně deklarují možnost řešení sporu u obecného soudu.

Alternativním řešením sporů (ADR – Alternative Dispute Resolution) může být vznik alternativních ombudsmanů, kteří by řešili spotřebitelské spory a tím by ulevili přetíženým soudům. Pro oblast trhu s plynem se do role ADR předpokládá uvedení Energetického regulačního úřadu, obdobně jako pro oblast telekomunikací se předpokládá jako potencionální ADR s Českým telekomunikačním úřadem. Zavedení této praxe v České republice je v současné době diskutováno na různých úrovních, padají argumenty pro i proti a výsledná podoba či termín uvedení do praxe jsou zatím nejasné.

Roli Energetického regulačního úřadu při řešení sporů však již dnes definuje energetický zákon, který ERÚ ukládá jako základní povinnost krom jiného chránit oprávněné zájmy zákazníků

a spotřebitelů v energetických odvětvích. ERÚ může rozhodovat spory o uzavření smlouvy mezi držiteli licencí nebo mezi držitelem licence a zákazníkem a spory o omezení, přerušení nebo obnovení dodávek nebo distribuce plynu z důvodu neoprávněného odběru nebo neoprávněné distribuce. Spory o splnění povinností ze smluv mezi držiteli licencí rozhoduje v případech, ve kterých by jinak byla k rozhodnutí sporu dána příslušnost soudu, pokud s pravomocí Energetického regulačního úřadu rozhodovat vzniklý spor souhlasí všichni účastníci řízení. Na návrh zákazníka odebírajícího plyn pro spotřebu v domácnosti nebo zákazníka, který je fyzickou osobou podnikající, rozhoduje:

- spory mezi zákazníkem a držitelem licence o splnění povinností ze smluv, jejichž předmětem je dodávka nebo distribuce plynu,
- o určení, zda právní vztah mezi zákazníkem a držitelem licence, jehož předmětem je dodávka nebo distribuce plynu, vznikl, trvá nebo zanikl,
- o poskytnutí náhrady za nedodržení stanovených standardů kvality dodávek a služeb v plynárenství.

Objektivně lze konstatovat, že roli ochránce práv zákazníků plní ve všech oblastech, ve kterých se na ERÚ zákazníci obracejí. V této oblasti koná rychle a efektivně. V případě zjištění porušení práv zákazníků, obzvláště zákazníků v postavení spotřebitele, neváhá ani s uložením pokuty. V oblasti řešení sporů mezi držiteli licencí nebo dotazů netýkajících se bezprostředně zákazníků tomu bohužel již tak není. Šetření trvá nepřiměřeně dlouho a výsledek je občas uzavřen konstatováním, že konečný výklad může podat pouze soud. Na druhou stranu je třeba podotknout, že díky podrobnému popisu téměř všech oblastí trhu s plynem v národní legislativě dochází ke sporům mezi držiteli licencí skutečně pouze výjimečně.

14.8.3 Řešení reklamací

Reklamáce zpravidla neřeší tak zásadní problém jako spor, o to více reklamací však vzniká, a to nejen co do absolutního počtu reklamací, ale i co do počtu typů reklamací. I proto bývá ve smlouvách otázce reklamací věnováno více prostoru než řešení sporů. Často jsou tyto informace uváděny ve **Všeobecných podmínkách dodávky**, kde je více prostoru pro popis než například na formulářových smlouvách.

Obecně platí, že zákazníkovi mají být sděleny informace o tom, jakou formou musí být reklamáce uplatněna (písemně, elektronicky, monitorovaným hovorem), výjimečně se definuje i forma samotné reklamáce uvedením formuláře k podání reklamáce. Dále se uvádí, komu má být reklamáce podána: může jít o uvedení konkrétní osoby nebo konkrétní e-mailové adresy, i když nemusí jít o adresu konkrétní osoby (například reklama@odavatel.cz) v rámci usnadnění podání reklamáce bývají vyjmenovány i náležitosti, které má reklamáce obsahovat, například číslo reklamované faktury včetně variabilního symbolu, EIC s adresou odběrného místa, při reklamaci měření číslo plynoměru a přesný popis reklamované skutečnosti.

Často jsou uváděny i termíny pro uplatnění reklamáce a termíny pro vyřízení reklamáce. V této otázce nemusí zákazník bez rozmyslu akceptovat podmínky předložené dodavatelem, protože podrobnosti týkající se reklamací řeší nejen obecné právní předpisy jako občanský zákoník nebo zákon o ochraně spotřebitele, ale pro oblast trhu s plynem platí i specifická vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu.

Vyhláška o kvalitě dodávek plynu definuje celou řadu standardů, které jsou závazné jak pro provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy, tak pro dodavatele plynu.

Po provozovateli přepravní nebo distribuční soustavy lze požadovat například dodržení standardu obnovy přepravy nebo distribuce plynu po poruše, lhůty pro vyřízení reklamace na kvalitě plynu a lhůty pro odstranění příčin snížené kvality plynu nebo standardu dodržení plánovaného omezení nebo přerušování přepravy nebo distribuce plynu. Specifickými standardy platnými pouze pro provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy jsou standardy lhůty pro posouzení žádosti o připojení zařízení zákazníka k přepravní nebo distribuční soustavě a standard umožnění přepravy nebo distribuce plynu. Nejpoužívanějšími standardy jsou lhůty pro vyřízení reklamace měření dodávky plynu a standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování přepravy, distribuce nebo uskladňování plynu.

Zákazník s uzavřenou smlouvou o poskytování sdružených služeb dodávky může svůj požadavek uplatnit buď přímo u provozovatele přepravní nebo distribuční soustavy, nebo u svého dodavatele sdružené služby, který postoupí žádost zákazníka provozovateli příslušného plynárenského zařízení.

Na dodavatele plynu se vztahují standard obnovy dodávky plynu po přerušování z důvodu prodlení zákazníka s úhradou plateb za odebraný plyn a standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování dodávky plynu.

Ve výjimečných případech umožňuje vyhláška o kvalitě dodávek plynu držiteli licence nedodržení standardů, a to v případech, kdy účastník trhu s plynem učiní projev vůle, ze kterého jednoznačně vyplývá požadavek provést tyto úkony a postupy ve lhůtě delší, než je lhůta stanovená standardem, nebo pokud daný účastník trhu s plynem prokazatelně neposkytne součinnost nezbytnou k dodržení standardu. Dodržování standardů se nevyžaduje při vyhlášení stavu nouze, ani pokud není spravedlivě možné požadovat od příslušného držitele licence dodržení standardu, zejména v důsledku vzniku živelních událostí nebo havárií na zařízení přepravní soustavy, distribuční soustavy nebo zásobníku plynu.

15 REGULACE A REGULOVANÉ CENY

Alena Vitásková

Potřeba cenové regulace přirozeně monopolních činností přepravy a distribuce plynu, zajišťovaných ve veřejném zájmu, je neoddiskutovatelná, a to i v plně liberalizovaném prostředí. Jedná se však o velmi komplexní disciplínu, která je ve své podstatě v zásadním střetu dvou zájmů.

Na jedné straně zde stojí přirozená snaha regulačního orgánu v maximální míře chránit zájmy konečných zákazníků, což je zhmotněno především v úrovni regulovaných cen a dohledu nad rozumným vývojem těchto cen v čase.

Na straně druhé zde stojí oprávněné zájmy investorů v regulovaném odvětví, kteří očekávají, že jejich investice bude generovat očekávaný výnos. Pokud regulátor nevytvoří rozumný prostor pro tvorbu zisku, regulované subjekty jej mohou generovat na úkor přemrštěných restrikcí v provozních nákladech, což se může z dlouhodobého hlediska velmi negativně podepsat na kvalitě přepravy a distribuce.

15.1 Teorie potřeby regulace

Diskuse o potřebě regulace je úzce spjata s úlohou státu v ekonomice obecně. Teorie ekonomie definuje regulaci jako soubor opatření spočívající v zákonech a pravidlech vydávaných vládou k vyvolání změny nebo ovlivnění aktivit firem.

Dnes rozlišujeme mezi dvěma základními formami regulace:

- ekonomickou regulací, která je zaměřena na ovlivňování cen v odvětví, podmínek vstupu do odvětví a standardů některých služeb v odvětví. Sem přirozeně spadá regulace veřejně prospěšných činností (distribuce elektřiny, plynu, vody) a některých činností v terciární sféře (veřejná doprava, televize, rozhlas);
- sociální regulací, což je novější forma regulace svázaná s růstem životní úrovně v rozvinutých státech světa mající základ v rostoucím zájmu o zdraví a bezpečnost pracujících, ochraně spotřebitelů, ochraně životního prostředí apod.

Dále se budeme pohybovat pouze v oblasti ekonomické regulace, k jejímuž institucionálnímu zrodu došlo v USA v roce 1887 založením Interstate Commerce Commission (ICC). Ve dvacátém století se postupně rozvinuly dvě základní teorie regulace.

První z nich je tzv. normativní teorie regulace, vycházející z principu ochrany veřejného zájmu (například R. W. Boadway a N. Bruce). Tato tradiční teorie se v ekonomické literatuře označuje pojmem „veřejně prospěšná“ regulace přirozeného monopolu. Hlavním argumentem pro aplikaci takové regulace je zabránit monopolistům v jejich cenovém diktátu.

Druhou, zcela opačnou teorií², je teorie zájmových skupin, někdy se používá také pojem „teorie ovládaného regulátora“. Jak je možné dovodit již z názvu, tato teorie považuje regulaci za výsledek vzájemného působení politických sil a ekonomických zájmů regulovaných monopolistů udr-

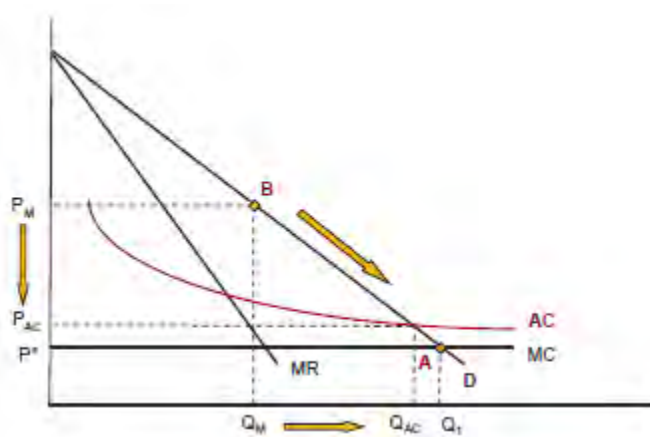
žet si dlouhodobě vlastní výhody v chráněném odvětví. Mezi hlavní propagátory této teorie můžeme zařadit G. Stiglera, A. E. Khana, R. Posnera, M. Watersona, K. D. Schmidta.

Nyní se ale vraťme k tradiční teorii regulace.

Přirozený monopol, kterým přenos a distribuce elektřiny bezesporu je, spadá do prostředí nedokonalé konkurence. Existence monopolu sama o sobě není nic trestuhodného, naopak. Pokud se právě v případě přirozeného monopolu uvážene využije jeho základní charakteristika, kterou je klesající nákladová funkce, pak neexistuje pro spotřebitele levnější varianty stejného statku.

Následující obrázek se pokouší vystihnout principy fungování veřejně prospěšné regulace monopolu.

Obrázek 15.1: Princip fungování regulace monopolu



Bod B na obrázku 15.1, s odpovídajícím množstvím Q_m odpovídá neregulovanému prostředí s maximálním ziskem pro monopolistu (rozdíl mezi cenou a průměrnými náklady). Vyjdeme-li dále z klasického pojetí regulace, kde cena má pokrývat průměrné náklady, pak se posouváme po křivce nabídky do rovnovážného bodu s cenou P_{AC} a množstvím Q_{AC} .

Pokud bychom i zde v případě monopolu považovali za optimální takovou cenu, která odpovídá mezním nákladům, jak praví idea ekonomické efektivity, čemuž odpovídá bod A, způsobovali bychom monopolistovi trvalou ztrátu. Důvodem je, že křivka průměrných nákladů AC má klesající charakter, a proto bude vždy $MC < AC$, z toho také plyne, že cena P^* by byla trvale menší než průměrné náklady AC.

Má-li tedy firma v monopolním postavení dlouhodobě zajišťovat většinou zákonem požadované funkce, je třeba, aby regulátor nastavil takové rozdělení důchodu, které budou spotřebitelé vnímat jako spravedlivé, a monopolistovi, je-li za ním soukromý kapitál, zajistí přiměřený zisk.

15.2 Obecné metody cenové regulace

Existuje celá řada metod regulace cen nebo regulace výnosů, z nichž jsou následně ceny stanovovány, lišících se v základní filosofii přístupu k regulovaným subjektům. Všechny mají shodný a relativně primitivní základní cíl: omezit moc přirozených monopolů ve snaze zvyšovat nepřiměřeně ceny, realizovat neoprávněné nadstandardní zisky. V teorii se způsoby, jimiž se dosahuje

těchto cílů, značně liší, praktická aplikace se však vyznačuje vzájemným přejímáním některých osvědčených dílčích kroků „konkurenčních“ metod, čímž dochází k jejich postupnému sblížení.

Tím, jak se postupně vyvíjí globální ekonomika, jsou nad rámec výše uvedeného základního cíle uplatňována i další kritéria ke stimulaci regulovaných subjektů žádoucím směrem v návaznosti na rozvinutost ekonomiky. V dnešní praxi se proto hlavně v rozvinutých ekonomikách setkáváme s principy tzv. „Performance based incentive regulation“. Jedná se o pobídkovou regulaci sledující například tlak na snižování ztrát v sítích, pobídky k investicím, zlepšení kvality apod.

Nyní se však vraťme více do historie.

15.2.1 Regulace míry výnosnosti (ROR – Rate of Return)

Tato metoda se tradičně uplatňuje již řadu desetiletí v USA a je dnes chápána spíše jako nepružný přístup k regulaci nejen soukromých monopolů, ale i státních monopolních podniků.

Regulace míry výnosnosti se často nazývá regulací nákladů služby, neboť umožňuje společností, aby do regulované ceny zahrnuly náklady, na nichž se shodnou s regulátorem (tj. náklady, které dle názoru regulátora odrážejí náročnost zajištění jimi požadované úrovně služeb konečným uživatelům). Podstatu tohoto způsobu regulace popisuje následující vzorec:

$$RR_{i,t} = OE_{i,t} + D_{i,t} + T_{i,t} + (RR_i \cdot ROR)_t \quad (15.2)$$

$RR_{i,t}$	dosažitelný výnos,
$T_{i,t}$	daně
$OE_{i,t}$	provozní náklady (bez odpisů),
RB_i	základna, k níž je vztahena míra výnosnosti,
$D_{i,t}$	odpisy,
ROR	míra výnosnosti,
i	index specifikující firmu,
t	uvažovaný rok.

Společnosti v tomto případě obvykle předloží regulátorovi údaje o nákladech, objemu kapitálu a ceně kapitálu za určité dohodnuté období (nejčastěji tímto obdobím bývá poslední účetně uzavřený kalendářní rok předcházející období, pro něž se cenová regulace provádí). Regulátor provede audit a analýzu těchto údajů, stanoví předpokládaný vývoj do budoucna a na základě přiměřené míry výnosnosti (stanovené regulačním orgánem) určí celkové příjmy společnosti. Tyto obvykle zůstávají v platnosti do té doby, dokud společnost nepožádá regulátora o jejich revizi (což nastává zejména v okamžiku klesající ziskovosti).

Tato metoda má řadu variant v závislosti na volbě základny, k níž se míra výnosnosti vztahuje. Necht' jsou označeny podle ukazatelů rentability, z nichž vychází.

A) ROA (RETURN ON ASSETS) – RENTABILITA CELKOVÉHO KAPITÁLU

$$ROA = \frac{\text{zisk}}{\text{celkový kapitál}} \quad (15.3)$$

Tato regulace definuje výši zisku jako procento z celkového kapitálu. V tomto případě je tedy finanční struktura irelevantní, neboť ukazatel hodnotí reprodukci veškerého kapitálu vloženého do firmy bez ohledu na jeho původ (zda je vlastní či cizí). Z hlediska finanční analýzy je nezbytné připomenout, který zisk je ve vztahu 15.3 zmiňován. Většinou se počítá se ziskem před zdaněním a před úroky placenými z cizího kapitálu, v některých případech (například v USA) se uvažuje zisk po zdanění, k němuž je přičten „zdaněný“ úrok. V prvním případě není efekt zdanění vůbec podchycen. Jelikož je však daň ze zisku přirozenou součástí ekonomického prostředí, jeví se jako vhodnější aplikace druhého případu.

Volba kapitálové struktury je však u regulace velmi důležitá a v době výrazného kolísání akciových a finančních trhů, jichž jsme nyní svědci, může hrát stěžejní roli. Z tohoto důvodu se používá tzv. vážená cena kapitálu (Weighted Average Cost of Capital), charakterizovaná obecným vztahem:

$$WACC = W_1 \cdot K_1 + W_2 \cdot K_2 + \dots + W_n \cdot K_n$$

W_i	váha i-tého zdroje financí společnosti,
K_i	cena i-tého zdroje financí společnosti,
N	rozdílné zdroje financování společnosti.

Z hlediska regulace budou relevantní především následující zdroje financování:

- vlastní kapitál,
- cizí kapitál (obvykle uvažován pouze dlouhodobý).

Pro ocenění vlastního kapitálu lze použít diskont, stanovený pomocí modelu CAPM (Capital Asset Pricing Model), který tuto cenu kapitálu definuje jako součet bezrizikové sazby a prémie za riziko:

$$r_{vl} = i + \beta \cdot (r_m - i)$$

i	bezrizikový výnos (obvykle se stanovuje na základě výnosu vládních dluhopisů),
r_m	tržní výnos,
r_m	prémie za tržní riziko (market risk premium),
β	ukazatel rizika jednotlivých cenných papírů (koeficient udávající citlivost hodnoty cenného papíru na tržní změny).

Cizí kapitál je možné ocenit úrokovou sazbou v současnosti poskytovaných úvěrů. Váhu příslušného zdroje financí se rozumí jeho podíl na celkovém kapitálu. Vzorec 15.2 lze tedy přepsat následujícím způsobem:

$$WACC = r_{aktiv} = \frac{E}{D + E} \cdot r_{vl} + \frac{D}{D + E} \cdot r_{dluh} \cdot (1 - t)$$

E	vlastní jmění,
D	dluh (cizí kapitál),
r_{aktiv}	výnos celkových aktiv (celkového kapitálu),

r_{vl}	výnos vlastního jmění,
r_{dluh}	výnos cizího kapitálu,
t	daňová sazba.

B) ROE (RETURN ON EQUITY) – RENTABILITA VLASTNÍHO KAPITÁLU

$$ROE = \frac{\text{zisk}}{\text{vlastní kapitál}}$$

Tato metoda definuje výši zisku na základě výnosnosti vlastního kapitálu (zde se obvykle pracuje se ziskem po zdanění). Nevýhodou tohoto způsobu regulace z hlediska regulovaného subjektu je, že v případě, že v jeho kapitálové struktuře má ne zcela zanedbatelný podíl dlouhodobý cizí kapitál, regulátor mu přisoudí nižší zisky než subjektu s nižší mírou zadlužení.

C) ROOA (RETURN ON OPERATIONAL ASSETS) – RENTABILITA PROVOZNÍCH AKTIV

$$ROOA = \frac{\text{zisk}}{\text{provozní aktiva}}$$

V případě volby této varianty se zisk stanoví ve vztahu k provozním aktivům – jejich definice však není zcela jednoznačná.

Není žádných pochyb, že do provozních aktiv patří stálá aktiva charakteru dlouhodobého (hmotného i nehmotného) majetku, nezbytného pro zajištění dané činnosti (tj. v žádném případě by se v provozních aktivech neměl objevit majetek, který není využíván, resp. je pronajímán). Tento však musí být očištěn jednak o poskytnuté zálohy na dlouhodobý majetek, jednak o nedokončené investice.

Stálá aktiva, která mají charakter finančních investic, již nejsou zcela jasně zařaditelná. V případě, že finanční investice jsou jednou ze základních činností podniku, není sporu o jejich zahrnutí do provozních aktiv. Vzhledem k tomu, že regulované subjekty v energetice do takové skupiny firem nezapadají, doporučuje se tato aktiva uvažovat jako provozní jen tehdy, jestliže spolu s investicí do jiné společnosti dochází ke vzájemnému propojení hlavních činností obou společností. Tedy jedná-li se například o outsourcing určitých původně regulovaných aktivit. Obecně je však vhodnější tento druh aktiv do operativních aktiv nezahrnovat.

Mezi provozní aktiva bezesporu patří i hodnota majetku, pořízená formou finančního leasingu. Z hlediska zajištění dané činnosti by neměl být rozlišován operativní či finanční leasing. Majetek využívaný na základě obou forem leasingu by měl náležet do provozních aktiv. Aktivaci majetku využívaného na základě leasingu však na rozdíl od IFRS české účetní standardy neumožňují.

Z oběžných aktiv by součástí provozních aktiv měly být v určité výši i zásoby a finanční majetek (především peníze a účty v bankách). V souvislosti s tímto však vyvstává otázka stanovení přiměřené výše těchto aktiv, do jaké jsou skutečně nezbytná pro danou činnost.

Jak z výše uvedeného vyplývá, metoda je poměrně náročná nejen z pohledu definice samotné základny pro výpočet zisku, ale i z pohledu stanovení přiměřené míry výnosnosti

těchto aktiv. Tento problém se však týká obecně všech regulačních postupů, nikoliv jen této metody.

Toto byl pouze stručný přehled podkategorií ROR. Nyní se vraťme zpět o úroveň výš k hodnocení této a dalších metod.

Regulace míry výnosnosti má silné i slabé stránky. Tak, jak byla nebo je uplatňována například v USA, umožňuje zastoupení veřejnosti v otázkách týkajících se stanovení cen, míry návratnosti a investování. Žádosti regulovaných subjektů o změnu cen se v konečné fázi obvykle projednávají na veřejném slyšení. Toto však není pravidlem ve všech zemích, kde se metoda realizuje. Společnosti se tak dostávají pod dohled veřejnosti. Přestože je tento prvek obecně vnímán velmi pozitivně, za účasti nekvalifikovaného nebo účelově najatého publika se veřejné slyšení stává fraškou a může se v konečném důsledku obrátit proti zákazníkům, protože firma například není schopna udržovat a obnovovat zařízení apod.

Hlavní výhrada proti této metodě spočívá v tom, že neposkytuje podněty pro omezení růstu resp. snížení provozních nákladů a pro efektivní zlepšování, neboť regulátor by dodatečný zisk okamžitě odčerpal ve prospěch zákazníků, ale naopak odměňuje přeinvestování.

Mezi další nedostatky, pro něž bývá metoda odmítána, patří velká náročnost z hlediska získávání, zpracování a analýzy detailních údajů, která klade požadavky na rozsáhlou byrokratickou strukturu. Navíc regulátor bývá v nevýhodě při rozhodování o tom, které z nákladů jsou a které nejsou nezbytné. Regulátor disponuje ve všech ohledech menším množstvím informací než regulované subjekty, které je úřadu selektivně předkládají.

Základním problémem tohoto způsobu regulace v praxi je nesporně otázka „přiměřenosti“ míry rentability. V ekonomii existuje mnoho úrokových sazeb, vyjadřujících různou míru rizika, a neexistuje jednoznačné kritérium pro její výběr. Ačkoliv by se otázka „několika setin procenta“ mohla zdát malicherná, celková změna dosahovaného zisku představuje vzhledem k velkému objemu aktiv značnou finanční částku.

K vyloučení alespoň některých slabých stránek byly vyvinuty další metody, založené na pobídkách k ekonomické efektivnosti.

15.2.2 Metoda cenových limitů (Price Cap)

Tato metoda byla vyvinuta ve Velké Británii, je uvolněnější a administrativně méně náročná. Obecně je známa pod názvem „RPI-X“ nebo také jako „regulace založená na výkonnosti“ (performance based regulation)⁴.

Základem tohoto modelu je uplatnění cenových limitů (tj. definování růstu cen, a tedy oddělení zisků subjektů od jejich nákladů), umožňujících jednotlivým společnostem volnost v jednání ve všech investičních i provozních rozhodnutích. Na rozdíl od předchozí metody umožňuje regulovaným subjektům realizovat všechny přínosy z efektivnosti, dosažené nad rámec standardu, až do doby následující periodické revize cen. Toto období se označuje jako regulační perioda.

V podstatě tato metoda specifikuje maximální růst cen v určitém časovém období, přičemž tento růst je spjat s indexem vývoje spotřebitelských cen (RPI), resp. indexem vývoje cen výrobců (PPI).

Cenový limit pro uvažovaný rok ($t + 1$) se stanoví dle vztahu:

$$p_{i,t+1} = p_{i,t} \cdot \left(1 + \frac{RPI - X}{100} \right) + K$$

$p_{i,t}$	cena ve výchozím roce (stanovena analyticky na základě historických dat),
RPI	změna indexu maloobchodních cen (<i>RPI – Retail Price Index</i>), resp. Změna indexu cen průmyslových výrobců (<i>PPI – Producer Price Index</i>),
X	faktor produktivity,
K	korekční faktor zahrnující náklady, které regulovaná společnost nemůže ovlivnit (exogenní náklady) – například pokrytí nákladů vztahujících se k změně cen nakupované energie,
i	index specifikující firmu.

Cyklus revize cen je pravidelný či předem vyhlášený a je víceletý, neměl by však být kratší než tříletý – v tom případě by byly utlumeny podněty ke zvyšování výkonnosti. Regulátor totiž tímto vytváří regulované firmě prostor pro realizaci přínosů z výraznějšího snižování nákladů (nad stanovený rámec). Po skončení cyklu regulátor opakuje revizi cen (analýzou historických dat, podnikatelských koncepcí apod.) a stanoví nové výchozí ceny pro následující cyklus.

Analýze podléhá i faktor produktivity (nebo též efektivnosti) X. Jeho význam při regulaci spočívá v tom, že jeho prostřednictvím v podstatě regulátor může stanovit pomalejší růst regulovaných cen než cen ostatních, čímž jsou regulované společnosti nuceny ke zvyšování efektivity (tj. X nabývá kladných hodnot). Nastaví-li regulátor faktor X na zápornou hodnotu, přiznává tímto (z věcných příčin) regulovanému subjektu potřebu mimořádných investic k dosažení jím požadované úrovně výkonnostních parametrů, zejména zvýšení spolehlivosti provozu soustavy (přenosové, resp. distribuční), a v konečném důsledku regulované ceny rostou rychleji než ostatní ceny.

Faktor X se regulovaným subjektům obvykle stanoví individuálně (v procentních bodech), a to na základě analýzy historických dat, vzájemného porovnávání výkonnosti srovnatelných subjektů a z toho odvozených předpokládaných přínosů růstem výkonnosti v regulační periodě. Klíčovým problémem je v tomto případě otázka frekvence změn tohoto faktoru. Bude-li měněn příliš často (například každoročně), pak tento způsob regulace povede ke stejným negativním efektům jako regulace na základě míry výnosnosti (tj. K neochotě zvyšovat efektivnost a především k přeinvestování). V případě, že faktor X nebude měněn po dlouhou dobu, zvyšuje se riziko regulačního omylu, kdy regulátor nastaví růst cen příliš „velkoryse“, tehdy budou firmy dosahovat velmi snadno vysokých zisků, nebo naopak příliš restriktivně, což by mohlo ohrozit finanční stabilitu regulovaných subjektů. Jako optimální se jeví právě tří až pětiletý interval stanovování tohoto elementu.

Dalším z problémů, jak v teoretické, tak i v praktické rovině, je kalkulace odpovídajících výchozích cen a faktoru efektivity. Pro dosažení budoucích přínosů z realizace vyšší ekonomické efektivnosti potřebuje mít regulační orgán detailní informace o výsledcích podnikání v odvětví a o budoucím vývoji energetického trhu (poptávka, riziko apod.). V případě, kdy se tato metoda aplikuje poprvé, toto znamená obzvlášť obtížný úkol. Za situace, kdy je navíc současně řešena i určitá transformace sektoru či liberalizace, je pro aplikaci této regulační metody typické nevhodné nastavení prvotních parametrů, které si následně vyžádá další zásahy do cenové regulace, a tedy porušení výše uvedených principů.

Přednost tohoto způsobu regulace spočívá v tom, že poskytuje regulovaným subjektům mnohem účinnější impulsy ke snižování nákladů, a tedy efektivnějšímu využívání kapitálu než regulace míry návratnosti, neboť firmy v plném rozsahu realizují zisk ze snížení nákladů pod úroveň regulátorem stanoveného standardu. Přínosem je též relativně jednoduchá metodika, srozumitelnost a jednoznačnost postupů a snížení nákladů na regulaci.

Zde je vhodné poznamenat, že při aplikaci této metody je třeba skutečně setrvat na jednoduchosti a nedovolit rozvolnění základního vzorce různými korekcemi, neboť následně dochází k přesunu rizik na zákazníky.

15.2.3 Metoda výnosových limitů (revenue cap)

Podstatou je stanovení maximálního přípustného výnosu, kterého může regulovaný subjekt dosáhnout. Podobně jako v případě metody cenových limitů je cílem regulátora stimulovat společnost k maximalizaci zisku minimalizací nákladů a udržováním jejich úspor, dosažených v průběhu regulačního období. Následující ukazuje základní prvky regulace příjmovými limity pro daný rok:

$$R_{i,t+1} = (R_{i,t} + CGA \cdot \Delta Cust) \cdot \left(1 + \frac{RPI - X}{100}\right) + K$$

$R_{i,t+1}$ příjem v uvažovaném roce,

$R_{i,t}$ příjem ve výchozím roce (stanoven analyticky na základě historických dat),

CGA_i koeficient respektující přírůstek zákazníků (Kč/zákazníka),

$\Delta Cust_i$ změna počtu zákazníků,

RPI změna indexu maloobchodních cen (RPI – *Retail Price Index*), resp. změna indexu cen průmyslových výrobců (PPI – *Producer Price Index*),

X faktor produktivity (efektivnosti),

K korekční faktor zahrnující náklady, které regulovaná společnost nemůže ovlivnit (exogenní náklady),

i index specifikující firmu.

Tento model lze aplikovat i ve formě regulace příjmu na zákazníka (revenue-per-customer), kdy člen CGA je roven průměrnému příjmu na zákazníka.

Výhoda metody příjmových limitů spočívá v tom, že v případě podniků s více produkty může být stanovena horní hranice pro každý produkt zvlášť.

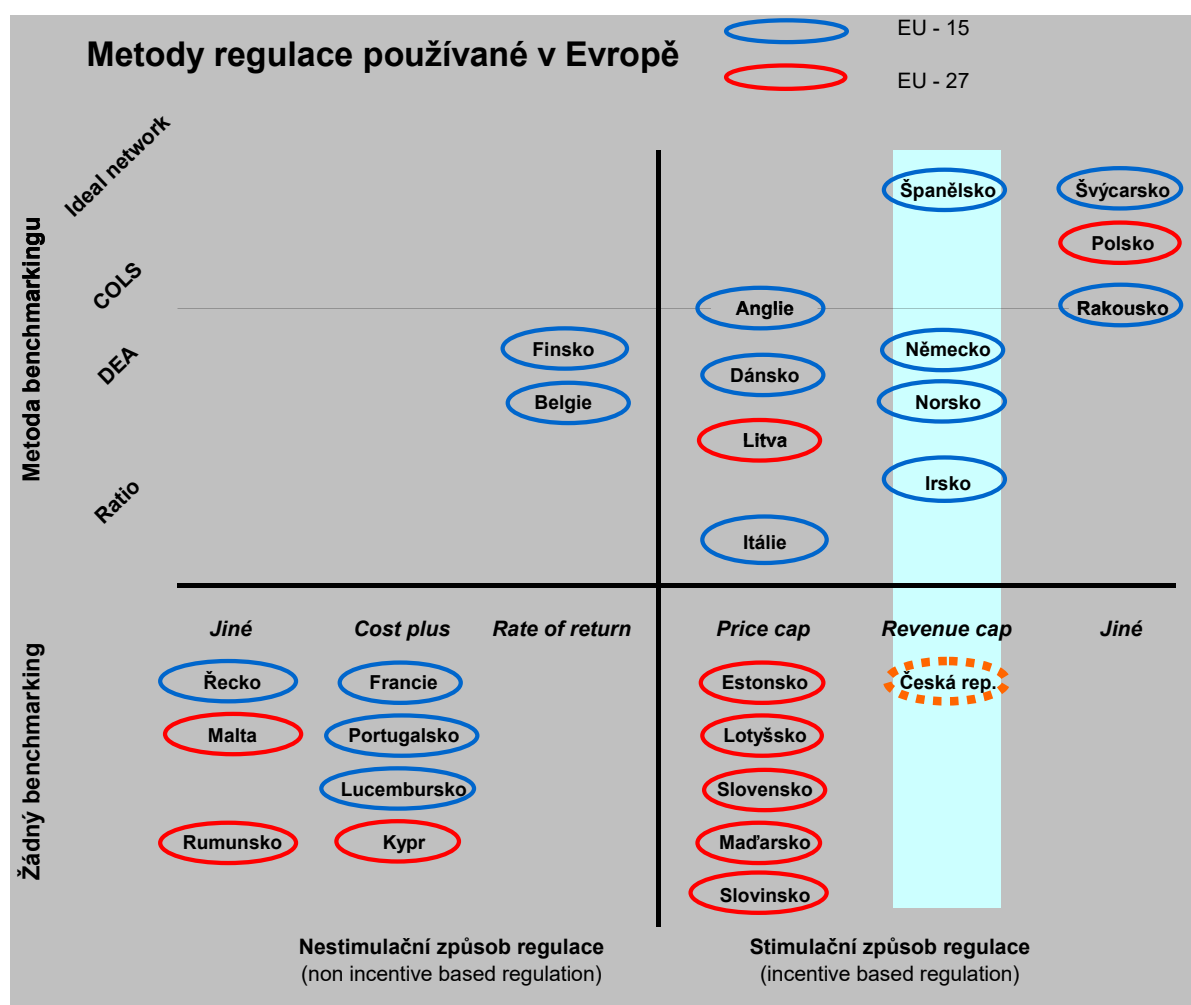
15.3 Zahraniční regulační praxe

Regulační principy a metody, postavené na konceptu liberalizovaného trhu, kde regulaci podléhá pouze činnost přenosu a distribuce elektřiny, jsou ve světovém měřítku dosti ojedinělé a do jisté míry unikátní. V rozvojových zemích Afriky, Asie, Jižní Ameriky, stejně jako v řadě států USA stále dominuje regulace celé energetické vertikály od výroby po dodávku konečným zákazníkům obvykle založená na principu „Rate of Return“ v různých modifikacích. V řadě regionů světa se

rovněž uplatňuje i tzv. regulace prostřednictvím licence (autorizace), kde příslušné státy organizují tendry, jejichž prostřednictvím lákají investory, aby například elektrifikovali (často včetně výstavby zdrojů) nebo významně renovovali určitý region během určitého období a zároveň deklarují závazek vůči investorovi v podobě státem garantovaného ročního minimálního nebo pevného výnosu.

Nyní se však podrobněji věnujme Evropě. Aktuálně používané regulační metody se však i v rámci Evropské unie významně liší, jak je patrné z obrázku 15.4. Motivační metody regulace jsou primárně podporované Evropskou komisí a postupně nahrazují zastaralé metody „Cost Plus“ a „Rate of Return“, které nenutily společnosti zvyšovat provozní efektivitu. Motivační regulace vede společnosti ke zlepšení jejich investiční a provozní efektivitě a má zajistit, aby z této efektivitě profitovali také spotřebitelé.

Obrázek 15.4: Metody regulace používané v Evropě. Pramen: Interní analýzy ERÚ



Metodu regulace s názvem revenue-cap, která je aplikována v ČR, v principu používají také regulační úřady ze Španělska, Německa, Norska a Irska, avšak samotná aplikace této metody je v uvedených zemích rozdílná.

V celkovém porovnání aplikovaných metod používaných v uvedených zemích se regulaci uplatňované Energetickým regulačním úřadem nejvíce přibližují regulační úřady z Irska a Německa. Rozdílné jsou metody používané ve Španělsku, které používá referenční model sítě, nebo v Norsku,

kteřé používá revenue-cap pouze na 40 % nákladů a na 60 % nákladů uplatňuje metodu yards-tick.

Právě motivace společností orientovaná na kvalitu dodávky elektřiny je v Irsku a Německu vysoce využívaná. V Irsku jsou společnosti, které nedosáhnou požadované kvality dodávky, penalizovány odebráním části povolených výnosů až do výše 4 % ročně. V případě Německa jsou stanoveny čtyři dimenze kontroly kvality. Kromě penalizací v podobě odebrání povolených výnosů zde platí také garantované standardy kvality, které, pokud jsou porušeny, je distribuční společnost povinná uhradit zákazníkům předem stanovenou pokutu.

Další oblastí, ve které by bylo možné se teoreticky inspirovat od německého regulátora, je způsob určování faktoru efektivity X pomocí benchmarkingu. V současné chvíli působí na území ČR v energetickém sektoru většina německých firem a také z tohoto důvodu by bylo vhodné pokusit se zapojit do společného benchmarkingu. Z obrázku 15.4 je vidět, že při nastavování regulace pomocí metody revenue-cap byl ERÚ jediným regulátorem, který stanovil faktor efektivity globálně bez použití benchmarkingu.

Zde je však třeba mít na paměti nutné vstupní předpoklady pro provedení kvalitního benchmarkingu dnes často používanými nástroji, jako je například metoda DEA (Data Envelopment Analysis), pracující na bázi lineárního programování. Jedním z nich je samozřejmě dostatečný počet společností, které se mají a dají vzájemně porovnávat.

Pokud se jedná o výběr mezi metodami Price-Cap nebo Revenue-Cap, je třeba vycházet z konkrétních podmínek a stavu prostředí přičemž, vhodnost jedné či druhé varianty se může střednědobě měnit.

V případě metody regulace na povolené výnosy je regulátorem garantován roční výnos v rámci regulační periody, přičemž ceny se stanoví před začátkem roku tak, aby při predikci spotřeby a dalších faktorů bylo dosaženo právě tohoto výnosu. Pokud tento výnos dosažen není nebo je naopak vybráno více peněz, než bylo povoleno, regulátor o příslušnou deltu upraví nastavení cen na další rok.

Pokud jde o regulaci na průměrnou cenu, regulátor na každý rok stanoví přímo cenu nebo ceny, přičemž při odchylce spotřeby nebo větším přírůstkem zákazníků může příslušný regulovaný subjekt vydělat více, může ovšem také vydělat méně. Tato varianta je podstatně jednodušší, neboť není třeba vyčíslvat a následně provádět příslušné korekce.

Vzhledem k možné volatilitě zapříčiněné závislostí na externích faktorech (počasí, poptávka, apod.) se vyznačuje regulace na cenu vyšší mírou rizika, což regulovaný subjekt oprávněně požaduje zohlednit při nastavení míry výnosnosti.

15.4 Metodika regulace pro přepravu a distribuci plynu pro období let 2016–2018

15.4.1 Základní rámec

Energetická legislativa definuje jasný společenský požadavek na transparentní metodiku regulace zajišťující v dlouhodobém horizontu provozovatelům sítí pokrytí jejich oprávněných nákladů, odpisů a přiměřených zisků na straně jedné, spravedlivou cenu a kvalitní servis zákazníkům na straně druhé.

IV. regulační období je ze stran ERÚ deklarováno jako zkrácené, tříleté, jehož hlavním účelem je příprava objektivních vstupů pro další, V. regulační období, které Energetický regulační úřad předpokládá na dobu 7–10 let.

Za hlavní principy regulace považuje Úřad dle Zprávy Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství ze dne 16. 2. 2015 následující:

- stabilitu a dlouhodobou udržitelnost regulačních principů,
- předvídatelnost regulace pro jednotlivé subjekty na trhu s elektřinou a plynem,
- vyváženost regulace z pohledu působení na jednotlivé subjekty,
- objektivnost a transparentnost nastavení regulačních principů a vstupů,
- návaznost na platné legislativní předpisy České republiky a Evropské unie a jejich aktuální změny.

Pro realizaci těchto základních principů předpokládá ERÚ:

- Provést v průběhu posledního roku III. regulačního období (RO) a během IV. RO důsledné nákladové a majetkové kontroly regulovaných subjektů za účelem nastavení objektivních vstupních hodnot do další regulační periody. Prováděné kontroly budou respektovat legislativu platnou v obdobích, která budou kontrolována a jejich závěry budou mít zejména formu doporučení, s konkrétními dopady až do V. RO. K tomuto účelu je zpracována samostatná „Metodika ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti“, jejíž principy budou obsaženy v příslušné vyhlášce.
- Posoudit možnost prezentace výsledků výše uvedených kontrol široké veřejnosti a uvažovat o přechodu metody revenue cap pro náklady na každoroční nákladovou kontrolu prováděnou a zveřejňovanou ERÚ (od V. RO).

- Porovnat u jednotlivých regulovaných subjektů přeceněné odpisy s obnovovacími i rozvojovými investicemi za III., IV. a V. regulační období (po skončení V. RO) a výsledek hodnocení promítnout do relevantního snížení povolených odpisů na VI. RO v případě, že investice nebudou dosahovat hodnoty přeceněných odpisů s tolerancí 5 %.
- Usilovat o úpravu legislativy v oblasti smluv SLA⁵³ tak, aby bylo umožněno ERÚ od určité částky schvalovat smlouvy mezi vertikálně integrovanými společnostmi.
- Posoudit před zahájením IV. RO prostřednictvím nezávislého subjektu přecenění majetku regulovaných subjektů provedené v letech 2005–2007 a jeho aplikaci na oblast regulace. Případné zpřesňující návrhy řešit individuálně s jednotlivými regulovanými subjekty.
- Zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty. Nová ocenění budou korektním způsobem zohledněna při vyhodnocení rozdílů mezi odpisy a investicemi za III., IV., a V. RO. V případě, že od V. RO dojde k novému ocenění RAB, budou aktivované investice posuzovány ve vztahu k regulačním odpisům vycházejícím z nové hodnoty RAB.
- Připravit motivační investiční prostředí, ale zamezit jeho zneužívání.
- Zabezpečit pružnou reakci na neočekávané jevy, ale i na případná závažná kontrolní zjištění.
- Omezit vliv korekčních faktorů tak, aby neměly zásadní dopad do regulovaných cen. K tomu stanovuje ERÚ opatření, která budou regulované subjekty motivovat k objektivizaci vykazovaných plánovaných hodnot, vstupujících do regulace. Pro V. regulační období ERÚ zváží postupný přechod z plánovaných hodnot na skutečné hodnoty v oblastech, kde to bude možné.
- Ověření možností zavedení nových prvků v regulaci, například profit-sharing apod.
- V odůvodněných případech nebo na žádost regulovaných subjektů přistoupí ERÚ k rozložení dopadů meziročních změn cen, aby zajistil, že nedojde ke skokové meziroční změně regulované složky ceny.

Energetický regulační úřad dále předpokládá, že pro tvorbu a nastavení parametrů V. regulačního období bude kompletně vycházet z nastavených a ověřených parametrů a principů IV. regulačního období.

⁵³ Service level agreement („SLA“) označuje smlouvu sjednanou mezi poskytovatelem služby a jejím konzumentem. Většinou se SLA týká oblastí IT, ale není to vždy podmínkou. V uvedeném kontextu se jedná o smlouvy poskytované mezi regulovanou společností a jinou spřízněnou osobou.

15.4.2 Regulace přepravy plynu

15.4.2.1 Postup stanovení cen za přepravu plynu

Cena za přepravu, resp. její jednotlivé druhy z hodnoty tzv. upravených povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy. Níže je uveden základní postup stanovení hodnoty upravených povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy. Kompletní popis postupu stanovení upravených povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy je uveden ve vyhlášce ERÚ č. 195/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v plynárenství a ve Zprávě Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství.

15.4.2.2 Upravené povolené výnosy

Upravené povolené výnosy **UPV_{ppi}** v Kč provozovatele přepravní soustavy jsou pro regulovaný rok *i* stanoveny vztahem:

$$UPV_{ppi} = PV_{ppi} + NCP_{pppli} \cdot PZT_{pppli} + SD_{pppli} + CBK_{ppi} - VOB_{pppli} + KF_{ppi} + PT_{pti}$$

PV_{ppi} [Kč] hodnota povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy pro činnost přeprava plynu pro regulovaný rok *i* stanovená vztahem

$$PV_{ppi} = PN_{ppi} + Oppi + Zppi + FT_{ppi}$$

PN_{ppi} [Kč] povolené náklady provozovatele přepravní soustavy. Konkrétní hodnota povolených nákladů vychází ze skutečných nákladů příslušného provozovatele soustavy, které jsou vykázány ERÚ v souladu s pravidly uvedenými ve vyhlášce ERÚ č. 59/2012 Sb. O regulačním výkaznictví. Tyto náklady jsou poté pro jednotlivé roky regulačního období eskalovány tzv. eskalačním faktorem odrážejícím změnu cenové hladiny zboží a služeb využívaných provozovatelem přepravní soustavy a dále jsou korigovány faktorem efektivity, který vyjadřuje požadavek ERÚ na snižování úrovně celkových nákladů provozovatele přepravní soustavy.

Oppi [Kč] hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy upravená o korekční faktor odpisů vyjadřující rozdíl mezi plánovanou a skutečnou hodnotou odpisů v minulém období,

Zppi [Kč] zisk provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok *i* stanovený vztahem vycházející z míry výnosnosti stanovené ERÚ jako náklad kapitálu (WACC) a hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění přepravy plynu.

FT_{ppi} [Kč] hodnota faktoru trhu provozovatele přepravní soustavy pro rok *i* schválená Úřadem, který bude použit v případech, kdy budou regulovaným subjektům, například Z důvodu změny legislativy, vývoje situace trhu, zavádění nových technologií, likvidace velkých celků majetku, likvidace následků živelných pohrom u nepojištěného majetku apod., vznikat náklady, které nejsou prokazatelně obsaženy ve stanovené nákladové bázi

NCP_{pppli} [Kč/MWh] plánovaná cena energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění plánovaného množství energie plynu na pohon kompresních stanic v přepravní soustavě pro regulovaný rok *i*,

PZTpppli [MWh]	plánované množství ztrát v přepravní soustavě pro regulovaný rok i stanovené jako aritmetický průměr z řady skutečných hodnot za pětileté období končící rokem $i - 2$,
SDpppli [Kč]	plánovaná spotřební daň pro regulovaný rok i za množství energie plynu pro pohon kompresních stanic v přepravní soustavě, která je stanovená na základě skutečné výše spotřební daně v roce $i - 2$,
CBKppi [Kč]	povolené náklady na službu poskytování flexibility subjektem zúčtování pro rok i ,
VOBpppli [Kč]	plánované výnosy provozovatele přepravní soustavy za odchylky nad povolenou toleranci a plánované výnosy za vyvažovací plyn po odečtení nákladů na jeho pořízení pro rok i ,
KFppi [Kč]	korekční faktor pro činnost přeprava plynu pro rok i stanovený podle přílohy č. 3 k této vyhlášce. Úřad na základě žádosti provozovatele přepravní soustavy nebo v odůvodněných případech může uplatnění korekčního faktoru rozložit do více než jednoho regulovaného roku s uplatněním principu časové hodnoty peněz,
PTpti [Kč]	hodnota povolených tržeb provozovatele přepravní soustavy pro činnost mezinárodní přepravy plynu.

15.4.2.3 Ceny za přepravu plynu

Ceny za přepravu plynu jsou kalkulovány na jednotlivé definované vstupní a výstupní body přepravní soustavy a jsou stanovovány z upravených povolených výnosů přepravce, které jsou na tyto jednotlivé vstupní a výstupní body přepravní soustavy alokovány na základě poměru jejich využití.

Upravené povolené výnosy ve výstupním domácím bodě jsou rozalokovány na jednotlivé provozovatele regionálních distribučních soustav a pro skupinu zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě podle nesoudobých maxim jednotlivých regionálních distribučních soustav a nesoudobých maxim všech odběrných míst zákazníků přímo připojených na přepravní soustavu.

Alokace upravených povolených výnosů stanovených pro provozovatele konkrétní regionální distribuční soustavy nebo skupiny zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě do cen přepravy plynu pro zákazníky se provádí na základě součtu nesoudobých distribučních kapacit zákazníků připojených k této distribuční soustavě a součtu rezervovaných kapacit zákazníků přímo připojených na přepravní soustavu. Tyto ceny budou součástí ceny za distribuci plynu a ceny za přepravu plynu pro zákazníky přímo připojené k přepravní soustavě.

Kompletní popis postupu stanovení cen za přepravu plynu je uveden ve vyhlášce ERÚ č. 195/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v plynárenství a ve Zprávě Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství.

15.4.3 Regulace distribuce plynu

Cena za distribuci plynu vychází z hodnoty tzv. upravených povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy. Základní postup stanovení hodnoty upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy je analogický s výše popsaným postupem stanovení upravených

povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy. Kompletní popis postupu stanovení upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy je uveden ve vyhlášce ERÚ č. 195/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v plynárenství a ve Zprávě Energetického regulačního úřadu o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství.

15.5 REMIT – pravidla pro velkoobchodní trh a režim kontroly proti zneužití tržní pozice

15.5.1 Nařízení o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií

Úsilí vedoucí k přijetí zvláštních sektorových pravidel za účelem posílení transparentnosti na velkoobchodním trhu s energií navázalo na zjištění Komise při sektorovém šetření provedeném v letech 2005–2007. Mezi hlavní překážky úspěšné liberalizace a integrace trhů byla vedle koncentrace, rozdělení a vertikální uzavřenosti trhů či dlouhodobě nedostatečné likvidity, identifikována rovněž obecně nedostatečná průhlednost některých tržních operací, a to zejména v souvislosti s výrobou elektřiny a praktikami typu capacity withholding, a potřeba zlepšení přístupu k relevantním tržním informacím s cílem zvýšit důvěru spotřebitelů a dalších účastníků v trh a omezit riziko manipulace s trhem. Potřeba vytvoření samostatného legislativního rámce vyvstala i v návaznosti na doporučení Evropského výboru regulátorů trhů s cennými papíry (CESR) a Skupiny evropských regulačních orgánů pro elektroenergetiku a plynárenství (ER-GEG). Komise poukázala na nedostatečnou aplikovatelnost předpisů primárně určených pro zajištění stability a transparentnosti finančních trhů – tzv. Směrnice o zneužívání trhu (2003/6/ES, MAD) a směrnice o trzích finančních nástrojů (2004/39/ES, MiFID) – pro účely detekce manipulativního jednání na energetických trzích a zajištění stability a funkčnosti těchto trhů. Rovněž skutečnost, že převažující množství elektřiny je zobchodováno mimoburzově, resp. OTC (až 75 % celkového množství dle údajů Komise z roku 2009), tedy mimo oblast působnosti směrnic MAD a MiFID, posílila rozhodnutí Komise přistoupit k přijetí sektorově specifických pravidel. K urychlení přijetí společného legislativního rámce přispěly i případy manipulace, které byly odhaleny na trzích se zemním plynem ve Spojených státech (například případ fondu Amaranth v roce 2006) a obavy Komise, zda by podobné praktiky byly vůbec odhaleny, pokud by k nim došlo v EU, a to vzhledem k absenci konzistentního přístupu v dohledu na evropských energetických trzích.

Výše uvedené ambice Komise byly zrealizovány přijetím **nařízení (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (REMIT)**, které stojí na dvou základních pilířích:

- Zajištění transparentnosti na energetických trzích prostřednictvím povinností zaměřených na sběr dat, a to jednak oznamování údajů o transakcích, včetně příkazů k obchodování a zveřejňování a oznamování tzv. fundamentálních dat a tzv. důvěrných informací (inside information) Agentuře pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER), včetně monitoringu trhů ze strany ACER;
- Zajištění integrity energetických trhů prostřednictvím zákazu manipulace s trhem a zákazu obchodování tzv. zasvěcených osob (insider trading).

15.5.2 Předmět úpravy a oblast působnosti

REMIT vychází z právních předpisů aplikovatelných pro oblast finančních trhů (MAD) se snahou o vytvoření legislativního rámce „šitého na míru“ pro odvětví energetiky. Řada definic je koncipována poměrně široce, což v praxi může způsobovat případné aplikační problémy.

REMIT dopadá na obchodování s velkoobchodními energetickými produkty, a to:

- smlouvy na dodávky elektřiny nebo zemního plynu s místem dodávky v Unii;
- deriváty týkající se elektřiny nebo zemního plynu vyráběných, obchodovaných nebo dodávaných v Unii;
- smlouvy týkající se přenosu elektřiny nebo přepravy zemního plynu v Unii;
- deriváty týkající se k přenosu elektřiny nebo přepravy zemního plynu v Unii.

Články REMIT týkající se zákazů manipulace s trhem a zákazu obchodování tzv. zasvěcených osob se neaplikují na burzovní deriváty, resp. obecně investiční nástroje spadající do působnosti MAD (od července 2016 bude nahrazeno nařízením č. 596/2014 o zneužívání trhu, MAR). Obdobně je tomu v případě například emisních povolenek, které v budoucnu spadnou do oblasti působnosti MAR.

Maloobchodní smlouvy s koncovými zákazníky REMIT nevnímá jako rizikové z pohledu možné manipulace s trhem, to však pouze v případě, že se jedná o koncové zákazníky s kapacitou spotřeby nepřesahující 600 GWh/rok. Rovněž způsob, jakým došlo k zobchodování daného produktu či místo, kde došlo k uzavření transakce, není z hlediska oblasti působnosti REMIT relevantní. Široká oblast působnosti REMIT zahrnuje nejen obchodní místa ve smyslu předpisů v oblasti kapitálového trhu (tj. regulované trhy, mnohostranné obchodní systémy či nově organizované obchodní systémy, k tomu viz rozšíření oblasti působnosti nové směrnice o trzích finančních nástrojů (směrnice 2014/65/EU), MiFID II), ale rovněž například brokerské platformy či čistě bilaterální obchody mezi jednotlivými účastníky trhu. Stranou nezůstávají ani vnitroskupinové obchody.

15.5.3 Zajištění integrity trhu

Osobám, které mají důvěrné informace týkající se velkoobchodních energetických produktů, jako například členové statutárního orgánu či osoby s podílem ve společnosti, osoby, které přicházejí do styku s důvěrnými informacemi v souvislosti s výkonem svých pracovních povinností, v neposlední řadě rovněž osoby, které získaly důvěrnou informaci trestnou činností či osoby, které vědí, resp. by měly vědět, že se jedná o důvěrnou informaci (**zasvěcené osoby**), je **zakázáno** tuto informaci (i) **použít** při obchodování s produkty, jichž se důvěrná informace týká, (ii) **sdělovat** tuto informaci další osobě, pokud se tak neděje v souvislosti s plněním pracovních, profesních či jiných povinností, a na základě této informace (iii) **doporučovat** či **navádět** jinou osobu k obchodování s produkty, jichž se důvěrná informace týká – ve zkratce **zákaz obchodování tzv. zasvěcených osob (prohibition of insider trading)**.

Výjimku z výše uvedeného zákazu REMIT stanoví pro (a) provozovatele přenosové či přepravní soustavy v případě transakcí uskutečněných za účelem nákupu plynu či elektřiny pro zajištění bezpečného provozu soustavy (výjimka je ale aplikovatelná pouze v případě zákazů ad (i) a (ii), jak je uvedeno výše), (b) transakce plynoucí z ujednání před nabytím důvěrné informace, (c) transakce provedené výrobcí elektřiny a producenty zemního plynu, provozovateli zásobníku

plynu či LNG za účelem pokrýt fyzickou ztrátu vyplývající z neplánovaných odstávek, kdy by jinak nebyli schopni dostát svých smluvních závazků a (d) transakce uskutečněné v souladu s pravidly pro mimořádné situace trhu. Oznamovací povinnost či povinnost zveřejnit důvěrné informace není nicméně v případě transakcí uvedených ad (c) dotčena.

Pro vymezení rozsahu zákazů a dalších povinností dle REMIT má pojem **důvěrná informace (inside information)** klíčový význam. REMIT vymezuje důvěrnou informaci prostřednictvím čtyř základních pojmových znaků: (i) detailnost informace, (ii) skutečnost, že tato informace nebyla zveřejněna, (iii) informace se přímo či nepřímo týká jednoho nebo více velkoobchodních energetických produktů, a (iv) pokud by tato informace byla zveřejněna, pravděpodobně by významně ovlivnila cenu těchto produktů. REMIT dále upřesňuje, jaký okruh informací je z hlediska předmětu úpravy relevantní. Jedná se o tři kategorie informací, a to (a) informace, ohledně kterých již existuje povinnost směřující k zajištění transparentnosti, především informace, které musí být zveřejňovány podle nařízení (ES) č. 714/2009 a nařízení (ES) č. 715/2009, resp. v návaznosti na ně podle pokynů přijatých Komisí či relevantních kodexů, či informace zveřejňované v souladu s jinými unijními či národními předpisy, pravidly, smlouvami či obchodními zvyklostmi na daném trhu (v případě, že tyto informace mohou významně ovlivnit cenu), (b) informace týkající se kapacity a zařízení pro výrobu, skladování, spotřebu nebo přepravu elektřiny či plynu a zařízení na LNG, včetně plánovaných či neplánovaných odstávek těchto zařízení, a dále velmi široce formulována kategorie (c) informací, které by běžný účastník trhu pravděpodobně využil pro své rozhodnutí ohledně provedení transakce, resp. příkazu k obchodování.

REMIT dále **zakazuje účast na manipulaci s trhem**, rovněž i pokus o účast na manipulaci s trhem, přičemž rozlišuje tři případy **manipulativního jednání vztahujícího se k transakcím**, a to **podvodné manipulativní jednání** spočívající v provedení transakcí či podání příkazů k obchodování, které jsou (i) falešné či zavádějící, nebo (ii) za pomoci smyšlených prostředků a dalších forem klamání a lstí; v obou případech je tímto způsobem vydán falešný či zaváděcí signál vztahující se k nabídce, poptávce nebo ceně velkoobchodních energetických produktů. Mezi jednání vzbuzující klamavý dojem o určité obchodní aktivitě daného účastníka trhu lze zařadit například obchody, při kterých nedochází ke změně vlastnictví (wash trades) či protisměrná obchodování (improper matched orders); mezi jednání s využitím smyšlených prostředků, resp. Snahou o jejich využití, například Zneužití investičního doporučení (scalping) nebo koordinované obchody směřující k umělému nastavení určité výše ceny (pump and dump). Poslední typ manipulativního jednání spočívá v (iii) **ovlivňování ceny velkoobchodních energetických produktů (price positioning)** a zahrnuje jednání jako například obchodování těsně před uzavřením trhu (marking the close) nebo jednání směřující k vytvoření nebo až zneužití dominantního postavení na trhu. Vedle výše uvedených jednání REMIT za manipulaci s trhem považuje rovněž jednání spočívající v **šíření nepravdivých nebo zavádějících informací** se stejným efektem jako ve výše uvedených případech, a to pokud osoba, která tyto informace šíří, ví, nebo by měla vědět, že tyto informace nejsou pravdivé, resp. mohou být zavádějící. Výjimka je v tomto ohledu předvídána pouze v souvislosti se svobodou tisku, ačkoliv i v tomto případě je nutno zohlednit případné postranní úmysly, které stojí za zveřejněním příslušné informace v médiích.

15.5.4 Zajištění transparentnosti na trhu

Za účelem zvýšení transparentnosti na energetickém trhu ukládá REMIT účastníkům trhu povinnost zveřejňovat důvěrné informace. Základním definičním znakem **účastníka trhu** by mělo být provádění transakcí či zadávání příkazů k obchodování na velkoobchodním trhu s energií. Pokyny ACER však okruh účastníků trhu koncipují širěji. Vedle jednotlivých plynárenských pod-

nikatelů ve smyslu třetí plynárenské směrnice jsou za účastníky trhu považováni rovněž výrobci elektřiny či plynu nebo koncoví zákazníci naplňující výše uvedené kritérium technické kapacity spotřeby nad 600 GWh ročně. Provozovatelé přenosové či přepravní soustavy jsou jako účastníci trhu výslovně uvedeni přímo v REMIT. Pozice provozovatelů zásobníku plynu se může zdát v některých aspektech nejasná, nicméně pokyny i tyto subjekty řadí mezi relevantní účastníky trhu. V neposlední řadě se do okruhu účastníků trhu řadí i investiční společnosti dle MiFID.

Účastníci trhu mají povinnost zveřejňovat důvěrné informace, jež jsou jim známy, a to ve vztahu k jejich předmětu podnikání či zařízením, která účastník trhu nebo mateřský či přidružený podnik vlastní, nad kterými vykonávají kontrolu, případně, u nichž účastník či podnik zcela nebo částečně odpovídá za provozní záležitosti. Tyto informace by měly být zveřejněny **včas a účinným způsobem**, REMIT k tomu bližší návod nestanoví, nicméně dle pokynů ACER je zřejmé, že ACER do budoucna preferuje zveřejňování důvěrných informací prostřednictvím platform (například platformy ENTSO-G či GSE) a v harmonizované podobě. Po časově omezenou dobu a za splnění určitých podmínek (ohledně dostupnosti zveřejňovaných informací) – při neexistenci relevantní platformy – je přípustné splnit tuto povinnost rovněž prostřednictvím zveřejnění důvěrných informací na webových stránkách jednotlivých účastníků trhu. Z časového hlediska počítají pokyny ACER s tím, že ke zveřejnění by mělo dojít nejpozději do hodiny (pokud v tomto ohledu není stanoven jiný časový horizont v předpisech EU jako například nařízení (ES) č. 715/2009 či v kodexech sítě), v každém případě před obchodováním na základě této informace. Relevantními údaji, které by měly být zveřejněny, jsou důvěrné informace, REMIT nicméně poněkud nelogicky rovněž u této povinnosti odkazuje na část informací, které jsou již obsaženy v samotné definici důvěrných informací. Ve specifických případech počítá REMIT s možností pozdržet splnění této povinnosti za účelem ochrany legitimních zájmů (bez dalšího upřesnění jako je tomu například v případě pokynů ESMA k MAD), pokud toto pozdržení (i) nebude závadějící pro veřejnosti a zároveň (ii) účastník trhu zajistí důvěrnost těchto informací a nevyužije tyto informace při obchodování; v tomto případě je ale nezbytné tuto skutečnost ohlásit ACER a ERÚ, včetně uvedení relevantních důvodů.

Mezi další povinnosti stanovené REMIT v souvislosti se zvýšením transparentnosti na energetických trzích náleží **oznamovací povinnost** vůči agentuře ACER, které přísluší pravomoc ve spolupráci s národními orgány monitorovat velkoobchodní trhy s energií. Oznamovací povinnosti blíže specifikované v REMITu platí pro účastníky trhu od 7. října 2015, respektive od 7. dubna 2016. Pro účastníky trhu REMIT stanoví vedle výše uvedené oznamovací povinnosti rovněž povinnost registrace, přičemž účastníci trhu se zaregistrují u vnitrostátního regulačního orgánu, kterým je v případě ČR Energetický regulační úřad, jenž spravuje národní registr účastníků trhu s energií (CEREMP). Předmětem oznamovací povinnosti jsou jednak (i) údaje týkající se transakcí či příkazů k obchodování, jednak (ii) fundamentální data, jejichž okruh se částečně překrývá s definicí důvěrné informace. Výjimkou jsou data, která již byla oznámena v souladu s jinými předpisy EU, tj. podle MiFID - do budoucna dle nařízení (EU) č. 600/2014 (MiFIR) – a podle nařízení (EU) č. 648/2012 (EMIR).

REMIT v případě oznamování transakcí a příkazů pouze rámcově upravuje obsah těchto oznámení (identifikace velkoobchodních energetických produktů, cena, množství, lhůty plnění, strany transakce atd.), bližší podrobnosti ponechává na vymezení v prováděcím aktu Komise (prováděcí nařízení Komise č. 1348/2014), zejména pak je nutno vycházet z příloh tohoto nařízení. Ačkoliv REMIT výslovně umožňuje splnit tuto povinnost prostřednictvím jiných subjektů (například třetí strany jednající jménem účastníka trhu organizovaný trh, centrální protistrany či registry obchodních údajů ve smyslu EMIR, obchodní systémy), kteří sami nemusí být nutně účastníky trhu, odpovědnost za splnění této povinnosti nese vždy účastník trhu, jehož data jsou oznamována. V souvislosti s oznamováním údajů rozlišuje prováděcí nařízení dvě fáze, a to

(1) oznamování údajů – v termínu do následujícího pracovního dne po uzavření, změně či zrušení - vztahujících se k transakcím, včetně příkazů k obchodování, které se týkají **tzv. standardních kontraktů** týkajících se velkoobchodních energetických produktů přijatých k obchodování na organizovaném tržním místě bez ohledu na to, zda k transakci skutečně dojde na tomto trhu, či nikoli (pojem **organizovaných tržních míst** je nutno vnímat v širším pojetí než například dle MiFID/MiFID II, zahrnuje například i brokerské platformy), a (2) oznamování údajů – v termínu do měsíce následujícího po uzavření, změně či zrušení – vztahujících se k **tzv. nestandardním kontraktům**, jejichž okruh prováděcí nařízení vymezuje negativním způsobem, jako opak standardních kontraktů (jedná se zejména o čistě bilaterální obchody). První fáze, která by měla být spuštěna v říjnu 2015, předpokládá, že oznamování do systému ACER (ARIS) bude probíhat pouze prostřednictvím organizovaných tržních míst. Ve druhé fázi mají účastníci trhu možnost splnit povinnost buď prostřednictvím třetích stran nebo napřímo. V každém případě oznamovací povinnost může být splněna pouze s využitím **tzv. registrovaných mechanismů pro oznamování (RRM)**, tedy i v případě oznamování pouze vlastních dat musí dotčený účastník trhu projít procesem registrace, aby se stal RRM.

Prováděcí nařízení nicméně určitý okruh smluv a transakcí vyjímá z pravidelného oznamování, přičemž oznamování těchto vymezených smluv a transakcí probíhá ad hoc na základě odůvodněné žádosti Agentury ACER, nejsou-li uzavřeny na organizovaných tržních místech. Jedná se vnitroskupinové smlouvy či smlouvy malých výrobců elektřiny (do 10 MW instalovaného výkonu na jednu výrobu či výrobní blok) a smlouvy výrobců plynu (do 20 MW) a dále transakce na nákup elektřiny či plynu pro vyrovnávání soustavy. Pro výrobce elektřiny nebo plynu pod výše uvedenými prahovými hodnotami je rovněž stanovena výjimka z povinnosti registrace.

Oznamování tzv. fundamentálních dat by mělo být zahájeno rovněž ve dvou etapách, a to (1) u dat, které budou zveřejňovány na platformách ENTSO-E či ENTSO-G (v plynárenství zejména údaje o přepravní kapacitě a využití jednotlivých zařízení provozovatelů přepravních soustav, včetně plánovaných či neplánovaných odstávek) v termínu od 7. října 2015 simultánně se zveřejněním daného údaje na těchto platformách, (2) u dat v souvislosti s uskladňováním plynu či LNG (například za PZP údaje o nominacích na následující den, individualizované údaje ohledně skladovací kapacity, a to dle množství a konkrétního účastníka trhu) od 7. dubna 2016, a to v termínu do následujícího pracovního dne. Rovněž v případě PZP se počítá s využitím společné platformy pro zveřejňování údajů týkajících se skladovací kapacity množství uskladněného plynu či plánovaných nebo neplánovaných odstávek skladovacích zařízení. V souvislosti se skladováním plynu mají účastníci trhu povinnost přímo vykazovat některé údaje (konkrétně údaj o množství uskladněného plynu na konci plynárenského dne), lze ale předpokládat, že tato povinnost bude plněna prostřednictvím PZP, kteří těmito údaji rovněž disponují.

REMIT či prováděcí nařízení nspecifikuje, po jak dlouhou dobu by se měly pro účely kontroly jednotlivé údaje archivovat. Již existující obecná povinnost plynoucí z energetického zákona – uchovávat po dobu pěti let údaje týkající se všech transakcí podle smluv, jejichž předmětem je dodávka plynu či elektřiny, a deriváty týkající se plynu či elektřiny a na žádost je poskytnout příslušným vnitrostátním orgánům (zejména ERÚ či ÚOHS) a Komisi – byla novelou (zákon č. 131/2015 Sb.) doplněna o povinnost uchovávat údaje, které se oznamují ACER, a to po dobu tří let od uskutečnění transakce nebo od přijetí záměru transakci uskutečnit. Touto novelou byly do energetického zákona doplněny i pravomoci ERÚ či sankce za porušení zákazů či nesplnění povinností dle REMIT v rozpětí od 50 000 Kč (horní hranice v případě porušení zákazů či povinností stanovených REMIT u fyzických osob-nepodnikatelů) až do 50 000 000 Kč (v případě fyzických osob podnikajících a právnických osob).

16 MĚŘENÍ MNOŽSTVÍ PLYNU

Milan Horálek, Jan Ruml

Měření množství plynu je velmi důležitým segmentem plynárenského odvětví, neboť správné změření proteklého zemního plynu významným způsobem mj. promlouvá i do ekonomiky plynárenských společností. Jedná se totiž o měření obrovských kvant tohoto média (jen v Evropě se jedná o ca 500 miliard m³/rok). Pokud jsou zároveň „technologické ztráty plynu“ řadou evropských zemí uváděny hodnotou kolem 2 %, tzn. celkem by se evropské „technologické ztráty plynu“ pohybovaly okolo hodnoty 10 mld. m³/rok je evidentní, že – pokud je část „technologických ztrát plynu“ spojována s ne úplně přesným měřením průtočného kvanta plynu – je potřeba se segmentu měření množství plynu velmi detailně věnovat. I když se na odhadnuté hodnotě „technologických ztrát plynu“ podílí měření jen částí, stále jde o část z celkové hodnoty na úrovni kolem 100 miliard Kč.

S ohledem na výše uvedené a s ohledem na žádoucí neprodlenou informaci o okamžitém stavu nátoku a výtoku zemního plynu té které plynárenské sítě, by bylo jistě vhodné mít k dispozici i na všech výstupech z plynárenské soustavy přesná měřidla s elektronickým výstupem vůči centrále. Takový systém však dosud vybudován zejména z finančních důvodů nebyl, neboť zejména náklady na „chytrá měřidla“ by zatím neodpovídaly přínosům takového systému. Na straně druhé se – zejména s rozvojem IT – jistě blíží doba, kdy bude „smart metering“ zcela normální technologií přinášející zároveň řadu souvisejících služeb a výhod.

Vzhledem k současnému stavu je ale v dalších kapitolách věnován poměrně široký prostor také „typickým diagramům dodávky“, s pomocí kterých se modeluje okamžitý stav se zahrnutím neprůběhových měřidel.

16.1 Typy měřicích zařízení a podmínky instalace

16.1.1 Schvalování typů měřidel

Přístroje, které jsou používány k indikaci měřené veličiny, nazýváme měřidla. Pro účely metrologie je rozdělujeme na etalony, pracovní měřidla stanovená, pracovní měřidla nestanovená a certifikované referenční materiály. Nad těmito přístroji je vykonávána státní metrologická kontrola při schvalování, při prvotním a následném ověřování typu měřidla a při certifikaci referenčních materiálů.

Etalony jsou měřidla s nevyšší metrologickou vypovídací schopností. Slouží k realizaci a uchování jednotky nebo stupnice a k přenosu jednotky nebo stupnice na měřidla nižších přesností.

Pracovní měřidla stanovená (stanovená měřidla) jsou měřidla, která Ministerstvo průmyslu a obchodu stanoví vyhláškou a podléhají povinnému ověřování podle této vyhlášky obchodu. Do této kategorie patří měřidla, která se používají při měření pro stanovení sankcí, poplatků, tarifů a daní, při ochraně veřejných zájmů a v závazkových vztazích (prodej, nájem, darování, služby,

náhrady škod, majetkové újmy) a dále i pro ochranu životního prostředí a zdraví, nebo pro bezpečnost při práci.

Pracovní měřidla nestanovená jsou všechna ostatní měřidla.

Certifikované referenční materiály (a ostatní referenční materiály) reprezentují hodnotu konkrétní veličiny (například kilogramové závaží).

U všech používaných měřidel je nutné definovat jejich návaznost. Tím se rozumí zařazení daných měřidel do nepřerušené posloupnosti přenosu hodnoty veličiny počínající etalonem nejvyšší metrologické kvality pro daný účel. Způsob návaznosti pracovních měřidel stanoví uživatel měřidla.

Používají se k tomu etalony a pracovní měřidla.

Státní etalony mají pro příslušný obor měření nejvyšší metrologickou kvalitu ve státě. Schvaluje je ÚNMZ (Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví) a uchovává je ČMI (Český metrologický institut), nebo oprávněné subjekty pověřené ÚNMZ. Za tvorbu, rozvoj a udržování odpovídá stát. Státní etalony se navazují na mezinárodní etalony uchovávané podle mezinárodních smluv nebo na státní etalony jiných států s odpovídající metrologickou úrovní. K ochraně státních etalonů může být zřízeno v okolí jejich uchovávání ochranné pásmo podle zvláštních předpisů.

Hlavní etalony tvoří základ návaznosti měřidel u subjektů, podléhají povinné kalibraci, kterou provádí na žádost uživatele ČMI nebo SKS (Středisko kalibračních služeb). Lhůtu následující kalibrace hlavního etalonu stanoví uživatel podle metrologických a technických vlastností konkrétního hlavního etalonu nebo podle způsobu a četnosti používání hlavního etalonu.

Pracovní měřidla jsou všechna ostatní měřidla, která slouží k metrologickým činnostem (například kalibrace). Návaznost pracovních měřidel si zajišťují jejich uživatelé sami pomocí svých hlavních etalonů, prostřednictvím ČMI nebo SKS, popřípadě u jiných uživatelů měřidel, kteří mají příslušné hlavní etalony navázané na etalony ČMI, SKS, nebo na etalony zahraničních subjektů se srovnatelnou metrologickou úrovní.

Pracovní měřidla stanovená se považují za měřidla, jejichž typ byl schválen podle tohoto zákona. Ověřením stanoveného měřidla se potvrzuje, že stanovené měřidlo má požadované metrologické vlastnosti. Ověřené stanovené měřidlo opatří ČMI nebo AMS (Autorizované metrologické středisko) buď úřední značkou, nebo vydá ověřovací list.

Poškozování nebo pozměňování platných úředních značek je zakázáno. Měřidla, která mají původ ve státech EU, se považují za měřidla ověřená podle tohoto zákona, pokud jsou označena značkami platnými v EU, které jsou prvotního ověření, pokud zvláštní právní předpis nestanoví jinak.

Místem pro uplatnění požadavku na ověření stanoveného měřidla je buď územně příslušné pracoviště ČMI, nebo AMS, které je pro požadovaný výkon autorizováno. Požadavky na ověření pro následující rok je třeba uplatnit do 31. prosince roku předcházejícího (výjimečně do 60 dnů před uplynutím doby platnosti ověření). Požadavek na ověření nového nebo opraveného stanoveného měřidla se uplatňuje po jeho dodání a instalaci nebo po provedené opravě. ČMI nebo AMS určí místo, kde se ověřování stanovených měřidel provádí. Bývá to zejména vlastní laboratoř ČMI, AMS nebo místo instalace stanovených měřidel.

V případech, kdy je to účelné, může být stanoveno hromadné ověřování, při kterém se využívá statistických metod. Ověření stanoveného měřidla se potvrdí opatřením stanoveného měřidla

úřední značkou na místech určených v certifikátu stanoveného měřidla nebo vydáním ověřovacího listu.

Základem úřední značky je symbol dvouocasého lva, doplněný písmeny „CM“ (přiděluje ČMI), nebo písmeny „K“, nebo „CZK“ (přiděluje AMS). Právní význam obou těchto úředních značek je rovnocenný. Úřední značky jsou dále doplněny evidenčním číslem, písmenným označením nebo přidavnou značkou ověřujícího pracoviště, které přiděluje ÚNMZ.

U stanovených měřidel, která podléhají následnému ověřování, je úřední značka doplněna posledním dvojčíslím roku, v němž bylo ověření provedeno. V případech, kdy je pro daný typ stanoveného měřidla certifikátem stanoveno umístění více než dvou úředních značek, je při schválení typu určena hlavní úřední značka, která je rozhodující pro učení roku ověření stanoveného měřidla.

Úřední značky umístěvané na stanoveném měřidle jsou provedeny jako závěsná plomba s úřední značkou na lící straně a s posledním dvojčíslím letopočtu ověření na rubové straně nebo jako samolepicí štítek, popřípadě jiným způsobem schváleným ÚNMZ. Značka stanovená touto vyhláškou jako úřední značka musí být čitelná a nesmí být použita jinými než oprávněnými subjekty a pro jiné účely než pro ověření stanoveného měřidla. Pokud z technických důvodů hrozí snížená čitelnost úřední značky, upraví ji ÚNMZ do jiné podoby.

Doba platnosti ověření stanoveného měřidla se počítá od začátku kalendářního roku následujícího po roce, v němž bylo ověření stanoveného měřidla provedeno. U stanovených měřidel a certifikovaných referenčních materiálů, pro něž se vystavuje ověřovací list nebo certifikát, se doba platnosti počítá ode dne vydání ověřovacího listu nebo certifikátu. Platnost ověření stanoveného měřidla zaniká, jestliže uplynula doba platnosti jeho ověření, stanovené měřidlo bylo poškozeno tak, že mohlo ztratit některou vlastnost rozhodnou pro jeho ověření, popřípadě jestliže byla znehodnocena, popřípadě odstraněna úřední značka.

Při kalibraci pracovního měřidla se jeho metrologické vlastnosti porovnávají s etalonem, s certifikovaným referenčním materiálem nebo s ostatním referenčním materiálem za předpokladu dodržení zásad návaznosti měřidel. Jednotnost a správnost pracovních měřidel zajišťuje v potřebném rozsahu jejich uživatel kalibrací, není-li pro dané měřidlo vhodnější jiný způsob či metoda.

16.1.2 Měření zemního plynu

Je všeobecně známé, že obecné požadavky na měření dodaného množství plynu u koncových zákazníků jsou v současné době výrazně větší, než tomu bylo v minulosti. Tato skutečnost samozřejmě klade mimořádné nároky na instrumentaci, která se používá pro měření průtoku zemního plynu.

Proces manipulace se zemním plynem můžeme rozdělit do čtyř hlavních kategorií:

- výroba plynu,
- přeprava plynu,
- skladování plynu,
- distribuce plynu ke konečným uživatelům.

V těchto kategoriích je možné nalézt celou řadu rozdílných úloh pro měření zemního plynu spojených s velkou variabilitou možných řešení. To přináší velké množství variant a problémů při hledání optimální technologie.

Pro měření průtoků se používá několik základních fyzikálních principů. Jsou to:

- měření objemového průtoku podle difference tlaku před a za primárním prvem měření (clonové měření, Venturiho trubice, dýza, V-kužel, klín),
- měření objemového průtoku podle objemového podílu plynu (bubnový průtokoměr, membránový průtokoměr, rotační průtokoměr, průtokoměr s rotující komorou),
- měření objemového průtoku pomocí rychlosti průtoku plynu (turbínové, ultrazvukové),
- měření objemového průtoku pomocí hmotnostního podílu (Coriolisův průtokoměr, tepelný průtokoměr).

Dvě nejčastěji používaná řešení pro velké průtoky jsou clonové tratě a turbínové průtokoměry. V průběhu minulých let se objevily nové technologie, konkrétně hmotnostní a ultrazvukové průtokoměry, které jsou využívány především u těchto velkých objemů stále častěji.

Clonové měření je extrémně robustní a schopné měřit při velmi těžkých podmínkách. Je ale citlivé na přítomnost kapalných částic. Hlavní důvod této citlivosti je skutečnost, že tlaková ztráta na elementu je úměrná $p \cdot v^2$. Tento výraz nabývá výrazně odlišných hodnot pro suchý a mokřý plyn (zvláště při nízkých tlacích). Například při tlaku 2,8 MPa a poměru kapalina/plyn LVF = 0,5 %, je změna hustoty 20 %. Protože hustota vstupuje do výpočtu průtoku, způsobuje tato chyba výrazné zhoršení přesnosti měřicího řetězce.

Při použití turbínových plynoměrů je vážným problémem stupeň filtrace, hrozí totiž poškození lopatkování. Běžně se instalují filtry s textilní vložkou na zachycení částic větších než 5 μm .

Ultrazvukové průtokoměry mají vlastnosti závislé na poměru LVF. Dokud nejsou vysílače a přijímače ultrazvukových paprsků zaplaveny vodou, přístroj měří korektně. Existuje dokonce i možnost, že po odpuštění kapaliny bude možné pokračovat v měření.

Přesnost ultrazvukového průtokoměru závisí na režimu proudění. Je-li tok homogenní (kapalina proudí stejnou rychlostí jako plyn), je aditivní chyba rovna LVF. V ostatních režimech může být třeba i pětkrát větší.

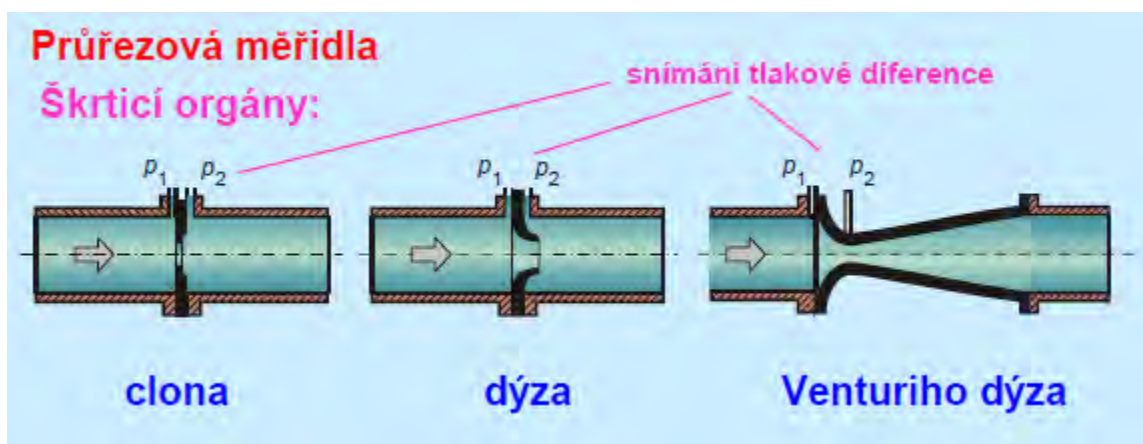
Hmotnostní průtokoměr je ze všech uvažovaných technologií nejvíce imunní vůči přítomnosti kapalných částic. Aditivní chyba je závislá na hmotnostním poměru jednotlivých částí. Pro takto definovanou aplikaci se jedná o optimální řešení.

16.1.2.1 Měření průtoku pomocí snímačů diferenčního tlaku

Princip měření využívá jevů, ke kterým dochází při zúžení průtočného průřezu. Do potrubí se umístí přepážka zužující průtočnou plochu. Rozdíl statických tlaků, snímáný diferenčním tlakoměrem před a za zúžením, je závislý na velikosti průtoku.

Měření průtoku škrticími orgány stále patří mezi nejčastěji používanou provozní metodu pro měření průtoku kapalin i plynů ve velmi širokém rozmezí teplot a tlaků. V současné době se často místo průřezových měřidel užívá moderních metod s přímým elektrickým výstupem (například průtokoměry ultrazvukové, vírové a hmotnostní).

Obrázek 16.1: Měření na základě difference tlaku



Škrticí orgány můžeme rozdělit do dvou skupin. V první skupině jsou tzv. základní škrticí orgány, pro něž existují natolik zpracované a experimentálně ověřené výpočtové podklady, že pro dané podmínky měření lze řešit měřidla pouze početně, aniž by bylo nutno provádět kalibrační měření. Druhou skupinu tvoří speciální škrticí orgány, které obecně nelze řešit pouze výpočtem, ale obvykle je zapotřebí provést i kalibrační měření.

Průtokoměry se clonou jsou robustní a i při velkých průměrech potrubí jsou relativně levné. Lze jimi měřit průtok i většiny čistých tekutin. Jsou však náchylné vůči opotřebení, které může být způsobeno znečištěným médiem nebo médiem s částicemi. To může ovlivnit tlakovou diferenci odpovídající určitému průtoku.

Pro výpočet průtoku zúžením se využívá rovnice kontinuity a Bernoulliho rovnice v integrálním tvaru. Norma ČSN EN ISO 5167-1,2 udává vztah pro výpočet hmotnostního průtoku:

$$m = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^4}} \frac{\pi}{4} \varepsilon_1 d^2 \sqrt{2\Delta p \rho}$$

C součinitel průtoku

ε_1 součinitel expanze před primárním prvkem,

d průměr otvoru clonové desky,

ρ hustota média,

Δp diferenční tlak,

β poměr průměru otvoru clonové desky a jejího vnějšího průměru d/D .

Hodnotu objemového průtoku \dot{V} lze z hodnoty průtoku hmotnostního a hustoty média za provozních podmínek ρ určit ze vztahu

$$\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho},$$

Odběry jsou buď bodové, komorové, nebo palce před i za kotoučem. Rozměry a výpočtové vztahy jsou normalizovány.

Průchodem tekutin clonou vzniká na cloně tlaková diference, která odpovídá průtoku.

Clona způsobuje trvalou tlakovou ztrátu Δp_z , kterou lze vypočítat ze vztahu

$$\Delta p_z = (1 - \beta^{1,9}) \cdot \Delta p$$

16.1.2.2 Ultrazvukové průtokoměry

Ultrazvukové průtokoměry spadají do oblasti rychlostních průtokoměrů. Jsou založeny na změně nebo odrazu signálu měřeným proudem. Můžeme je rozdělit do tří skupin:

- průtokoměry využívající Dopplerova jevu,
- průtokoměry, u nichž se měří fázový posun ultrazvukového signálu,
- průtokoměry, u nichž se měří doba průchodu ultrazvukového signálu.

Ještě do nedávné doby patřily ultrazvukové průtokoměry do kategorie informativních měřidel. Jejich přesnost byla ovlivněna okolními vlivy (například rušením ventilem) a přísnými požadavky na ustálený profil. V současné době již existují výrobci, kteří dosahují dobrých přesností, a to jak pro měření kapalin, tak i pro měření plynů.

Průtokoměry založené na Dopplerově jevu

Průtokoměr založený na Dopplerově jevu lze použít v případě, že proudící médium obsahuje částice odrážející zvuk, tj. například pevné částice či bubliny vzduchu. Bez těchto částic nemůže průtokoměr tohoto typu pracovat.

Obrázek 16.2: Měření na základě Dopplerova jevu



Průtokoměr se skládá z vysílače a přijímače ultrazvuku, které jsou připevněny na jedné straně potrubí. Vysílač posílá ultrazvukový signál o známé frekvenci okolo 0,5 MHz do potrubí kapaliny. Ultrazvuk se odrazí od pohybující se částice či bubliny, u nichž předpokládáme, že se pohybují stejnou rychlostí s rychlostí proudění média. Odražený signál je potom zachycen přijímačem. Elektronika přístroje vyhodnotí změnu frekvence přijatého signálu, která je přímo úměrná rychlosti proudění média. Obvykle jsou pro správnou funkci průtokoměrů vyžadovány koncentrace suspendovaných částic či bublin nejméně 25 ppm velikosti 30 μm nebo větších. Obvykle se z vysílače vysílá signál spojitý nebo dostatečně dlouhý impulz, jehož přechodový stav je zanedbatelný vzhledem k délce impulzu. U odraženého signálu je potom vyhodnocena jeho hodnota frekvence. Ultrazvukové průtokoměry pracující na Dopplerově principu jsou závislé na typu a velikosti suspendovaných částic, tvaru rychlostního profilu a velikosti potrubí.

Pro fixní geometrii je kalibrační koeficient teoreticky závislý pouze na rychlosti šíření ultrazvukových vln, tedy na typu měřeného média. Ve skutečnosti je kalibrační koeficient velmi závislý

na tvaru rychlostního profilu a na hodnotě Reynoldsova čísla. Dopplerovy průtokoměry jsou využívány při aplikacích, kdy s velkou pravděpodobností dochází k zanášení potrubí, a tím ke změně průměru potrubí. Časová stabilita piezoelektrického generátoru ultrazvukového signálu je důležitou podmínkou vyhovujícího měření. Jejich obvyklá přesnost se pohybuje okolo 1 až 3 %. Proto jsou využívány jen jako informativní v případech, kdy ostatní principy měření selhávají.

16.1.2.3 Hmotnostní průtokoměry

Setrvačná síla, která působí na těleso pohybující se v rotující neinerciální vztažné soustavě, je tzv. Coriolisova síla. Ta působí ve směru kolmém k rychlosti tělesa. Tato síla vzniká i při relativním kruhovém pohybu tělesa vůči soustavě, která sama koná rotační pohyb. Absolutní hodnota této síly se rovná dvojnásobku hmoty konající popisovaný relativní pohyb skalárně násobené výslednicí vektorů dané relativní rychlosti a úhlové rychlosti absolutní. Velmi oblíbeným praktickým příkladem existence Coriolisových sil je pozorování opotřebení kolejí vlaků kladených severojižním směrem. Tyto kolejnice mají mnohem více opotřebovanou kolejnici ležící napravo ve směru jízdy. Namáhání kolejnic vlivem Coriolisovy síly není rovnoměrné. Na rovníku se neprojevuje vůbec. Vektor relativní rychlosti vlaku je rovnoběžný s vektorem základní rotace zeměkoule a jejich vektorový součin v daném místě je roven nule. Postupným vzdalováním vlaku od rovníku směrem k pólu se vektor relativní rychlosti vlaku otáčí k ose rotace země. Velikost Coriolisových sil narůstá. Maximální opotřebení kolejnic lze očekávat na pólech. Dalšími příklady jsou větší vymývání pravých břehů řek vedoucích v severojižním směru, popřípadě nutnost korekce úhlu výstřelu dalekonosných střel v armádě. Praktické využití Coriolisovy síly čekalo až na dvacáté století, kdy byl obtížně realizovatelný kruhový pohyb trubice nahrazený pohybem kmitavým.

Coriolisovy hmotnostní průtokoměry měří proteklé množství na základě snímání velikosti Coriolisových sil vibrující trubice nebo trubíc. Veškerý tok měřeného média prochází jednou nebo dvěma trubicemi, které jsou externě uváděny do kmitavého pohybu při jejich rezonanční frekvenci. Médium procházející kmitající soustavou nejprve působí proti vnucenému pohybu. Při výstupu z průtokoměru již působí souhlasně s vnuceným pohybem. Právě na okrajích měřicí trubice jsou umístěny snímací části, které měří fázový posun a tím i hmotnostní průtok.

V praxi jsou využívány tři typy implementace Coriolisových průtokoměrů:

- zahnutá trubice,
- rovná trubice klasická,
- rovná trubice radiální.

Teplotní i tlaková korekce závisí na podmínkách při kalibraci a při vlastním měření. Korekční faktory jsou uváděny v technicko-dodavatelské dokumentaci každého přístroje.

16.1.2.4 Turbínové plynoměry

Turbínové plynoměry jsou masivní měřidla pro použití ve stálých pracovních podmínkách. Po řadu let jsou zdokonalovány, aby byly vysoce přesným a spolehlivým zařízením pro měření průtoků plynných médií. Průchod plynu plynoměrem roztáčí turbínové kolo a počet otáček tohoto kola je přímo úměrný objemu plynu, který prošel měřidlem.

Obrázek 16.3: Měření na základě Coriolisovy síly

- základem senzoru je **měřicí trubice** nejčastěji **ve tvaru písmene U**
- otáčivý pohyb je nahrazen **kmitáním** kolem osy ω
- trubice je rozkmitávána elektromagnetickou silou a vykonává **periodický kývavý pohyb** s harmonickým průběhem o kmitočtu ω
- obrázky znázorňují trubici při **nulovém průtoku** média

Vibrující měřicí trubice: **Animace dvojice vibrujících trubic:**

Obrázek 16.4: Měření na základě axiální rotace v proudě média

- turbinka, lopatkové nebo šroubové kolo uváděné do otáčivého pohybu silovým účinkem proudící tekutiny
- rychlost otáčení je úměrná střední rychlosti proudění
- závislost frekvence otáčení popisuje rovnice: $f = k \cdot Q_V - s$

Axiální průtokoměr:

f - frekvence otáčení [s⁻¹]
 Q_V - objemový průtok [m³·s⁻¹]
 k - konstanta [m⁻³]
 s - skluz měřidla [s⁻¹]

- osa rotace leží ve směru toku média
- bezdotykové snímání otáček
 - indukčně, fotoelektricky, elektromagneticky

- **frekvence otáčení** je úměrná okamžitému průtoku
- **celkový počet otáček** závisí na proteklém množství
- nevýhodou je vyšší tlaková ztráta

Tok plynu přicházející do měřidla je urychlován usměrňovačem toku plynu na vstupní straně plnoměru. Těleso usměrňovače je navrženo tak, aby byla vyloučena jakákoliv turbulence, víření nebo asymetrie proudění toku plynu.

Protože na usměrňovači roste rychlost proudění plynu, roste rovněž síla působící na turbínové kolo. To umožňuje dosažení vysoké přesnosti v rozmezí garantované chyby i při měření nízké spotřeby. Průtok plynu je na turbínové kolo veden axiálně a hřídel turbínového kola je uložen v rostoucích, přesných kuličkových ložiscích.

Otáčky turbínového kola jsou redukovány převodovkou. Otáčky jsou přenášeny přes magneticou spojku na osmimístné válečkové počítadlo, umístěné v hlavě plynoměru. V hlavě plynoměru není tlak plynu. Poté co plyn projde turbínovým kolem, tlak plynu přechází na původní hodnotu ve výstupním kanálu. Ten je navržen tak, aby vytvářel optimální podmínky pro proudění plynu.

Měřicí patrona umožňuje výměnu patrony a úpravu měřicího rozsahu přímo v místě použití. Měřicí patrona je nesena „o“ kroužky, které zamezují přenosu napětí z tělesa plynoměru do patrony. Přes o kroužky je patrona rovněž izolována od vlivu vnější teploty.

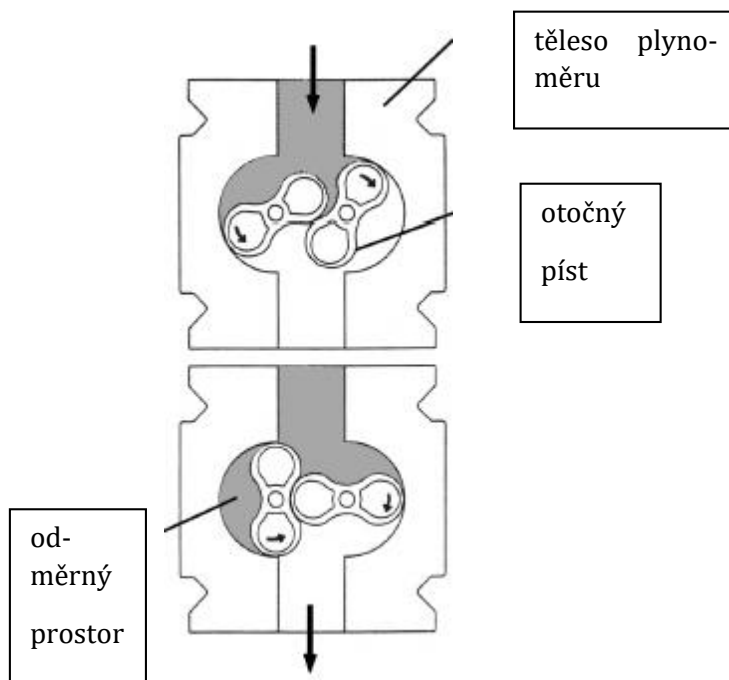
Čtyřmi otvory v tělese plynoměru je snímán ustálený referenční tlak plynu.

V závislosti na tlakovém rozsahu je těleso plynoměru vyrobeno z tvárné litiny, ocelolitiny, nebo svařované oceli. Plynoměry splňují normy vysoké bezpečnosti a splňují požadavky protipožární odolnosti (HTB). Pro dosažení vysoké přesnosti měření jsou turbínová kola zhotovena z hliníku.

16.1.2.5 Rotační plynoměry

Funkce je analogická jako u oválového průtokoměru pro kapaliny. Otočné (rotační) píсты mají tvar osmičky a jsou vzájemně pootočené o 90°. Tvar pístu je navržen matematicky tak, aby mezery mezi písty i tělesem zůstávaly neustále stejné. Polohy otočných pístů se mění pomocí synchronizovaných ozubených kol a nepatrná vůle umožňuje plynulý chod již při velmi malém proudění plynu a zároveň zabezpečuje efektivní kapilární utěsnění měřicího prostoru. Za jednu celou otáčku pístu se odměří čtyři stejné objemy. Otáčky jednoho z pístů se snímají magneticky nebo opticky.

Obrázek 16.5: Měření na základě rotace stejného objemu



Fakturační plynoměr pro běžné použití. Měřicí rozsah od 1 : 20 do 1 : 160 pro množství 0,8 až 400 m³/hodinu Vhodné pro zemní plyn, svítiplyn, propan, butan, vodík, dusík, vzduch, inertní plyny. Standardně osazeny NF snímačem. Mohou být vybaveny i druhým NF snímačem či VF snímačem. Rozsah pracovních teplot od -20 °C do +70 °C.

1. Membránové plynoměry

Pro malé výkony (domácnosti, maloodběr...) jsou prakticky výhradně pro svou jednoduchost a relativně nízkou cenu používány plynoměry tohoto typu. Používají se pro fakturační i podružné měření. Jsou nenáročné na prostředí i umístění. Membránový plynoměr ve velikosti G4 se také nazývá bytový či domovní, membránový plynoměr ve velikosti G100 se také označuje jako komunální plynoměr. Používá se jako fakturační i pro podružné měření spotřeby běžných plynů. Mohou být osazeny NF snímačem pro dálkový přenos údajů. Použitelné pro rozsah měření 0,016 až 160 m³/h při tlaku PN 0,05 MPa.

2. Rychlostní sondy

Používají se zejména pro měření okamžité rychlosti proudění. Využívají změnu kinetické energie proudící tekutiny na energii tlakovou

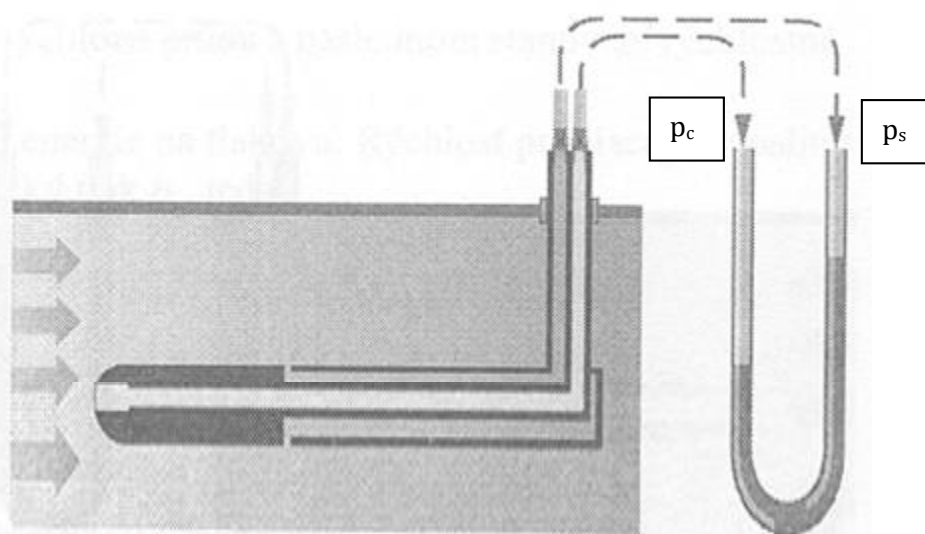
$$p_d = \frac{v^2}{2} \rho$$

v	rychlost proudící tekutiny
ρ	hustota
p_c, p_s, p_d	tlak celkový, statický a dynamický.

Dynamický tlak se určí ze vztahu:

$$p_d = p_c - p_s$$

Obrázek 16.6: Měření na základě přeměny kinetické energie na tlakovou - Prandtlůva trubice



Sonda se zasouvá do potrubí napříč rychlostního profilu. Vzhledem ke svým rozměrům a tvarům omezuje průtok minimálně. Měřicího principu rychlostních sond se využívá u víceotvorových

sond různého tvaru, které generují signál o středním průtoku na základě rozložení měřicích otvorů.

16.1.2.6 Vírová měřidla

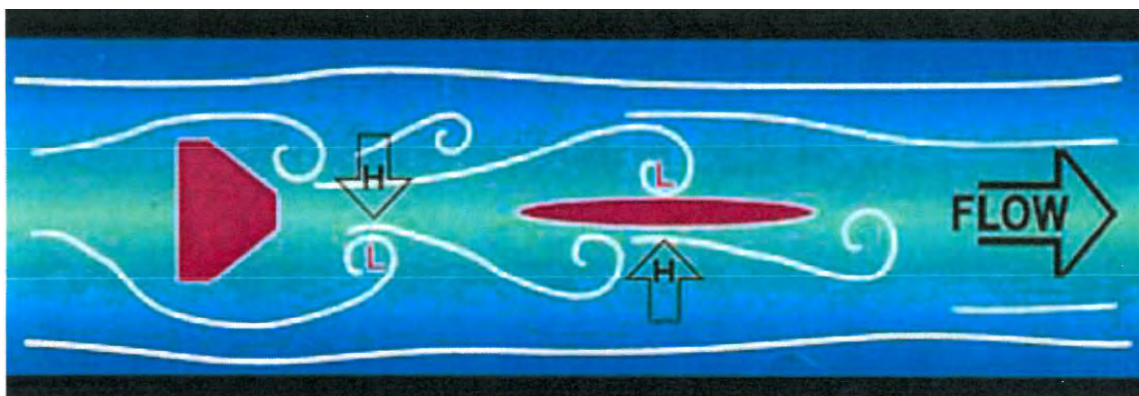
Využívá se tvorby tzv. Karmánových vírů při obtékání tělesa neproudnicového tvaru. Víry vznikají střídavě z jedné a druhé strany přepážky, která je vložena do potrubí. Frekvence vytváření vírů je funkcí rychlosti proudění.

$$f = \frac{Sr}{a} \cdot v$$

F	frekvence vírů
Sr	Strouhalovo číslo
a	šířka přepážky
v	rychlost proudění

Při oddělování vírů dochází k místnímu nárůstu tlaku a poklesu rychlosti na jedné straně a opačně k poklesu tlaku, a s tím spojenému nárůstu rychlosti na straně druhé. Změny tlaku se vyhodnocují.

Obrázek 16.7: Měření na základě difference tlaku při obtékání neproudnicového tělesa



Snímání frekvence vírů:

- tenzometrické snímače,
- piezoelektrické snímače,
- vyhřívané termistory,
- ultrazvukové snímače,
- kapacitní snímače.

Přednosti vírových průtokoměrů:

- náhrada klasických průřezových měřidel,
- vyrábí se pro jmenovité světlosti od 15 mm až do 300 a více mm,

- obvody řízené μ P pro vyhodnocování signálu,
- neobsahují pohyblivé součásti,
- poskytují lineární signál v širokém rozmezí (2 až 100 %),
- výstupní veličinou je frekvence (výhodné pro číslicové zpracování signálu).

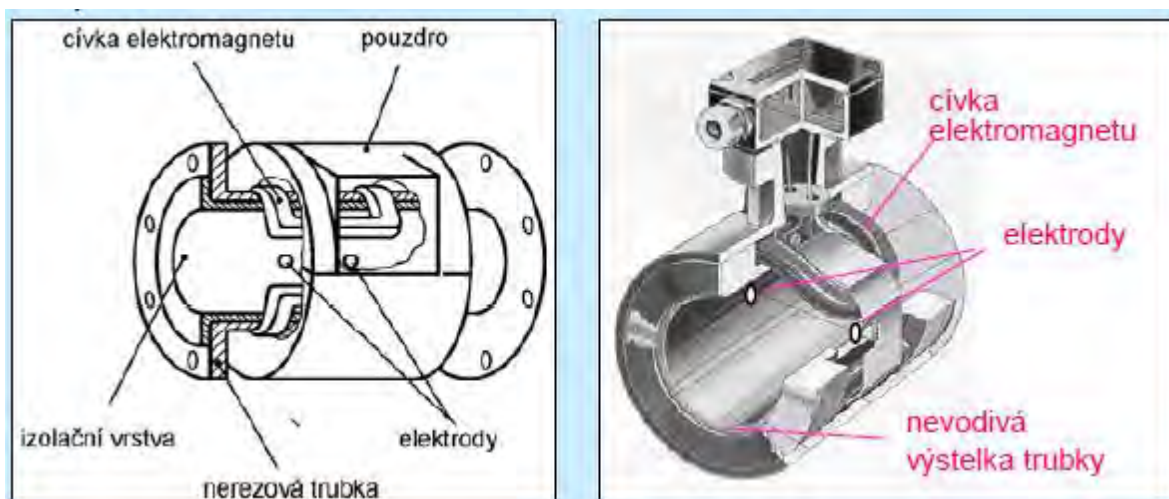
Nevýhody:

- vykazují tlakovou ztrátu,
- nehodí se pro měření malých průtoků, vhodné jen pro turbulentní proudění,
- vliv vibrací a pulsací v potrubí (čerpadla).

16.1.2.7 Indukční průtokoměry

Elektromagnetické indukční průtokoměry využívají Faradayova zákona o elektromagnetické indukci při pohybu vodiče v magnetickém poli. Permanentní magnet nebo elektromagnet vytváří magnetické pole. Úsek potrubí musí být z neferomagnetického a nevodivého materiálu. Elektrody pro snímání indukovaného napětí jsou na vnitřní stěně trubky kolmo na směr magnetických siločar, pohybující vodič je představován elektricky vodivou kapalinou mezi elektrodami

Obrázek 16.8: Měření na základě vzniku indukovaného napětí při toku vodivého média



pro indukované elektrické napětí platí:

$$E = B \cdot d \cdot V$$

E	indukované napětí [V]
B	magnetická indukce [T]
D	vzdálenost elektrod [m]
V	rychlost kapaliny [ms^{-1}]

Za určitých podmínek platí, že indukované napětí je úměrné střední rychlosti proudící kapaliny.

Signál indukčního průtokoměru

Pro potrubí kruhového průřezu platí (za předpokladu zaplnění celého průřezu kapalinou):

$$E = Bd \frac{4Q_v}{\pi d^2} = \frac{4B}{\pi d} Q_v \quad Q_v - \text{objemový průtok [m}^3\text{s}^{-1}\text{]}$$

Při použití permanentního magnetu prochází přes elektrody stejnosměrný elektrický proud, dochází k polarizaci elektrod, dále dochází k elektrolyze a uvolnění nevodivých plynů – tyto jevy způsobují chyby měření.

Proto se u magnetických průtokoměrů využívá střídavého nebo pulzujícího magnetického pole, které je generováno elektromagnety se střídavým nebo pulzujícím napájením.

16.2 Průběhové měření, jeho sběr a zpracování

V rámci řešení projektu Typické diagramy dodávek (TDD) byla nainstalována průběhová měření za účelem získání dat pro tvorbu typických diagramů dodávky zemního plynu.

Celkově je nainstalováno, měřeno a předáváno cca 1 000 vzorků. Pro účel shromažďování a ukládání dat je nutné použít měřidla s možností instalace NF pulsů. Používaná měřidla musí splňovat požadavky zákona 505/90 Sb. (o metrologii).

16.2.1 Organizace měření, sběru dat a předávání dat mezi DSO a zhotovitelem

16.2.1.1 Předávání dat

Předávání změřených průběhů je v zásadě prováděno na základě dvoustraně dohodnutého a akceptovaného způsobu (binární forma, textové soubory, tabulkové soubory) a je zakotveno ve smlouvách o TDD. Toto předávání vzniklo na začátku sběru dat, kdy se proti deklarovaným předpokladům nepodařilo dosáhnout jednotného způsobu předávání ani shodné datové struktury pro všechny zúčastněné. V současné době je v rámci smluvních vztahů s ČPS k vyčítání dat používáno systém AVE, jako standardu předávání dat z měření.

Platí následující zásady:

- data zasílat v dohodnutých formátech, v případě problémů navíc v binárním formátu,
- dodržovat níže uvedený předpis pro názvosloví předávaných datových souborů,
- neměnit strukturu zasílaných souborů, resp. pečlivě dodržovat standardní strukturu zasílaných souborů,
- názvy datových souborů (zejména vyčtených z přepočítávačů) zasílat podle příslušného zdroje pod stále stejným názvem souboru. Stejným názvem souboru se rozumí stejný počet znaků ve vlastním názvu i v extenzi.

16.2.1.2 Data měřených zákazníků

Předávání dat je možné formou datových balíčků pomocí webového rozhraní (preferovaná varianta), osobně anebo emailem. Vždy je v každém dohodnutém období zasílán jeden ucelený „balík“ dat, skládající se ze souborů dat z jednotlivých měřených vzorků zákazníků za dané měřicí

období. Tento balík je vhodné z důvodu ucelenosti a také z důvodu úspory objemu dat komprimovat (limity e-mailu jsou nastaveny různě a i webové rozhraní má nastaveny limit na jeden soubor max. 32 MB) pomocí formátu ZIP do jediného souboru, který bude odeslán přes webové rozhraní, nebo – v případě problémů – na emailovou adresu zhotovitelů.

Podstatou systému sběru a předávání dat z měření je to, že v každém zaslaném balíku datových údajů je **určitý počet datových souborů**, obsahující naměřené údaje jednotlivých vzorků měření. K těmto sadám souborů dat je přiřazen **jeden identifikační soubor OM, který je částí celkového tzv. identifikačního souboru detailů**, který jednotlivé datové soubory blíže specifikuje z hlediska zařazení do jednotlivých, dříve definovaných skupin měření a prováže identifikační údaje o jednotlivých měřeních s naměřenými daty.

Balík dat obvykle obsahuje všechny měřené vzorky jedné DS za uplynulé období. V případě, že není možné některý ze vzorků odeslat spolu s ostatními, lze jej poslat dodatečně nebo v následujícím balíčku. Podstatné však je, aby identifikační soubor obsahoval specifikaci všech existujících datových souborů, tzn., že žádný nesmí chybět ani přebývat. V položce Pozn. je vyznačen ten soubor, která není zasílán a uvedeny důvody. V položce Pozn. jsou též uvedeny jiné komentáře zasílajícího, týkající se zasílaných dat.

Pro každé měření jsou na jednom řádku excelové tabulky vyplněny položky pro jednoznačnou identifikaci odběrného místa v rámci celé ČR (například kód pro označení regionu, identifikační číslo měření, číslo odběrného místa, EIC kód atd.) a údaje pro rozpoznání charakteru odběru (vaření, topení, technologie...).

16.2.2 Postup v průběhu práce s daty měřených zákazníků

16.2.2.1 Aktualizace detailů zákazníků měřených pro TDD

Detaily zákazníků slouží k zařazení konkrétního zákazníka do skupin měření podle kritérií uvedených dále. Bez znalosti těchto detailů je vlastní měření nepoužitelné.

Při změně měřicího místa musí být současně s prvními daty z měření k dispozici i tabulka detailů pro toto nové měření s informací, které dosavadní měření je nahrazováno. Pravidelná aktualizace všech zasílaných detailů probíhá dvakrát ročně.

16.2.2.2 Nahrazení vzorků s dlouhodobě abnormálními průběhy a častými výpadky

Tyto případy jsou identifikovány zhotovitelem TDD a náhrada probíhá po dohodě s pracovníky příslušné DSO, resp. DS.

16.2.2.3 Typ náhrad

Náhrady stávajících měření jsou vyvolány jednak z provozních důvodů – ukončení odběru, dlouhodobé znepřístupnění místa odběru pro vyčítání atd. Náhrada v tomto případě bude provedena z hlediska zařazení do skupin měření měřením shodným, nebo skupinově nejbližším.

Pravidla při změnách měření:

- náhradu provést typově shodným měřením,
- Pokud nelze osadit typově zcela shodné měření, lze osadit měření do nejbližšího vyššího nebo nižšího pásma spotřeby při zachování ostatních atributů,

- Zvolená měření by měla mít historii nejméně tři roky do historie.

16.2.3 Řešení významných změn u měřených vzorků

V průběhu nasazeného průběhového měření může dojít u vzorků k různým změnám, které pak ve vztahu k vyhodnocování znamenají určité následné postupy:

ZMĚNA PÁSMO SPOTŘEBY

V případě změny pásma spotřeby nemusí dojít ke změně vzorku, protože z hlediska celkového rozsahu vzorků jsou tyto změny dosti vyrovnané, což dokazují i výsledky měření z let 2005–2008. **Měření vzorku se v tomto případě zachovává.**

ZMĚNA SAZBY

Změna sazby není podstatná. Tento údaj není v současnosti brán jako přímý vstup do vyhodnocování TDD.

ZMĚNA TDD

Změna vzorku, která vyvolává změnu samotného TDD, je zásadní skutečností. Prvním úkolem je tedy **osazení nového vzorku** ve stejné třídě TDD a pásma spotřeby, v nichž byl původní vzorek zařazen.

V případě, kdy na DSO není problém se zabezpečením měřidel, **doporučuje se spíše měření na daném místě ponechat** s tím, že nyní bude spadat do jiného TDD, v němž může vystupovat jako vzorek navíc, tedy jako rezerva a nápravu provést instalací nového měření. Zkušenosti z prvního období měření totiž ukazují na to, že nejde o masový jev, který by vyžadoval trvale významné rozšiřování počtu měřidel.

ZRUŠENÍ ODBĚRNÉHO MÍSTA

Zrušení odběrného místa znamená jednoznačně požadavek na **osazení nového měřicího místa** spadajícího do téže třídy TDD a do téhož pásma spotřeby, v nichž byl zařazen dosavadní vzorek s ukončeným odběrem.

16.3 TDD, jejich konstrukce, užití, struktura

16.3.1 Co jsou typové diagramy dodávky plynu (TDD)

Typové diagramy dodávky vyjadřují modelový průběh spotřeby různých typů odběratelů v čase a zohledňují rozdílnou spotřebu v průběhu roku. Obsahují hodinové číselné řady pro všech 365 (resp. 366) dní v roce a jsou vytvořeny na základě skutečných měření u reprezentativní skupiny zákazníků. Jsou vytvářeny nové pro každý kalendářní rok a jsou platné jednotně pro celou plynárenskou soustavu v ČR. Jejich počty a třídy TDD a definice tříd jsou uvedeny dále v textu. Jako závazné jsou zveřejňovány vyhláškou o pravidlech trhu s plynem, respektive v příloze č. 11 této vyhlášky.

16.3.2 Konstrukce TDD

16.3.2.1 Způsob výběru kmene vzorků

Prvním krokem v posloupnosti činností spadajících do oblasti měření a sběru dat je výběr vzorků. Vzorky byly hromadně vybrány na začátku projektu na základě analýzy většinového zákaznického kmene. V době standardního provozu vznikl a vzniká z různých důvodů potřeba výběru nových vzorků.

16.3.2.2 Popis základního výběru vzorků

Typické diagramy odběrů jsou konstruovány pro tři hlavní skupiny zákazníků. Domácnosti, maloodběr a střední odběr. Zde, pro přehlednost užívaný termín střední odběr, je z hlediska zařazení u DSO veden jako „MO s průběhovým měřením“.

Pro skupinu odběrů domácností byly jako základní charakteristiky třídění zákazníků zvoleny velikosti odběru a nadmořská výška odběrního místa. Rozdělení podle odběrů umožňuje rozdělit zákazníky na odběratele, kteří používají plyn pouze k vaření, na odběratele s ohřevem teplé vody a na odběratele, kteří plyn používají k vytápění. Nadmořská výška je dělena na dvě kategorie (do 350 m n. m. a nad 500 m n. m.) s důrazem ze strany řešitele na požadavek dostatečného rozptýlu zvolených měření od uvedené hranice. Pro skupinu maloodběr i střední odběr jsou základními charakteristikami třídění zákazníků velikost odběru a charakter činnosti zákazníka. Podrobný rozbor činností jednotlivých odběratelů provedl PNP a vytipoval vhodné kategorie.

Na základě výše popsané analýzy bylo určeno 48 skupin měření, z toho 8 pro domácnosti, 24 pro maloodběr a 16 pro střední odběr a byl proveden a rozbor třídících charakteristik pro výběr typového měření jednotlivých skupin odběru.

Vedle těchto kritérií musí takto vybraný odběratel splňovat podmínku vyrovnanosti historie odběrů (roční odběry za poslední minimálně 3 roky nesmí fluktuovat mezi stanovenými pásmy). V případě nedostupnosti zákazníka s vytipovanou kombinací charakteristik bylo řešitelem provedeno přerozdělení vzorku měřených zákazníků.

Tabulka 16.9: Přehled původního stanovení přesného počtu zákazníků v každém vzorku, odpovídající požadavku na min. přesnost ve smyslu matematické statistiky ve výši 90 % na celostátní úrovni.

Č.	SKUPINY PRO TDD	ODBĚR OD	DO (NM ³)	N. M. V.	POČET MĚŘENÍ
1	1.01	0	180	< 350	40
2	1.02	181	900	< 350	25
3	1.03	901	6 000	< 350	175
4	1.04	6 001	60 000	< 350	25
5	1.05	0	180	> 500	5
6	1.06	181	900	> 500	5
7	1.07	901	6 000	> 500	20
8	1.08	6 001	60 000	> 500	5
	Měření celkem za DO:				300

Dále byla uvedená rozmezí odběrů v jednotlivých skupinách rozdělena do pásem dle tabulky:

Tabulka 16.10

PÁSMA								
0–180	0–50	75	105	140	180			
181–900	181–200	240	300	380	480	600	740	900
901–6 000	901–1 040	1 320	1 740	2 300	3 000	3 840	4 820	6 000

Pro ukázkou je dále uvedena tabulka pro MO: maloodběr

Tabulka 16.11

Č.	SKUPINY PRO TDD	ODBĚR OD	DO (NM ³)	POČET MĚŘENÍ
9	2.01 Školy	180	900	5
10	2.02	901	6 000	6
11	2.03 Kanceláře	6 001	60 000	50
12	2.04	0	180	5
13	2.05	181	900	5
14	2.06	901	6 000	20
15	2.07	6 001	60 000	80
16	2.08 Kotelny	900	6 000	5
17	2.09	6 001	60 000	44
18	2.10 Zemědělství	0	900	5
19	2.11	901	6 000	5
20	2.12	6 001	60 000	14
21	2.13 Provozovna + prodejna	0	900	5
22	2.14	901	6 000	24
23	2.15	6 001	60 000	55
24	2.16 Hotely + nemocnice	180	900	5
25	2.17	901	6 000	6

16.3.3 Užití TDD

16.3.3.1 Užití modelu TDD provozovatelem distribuční soustavy

Výpočet plánované roční spotřeby

Plánovanou roční spotřebu (PRS) počítá provozovatel distribuční soustavy v daném kalendářním měsíci pro všechny zákazníky s měřením typu C, u nichž došlo v tomto měsíci k fakturaci. Při každém přechodu na novou verzi modelu (v současné době vždy k 1. lednu každého kalendářního roku) je navíc třeba v souladu s vyhláškou přepočítat plánovanou roční spotřebu pro všechny zákazníky s měřením typu C. Plánovaná roční spotřeba je pak použita operátorem trhu pro zúčtování odchylek.

Plánovanou roční spotřebu⁵⁴ O_{iR}^{PRS} i -tého zákazníka za kalendářní rok R vypočteme podle vzorce

$$O_{iR}^{PRS} = \frac{O_{i\Delta N}}{\sum_{d \in \Delta N} TDD_{pdR}}$$

TDD_{pdR} přepočtený typový diagram dodávky⁵⁵ pro třídu TDD p odpovídající zákazníkovi i , plynárenský den d a kalendářní rok R ,

$O_{i\Delta N}$ součet fakturovaných spotřeb zákazníka i za období Δ_N ,

Δ_N období pokrývající všechny fakturované odběry zákazníka i v uplynulých třech letech.

Pokud je délka období N kratší než deset měsíců, použije se jako O_{iR}^{PRS} předpokládaný odběr plynu dohodnutý ve smlouvě o distribuci plynu.

Rozpočet známé spotřeby

Rozpočet známé spotřeby se provádí při změně ceny plynu, která nastala v době mezi dvěma fakturacemi v případě, že v okamžiku této změny nedošlo k odečtu spotřeby ze strany PDS nebo samoodečtu zákazníkem.

Známa spotřeba $O_{i\Delta}$ zákazníka i za dané období se rozpočítá do n po sobě následujících období $\Delta_1, \Delta_2, \dots, \Delta_n$, která se nepřekrývají a plně pokrývají období Δ , následujícím způsobem:

1. Nejprve určíme odhad denní spotřeby O_{id} zákazníka i pro všechny dny d období Δ podle vzorce

$$\hat{O}_{id} = O_{i\Delta} \cdot \frac{TDD_{pdR}}{\sum_{t \in \Delta} TDD_{ptR}}$$

\hat{O}_{id} je odhad spotřeby O_{id} zákazníka i ve dni d modelem TDD,

$O_{i\Delta}$ rozpočítávaná spotřeba zákazníka i za období Δ ,

TDD_{pdR} je přepočtený typový diagram dodávky pro třídu p příslušící zákazníkovi i , den d a kalendářní rok R .

2. Poté pro každé období Δ_j $j = 1, \dots, n$ vypočteme odhad spotřeby $O_{i\Delta_j}$ za toto období podle vzorce

$$\hat{O}_{i\Delta_j} = \sum_{d \in \Delta_j} \hat{O}_{id}$$

Ekvivalentním postupem je pro každé období Δ_j vypočítat odhad spotřeby $O_{i\Delta_j}$ podle vzorce

⁵⁴ Navzdory názvu nejde o odhad spotřeby zákazníka za kalendářní rok R , ten dostaneme až vynásobením součtem přepočteného typového diagramu dodávky příslušné třídy za všechny dny kalendářního roku R .

⁵⁵ Přepočtený typový diagram dodávky pro aktuální den je vždy zveřejněn na webových stránkách operátora trhu. Způsob jeho výpočtu je uveden v kapitole 3.2.2 tohoto dokumentu.

$$\hat{O}_{i\Delta j} = O_{i\Delta} \cdot \frac{\sum_{d \in \Delta j} TDD_{pdR}}{\sum_{t \in \Delta} TDD_{ptR}}.$$

Výpočet přepočtené roční spotřeby

Přepočtená roční spotřeba se používá pro odhad spotřeby v případě nedostupnosti údajů z odečtu ze strany PDS nebo samoodečtu zákazníkem.

Přepočtenou roční spotřebu O_{iR}^{pRS} i -tého zákazníka za kalendářní rok R vypočteme podle vzorce

$$O_{iR}^{pRS} = \frac{O_{i\Delta p}}{\sum_{d \in \Delta p} TDD_{pdR}} \sum_{d \in \Omega} TDD_{pdR}, \quad (16.12)$$

TDD_{pdR} přepočtený typový diagram dodávky pro třídu TDD p odpovídající zákazníkovi i , plynárenský den d a kalendářní rok R ,

$O_{i\Delta p}$ poslední fakturovaná spotřeba zákazníka i za fakturační období Δ_p ,

Ω období končící dnem posledního fakturačního období a začínající dnem posledního fakturačního období mínus 365 dní.

Pokud je délka období Δ_p kratší než deset měsíců, nahradí se hodnota $O_{i\Delta p}$ ve vzorci 16.12 součtem více fakturovaných spotřeb za uplynulé období tak, aby souhrnná délka pokrytého období činila minimálně deset měsíců. Nejsou-li tyto spotřeby k dispozici, použije se jako O_{iR}^{pRS} předpokládaný odběr plynu dohodnutý ve smlouvě o distribuci plynu.

Odhad spotřeby za stanovené období

V tomto odstavci je popsán postup odhadu spotřeby za období Δ za následujících podmínek:

- celé období leží v minulosti, a jsou tedy známy skutečné klimatické podmínky za všechny dny tohoto období,
- nejsou k dispozici údaje o skutečné spotřebě za období Δ z odečtu na straně PDS nebo samoodečtu zákazníkem.

Spotřebu $O_{i\Delta}$ zákazníka i za období Δ odhadneme podle vzorce

$$\hat{O}_{i\Delta} = O_{iR}^{pRS} \frac{\sum_{d \in \Delta} TDD_{pdR}}{\sum_{d \in \Omega} TDD_{pdR}},$$

$\hat{O}_{i\Delta}$ odhad spotřeby $O_{i\Delta p}$ modelem TDD,

O_{iR}^{pRS} přepočtená roční spotřeba zákazníka i pro kalendářní rok R vypočtená podle vzorce 16.12,

TDD_{pdR} přepočtený typický diagram dodávky pro třídu p odpovídající zákazníkovi i , plynárenský den d a kalendářní rok R ,

Ω období končící dnem posledního fakturačního období a začínající dnem posledního fakturačního období mínus 365.

16.3.3.2 Užití modelu TDD operátorem trhu

Odhad denní spotřeby zákazníka s měřením typu C

Spotřeba O_{id} zákazníka i s měřením typu C ve dni d kalendářního roku R se modelem TDD odhadne podle vzorce

$$\hat{O}_{id} = O_{iR}^{PRS} \cdot TDD_{pdR}$$

\hat{O}_{id} odhad spotřeby zákazníka i ve dni d ,

O_{iR}^{PRS} plánovaná roční spotřeba zákazníka i pro kalendářní rok R (viz odstavec 3.1.1),

TDD_{pdR} přepočtený TDD třídy p odpovídající zákazníkovi i pro den d , normovaný pro kalendářní rok R .

Výsledná spotřeba vychází ve stejných jednotkách, ve kterých vstupuje plánovaná roční spotřeba O_{iR}^{PRS} .

Upozornění: Pro odhad denní spotřeby je vždy nutné použít plánovanou roční spotřebu i přepočtené TDD pro stejný kalendářní rok.

Výpočet přepočtených TDD

Přepočtené typické diagramy dodávky TDD_{pdR} normované pro kalendářní rok R získáme podle vzorce

$$TDD_{pdR} = \frac{D_{pd} c_p}{c_R},$$

kde

D_{pd} denní teplotní a kalendářní korekce určená vztahem

$$D_{pd} = \exp(kor_den_{pd} + kor_teplota_{pd} + kor_vanoce_{pd} + kor_velikonoce_{pd}) \quad (16.13)$$

c_p kalibrační konstanta umožňující „usazení“ modelových spotřeb vzhledem k datům z celého zákaznického kmene. Je předávána jako parametr c ,

c_R normovací konstanta platná pro kalendářní rok R a vypočtená podle vzorce

$$c_R = \sum_{d \in R} D_{pd}^N \quad (16.14)$$

přičemž hodnoty denních korekcí D_{pd}^N počítáme dle vzorce 16.13 s tím, že se do vztahu pro výpočet teplotní korekce $kor_teplota_{pd}$ dosadí pro všechny dny místo skutečných teplot T_d normované teploty.

Vzhledem k použití normalizace typických diagramů dle požadavku OTE nemá korekční parametr c_p vliv na odhad spotřeby modelem TDD. Z formálních důvodů však byl (pro případ změny legislativy) zachován a jeho hodnoty pro všechny třídy nastaveny na $c_p = 1$.

Výpočet normalizovaných TDD

Normalizovaný typický diagram dodávky TDD_{pdR}^N třídy p pro den d kalendářního roku R vypočteme podle vzorce

$$TDD_{pdR}^N = \frac{D_{pd}^N}{c_R} \quad (16.15)$$

D_{pd}^N teplotní a kalendářní korekce vypočtená dle vzorce 16.13 s tím, že se do vztahu pro výpočet teplotní korekce $kor_teplota_{pd}$ dosadí pro všechny dny místo skutečných teplot T_d normálové teploty⁵⁶.

16.3.3.3 Aktualizace modelu TDD

Zásady tvorby TDD

Proces tvorby TDD obnáší několik kroků, které je nutné provádět z části průběžně a z části jednorázově vždy při každé aktualizaci modelu. Jedná se o tyto činnosti:

1. průběžné zpracování naměřených hodnot,
2. analýza chování modelu na datech z průběhových měření a na datech ze zákaznického kmene⁵⁷,
3. úprava metod odhadu parametrů na základě výsledků provedených analýz, případně úprava struktury modelu,
4. odhad parametrů nového modelu,
5. úprava metodiky využití modelu TDD, vyžaduje-li to nová struktura modelu.

Průběžné zpracování naměřených dat

V každém roce probíhá analýza naměřených hodinových spotřeb (nasčítaných přes jednotlivé plynárenské dny) a identifikace podezřelých hodnot. Odstraňování chyb v datech trvalo po celou dobu řešení projektu a trvá dosud. Aktuální stav měřených dat je popsán ve zprávách aktualizovaných vždy v září každého roku. Zpráva zároveň obsahuje seznam měření navržených řešitelem k nahrazení a návrhy strategie obměny vzorku pro nejbližší období.

Aktualizace matematického modelu

Model TDD používaný v roce 2015 zachovává stejnou strukturu jako předchozí model používaný v roce 2014. Z praktického uživatelského pohledu jsou tedy obě verze podobné. Odlišné jsou ale jednotlivé koeficienty, a tedy průběh výsledných TDD. Odhad byl proveden na individuálních datech bez předzpracování přes „postačující“ statistiky typu denních průměrů či mediánů. Tento přístup umožňuje realističtější zohlednění variability v datech při odhadu parametrů modelu. Statistické modelová je postaveno na Gaussovském GAM (generalized additive model) modelu s neparametrickými částmi založenými na spline formulaci.

⁵⁶ Zdroj a způsob výpočtu normálových teplot udávají platná pravidla trhu s plynem.

⁵⁷ V současné době jsou k dispozici pouze data ze zákaznického kmene distribučních společností RWE.

Podobnými analýzami jsou detekovány nemalé rozdíly mezi skladbou výběru, na němž je model TDD odhadován, a skladbou kmenových dat (zejména z pohledu rozdělení četností PRS v jednotlivých třídách TDD). Tato diskrepance způsobuje problémy při vyhodnocování modelu TDD na celcích jednotlivých společností i celé ČR. Na základě analýz přesnosti modelu na kmenových datech společnosti RWE GasNet, s. r. o., bylo i v letošním roce přistoupeno k zohlednění kmenových dat při odhadu parametrů. Pomocí vážení výběrových dat jsme odhad konstruovali tak, aby lépe reprezentoval chování celku (s použitím informací o distribuci PRS na celku, jež jsme spočetli z nám dostupných dodatečných dat). Vážení bylo odvozeno z porovnání rozdělení výše PRS v 11 intervalech vymezených kvantily odhadnutými na průběhových datech. Zjištěné diskrepance mezi výběrem a celkem byly použity pro vážení konstruované pro každou třídu TDD zvláště. Tento datově i výpočetně náročný postup pak vedl (dle našich porovnání několika různých výkonových kritérií na kmenových datech) k vylepšení kvality odhadu oproti nevážené verzi. Dodatečné diskrepance mezi teplotní odpovědí výběrových a kmenových dat byly dále doladěny teplotně orientovanou rekalicací modelu.

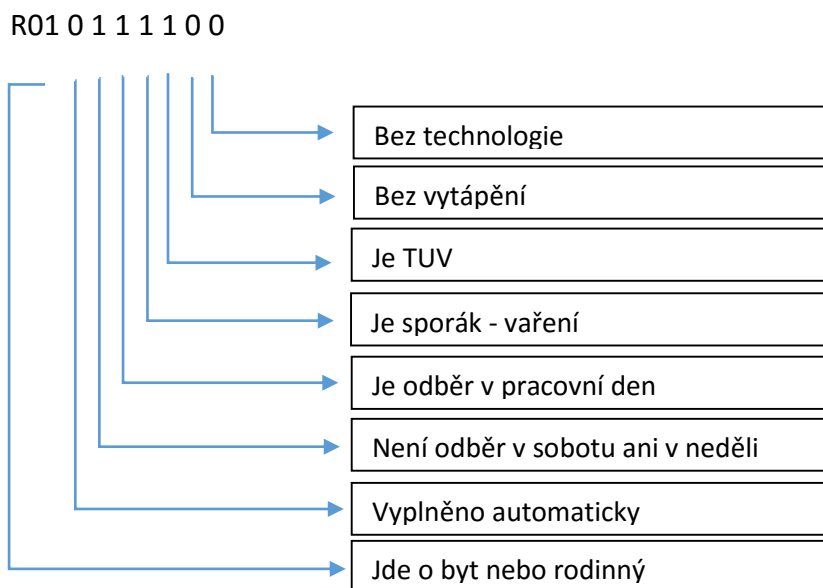
Postup při přechodu na regionální vyhodnocení

Při přechodu na regionální vyhodnocení by bylo nutné „zregionalizovat“ všechny parametry modelu TDD (tj. provést odhad parametrů s využitím historických regionálních teplot) a vyřešit řadu praktických a technických detailů s tím spojených. Teprve v takto modifikovaném modelu by se místo celorepublikových teplot zadávaly teploty regionální. Tato úprava byla i pro letošní rok expertní skupinou zamítnuta a není tedy zatím součástí předávaného díla.

Pro optimalizaci parametrů s využitím regionálních teplot je nutné mít k dispozici regionální teplotní řady za dostatečně dlouhé období. Například pro použití modelu TDD v roce 2015 by bylo potřeba mít k dispozici regionální teploty přibližně od roku 2004. Parametry modelu TDD by přitom nebyly regionální, jednalo by se o celorepublikové parametry, pouze by se pro každého zákazníka používala jeho regionální teplota. Pro plnou regionalizaci všech parametrů by bylo navíc nutné zásadně navýšit počet průběhově měřených zákazníků, podobně jako je tomu u regionálního typového diagramu v elektroenergetice. Z pohledu uživatele by se však v důsledku nutnosti zadávání regionálních teplot každopádně jednalo o regionální přepočtené TDD.

16.3.4 Popis a přiřazení TDD

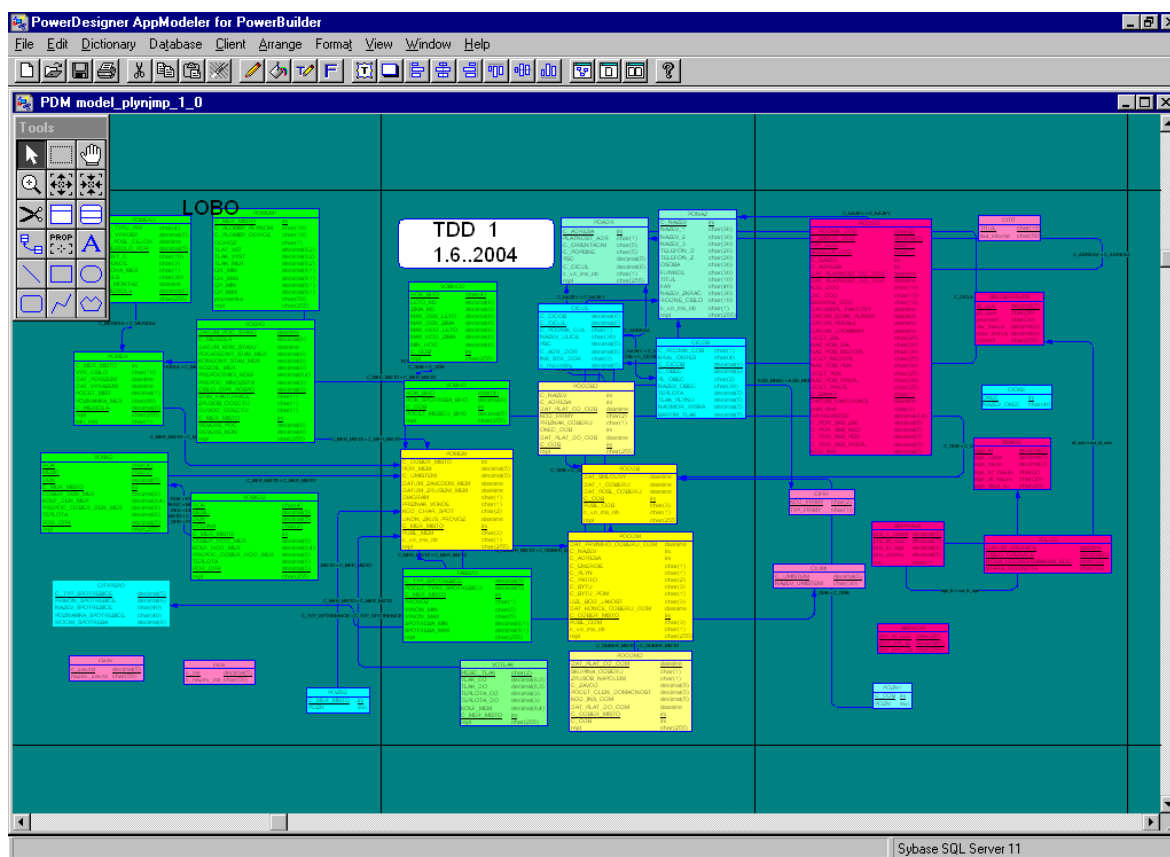
Pro použití TDD v praxi, je potřeba každého odběratele typu „C“ pro potřeby TDD identifikovat. Toto se děje pomocí následující tabulky, podle které je každému odběrateli typu „C“ v zákaznických systémech programově (případně ručně) přidělen tzv. R-kód, který následně slouží pro přiřazení křivky TDD. Tento R-kód identifikuje každého odběratele z hlediska charakteru odběru a využití odběrného místa. Co se pod těmito názvy skrývá, je zřejmé z příložené tabulky. Přiřazený R-kód má pak následující význam:



Přiřazení odběratele do jednotlivých tříd TDD pak probíhá závazně podle tabulky zveřejněné ve vyhlášce o pravidlech trhu s plynem, kterou definuje zhotovitel TDD. Třídy typových diagramů dodávky plynu pro kategorie domácnost, maloodběr a střední odběratel jsou přiřazovány provozovateli distribučních soustav na základě charakteru odběrného místa a frekvence odečtu. V současnosti je definováno dvanáct tříd s historickými názvy podle typů odběrů (DOM – domácnost, MO – maloodběr, SO – střední odběr). V současné době tyto názvy již nevyjadřují kategorii zákazníka. Definovány jsou třídy DOM1 až DOM4, MO1 až MO4 a SO1 až SO4.

16.4 TDD – zpracování a agregace dat z měření

Pro potřeby sběru dat pro TDD byla v roce 2004 vytipována měřidla splňující potřeby kvality dat pro TDD, a která v té době byla v běžném užívání všech DS zúčastněných na projektu TDD. Nutnou podmínkou byla možnost připojení přepočítavače měřeného objemu plynu na normální (vztažné podmínky) s možností dálkového vyčítání, nebo s možností vyčítání v měsíčním intervalu v hodinovém rastru. Jako přepočítavače byly zvoleny Elcor – 94 a uElcor. Výchozím předpokladem bylo, že tato zařízení budou mít pro komunikaci a zpracování výstupů jeden protokol. Záhy se ukázalo, že vzhledem k používání v různých regionech bude protokolů více. V současné době jsou v rámci sběru dat pro TDD zpracovávány výstupy z 19 různých přepočítavačů. Aktuálně se uvažuje o použití nového plynoměru se zabudovaným přepočítavačem.



Pro ukládání dat byl definován a vyvinut datový model pro údržbu hodinových odečtů vybraných odběratelů pro výpočet TDD, kde je především:

- evidence kmenových údajů pro výpočet TDD,
- evidence hodinových odečtů pro plyn /migrace odečtů z odečtových přístrojů/ hodinové odečty,
- údaje pro výpočet TDD,
- technické prostředky měření, popis měřidla,
- tiskové sestavy a statistiky,
- TDD vzor po výpočtu.

Databáze pro model vznikla zpracováním předaných dat a je očištěna od přímé identifikace odběratelů a je průběžně měsíčně doplňována o nově obdržena měření.

16.5 Podklady pro fakturaci a reklamace hodnot

Model TDD není využíván pouze pro stanovení velikosti odběrů průběhově neměřených zákazníků, ale má v plynárenské praxi daleko širší použití. Je to například:

- a. výpočet plánované roční spotřeby,
- b. rozpočet známé spotřeby,
- c. odhad spotřeby za stanovené období,
- d. výpočet přepočtené roční spotřeby.

Body b) a c) mohou být v případě potřeby využity za určitých podmínek ke stanovení objemu spotřebovaného zemního plynu pro fakturaci.

16.5.1 Fakturace

Rozpočet známé spotřeby nebo odhad spotřeby za stanovené období používají distributoři a obchodníci s plynem i v případech, kdy je potřeba provést fakturaci plynu a z různých důvodů nelze provést odečty spotřeb u všech dotčených zákazníků (včetně samoodečtu). Tyto situace nastávají zejména při změnách cenové hladiny dodávaného zemního plynu, fyzické nedostupnosti měřicího zařízení (plynoměru), případně v kombinaci se změnou dodavatele plynu.

16.5.2 Rozpočet známé spotřeby

Rozpočet známé spotřeby se provádí při změně ceny plynu, která nastala v době mezi fakturacemi, v případě, že v okamžiku této změny nedošlo k odečtu spotřeby ze strany PDS nebo samoodečtu zákazníkem.

16.5.3 Odhad spotřeby za stanovené období

Tento výpočet (odhad) se váže na následující podmínky:

1. Celé odhadované období leží v minulosti, a jsou tedy známy skutečné klimatické podmínky za všechny dny tohoto období,
2. Nejsou k dispozici údaje o skutečné spotřebě za uvažované období z odečtu na straně PDS nebo samoodečtu zákazníkem.

17 PRODUKTY A CENY NA TRHU KONCOVÝCH ZÁKAZNÍKŮ

Tomáš Vyležík, Jindřich Švec, Tomáš Varcop

Na úvod je potřeba zdůraznit, že na trhu se zemním plynem se produkty pro konečné zákazníky liší v mnoha aspektech pro jednotlivé zákaznické kategorie. Nejjednodušším členěním, u něž je naprosto zřetelný rozdíl v nabízených produktech, je rozdělení na dvě základní skupiny, a to **domácnosti (DOM)** a **firemní odběratele**, mezi které patří podnikatelé a společnosti z řad průmyslu, služeb či veřejné správy. Firemní odběratele můžeme navíc dělit do dalších podskupin, na trhu je obvyklé zejména jejich členění dle velikosti ročního odběru v daném odběrném místě do kategorií:

- maloodběratel (MO) – zákazník s ročním odběrem do 630 MWh,
- střední odběratel (SO) – zákazník s ročním odběrem minimálně 630 MWh a maximálně 4 200 MWh a
- velkoodběratel (VO) – zákazník s ročním odběrem nad 4 200 MWh.

Obecně platí, že s velikostí odběru zákazníka roste i určitá možnost individuálně si nastavit podmínky svého produktu. Zatímco u domácností jsou produkty všech dodavatelů ex-ante dány, jak si ukážeme za chvíli, největší firemní zákazníci se dnes více či méně úspěšně snaží dodavatelské standardy modifikovat dle svých specifických potřeb.

17.1 Struktura ceny zemního plynu pro zákazníky

Než se dostaneme k samotnému členění produktů pro jednotlivé typy zákazníků, podívejme se ve zkratce na pár základních informací k obecnému členění ceny za dodávku plynu zákazníkům. Do dubna roku 2007 byly ceny za dodávku zemního plynu zákazníkům na českém trhu kompletně regulovány. V průběhu let se však situace výrazně změnila a i proto můžeme na dnešním liberalizovaném trhu se zemním plynem zjednodušeně rozdělit cenu za dodávku plynu na dvě hlavní části:

- neregulovanou část, kterou stanovuje obchodník s plynem a která zahrnuje jak cenu dodávané komodity, tak náklady na strukturování dodávky či uskladnění plynu, poskytnutí odběrové flexibility a všechny ostatní služby a náklady související s dodávkou na straně dodavatele a
- regulovanou část, která se odvíjí od regulovaných sazeb stanovených Cenovým rozhodnutím ERÚ a z pohledu dodávek koncovým zákazníkům se obvykle jedná o cenu za distribuci či přepravu plynu do odběrného místa a také o cenu za služby operátora plynu.

Obvykle platí, že regulovaná složka ceny tvoří u domácností kolem 15–20 % celkových nákladů, u firemních zákazníků to může být i pouze kolem 10 %. Univerzální číslo ale není možné stanovit, protože se podíly obou složek liší zákazník od zákazníka na základě:

- jeho charakteru odběru,
- regionu a příslušné distribuční sítě, ve které se zákazníkovo odběrné místo nachází,
- zákazníkem zvoleného produktu a
- samozřejmě také aktuální ceny plynu na trhu, která determinuje neregulovanou složku.

Ve srovnání s trhem s elektřinou je zastoupení regulovaných složek v cenách výrazně nižší, což je způsobeno mimo jiné také nepřítomnosti platby za obnovitelné zdroje energie. Zákazník tak má možnost větší část svých nákladů ovlivnit vhodnou volbou produktu, čemuž se budeme věnovat v dalším textu.

Podstatnou složkou koncové ceny zemního plynu účtované zákazníkovi jsou také **daně**. V případě zemního plynu jde o:

- daň ze zemního plynu účtovanou od 1. ledna 2008, která je v roce 2015 stanovena ve výši 30,60 Kč/MWh a které podléhají všechny právnické a podnikající fyzické osoby, tedy nikoliv domácnosti, s výjimkou těch, které jsou od této daně osvobozeny dle zákona č. 261/2007 Sb. a samozřejmě
- daň z přidané hodnoty ve výši 21 % ze všech plateb spojených s dodávkou zemního plynu.

17.2 Dodávka zemního domácnostem a maloodběratelům

A nyní se již pojďme podívat na jednotlivé produkty s tím, že začneme u zákazníků z kategorie domácností. Produkty pro tento segment prošly od zpřístupnění trhu alternativním dodavatelům dynamickým vývojem. Zákazník má proto možnost vybrat si z nabídky mnoha dodavatelů, kteří dohromady poskytují široké spektrum desítek produktů lišících se nejen cenou. Společným rysem produktů pro domácnosti jsou **ceníky**, prostřednictvím kterých dodavatelé oznamují své ceny.




Obecně lze rozdělit produkty pro domácnosti na:

- **standardní produkt**, který je charakterizován ceníkem a doba trvání smlouvy je obvykle na dobu neurčitou a
- **akční produkt**, který je obvykle uzavřen na dobu určitou a má fixní cenu (resp. určení ceny) po celou dobu trvání smlouvy

V cenících dodavatelů je možno se jednoduše zorientovat dle dvou níže uvedených parametrů:

- **distribuční zóna** – platba za distribuci je regulovanou položkou a je stanovena individuálně pro každou distribuční zónu, dodavatelé proto mnohdy zveřejňují ceníky zvlášť pro každou distribuční zónu a uvádějí v nich právě i regulovanou složku ceny placenou distributorovi,
- **roční spotřeba** – řádky ceníku obvykle specifikují příslušnou kategorii zákazníků dle odběrové velikosti, zákazník pak může snadno najít jemu náležící regulované i neregulované složky ceny.

Obrázek 17.1: Vzorový ceník dodavatele zemního plynu

Roční odběr v odběrném místě	cena distribuce bez DPH ¹⁾			cena za odebraný plyn a ostatní služby dodávky bez DPH ¹⁾		celková konečná cena bez DPH			celková konečná cena s DPH ¹⁾		
	pevná cena za odebraný plyn	stálý měsíční plat za kapacitu	pevná roční cena za kapacitu	cena za odebraný plyn	stálý měsíční plat	součet cen za odebraný plyn	součet stálých měs. platů	součet cen za odebraný plyn	součet stálých měs. platů	součet cen za odebraný plyn	součet stálých měs. platů
kWh/rok	Kč/kWh	Kč/měsíc	Kč/m ³	Kč/kWh	Kč/měsíc	Kč/kWh	Kč/měsíc	Kč/m ³	Kč/kWh	Kč/měsíc	Kč/m ³
 vaším do 1 890	0,41277	65,05		1,27235	6,69	1,68512	71,74		2,03900	86,81	
 ohřívám vodu nad 1 890 do 7 560	0,23474	93,09		1,00489	26,86	1,23963	119,95		1,49995	145,14	
 topím nad 7 560 do 15 000	0,21185	107,51		0,97873	114,63	1,19058	222,14		1,44060	268,79	
nad 15 000 do 25 000	0,19375	130,14		0,97873	114,63	1,17248	244,77		1,41870	296,17	
nad 25 000 do 45 000	0,16774	184,33		0,97873	114,63	1,14647	298,96		1,38723	361,74	
nad 45 000 do 63 000	0,13738	298,16		0,97873	114,63	1,11611	412,79		1,35049	499,48	
nad 63 000 do 630 000 ¹⁾	0,11755		108,07516	0,97651	175,00	1,09406	175,00	108,07516	1,32381	211,75	130,77094

Na řádku pro jeho odběrovou kategorii (viz obrázek 17.1) může zákazník nalézt položky:

- **cena za odebraný plyn a ostatní služby** dodávky – je stanovena dodavatelem jako dvou-složková a udává jednotkovou cenu za odebranou MWh plynu a stálý měsíční plat v Kč za dodávku do daného odběrného místa,
- **cena za distribuci plynu** – obdobně jako u neregulované položky se v případě domácností jedná o dvousložkovou cenu, tedy jednotkovou cenou za odebranou MWh a stálý měsíční plat, která je zákazníkovi v dané distribuční zóně stanovena stejně bez ohledu na zvoleného dodavatele plynu.

Někteří z dodavatelů v ceníku pro úplnost uvádějí také poplatek za služby Operátora trhu s elektřinou a plynem, který v roce 2015 činí 2,16 Kč za každou spotřebovanou MWh. V případě maloodběratelů jde vidět, že u platby za distribuci je stálý měsíční plat nahrazen regulovanou platbou za denní odběrovou kapacitu (stanovenou v Kč za 1 m³ denních maximálního množství zákazníka).

Jak jsme již uvedli, platba za distribuci je regulovaná, tedy zákazník ji nemůže nijak ovlivnit. Pokud ale porovnává cenové podmínky jednotlivých produktů, v části stanovené dodavatelem energií by se měl zaměřit také na vztah mezi cenou za odebraný plyn a stálým měsíčním platem, kdy až jejich součet tvoří celkové neregulované náklady placené dodavateli plynu. Jak je zřejmé z příkladu uvedeného v obrázku 17.2, nižší cena za odebraný plyn v ceníku nemusí automaticky znamenat nižší platbu dodavateli plynu.

Obrázek 17.2: Srovnání nabídek dodavatelů plynu dle ceny za odebraný plyn a stálé platby

parametr	dodavatel 1	dodavatel 2
spotřeba zákazníka (kWh)	3 000	3 000
položky z ceníku		
cena za odebraný plyn (Kč/kWh)	1,00000	1,06000
stálý měsíční plat (Kč)	100	60
platby dodavateli plynu		
platba za odebraný plyn (Kč)	3 000	3 180
stálý plat / rok (Kč)	1 200	720
roční platba dodavateli (Kč)	4 200	3 900

Z obrázku 17.1 je také patrné, že součástí ceníků jsou obvykle i ceny zveřejňované pro kategorii maloodběratel. I této kategorie zákazníků se dnes ale ve velkém týkají individuálně řešené produkty a ceny obvyklé pro kategorii firemních zákazníků, čemuž se budeme věnovat v další části této kapitoly.

Krom výše diskutovaného cenového aspektu ale zákazníci při výběru dodavatele kladou velkou váhu i jiným parametrům, mezi které patří zejména:

- **DOBA TRVÁNÍ SMLOUVY:** Na rozdíl od nedávné minulosti, kdy byly smlouvy na dodávky plynu domácnostem bezvýhradně na dobu neurčitou, mají dnes v portfoliích jednotlivých dodavatelů většinové zastoupení produkty na dobu určitou. Podíl produktů uzavíraných na dva a více let navíc nadále narůstá.
- **FIXACE CENY:** Ceny nejstarších produktů v segmentu domácností bývaly s kvartální frekvencí měněny a neposkytovaly tak zákazníkům komfort ve formě stability. Růst ceny plynu na velkoobchodním trhu následovně mohl vést i k několikaprocentním skokovým nárůstům koncových cen (tj. cenové riziko bylo obchodníkem přenášeno na zákazníka). Spolu se smlouvami na dobu určitou se ale začaly prosazovat i fixace cen domácnostmi, kdy byla garantována neměnná cenová hladina po dobu trvání smlouvy. Určitou paralelu v produktovém vývoji nalezneme také v další části této kapitoly, která se bude věnovat firemním zákazníkům. Zajímavou variantou je i jedna z nedávných tržních novinek, kdy má zákazník fixované ceny i na tři roky s tím, že každý rok získává slevu oproti předchozímu období. Výše uvedené parametry mohou být dále kombinovány i s dalšími vlivy, které mohou mít při formování ceny pro domácnosti významnou roli.
- **AKČNÍ NABÍDKY DODAVATELŮ:** Velmi obvyklé jsou dnes různé typy akčních produktů, kdy jsou zákazníkovi při uzavření smlouvy na dobu určitou poskytovány dodatečné výhody. Mezi ně patří třeba cenové bonusy, dárky či přímo finanční odměna. Tyto produkty jsou mnohdy zacíleny na specifické skupiny zákazníků, u kterých může být právě takovýto akční bonus jedním z hlavních faktorů při rozhodování o podpisu smlouvy.
- **ONLINE KOMUNIKACE:** S ohledem na nákladovou složku se dodavatelé snaží motivovat zákazníka k online komunikaci. Mnozí z nich tak například cenově zvýhodňují smlouvy uzavřené přes internet.
- **VĚRNOSTNÍ A DALŠÍ BENEFITY:** Z různých benefitů se můžeme setkat také s věrnostními výhodami, které mohou souviset například s délkou smluvního vztahu s dodavatelem či dodávkou více komodit. A vzhledem k tomu, že dodavatelé energií se již delší dobu dívají i za rámec svého klíčového byznysu, spolu s dodávkou plynu či elektřiny tak obvykle na-

bízejí i různé věrnostní karty partnerských organizací či další služby jako pojištění domácnosti, telefonní karty apod.

Na neustále se měnícím energetickém trhu stojí určitě za zmínku i další směry vývoje a prodeje koncovým klientům. V posledních letech jsme se setkali například se snahami třetích stran seskupovat zákazníky z řad domácností do větších celků a tím pro ně dosáhnout určité cenové úspory. V předchozím odstavci jsme zmínili i jiný moderní trend v službách dodavatelů energií, kterým je rozšiřování působnosti za rámec pouhé dodávky komodit – kromě výše uvedených případů je dnes velmi aktuálním tématem také pomoc v otázce energetických úspor. V poslední době se setkáváme i s tím, že společnosti z jiných odvětví, jako například bankovníctví, hledají alternativní obchodní příležitosti právě v dodávkách energií.

17.3 Průmysloví a firemní odběratelé

Odběry nepatřící do kategorie domácností můžeme zjednodušeně zařadit do skupiny firemních zákazníků. Ta se na jednu stranu vyznačuje mnoha společnými prvky v produktech a nákupním chování, na druhou stranu je ale ve velkém množství aspektů vnitřně velmi různorodá. Zároveň bychom si měli uvědomit, že se nemusí jednat pouze o klienty z kategorie výrobního či jiného průmyslu, ale také veřejných institucí či státní správy, malých a středních podnikatelů, tepláren, kotelen a mnoha jiných. Produktový pohled je ale u většiny z nich obdobný.

Stejně jako u domácností prošel v posledních letech dynamickým vývojem i trh firemních zákazníků, a to napříč všemi typy odběrů, tedy u velkoobdobatelů, středních odběratelů i maloobdobatelů. Toto s sebou zároveň přineslo velkou variabilitu v produktech i způsobu nákupu jednotlivými zákaznickými subkategoriemi, mezi kterými dnes díky tomu najdeme větší rozdíly než před pár lety.

Při členění produktů pro firemní odběratele si v této části uděláme menší historické okénko a kromě specifik jednotlivých produktů se podíváme také na to, kdy a z jakých důvodů jednotlivá řešení postupně přicházela na trh a jak se v čase dále rozvíjela či naopak upadala téměř či zcela v zapomnění. Společným rysem všech těchto produktů je, že jejich rozšiřování na trhu začínalo vždy u největších odběratelů plynu, aby byly následně stále častěji využívány i menšími klienty. A pokud bychom šli ještě o stupeň výše nad trh koncových zákazníků, pak lze najít i určité paralely s historickým vývojem velkoobchodního trhu, na kterém největší firemní odběratelé a také samotní dodavatelé mnohdy hledají inspiraci.

17.3.1 Historický vývoj produktových řešení na trhu firemních odběratelů

Obdobně jako v případě domácností vše před liberalizací plynového trhu začíná u cen regulovaných, kdy byly zákaznické ceny sesouhlaseny regulátorem na bázi cenového stropu upravujícího přiměřenou míru zisku. My se ale nyní podíváme na produktový vývoj po liberalizaci trhu s plynem.

17.3.1.1 Produkt Cenový vzorec

Prvním z běžně rozšířených produktů po liberalizaci byl **cenový vzorec**. Troufneme si říci, že s tímto produktem se setkalo a využívalo jej minimálně po určitou dobu prakticky 100 % firem-

ních zákazníků. Jak jsme naznačovali již dříve, i za implementací tohoto produktu na trhu koncových odběratelů stála souvislost s trhem velkoobchodním. Trh se zemním plynem ani burzy s energiemi ještě ve stádiu rané liberalizace českého trhu nebyly rozvinuty, takže se cena nabízená firemním zákazníkům odvíjela od dlouhodobých nákupních kontraktů. A právě ty byly indexovány na cenu jiných energetických komodit, v případě České republiky zejména lehkého a těžkého topného oleje a také uhlí. Cena plynu byla pro daný měsíc závislá na průměrných cenách vstupujících podkladových komodit za určité referenční období, které obvykle čítalo šest až devět předcházejících měsíců. Vzorec níže ukazuje typický způsob takového určení ceny plynu v €/MWh:

$$\text{CENA} = P_0 + K_1 \cdot (\text{LFO} - \text{LFO}_0) + K_2 \cdot (\text{HFO} - \text{HFO}_0) + K_3 \cdot (\text{COAL} - \text{COAL}_0)$$

P_0 je základní úroveň jednotkové ceny komodity stanovená v €/MWh či \$/MWh,

LFO, TFO a COAL jsou průměrné ceny olejů a uhlí za stanovené referenční období,

jako LFO_0 , TFO_0 a COAL_0 se mnohdy používají bazické hodnoty těchto komodit, kdy je cena plynu závislá na rozdílu ceny podkladové komodity a její bazické hodnoty,

koefficienty K_i jsou pak míry sensitivity ceny plynu na změnu ceny dané komodity.

Do olejových vzorců ale vstupují i další parametry, které jsme výše zanedbali – zejména jde o směnné kurzy €/Kč a €/USD. Ceny olejů jsou totiž obvykle denominovány v dolarech, obdobně na tom bývala i P_0 v dlouhodobých importních kontraktech. Proto je potřeba převést tyto parametry do €, v případě dodávek českým zákazníkům v domácí měně následně také do korun. K tomu se obvykle využívá dat publikovaných Českou národní bankou či Evropskou centrální bankou.

Před rokem 2010 byl cenový vzorec zcela převládajícím produktem na trhu firemních zákazníků. Rozvoj českého a evropského energetického trhu a nákladová nejistota tohoto produktu, kdy se cena plynu měnila z měsíce na měsíc dle vývoje cen podkladových komodit, ale vedly k postupnému ústupu tohoto produktu ze slávy. Jedním z hlavních spouštěčů této tržní změny bylo také výrazné "rozevření nůžek" mezi cenami dlouhodobých nákupních kontraktů, od kterých se vzorcová cena pro konečné odběratele odvíjela, a vznikajícími tržními cenami na stále likvidnějším evropském velkoobchodním trhu. Tento jev byl pozorován od roku 2008 vlivem předchozího výrazného růstu cen ropných produktů a také ekonomické krize, která naopak znamenala propad evropské poptávky po plynu a následně i tržních cen této komodity.

Navzdory tomu cenové vzorce na trhu do určité míry přetrvaly dodnes, a to nejen v Čechách. Většinou již ale nemají stejný formát jako před lety, ale spíše jde produkt, kterým zákazník může dosáhnout provázání ceny zemního plynu s prakticky jakoukoliv na trhu obchodovanou komoditou. Krom indexace třeba jen na cenu jednoho vybraného oleje či ropy se tak teoreticky můžeme setkat i vazbou na jinou komoditu, která může být pro zákazníka z nákladového či výnosového pohledu důležitá. Krom dodávky zemního plynu tak zákazník výběrem dodavatele zemního plynu může získat i celkové zajištění své nákladové pozice. Takové cenové určení totiž může být jednoduše stanovené i tak, že pokud bude cena jiné pro zákazníka důležité nákladové komodity růst, cena plynu mu naopak bude klesat.

17.3.1.2 Produkt Fixní cena

Dlouhodobě horší možnosti plánování neustále se měnících nákladů v cenovém vzorci spolu s nárůsty cen plynu, jako tomu bylo například ve výše zmíněném případě roku 2008, kdy ropa vystoupala až ke 150 USD/barel, vedly k rostoucímu zájmu o cenové fixace. V první vlně zákaz-

níci obvykle zajišťovali cenu pro část svého očekávaného odběru, ale relativně velmi rychle převládl trend nákupu celé dodávky za předem stanovenou fixní cenu.

17.3.1.3 Produkt Postupný nákup a jiné varianty tržních indexací

Od fixních cen, jejichž výše se začala stále častěji odvíjet od možností dostupných na velkoobchodním trhu, již není příliš daleko k produktu, který je na trhu obecně znám jako postupný nákup. Nejde o nic jiného, než produktovou variantu navazující cenu koncových odběratelů přímo na dostupné tržní / burzovní kotace plynu. Na trhu začal větší boom tohoto produktového řešení v roce 2011. Popularita postupného nákupu od té doby neustále roste a zejména u největších odběratelů je již pár let naprosto dominantním způsobem nákupu.

Zákazníci tento produkt začali preferovat zejména kvůli jeho cenové transparentnosti a také kvůli snahám o diverzifikaci cenových rizik. Té je možné dosáhnout nákupem ve více postupných krocích, proto také název postupný nákup. A aby se při tomto způsobu nákupu zákazníci vyhnuli neustálému poptávání cenových nabídek od dodavatele, produkt poskytuje i velmi jednoduchý mechanismus cenového určení, kdy je cena zákazníka odvozena od aktuální tržní kotace, ke které je připočten (nebo která je násobena) koeficient zohledňující náklady obchodníka a ostatní platby spojené s dodávkou komodity. Zákazník se tak ve smlouvě dohodne s dodavatelem na výši koeficientu, který se přidává k tržní ceně, a následně již je na něm jen volba jednotlivých nákupních kroků dle aktuálního vývoje trhu.

Jak jsme již zmiňovali, krom diverzifikace rizik produkt na trh přinesl také velkou transparentnost cenového určení pro zákazníky. Ti jsou na základě smlouvy a toho, co vidí na burzovním „screenu“, schopni snadno spočítat cenu aktuálního nákupního kroku a rychle se rozhodnout o případné realizaci nákupu. Za velkým rozšířením tohoto produktu na českém trhu stála z velké části také burza EEX, resp. na ní veřejně dostupné kotace cen zemního plynu pro německý virtuální obchodní bod NCG, které jsou zobrazeny na obrázku 17.3. Ty již několik let slouží jako reference pro český trh koncových zákazníků a vztahuje se k nim většina tržně indexovaných kontraktů na trhu.

Je třeba si uvědomit, že zejména pojem "veřejně dostupné" byl klíčový, protože pokud by tyto ceny nebyly k dispozici veřejně a zdarma na internetu, zákazníci by zajisté neměli takovou motivaci opouštět fixní ceny. Přechod k produktu jako postupný nákup by v takovém případě nakonec opět vedl k zafixování ceny komodity dle kotace neveřejného zdroje, kterým je koneckonců i sám obchodník v případě ceny fixní.

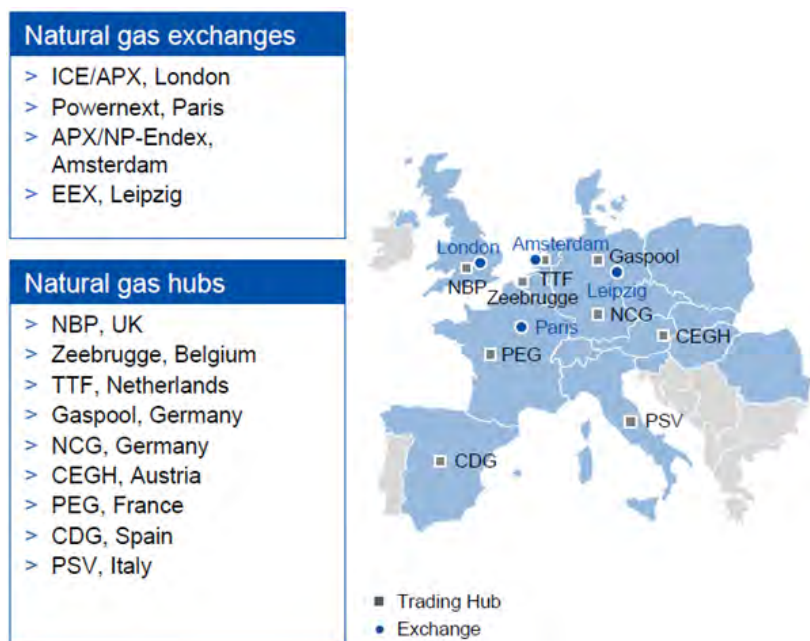
Obrázek 17.3: Ukázka cen plynu kotovaných na EEX

Name	Best Bid	Best Ask	No. of Contracts	Last Price	Abs. Change	Last Time	Last Vol.	Settl. Price	Vol.	Vol. Trade Registration	Open Interest	Prev. Day
Cal-16	21.450	21.850	-	-	-	-	-	-	-	-	607	
Cal-17	21.700	22.200	-	-	-	-	-	-	-	-	695	
Cal-18	21.950	22.500	-	-	-	-	-	-	-	-	20	

Od primárního účelu jako alternativního způsobu fixování ceny se postupný nákup v průběhu let vyvinul v produkt, který trh koncových zákazníků výrazně sblížil s trhem velkoobchodním a produkty na něm dostupnými. Dnes proto poskytuje velikou variabilitu kryjící nejrůznější zákaznické potřeby a na trhu se můžeme setkat až s desítkami jeho variant. Ty se liší například v:

- **zdroji tržních kotací** – kromě burzy EEX bývají ve smlouvách se zákazníky využívány i tzv. OTC (over-the-counter) přímé kotace dodavatele, relativní novinkou je také kotování cen plynu pro český virtuální bod dle pražské burzy PXE, s čímž se můžeme na trhu koncových zákazníků také občas setkat,
- **obchodním bodu ("hub")**, ke kterému se cena vztahuje – aktuálně se na českém trhu krom z 99% převažujícího NCG můžeme setkat zejména s německým Gaspoolem, holandským TTF či výše zmíněným českým virtuálním prodejním bodem,
- **dlouhodobosti či krátkodobosti nakupovaných produktů** – na forwardovém trhu zákazníci nakupují zejména na burze standardně kotované roční, čtvrtletní, sezónní a měsíční produkty,
- **využití spotového trhu** – velkým trendem posledních let je také využití spotových produktů včetně týdenních, víkendových a zejména denních nákupů jako dodatečného nákupního zdroje, kdy tímto zákazníci zároveň opouštějí původní tržní modely s poskytovanou odběrovou flexibilitou,
- a mnoha dalších méně či více výrazných faktorech.

Obrázek 17.4: Burzy a obchodní body v západní Evropě v roce 2011



17.3.2 Produktové využití dle zákaznických skupin

Z předchozích odstavců již víme, s jakými produkty se na trhu firemních odběratelů obvykle setkáváme a také širší tržní souvislosti, které s produktovým vývojem v posledních letech souvisely. Také jsme se dověděli, že většina zákazníků dnes nakupuje v produktu fixní cena či postupný nákup. Co do počtu zákazníků na trhu nadále vládne nákup za fixní ceny, což souvisí zejména s velkými počty menších firemních odběratelů. Troufneme si ale říci, že objemově dnes na tomto trhu dominuje postupný nákup, což je pro změnu dáno využitím u prakticky všech největších zákazníků na českém trhu. A i když se přístup k nákupu se klient od klienta liší, na trhu je možné vysledovat určité společné rysy v chování jednotlivých zákaznických skupin, na které se nyní ještě krátce podíváme.

Několikrát již bylo naznačeno, že důležitým aspektem je zejména velikost odběru zákazníka. S výší účtu za zemní plyn či i podílem této komodity na celkových nákladech společnosti obvykle rostou také časové možnosti a důležitost kladená zákazníkem nákupu zemního plynu. Mezi zákazníky získává s rostoucí velikostí odběru plynu stále větší zastoupení postupný nákup, který je naprosto dominantní u největších zákazníků s ročním odběrem v řádu desítek či dokonce stovek GWh. Zákazníci spadající do kategorie menších velkoobdobatelů či dokonce středních odběratelů a maloodběratelů naopak ve velké většině stále nakupují plyn jednorázově na rok či delší období za fixní cenu.

Právě největší odběratelé do značné míry udávají tržní trendy a ovlivňují nákupní chování menších zákazníků na trhu. Jejich produktová řešení se mnohdy přibližují velkoobchodnímu trhu, což v posledních letech vedlo například až k tomu, že jsou jejich odběrové odchylky často řešeny přes spotový trh. Tento přístup souvisí také s majetkovou strukturou velkých odběratelů, kteří bývají součástí nadnárodních koncernů. Jejich nákupní chování proto bývá alespoň částečně koordinováno či řízeno ze zemí západní Evropy, kde se trh se zemním plynem rozvíjel o pár let dříve než v České republice.

17.4 Optimalizace nákupu zemního plynu pro pokrytí diagramu a oceňování diagramu zákazníka

Optimální nákup zemního plynu k pokrytí odběrového diagramu zákaznického portfolia má z pohledu dodavatelů velmi důležitou roli, která si nezádá ani s úlohou prodejního oddělení. Nesprávná strategie či dokonce chyba při nákupu komodity může mít pro dodavatele plynu nemalé finanční dopady, které by se mohly dotýkat i jeho samotné existence. Portfolio manažeři proto musí při nákupu zemního plynu pozorně sledovat zejména dva hlavní a vzájemně propojené cíle:

- udržení profitability portfolia vhodnou nákupní strategií a
- sladění nákupu s odběrem portfolia v daném obchodním dni tak, aby případnými odchylkami nevznikaly dodatečné náklady.

Ačkoliv se může úkol **sladování nákupu s odběrem portfolia zákazníků** daného dodavatele zdát jednodušší než na trhu s elektřinou, protože se odchylky řeší denně a nikoliv hodinově, nákupčí se musí vyrovnat s mnoha úskalími, mezi které patří:

- **nejistá spotřeba zákaznického portfolia:** Přestože je možné spotřebu portfolia do značné míry predikovat nejen na základě historicky pozorovaného chování, realita se může od dlouhodobých i krátkodobých předpovědí výrazně lišit. Pokud budeme uvažovat dodavatele, který má ve svém portfoliu například větší množství domácností a pár velkých průmyslových odběratelů, pak musí počítat s tím, že zejména v průběhu zimního období dokáže každá změna teploty o stupeň Celsia spotřebu portfolia o několik procent ovlivnit. Toto je navíc kombinováno s krátkodobými i dlouhodobějšími technologickými změnami a výpadky, které mohou vést k výrazným rozdílům ve spotřebě průmyslových odběratelů oproti původním očekáváním. Přesně sladit nákupní chování s odběrem zákazníků je tak nemožné, a to přestože bývají velcí firemní zákazníci smluvně motivováni dopředu hlásit a upřesňovat (nominovat) své očekávané spotřeby.
- **struktura velkoobchodních forwardových produktů:** Na velkoobchodním trhu jsou standardně obchodovány produkty, které se vyznačují dodávkou stejného množství pro každý den, respektive každou hodinu, příslušného obchodovaného období a které tím pádem nejsou v souladu s neustále se měnícími spotřebami zákaznického portfolia. Krom neočekávaných odběrových odchylek zmíněných v bodu výše jsou ve spotřebách i ex ante dané vlivy determinující zákaznickou spotřebu, mezi něž můžeme zařadit například charakter provozu mnohých průmyslových zákazníků, kteří o víkendech utlumují výrobu a spolu s tím i spotřebu plynu. Opačný vliv mívá naopak chování domácností v průběhu zimy, kdy bývá plyn využíván k vytápění více o víkendech než v době pracovních dnů.
- **likvidita trhu a obchodované produkty:** S omezeními na velkoobchodě souvisí i další problém, kterému bývají nákupčí nuceni čelit. Vzhledem k omezené likviditě trhu, která často umožňuje nákup pouze několika nejbližších měsíců, kvartálů či roků, nemusí být v době prodeje zcela jednoduše řešitelná otázka pokrytí sezónnosti odběru zákazníka. Uvažujme například ne zcela neobvyklou situaci, kdy bychom se zákazníkem otopového charakteru uzavírali smlouvu na dodávku v období za dva roky (v roce $R + 2$) v produktu fixní cena. Protože danou dodávku není možné pokrýt nákupem standardního ročního produktu a dodávky zimních měsíců daného období mohou být velmi málo likvidní, nákupčí mohou být nuceni hledat alternativní cesty zajištění pozic.

S předchozími dvěma body souvisí také další objemový parametr velkoobchodního trhu. Standardem je totiž dodávka 1 MW pro každou hodinu dodávky, což znamená více než 700 MWh pro daný měsíc, respektive minimální objem 8 760 MWh v ročním produktu. Zejména v případě menších firemních zákazníků, kteří takovéto výše spotřeby zdaleka nedosahují, je zajištění požadované pozice obtížné a portfolio manažeři si musí i díky tomuto aspektu alespoň částečně "hrát" s pozicemi svého portfolia.

Praktickému řešení sladování nákupu s denním odběrem portfolia se budeme ve větším detailu věnovat ještě za chvíli. V tuto chvíli se ale krátce podívejme také na maržový aspekt nákupního chování, protože i když je nákupní strategie různá pro každého dodavatele, pro všechny platí, že portfolio management musí bedlivě sledovat také úkol **udržení profitability zákaznického portfolia**. Většina nákupních strategií se vyznačuje tím, že dodavatel zajišťují alespoň část objemu pro domácnosti ještě před rokem dodávky a pro firemní zákazníky v době uzavření prodejní transakce. Jednotný vzorec chování ale neexistuje, rizikově averznější dodavatelé jsou ex-ante zajištění více, více spekulativní naopak méně. Nákupní chování daného portfolia manažera ale nemusí být neměnné a proto jej může výrazně determinovat třeba i aktuální cenový vývoj na trhu. Příznivé ceny tak mohou vést k větší míře zajišťování pozic a naopak vysoké ceny k oddalování nákupů v očekávání tržních korekcí.

Bez ohledu na svou aktuální strategii by si ale všichni nákupčí měli být vědomi hrozby, kdy dodavatel prodá nemalé objemy na budoucí období a nechá otevřenou celou či velkou část pozice. Na příkladu níže si ukážeme případ prodeje velkému průmyslovému zákazníkovi za fixní cenu na rok 2016 a ponechání otevřené pozice. Zároveň uvažujme akceptaci zákazníkem ke dni 19. 1. 2015, kdy byly ceny na trhu na své minimální hladině, ale během pár nadcházejících dnů rostly takovým tempem, že 12. 2. 2015 dosáhly ceny o několik euro vyšší.

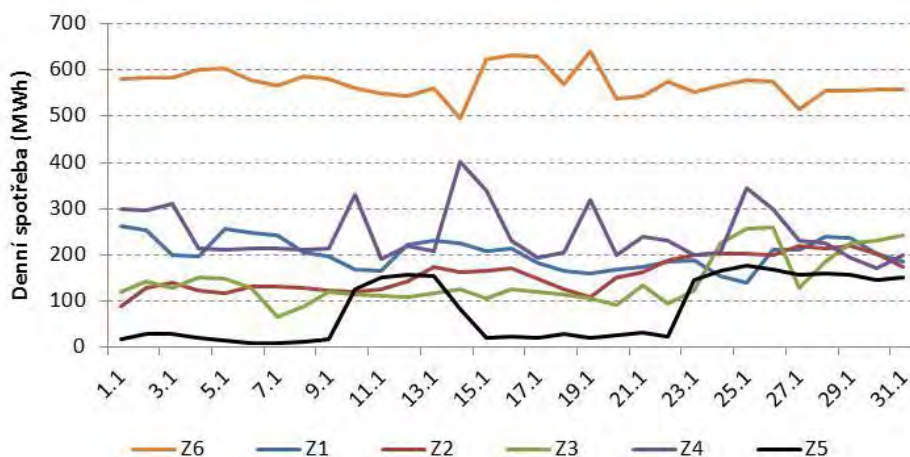
Obrázek 17.5: Příklad dosažené tržní ztráty na nákupní otevřené pozici během tří týdnů

Objem (MWh)	100 000
Tržní cena v době prodeje (€/MWh)	19,98
Tržní cena v době nákupu (€/MWh)	23,32
Tržní ztráta (€/MWh)	-3,34
Tržní ztráta (€)	-334 000

Je samozřejmě otázkou, zda by portfolio manažer zrovna v tomto okamžiku pozici na vstupu uzavřel. Ale pokud by neměl jinou možnost a plyn dopředu nakoupený neměl, pak by realizoval na nákupu tržní ztrátu přes 9 milionů korun a vzhledem k výši marží v tomto segmentu trhu by prodejní transakce znamenala extrémně negativní dopad do finančního výsledku dodavatele. Ukázaný cenový pohyb sice není na trhu obvyklý, ale jak je vidět, i tak může snadno nastat. Nejen na trhu se zemním plynem tak platí, že se spekulace nemusí vyplatit.

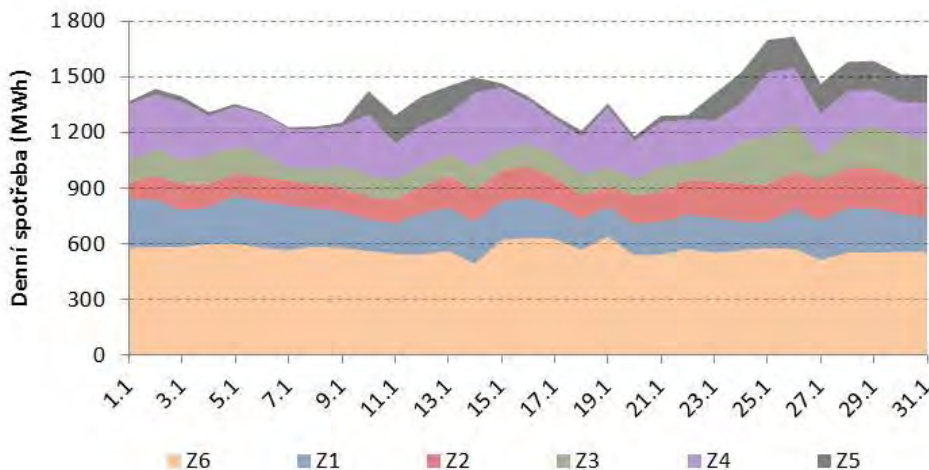
Nyní se na příkladu vraťme k praktické ukázce toho, jak by mohla vypadat **struktura nákupních kroků pro malé zákaznické portfolio**. Pro jednoduchost budeme uvažovat období jednoho měsíce dodávky, pro které chce nákupčí zajistit plyn pro potřeby svého portfolia šesti firemních zákazníků různých velikostí. Předpokládejme zároveň, že denní spotřeby jednotlivých zákazníků se pohybují od 10 MWh do více než 600 MWh (viz obrázek 17.6).

Obrázek 17.6: Denní spotřeby šesti zákazníků vzorového portfolia



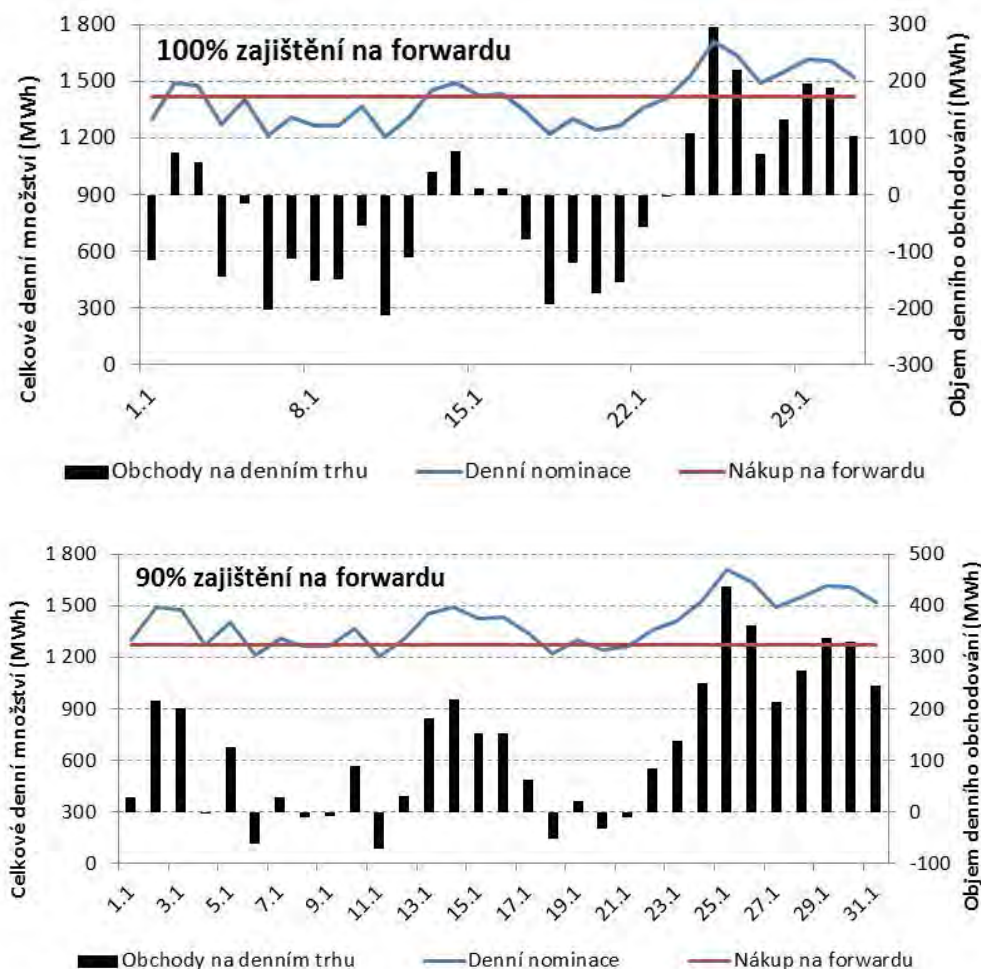
Otázka souladu nákupu se spotřebami zákazníků se řeší na portfoliové bázi. Proto nás, stejně jako příslušného portfolio manažera, zajímá celková spotřeba portfolia. V případě našich šesti zákazníků tak není potřeba balancovat nákup a spotřebu pro každého separátně. To s sebou nese i určité výhody známé jako **portfolio efekt**, pod kterým si můžeme představit zejména fakt, že odběrové odchylky jednotlivých zákazníků mohou působit proti sobě navzájem. První zákazník tedy odebírá méně, než pro něj bylo nakoupeno, druhý naopak více, což má za následek úspory při obchodování na denním trhu ve srovnání se situací, kdy by se portfoliový přístup neaplikoval.

Obrázek 17.7: Kumulatívní křivka spotřeby vzorového portfolia šesti zákazníků



V našem příkladu při kontraktaci očekáváme měsíční spotřebu vzorového portfolia zákazníků na úrovni 48 000 MWh, a to v poměrně vyrovnaném denním odběru. Zároveň je za měsíc dodávky naměřen měsíční odběr 46 706 MWh v denní struktuře ukázané na obrázku 17.7. Zároveň se podívejme na dvě ilustrativní nákupní strategie na obrázku 17.8, kdy se portfolio manažer v první z nich snaží na forwardovém trhu standardními produkty pokrýt 100 % očekávaného měsíčního odběru portfolia. V druhém případě ale ex-ante předpokládá větší zastoupení obchodů na spotovém trhu a dopředu zajišťuje pouze 90 % očekávaného měsíčního odběru.

Obrázek 17.8: Struktura nákupů na denním trhu při 100% a 90% zajištění forwardovými produkty



V obou případech tedy uvažujeme zjednodušený scénář, kdy nákupčí zajišťují své pozice na velkoobchodním forwardovém trhu, obvykle ročními, čtvrtletními a měsíčními nákupy. Jakékoliv odchylky očekávaných spotřeb portfolia proti takto nakoupeným objemům jsou obchodovány na spotovém trhu, v námi uvažovaném případě na denním trhu před dnem dodávky. A právě souloví **očekávaná spotřeba** je velmi důležité, protože právě dle ní se při obchodování nákupčí řídí. Za pomoci speciálního softwaru a modelů se snaží s maximální přesností predikovat denní odběr portfolia a následně vytváří **denní nominace spotřeby**, jejichž rozdíl od nákupu na forwardu je nutné zobchodovat. Tedy pokud je portfolio na forwardu krátké, je potřeba dokoupit příslušné množství na spotu, pokud je dlouhé, přebytečné množství se naopak odprodává.

Ze srovnání obou strategií nákupu vyplývá, že v prvním případě musel nákupčí poměrně často odprodávat neodebrané množství, kdežto v druhém případě byly ve většině dnů na denním trhu objemy dokupovány, a to denně i více než 300 MWh. V případě prvním dodavatel za daný měsíc celkově nominoval, resp. očekával spotřebu o cca 800 MWh méně, než bylo nakoupeno (portfolio bylo dlouhé) a celkově na denním trhu zobchodoval oběma směry přes 3 900 MWh. V případě druhém naopak v sumě nominoval o téměř 4 000 MWh více, než bylo nakoupeno na forwardu (portfolio bylo krátké), ale protože byl občas nucen i něco odprodat, celkově realizoval na denním trhu obchody v objemu větším než 4 800 MWh.

Na první pohled je ale nemožné říci, která ze strategií je lepší. Pokud by byly ceny na denním trhu levnější než na forwardu zajišťovaná alternativa, druhá strategie by vedla k většímu za-

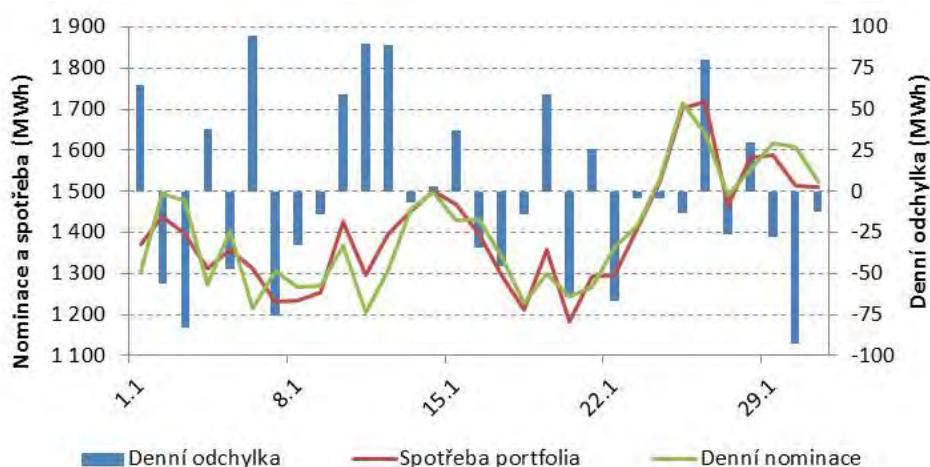
stoupení levnějších denních nákupů na dodávce, tedy i nižším průměrným nákladům a lepším výsledkům. V případě vysokých cen na denním trhu by ale situace byla opačná. Obecně bychom ale mohli říci, že pokud neočekáváme zásadní odběrové odchylky proti původním předpokladům, první strategie s relativně vyrovnaným zastoupením nákupů a prodejů na denním trhu může být vnímána jako konzervativnější, protože by ceny na denním trhu neměly mít na nákladovou pozici portfolia takový vliv.

Nyní se podívejme také na aspekt **nominací a jejich vztahu k reálné spotřebě portfolia**. Ačkoliv se dodavatel snaží dopředu maximálně odhadnout spotřebu svého portfolia, úplně srovnat tato čísla není možné. V našem případě dodavatel za měsíc pozoruje následující celková čísla:

48 000 MWh	Smluvní objem / očekávaná spotřeba při kontraktaci
47 163 MWh	Nominovaná spotřeba v průběhu měsíce dodávky
46 706 MWh	Celková reálná spotřeba portfolia za měsíc dodávky

Ze vztahu nominací a spotřeby vyplývá, že v daném měsíci bylo celkově nakoupeno o cca 450 MWh více, než portfolio nakonec odebralo. V jednotlivých dnech pak odchylky dosahovaly obvykle do cca 100 MWh na obě strany (viz obrázek 17.9), tedy někdy bylo nakoupeno méně, jindy pro změnu více než portfolio odebralo. V případě našeho vzorového portfolia šlo o relativně malé odchylky a denní spotřeba byla poměrně dobře předvídatelná. I tak ale mají odchylky určité dopady.

Obrázek 17.9: Spotřeba vzorového portfolia, nominace a denní odchylky



Odchylky nominací daného dodavatele od reálné spotřeby jeho zákaznického portfolia jsou na základě platné legislativy následně předmětem jejich vyrovnávání ve vztahu k operátorovi trhu, čemuž se ale věnujeme v jiné kapitole této knihy.

17.5 Oceňování dodávky zemního plynu

V kapitole věnované oceňování dodávky se zaměříme na segment firemních zákazníků, jejichž cena je primárně determinována tržní kotací v době předložení nabídky. U odběratelů z kategorie domácností je situace přece jen trošku jiná. Ačkoliv má vývoj tržních cen vliv také na ceny

jednotlivých dodavatelů, změny na velkoobchodním trhu se do nich promítají oproti zákazníkům firemním postupně a pomaleji.

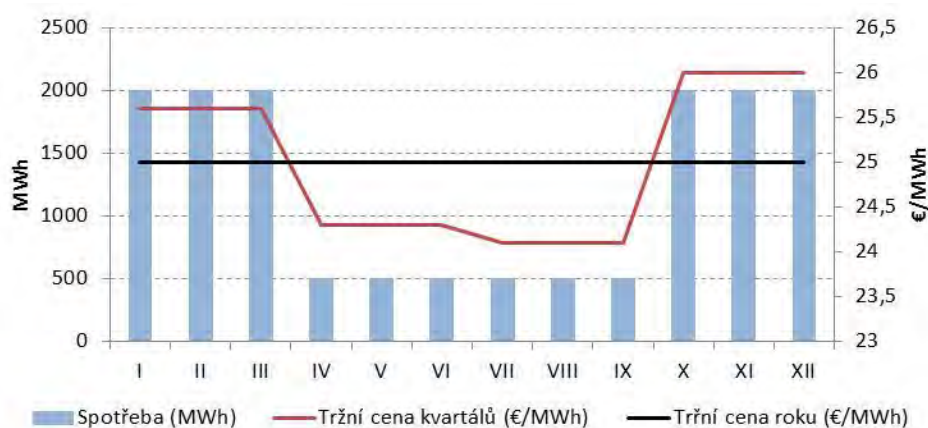
Za příklad si můžeme vzít zákazníka otopového charakteru s celkovým ročním odběrem 15 000 MWh, který odebírá 80% plynu v zimních kvartálech. Zároveň pro jednoduchost uvažujeme vyrovnané odběry v rámci měsíců daného kvartálu. Budeme se zabývat stanovením nabídky v produktu fixní cena, ke které bychom se zjednodušeně mohli dostat následujícím postupem.

Aktuální cena na velkoobchodním trhu je pro daný rok například 25 €/MWh. Ale vzhledem k tomu, že jsou na trhu pro roční dodávku kotovány baseload produkty, nejde o způsob nákupu příliš srovnatelný s charakterem odběru zákazníka. K pokrytí očekávaného charakteru odběru zákazníka by totiž bylo potřeba nakoupit 12 000 MWh pro zimu a 3 000 MWh pro léto. Toto lze provést nákupem kvartálních produktů, které se ale vyznačují cenovou sezónností z důvodu vyšší zimní poptávky po plynu:

1. ČTVRTLETÍ	2. ČTVRTLETÍ	3. ČTVRTLETÍ	4. ČTVRTLETÍ
25,6 €/MWh	24,3 €/MWh	24,1 €/MWh	26,0 €/MWh

Objemově vážená cena jednotlivých nákupů činí 25,48 €/MWh, což by odpovídalo **nákladům na nákup očekávaného ročního odběru zákazníka** v daném okamžiku. Vyjádřeno jiným způsobem také můžeme říci, že cena sezónnosti odběrového (vyššího odběru v zimě) diagramu zákazníka je 0,48 €/MWh, což odpovídá rozdílu nákupní ceny daného profilu ve srovnání s kotovaným ročním velkoobchodním produktem (obrázek 17.10). Tímto samozřejmě neříkáme, že každý z dodavatelů by v tomto okamžiku takovýmto způsobem pozici nakoupil nebo stejným způsobem oceňoval. Ale jako ukázkou ocenění tržní nákupní ceny této dodávky je možno obdobný výpočet využít.

Obrázek 17.10: Vzorová objemová struktura a tržních ceny ročních a kvartálních dodávek



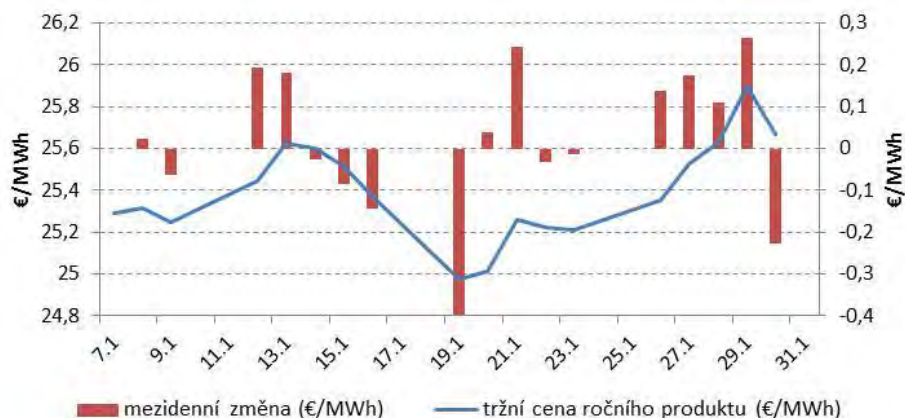
Výčet tržních nákladů spojených s dodávkou tímto ale nekončí. I pokud bychom takto chtěli nakoupit 100% očekávaného odběru zákazníka, s proměnlivou strukturou denních spotřeb se nám to nikdy přesně nepodaří. Dodavatel by tak při oceňování měl brát v potaz i **náklady spojené s vyrovnáváním odběrových odchylek a obchodováním na spotovém trhu**, čemuž jsme se věnovali již v předchozích odstavcích. Náklady souvisí jednak také s poplatky spojenými s tržními obchody, ale zejména s nejistou cenou na spotu v budoucnu či nemožností i krátkodobě přesně predikovat spotřebu portfolia. Všechny uvedené aspekty dodávky zákazníkům na trhu s plynem dále

prodražují a zejména v případě výrazných rozdílů mezi spotřebou a očekávaným odběrem mohou dodavateli vznikat nemalé náklady.

Aby se dodavatelé před tímto jevem alespoň částečně ochránili, ve smlouvách se využívají tzv. odběrové tolerance. Ty udávají maximální zákazníkovi povolenou odchylku reálné spotřeby od smluvního objemu. V případě výraznějších rozdílů je obchodník oprávněn požadovat po zákazníkovi kompenzaci části s obchodováním vzniklých nákladů, i když většinu obvykle nese dodavatel.

S dodávkami plynu jsou spojené i další náklady a rizika. K nim patří například **riziko spojené s dobou platnosti** cenové nabídky. Zákazník mnohdy požaduje, aby mu dodavatel držel cenu po dobu více dnů, týdne či i déle. V době předložení nabídky se nákupní cena může pohybovat například na 25 €/MWh, ale dodavatel zároveň v této chvíli neví, zda bude jeho nabídka přijata, takže je složité v tuto chvíli nakoupit. Vzhledem k rychle se měnící situaci na trhu by ale dodavatel měl počítat s možností, že nákupní cena bude v době akceptace i o desítky centů výše než původně uvažovaná (viz obrázek 17.11). Náklady a riziko s tímto vývojem spojené jsou obvykle také alespoň částečně promítány do zákaznických cen. Paradoxní situace nastává například u veřejné správy, která je dnes zákonem o veřejných zakázkách tlačena k výběru dodavatele dle nejnižší ceny, zároveň ale tento zákon nutí dodavatele držet mnohdy nesmyslně dlouhé i několikátýdenní nabídky, za což si zákazníci mohou nemálo připlatit.

Obrázek 17.11: Příklad rychle měnících se tržní cen plynu (např. mezi 19. a 29. lednem pozorujeme nárůst tržní ceny o téměř 1 €/MWh)



Mezi **další determinanty ceny** řadíme zejména kreditní riziko, náklady a rizika spojená s regulačními změnami, další náklady spojené s obsluhou zákazníků (vč. lidských zdrojů, IT atd.) či marže dodavatele. Zejména otázka regulace se v posledních letech dostává opět do popředí. Jedním z posledních témat, které ji opět oživilo, bylo zavedení tzv. bezpečnostního standardu dodávky plynu⁵⁸, který přinesl pro dodavatele dodatečné náklady spojené s dodávkou tzv. chráně-

⁵⁸ Na základě vyhlášky č. 344/2012 Sb. O stavu nouze v plynárenství a o způsobu zajištění bezpečnostního standardu dodávky plynu, která říká, že v době energetické krize má být zemní plyn prioritně dodáván domácnostem a dodavatelům klíčových sociálních služeb.

ným zákazníkům. Navzdory snaze o zajištění bezpečnějších dodávek pro klíčové zákazníky na trhu totiž toto i obdobná rozhodnutí v konečném důsledku vedou také k vyšší ceně, kterou si zákazníci za příslušný "komfort" zaplatí.

Jak můžeme vidět na našem příkladu, ačkoliv jsme na začátku vyšli z roční tržní ceny na úrovni 25 €/MWh, vzhledem k jednotlivým bodům uvedeným výše se může snadno stát, že předložená nabídka bude i o několik €/MWh vyšší.

17.6 Specifická řešení a moderní trendy

V předchozích odstavcích jsme se věnovali standardním produktovým řešením z pohledu zákazníka i dodavatele plynu. Nyní se zaměříme na méně standardní případy či doplňky ke standardním produktům, se kterými se na trhu také můžeme setkat, i když spíše v jednotkách kusů. Zjednodušeně bychom tyto případy mohli charakterizovat tak, že daný dodavatel již za klienta neřeší kompletní servis, na který byli zákazníci zvyklí z minulosti, ale v některých aspektech je zákazník sám více angažován. Toto je zároveň specifikum spíše velkoobchodního trhu, ke kterému mají produkty koncových zákazníků tendenci inklinovat. Koneckonců, na západ od našich hranic dnes největší koncoví zákazníci vystupují spíše v roli velkoobchodních hráčů.

Nejběžnějším z méně standardních řešení na trhu je dnes **smlouva o dodávce zemního plynu**, tedy opuštění alternativní smlouvy o sdružených službách, kdy za zákazníka neřeší smlouvy s distributorem dodavatel, ale tato část agendy je na samotném zákazníkovi z firemní kategorie.

Z pohledu nákupu komodity patří mezi nestandardní případy **souběžná dodávka** více dodavatelů plynu do odběrného místa zákazníka. Při tomto řešení, které se ale dnes na trhu vyskytuje pouze v několika individuálních případech, nakupuje zákazník pro dané odběrné místo plyn od dvou či více dodavatelů. Subjektem zúčtování odchylek na daném odběrném místě může být ale pouze jeden z dodavatelů, obvykle ten dodávající větší část objemu. Jednotliví dodavatelé pak o této variantě vědí s tím, že dodavatel či dodavatelé nadržící zodpovědnost za odchylku dodávají předem daný pevný denní diagram.

S řešením odběrových odchylek souvisí i další a velmi výjimečný případ, a to situace, kdy zákazník poptává daného dodavatele energií pouze k **převzetí odpovědnosti za odchylku** v daném odběrném místě. Nákup si zákazník dle potřeby řeší sám na velkoobchodě. Ze současnosti či nedávné minulosti se dají najít i další méně typické případy, jako například bonifikace zákazníků s možností přepnutí na alternativní palivo v případě, kdy se to dodavateli hodí k řešení odběrových problémů portfolia. Také tato řešení jsou ale dnes spíše v teoretické rovině a prakticky se s nimi nesetkáváme.

Ačkoliv jsou výše uvedená řešení výjimečná a na trhu spíše na ústupu, existují také případy, které jsou sice na trhu méně časté, ale do budoucna mohou mít určitý potenciál k většímu prosazení se. Jak jsme uváděli již dříve, trend produktů u velkých zákazníků je dnes sblížování s velkoobchodním trhem. I na českém trhu se tak objevují úvahy o tom, že by si zákazník řešil prakticky všechno sám. Tím pádem by nakupoval na velkoobchodním trhu na základě tzv. **EFET smluv**, případně by řešil i využití zásobníků, nákup za hranicemi a rezervaci přeshraničních kapacit a samozřejmě pak také subjekt zúčtování odchylek na odběrných místech. A i když tato situace není v Německu výjimkou, na českém trhu se s ní prozatím nesetkáváme.

18 ŘÍZENÍ RIZIK NA TRHU S PLYNEM

Jiří Krtička

18.1 Definice rizika a rozdělení účastníků na trhu s plynem

Riziko můžeme definovat jako událost nebo skutečnost, která může nastat a pokud nastane, má pak negativní dopad na hodnotu společnosti. Riziko se měří podle možných následků a pravděpodobnosti výskytu.

Společnosti působící na trhu s plynem a v oblasti plynárenství obecně jsou vystaveny celé řadě různých rizik, které závisí na charakteru podnikání a činnosti konkrétní společnosti. Obchodní činnosti v oblasti plynárenství můžeme rozdělit na následující hlavní skupiny:

- těžba zemního plynu,
- velkoobchod se zemním plynem,
- mezinárodní a vnitrostátní přeprava zemního plynu,
- uskladnění zemního plynu,
- distribuce zemního plynu,
- dodávka plynu koncovým spotřebitelům.

Konkrétní společnost může podnikat v jedné nebo více oblastech vymezených výše. Trendem poslední doby, který je podpořený také legislativou Evropské unie, je rozdělit vertikálně integrované skupiny na menší celky, tak aby existovaly samostatné společnosti působící v jednotlivých výše specifikovaných oblastech podnikání. V závislosti na charakteru podnikání se samozřejmě liší také rizika, kterým je daná společnost vystavena. Některá rizika lze identifikovat u všech společností napříč celým spektrem činností (například právní riziko, operační riziko, kreditní riziko), na druhou stranu existují rizika specifická pro určité oblasti podnikání (regulační riziko, riziko úniku plynu, komoditní cenové riziko).

V dalším textu se zaměříme na vymezení nejvýznamnějších rizik a na obecná pravidla a standardy řízení rizik. Největší důraz budeme klást na řízení rizik v oblasti obchodování se zemním plynem a dodávky plynu koncovým zákazníkům, kde existuje tržní konkurenční prostředí.

18.2 Vymezení a popis hlavních rizik v oblasti plynárenství

V této kapitole popíšeme hlavní rizika v oblasti plynárenství. Rizika jsou rozdělena do skupin podle jejich charakteru, přitom rozlišujeme tržní rizika, finanční rizika, operační rizika a regulační, politická a právní rizika.

18.2.1 Tržní rizika

Riziko objemové flexibility: riziko vznikající z odchylek v odběru (změny v odebraném množství a/nebo změny v profilu) a změny cen. Riziko vztahující se k smluvní objemové toleranci (flexibilitě) plynoucí z rozdílu flexibility na nákupní a prodejní straně společnosti. Zahrnuje (i) riziko ztráty kladné tržní hodnoty zemního plynu z důvodu rozdílu mezi smluvní cenou a tržní cenou (day-ahead cenou) a odchylkou mezi původně očekávaným objemem a poslední nominací a (ii) riziko ztráty obchodní marže.

Toto riziko můžeme dále rozdělit na:

- **teplotní objemové riziko:** objemová a cenová odchylka je způsobená teplotou,
- **neteplotní objemové riziko:** objemová a cenová odchylka je způsobená jinými vlivy než teplotou, například ekonomický cyklus, technologické vlivy, změna struktury portfolia zákazníků, atd.

Balancingové tržní riziko: riziko ztráty způsobené odchylkou mezi nominovaným objemem a skutečným odběrem a rozdílem mezi day-ahead cenami a balancingovými tržními cenami. V závislosti na modelu trhu je možné rovněž fyzické vyrovnání objemových odchylek ze strany obchodníka s plynem, v takovém případě nejsou definovány samostatné balancingové ceny.

Riziko ztráty zákazníků: nižší než plánované prodeje zemního plynu v důsledku aktivity konkurentů, přechodu zákazníků na substituční paliva, atd.

Komoditní cenové riziko: riziko ztráty v důsledku změny cen komodit (zemní plyn, podkladové komodity v cenových vzorcích, CO₂ povolenky).

Toto riziko může mít řadu podkategorií podle konkrétního obchodního modelu dané společnosti:

- **riziko doby platnosti nabídky:** cenové riziko během období platnosti závazné nabídky;
- **riziko zbytkového diagramu:** riziko otevřené pozice plynoucí z nepřesného zajištění způsobené nedostatečnou dostupností likvidních produktů na velkoobchodním trhu určených pro zajištění. Například specifický měsíční diagram je zajištěn v prvním kroku pouze prostřednictvím ročního baseloadu, protože potřebné kvartální a měsíční produkty nejsou v daném čase k dispozici;
- **riziko lokačního spreadu:** vzniká při zajištění vzniklé komoditní pozice v jedné tržní lokalitě prostřednictvím pozice ve stejném období v jiné tržní lokalitě;
- **riziko časového spreadu:** vzniká při zajištění vzniklé komoditní pozice v určitém období pomocí pozice v jiném období. Typicky se může objevit v případě prodejních transakcí za hranicí likvidního období, kde tyto transakce mohou být zajištěny pomocí nákupních transakcí v likvidním období.

18.2.2 Finanční rizika

Kreditní riziko: riziko spojené se schopností smluvní protistrany dostát svým smluvním závazkům. Riziko lze sledovat buď na úrovni celého portfolia smluv dané společnosti nebo na úrovni individuálních smluv. Týká se obecně všech prodejních i nákupních smluv.

Riziko snížení vlastní bonity / kreditního ratingu.

Měnové riziko: představuje riziko spojené se změnou směnných kurzů měn. V případě obchodování s plynem se jedná zejména o měnové riziko spojené s vývojem směnných kurzů EUR/USD, EUR/CZK a USD/CZK.

Úrokové riziko: riziko spojené se změnou tržních úrokových sazeb.

Likviditní riziko: riziko nedostatku volné finanční hotovosti.

18.2.3 Operační rizika

Obecně můžeme definovat jako rizika způsobená špatně nastavenými interními procesy v rámci společnosti, selhání zaměstnanců, selhání IT systémů, selhání technické infrastruktury nebo vliv externích faktorů / událostí.

Významnou součástí tvoří **IT rizika** v důsledku stále pokračující digitalizace procesů v rámci společností napříč celým trhem:

- **IT rizika v oblasti denního využívání stávajících aplikací a systémů**, kdy hrozí selhání systémů, chybné výstupy, atd.,
- **IT rizika v oblasti projektů**, kdy hrozí například celkový nezdar IT projektu, vyšší než plánované náklady na konkrétní IT projekt, nedostaví se očekávané přínosy spojené s IT řešením, případně se dostaví v nižší míře nebo se zpožděním.

Ostatní operační rizika zahrnují hlavně riziko špatně provedené údržby technické infrastruktury, zpronevěry, bezpečnostní riziko, nedostatek kvalifikovaných zaměstnanců, zneužití přístupových oprávnění, chyby v účetnictví, chyby při navstupování dat do IT aplikací, externí vlivy jako například živelní pohromy, výpadek elektřiny, atd.

18.2.4 Regulační, politická a právní rizika

Riziko změny v legislativě v oblasti plynárenství, riziko politických zásahů do tržního prostředí.

Riziko změny pravidel cenové regulace.

Daňové riziko, změna podmínek jako například úprava sazby daně z příjmu právnických osob.

Riziko právních sporů, cenových arbitrází, riziko porušení licenčních podmínek.

18.3 Základní principy řízení rizik

18.3.1 Strategie řízení rizik

Každá společnost by měla mít stanovenou jasnou strategii řízení rizik, která by měla být schválená na úrovni vrcholového vedení společnosti. Cílem této strategie jsou hlavně následující body:

- Vymezení rizik, která jsou ze strany společnosti akceptována a pouze monitorována a rizik, která jsou aktivně řízena.

- Stanovení hranice apetitu k riziku dané společnosti, tedy jak velké míře rizika je společnost ochotna se vystavit. Tato úvaha by měla vycházet z maximální možné ztráty na určité hladině pravděpodobnost (95 %). Rovněž by se měla zohlednit velikost vlastního kapitálu společnosti. V závislosti na výši apetitu k riziku je následně možné definovat rizikové limity a postup zajištění (hedgingu) relevantních rizik.
- Nastavení odpovídající organizační struktury společnosti. Klíčovým bodem je jednoznačně přiřadit odpovědnosti za jednotlivá rizika. Pro každé riziko by měl být definován Garant rizika a Vlastník rizika. Garant rizika je obvykle člen statutárního orgánu společnosti nebo vedoucí odborného útvaru, který je zodpovědný za řízení daného rizika. To zahrnuje nastavení metodiky pro kvantifikaci rizika a jeho limitování, stanovení pravidel a postupů pro snižování a reportování rizika. Vlastník rizika je potom vedoucí oddělení zodpovědný za proces kvantifikace, snižování a reportování rizika v rámci společnosti nebo Obchodní knihy (vymezené skupiny transakcí). Vlastník rizika je rovněž zodpovědný za finanční dopad daného rizika v rámci společnosti nebo Obchodní knihy. Jako příklad můžeme uvést kreditní riziko, kde garantem by měl být vedoucí útvaru risk managementu. Vlastníkům kreditního rizika pak může být více, obecně se jedná o všechny útvary, které uzavírají smlouvy s externími subjekty (útvary prodeje komodity nebo kapacity, útvary nákupu, atd.).
- Stanovení Zajišťovacího horizontu, což je období, ve kterém jsou rizika aktivně řízena. Délka Zajišťovacího horizontu je reálně omezena obdobím likvidity dané rizikové proměnné (například komoditní cenové riziko je typicky možné aktivně řídit v období následujících tří kalendářních let).

18.3.2 Postup při aktivním řízení rizik

Proces řízení rizik zahrnuje identifikaci, kvantifikaci, limitování, snižování, monitorování a vykazování rizik.

18.3.2.1 Identifikace rizik

Identifikace rizik představuje zjištění existence rizika a popsání příčin jeho vzniku a jeho možných negativních důsledků. Proces identifikace rizik by měl probíhat průběžně na všech organizačních úrovních společnosti. Za identifikaci rizik typicky zodpovídají všichni vedoucí jednotlivých oddělení.

Všechna identifikovaná rizika by měla být uvedena v katalogu rizik společnosti. Tento katalog rizik obsahuje názvy všech identifikovaných rizik společnosti a uvádí také jména garantů a vlastníků jednotlivých rizik. V katalogu rizik jsou uvedena všechna rizika, a to včetně méně významných rizik s nízkým potenciálním dopadem na hospodaření společnosti nebo včetně méně významných rizik z hlediska pravděpodobnosti vzniku nepříznivých událostí. Tato menší rizika mohou být v současnosti vnímána jako nevýznamná, ale v budoucnosti mohou být přehodnocena jako závažná rizika.

Obrázek 18.1: příklad katalogu rizik

Finanční rizika	Tržní rizika	Regulační rizika	Právní rizika
Kreditní riziko	Riziko počasí	Cenová regulace	Nekvalitní smlouvy
Měnové riziko	Ceny komodit	Zpřísnění regulace odvětví	Vedení neefektivních aktivních soudních sporů
Riziko platební neschopnosti	Vyrovnaní objemových odchylek	Změny daňových předpisů	Riziko prohraných pasivních soudních sporů
Zhoršení kredibility (ratingu)	Nízká likvidita trhu	Normy životního prostředí	Změna právních předpisů
Investiční riziko (odhad ziskovosti investic)	Snížení prodejů	Příspěvky na obnovitelné zdroje	Změna pracovněprávních předpisů
Rizika obchodu	Provozní rizika distribuce	Provozní rizika zásobníků	Rizika okolního prostředí a IT/IS rizika
Ztráta zákazníků	Opravy a údržby sítí	Poškození uzávěrů vedoucích k úniku plynu	Vnější hrozby (záplavy, válečný konflikt)
Ztráta obchodních dat	Znečištění prostředí	Nehoda na povrchovém zařízení	Ekonomická recese
Nepřesné odhady spotřeby plynu	Technické riziko - materiálové defekty	Neočekávané geologické změny	Dlouhodobý výpadek elektrického proudu
Uzavření nevýhodných obchodních transakcí	Škoda na majetku a zdraví	Omezení provozu vinou třetích stran	Výpadek sítě (LAN, telefon, internet)
Chyba při výpočtu prodejních cen	Neoprávněný odběr plynu	Výbuch a únik plynu	Ztráta elektronických dat
Chybná fakturace	Věcná břemena	Škoda na majetku a zdraví	Nesprávné fungování SW a HW

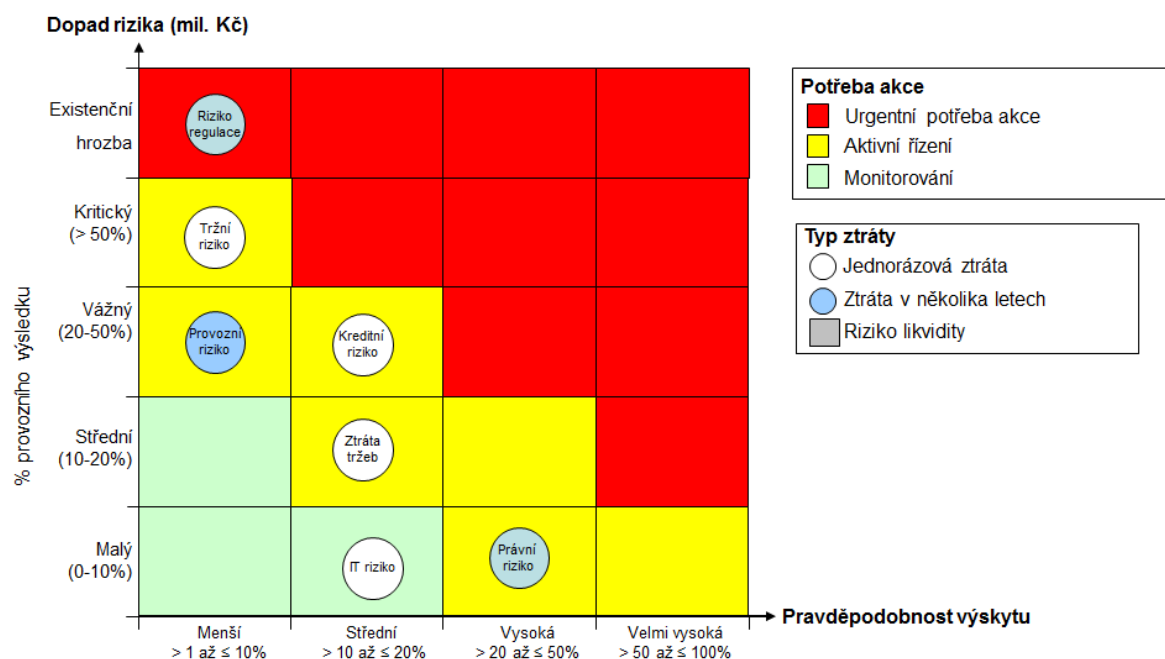
18.3.2.2 Kvantifikace rizik

Kvantifikace (měření) rizik představuje kvantifikaci pravděpodobnosti vzniku rizika a vyhodnocení jeho možných negativních dopadů na hospodaření společnosti. Časové období pro kvantifikaci rizik je zvoleno v závislosti na charakteru sledovaného rizika. Jednotlivá rizika mohou být graficky znázorněna pomocí takzvané mapy rizik, která přehledně kombinuje obě kritéria (pravděpodobnost vzniku a finanční dopad) a umožní tak seřadit jednotlivá rizika podle jejich významnosti.

18.3.2.3 Limitování rizik

Rizika jsou limitována s ohledem na velikost apetitu k riziku dané společností. Limitování rizik zahrnuje stanovení limitů na rizikové pozice, limitů na VaR (Value at Risk), definování schvalovacích pravomocí pro jednotlivé typy transakcí a rovněž definování obecných podmínek a požadavků na proces řízení rizik. Limity můžeme rozdělit do několika hlavních kategorií:

Obrázek 18.2: příklad mapy rizik



Limity na rizikové pozice

Tyto Limity jsou používány pro omezení maximální výše rizikových pozic vždy na konci obchodního dne (denní sledování otevřených pozic). Limity na rizikové pozice mohou být nastaveny na expozici v rámci definovaného časového úseku (hodina, den, měsíc, kvartál, rok) nebo jako Limity na celkovou agregovanou rizikovou pozici v definovaném období (typicky období Zajišťovacího horizontu).

Limity na VaR

Tyto Limity mají za cíl omezit na požadované hladině pravděpodobnosti a za zvolené časové období maximální možnou výši ztráty způsobenou riziky, která plynou z uzavřených transakcí. Za standardní hladinu pravděpodobnosti se považuje úroveň 95 %. Standardním časovým obdobím je buď 1 den nebo 1 týden. Výpočet VaR se provádí pomocí historické simulace nebo simulace Monte Carlo. Podmínkou pro využití simulace Monte Carlo je stanovit předpoklady o statistickém rozdělení a vzájemné korelaci podkladových rizikových proměnných.

Limity na transakce

Tyto Limity jsou používány pro omezení maximálního objemu pro transakce určitého typu. V návaznosti na tyto limity jsou definované také schvalovací pravomoci na jednotlivých řídicích úrovních společnosti.

18.3.2.4 Snižování rizik

Snižování rizik zahrnuje posouzení možností, jak snížit riziko podstupované společností. Mezi možné nástroje snižování rizik můžeme zařadit zajištění (hedging), zahrnutí rizikových přírážek do ocenění transakcí, vhodné nastavení smluvních podmínek, pojištění, poskytnutí záruk, pravidelná údržba technické infrastruktury atd. Dále je zapotřebí vybrat vhodnou formu snížení rizika a následně příslušné nástroje a procesy implementovat v rámci společnosti, za což zodpovídá Garant příslušného rizika.

18.3.2.5 Vykazování a monitorování rizik

Základním principem je sledování a vykazování pravděpodobnosti vzniku rizika a jeho možných dopadů do hospodaření společnosti, jak je uvedeno v kapitole 18.3.2.2. Garant příslušného rizika rovněž stanoví vhodnou frekvenci a způsob vykazování a monitorování rizika. V případě některých rizik (například technických, operačních) je dostačující kvartální frekvence vykazování, v případě tržních rizik, na která jsou nastavené Limity, odpovídá frekvence vykazování časové struktuře Limitů (typicky denní vykazování rizikových pozic). Rovněž je vhodné nastavit procesy pro vykazování a následné kroky v případě překročení sledovaných limitů.

18.4 Aktivní řízení významných rizik v oblasti obchodování se zemním plynem

Obsahem této kapitoly je bližší pohled na postupy a konkrétní opatření v případě risk managementu hlavních rizik v oblasti obchodování se zemním plynem.

18.4.1 Komoditní cenové riziko

Otevřená komoditní pozice vzniká tehdy, když nakoupené množství komodity na daný měsíc se nerovná předpokládanému prodanému množství na daný měsíc. Tato nerovnost je způsobena likviditou trhu, ale i ostatními faktory, jako například změna počasí či aktuální stav ekonomiky, které mají vliv na spotřebu, tedy poptávku po zemním plynu.

Komoditní cenové riziko představuje riziko spojené se změnou cen komodit. Komoditní cenové riziko vzniká vždy, když existuje rozdíl mezi komoditními pozicemi generovanými z uzavřených nákupních a prodejních kontraktů pro dané časové období (otevřené komoditní pozice) v případě obchodování se zemním plynem se stále můžeme setkat se dvěma hlavními způsoby stanovení ceny:

- **Cenový vzorec:** Cena zemního plynu je stanovena nepřímo indexací na podkladové komodity, které zpravidla představují ceny ropných derivátů (Gasoil, Fuel Oil) a ceny černého uhlí (Hard Coal).
- **Přímá kotace zemního plynu:** Přímá tržní cena zemního plynu jako samostatné komodity. Cena je zpravidla stanovena pro jednotlivé typy standardizovaných produktů futures v závislosti na období dodávky: měsíc, kvartál, rok a také jsou stanoveny spotové ceny (day-ahead). Existuje celá řada různých dílčích trhů (kotací), mezi nejvýznamnější patří kotace NCG, TTF, GASPOOL, NBP.

Cílem risk managementu je minimalizovat otevřené komoditní pozice, tedy pokrývat uzavřené prodejní kontrakty co nejvhodnějšími nákupními kontrakty. Ideální situace nastává, pokud se podaří uzavřít tzv. back-to-back nákupní kontrakt, který má identické charakteristiky jako prodejní kontrakt. Tím je komoditní cenové riziko (ale také měnové riziko) eliminováno a obchodník se zemním plynem může generovat marži, která není závislá na pohybu tržních komoditních cen.

V případě cenového vzorce to znamená uzavřít nákupní transakci se stejnou indexací, jaká se objevuje na straně prodejního kontraktu. Pro bližší pochopení problematiky jako příklad může-

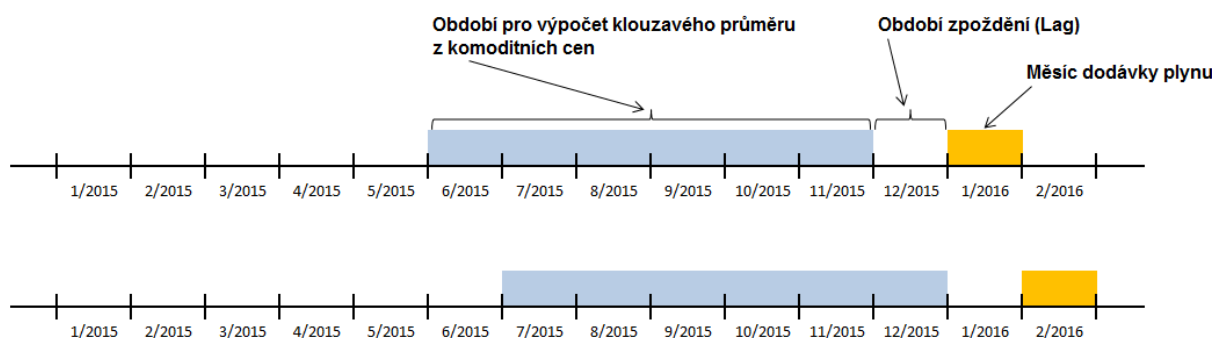
me uvést následující cenový vzorec, kde cena plynu je indexovaná na ropné deriváty Gasoil a Fuel Oil a také na cenu černého uhlí:

$$P = [P_0 + k_{GO} \cdot (GO - GO_0) / FX_1 + k_{FO} \cdot (FO - FO_0) / FX_1 + k_{HC} \cdot (HC - HC_0)] \cdot FX_2$$

P	měsíční cena zemního plynu v CZK/MWh
P ₀	základní úroveň ceny v €/MWh
k _{GO}	přepočítací koeficient pro komoditu Gasoil
GO	průměrná cena komodity Gasoil za stanovené referenční období, uvedená v USD/t. Vypočítá se jako nevážený klouzavý průměr měsíčních průměrných cen dané komodity
GO ₀	základní úroveň ceny komodity Gasoil, uvedená v USD/t
FX ₁	konverzní kurz USD/EUR
k _{FO}	přepočítací koeficient pro komoditu Fuel Oil
FO	průměrná cena komodity Fuel Oil za stanovené referenční období, uvedená v USD/t. Vypočítá se jako nevážený klouzavý průměr měsíčních průměrných cen dané komodity
FO ₀	základní úroveň ceny komodity Fuel Oil, uvedená v USD/tunu
k _{HC}	přepočítací koeficient pro komoditu černé uhlí (Hard Coal)
HC	průměrná cena komodity černé uhlí za stanovené referenční období, uvedená v €/t. Vypočítá se jako nevážený klouzavý průměr měsíčních průměrných cen dané komodity
HC ₀	základní úroveň ceny komodity černé uhlí, uvedená v €/t
FX ₂	konverzní kurz EUR/CZK.

Průměrná cena podkladových komodit je vypočítána jako nevážený klouzavý průměr historických měsíčních cen dané komodity za dané referenční období, které definuje typ cenového vzorce. Například referenční období může být definováno jako (6, 1, 1), což znamená průměr za šest měsíců před obdobím, na které se počítá cena plynu, se zpožděním (časový Lag) 1 měsíc a s měsíční frekvencí přepočítání (tedy každý měsíc se referenční období posunuje a klouzavý průměr má jinou hodnotu). Níže uvádíme schéma cenového vzorce (6, 1, 1) při výpočtu ceny plynu pro leden 2016 a únor 2016.

Obrázek 18.3: schéma cenového vzorce (6, 1, 1)



V případě ceny zemního plynu dané přímou kotací je cílem obchodníka, aby příslušná kotace na prodejní straně odpovídala kotaci na nákupní straně. Pokud to není možné zajistit, tak vzniká navíc bazické cenové riziko mezi různými plynovými indexy, které je nutné dále sledovat a vyčís- lit.

Otevřené komoditní pozice je rovněž možné zajistit pomocí finančních derivátů, kdy zajištění může probíhat na úrovni jednotlivých podkladových komodit nebo lze zajišťovat přímo výslednou cenu zemního plynu.

Komoditní pozice jsou oceňovány podle níže uvedených vzorců, kde jednotlivé symboly mají následující význam:

BM	benchmark pozice (cílová úroveň sledované veličiny, vůči které je kalkulováno vy- hodnocení)
FP^{MID}	forwardová cena střed
IR^{MID}	úroková sazba p. a. příslušné měny střed
M	měsíc splatnosti
NV	nominální hodnota pozice vyjádřená kladným číslem v případě nákupu příslušné ko- modity a záporným číslem v případě prodeje příslušné komodity
SP^{MID}	spotová cena střed
TTM	anualizovaný počet dní do splatnosti

P&L (zisk nebo ztráta) ze všech komoditních pozic po splatnosti je vypočítán podle následujícího vzorce:

$$P \& L = NV \cdot (SP_M^{MID} - BM)$$

P&L ze všech komoditních pozic před splatností je vypočítán podle následujícího vzorce:

$$P \& L = NV \cdot \left(\frac{FP^{MID} - BM}{e^{IR^{MID} TTM}} \right)$$

18.4.2 Riziko objemové flexibility

Objemová flexibilita je jedním ze základních rysů kontraktů v oblasti plynárenství. Koncoví spo- třebitelé plynu ze segmentu firem zpravidla specifikují smluvní objemy na měsíční úrovni (mě- síční diagram). Kontrakt dále obsahuje hranice flexibility (tolerance) okolo smluvních objemů, ve kterých se může výsledná spotřeba zákazníka pohybovat bez jakýchkoliv sankcí. Flexibilita je vyhodnocována nejčastěji na bázi ročního období. Flexibilita je typicky stanovena jako symetric- ké pásmo (například $\pm 10\%$, $\pm 20\%$). V případě menších společností a zejména v segmentu ma- lých spotřebitelů a domácností objemová flexibilita není jakkoliv omezena, tedy zákazník může odebrat libovolné množství zemního plynu za předem definovaných cenových podmínek.

Oproti tomu na nákupní straně obchodníků s plynem se zpravidla objevují kontrakty s pevně danými objemy bez možností objemové flexibility. Objemové odchylky v portfoliu obchodníků s plynem je následně nutné pokrývat na krátkodobém trhu (kvartální a měsíční produkty) a dále pomocí spotových transakcí za day-ahead ceny nebo balancingové ceny. Obecně platí, že čím

větší objemová flexibilita je nabízena na prodejní straně, tím většímu riziku je společnost vystavena. Strategii obchodníků s plynem by proto mělo být nabízet prioritně produkty s nízkou flexibilitou, nebo dokonce s nulovou flexibilitou, kde náklady na vyrovnání objemových odchylek jsou plně přeneseny na koncové zákazníky.

V segmentu domácností nicméně není možné se riziku flexibility vyhnout, protože smlouvy s koncovými odběrateli neobsahují konkrétní smluvní množství a tudíž flexibilita není nijak omezena. Je proto nutné pracovat s očekávanou spotřebou podle zkušeností obchodníků a tomu přizpůsobit vhodnou nákupní strategii. Zejména skupina domácností, která využívá zemní plyn jako palivo na vytápění, může způsobit zásadní objemové odchylky oproti původnímu očekávání. Přitom platí, že spotřeba tohoto tržního segmentu je do značné míry korelována s vývojem teplot v průběhu zimního období (topná sezóna). Pro zajištění tohoto teplotního rizika je možné využít finanční derivátové transakce, které umožní zajistit (i) riziko ušlé obchodní marže (v případě počasí teplejšího než dlouhodobý teplotní průměr jsou prodejní objemy a tedy také obchodní marže nižší, tento propad vyrovnává platba od protistrany finančního derivátu) a (ii) riziko ztráty kladné tržní hodnoty z důvodu prodeje přebytečného plynu na trh (v případě počasí teplejšího než dlouhodobý teplotní průměr jsou prodejní objemy nižší, než byl předpoklad, na základě kterého obchodník nakupoval plyn. Výsledný přebytečný plyn je nutné prodat na trhu za aktuálních cenových podmínek, což může generovat další ztrátu v případě propadu tržních cen. Tuto ztrátu vyrovnává platba od protistrany finančního derivátu).

18.4.3 Měnové riziko

Mezi další významná rizika na trhu s plynem řadíme také měnové riziko. Zemní plyn je na jednotlivých trzích obchodován zpravidla v €. V případě cenových vzorců se setkáváme s cenami podkladových komodit, které mohou být stanoveny v USD (ropné deriváty). Oproti tomu prodejní kontrakty jsou ve většině případů uzavírány v lokální měně (CZK). Otevřené měnové pozice jsou řízeny s ohledem na stanovené limity. Je tedy nutné otevřené měnové pozice zajišťovat pomocí FX spotových a forwardových transakcí. Dále jsou rovněž uzavírány FX swapové transakce za účelem řízení cizoměnového cash-flow.

Měnové pozice jsou oceňovány podle níže uvedených vzorců, kde jednotlivé symboly mají následující význam:

BM	benchmark pozice (cílová úroveň sledované veličiny, vůči které je kalkulováno vyhodnocení)
B	hlavní měna – měna příslušného měnového páru, jejíž cena je v kotacích směnného kurzu udávána počtem jednotek vedlejší měny
S	vedlejší měna – měna příslušného měnového páru, jejíž počet určuje v kotacích směnného kurzu cenu hlavní měny
FR ^{MID}	forwardový kurz střed
IR _B ^{MID}	úroková sazba p. a. hlavní měny střed
IR _S ^{MID}	úroková sazba p. a. vedlejší měny střed
M	den splatnosti
NV	nominální hodnota pozice vyjádřená kladným číslem v případě nákupu hlavní měny a záporným číslem v případě prodeje hlavní měny

SR^{MID}	spotový kurz střed
TTM	anualizovaný počet dní do splatnosti

P&L ze všech měnových pozic po splatnosti je vypočítán podle následujícího vzorce:

$$P \& L = NV \cdot (SR_{M-2}^{MID} - BM)$$

P&L ze všech měnových pozic před splatností je vypočítán podle následujícího vzorce:

$$P \& L = NV \cdot \left(\frac{FR^{MID} - BM}{e^{IR_S^{MID} TTM}} \right), \text{ kde } FR^{MID} = SR^{MID} \frac{e^{IR_S^{MID} TTM}}{e^{IR_B^{MID} TTM}}$$

18.4.4 Kreditní riziko

Kreditní riziko představuje riziko ztráty spojené se schopností smluvní protistrany dostát svým smluvním závazkům. Kreditní riziko můžeme rozdělit na dvě základní složky:

- **Riziko vypořádání:** Reprezentuje riziko, že smluvní protistrana není schopna splnit svůj finanční závazek vyplývající z plnění jako je například dodávka zemního plynu, poskytnuté přepravní služby, zálohy placené dodavateli, atd.
- **Riziko předvypořádací:** Představuje riziko, že v případě předčasného ukončení smlouvy může být zbývající část smlouvy nahrazena za horších tržních podmínek. Ke ztrátě ze smlouvy dojde, pokud předčasně ukončená smlouva má k datu ukončení kladnou tržní hodnotu z pohledu společnosti.

V případě smluv na prodej zemního plynu nebo přepravní kapacity je obchodní společnost obecně vystavena oběma složkám kreditního rizika. V případě smluv na nákup zemního plynu nebo přepravní kapacity je společnost typicky vystavena pouze předvypořádacímu riziku (za podmínky, že společnost neposkytla dodavateli žádnou zálohu na požadované plnění).

Kreditní riziko zpravidla oceňujeme pomocí následujících hlavních ukazatelů:

- **Kreditní Expozice (KE)**

Kreditní expozice vůči Riziku vypořádání i Riziku předvypořádacímu ze všech smluv s danou protistranou počítaná na základě aktuálních tržních cen a smluvních podmínek.

- **Očekávaná Ztráta (OZ)**

Teoretická ztráta vypočítaná podle vzorce:

$$OZ = KE \cdot PD \cdot (1 - MN)$$

KE kreditní expozice definovaná výše

PD pravděpodobnost defaultu (úpadku) smluvní protistrany v daném období

MN očekávaná míra návratnosti vyjadřující procentuální hodnotu dluhu, která se v případě defaultu vrátí společnosti (konkurzní řízení nebo exekuce).

Pro výpočet očekávané ztráty je klíčové určit pravděpodobnost defaultu dané smluvní protistrany. Za tímto účelem se provádí hodnocení bonity smluvní protistrany (Rating protistrany). Pro stanovení Ratingu protistrany je možné využít celou řadu externích ratingových agentur, pří-

padně může obchodní společnost vyvinout vlastní interní hodnocení bonity na základě finančních dat společnosti, platební historie či dalších informací. Na základě své kreditní síly jsou protistrany zařazeny do jednotlivých ratingových kategorií. Ke každé ratingové kategorii je přiřazena specifická pravděpodobnost defaultu.

Pro snížení kreditního rizika obchodní společnosti je nezbytné správným způsobem nastavit smluvní vztahy (například platební podmínky se zálohami za poskytnuté plnění, kreditní klauzule).

Dále je rovněž možné využít celou škálu nástrojů a opatření, z nichž alespoň ty nejdůležitější uvádíme níže:

- bankovní záruka,
- ručení mateřské nebo sesterské společnosti,
- složení peněžní jistoty (kauce),
- pojištění pohledávek,
- zástavní právo,
- smlouva o udržování finančního zajištění typu „collateral“ (vyskytuje se typicky u tradingových smluv).

18.5 Oceňování rizik a ziskovosti

Pro oceňování rizik a ziskovosti jednotlivých transakcí nebo celého portfolia transakcí dané obchodní společnosti můžeme definovat následující dva základní ukazatele:

- **Očekávaný P&L** (zisk nebo ztráta)

Zahrnuje ocenění finančních výsledků transakce počítané podle následujícího vzorce:

$$\text{Očekávaný P\&L} = R - \text{DIC} - \text{OZ}$$

R	součet očekávaných výnosů (na základě prodejní ceny sjednané se zákazníkem)
DIC	součet přímých a nepřímých nákladů přiřazených transakci (administrativní, personální, právní náklady, nájem budov, atd.)
OZ	součet očekávané ztráty ze všech rizik relevantních pro danou transakci.

- **RoRAC** (míra návratnosti rizikově upraveného kapitálu)

Představuje pokročilou techniku pro oceňování ziskovosti a počítá se zpravidla pro celé portfolio transakcí obchodní společnosti podle tohoto vzorce:

$$\text{RoRAC} = \text{Očekávaný P\&L z portfolia} / \text{Rizikově Upravený Kapitál portfolia}$$

Očekávaný P&L se vypočítá jako součet Očekávaného P&L dle výše uvedeného vzorce za všechny transakce v daném portfoliu

Rizikově Upravený Kapitál představuje statistické ocenění maximální ztráty na dané hladině pravděpodobnosti (zpravidla 95 %) snížené o Očekávanou Ztrátu plynoucí ze všech

relevantních rizik, kterým je společnost vystavena. Přitom je nutné vzít v úvahu možné závislosti (korelace) mezi jednotlivými riziky.

V rámci své obchodní činnosti by měla společnost zajistit, že alespoň Očekávaná Ztráta ze všech rizik je vždy pokryta v obchodní marži (zahrnuta v ceně transakce). V takovém případě má společnost v průměru pokryté své očekávané náklady, které vyplývají z nesení rizik.

Nadto by si společnost měla určit minimální hodnotu RoRAC, které chce dosáhnout ze své obchodní činnosti (například 10 %). V závislosti na této minimální hodnotě RoRAC lze potom učinit rozhodnutí, kterou transakci může společnost uzavřít s ohledem na požadovanou minimální míru návratnosti. Přitom samozřejmě záleží na tom, jaké transakce má již společnost v daném čase uzavřené a jaký tedy bude dopad na rizika celého portfolia v případě uzavření posuzované transakce.

CNG

ČISTĚ, LEVNĚ,
BEZPEČNĚ.



VEMEX - na plný plyn

Spolehlivý dodavatel a partner
ve výstavbě CNG stanic.



VEMEX s. r. o.
Na Zátorce 350/5, 160 00 Praha 6-Bubeneč
+420 233 382 820, info@vemex.cz, www.vemex.cz

19 VYUŽITÍ A STRUKTURA SPOTŘEBY PLYNU V ČR

Jan Ruml, Tomáš Bičák, Vlastimil Dvořák, Hugo Kysilka

Spotřeba tepelné energie v ČR bez započtení tepla na výrobu elektřiny představuje ročně cca 147 PJ/rok, z toho podíl domácností činí cca 47 PJ/rok. Tedy zhruba jednu třetinu.

Obstarání tepelné energie, která patří mezi nejdůležitější lidské potřeby, lze principiálně zajistit dvěma základními způsoby:

- decentrálními zdroji (DZT),
- centrálními zdroji (CZT).

Téměř dvě třetiny bytových jednotek jsou v ČR teplem zásobovány decentralizovaně. Dominantním primárním palivem decentralizovaných zdrojů je zemní plyn se zastoupením více než 50 %.

V evropském měřítku patří Česká republika k zemím s poměrně rozvinutým zásobováním ze soustav CZT, které zabezpečují teplem zhruba 38 % z celkového počtu 4,1 milionu bytových jednotek. (viz Tabulka 19.).

Tabulka 19.1: Způsoby vytápění bytů v ČR v roce 2011

ZPŮSOB VYTÁPĚNÍ		ROZLOŽENÍ VYTÁPĚNÝCH BYTŮ		
DZT	Zemní plyn	1 372 043	33,43 %	53,81 %
	Tuhá paliva	620 992	15,13 %	24,35 %
	Elektřina	251 809	6,13 %	9,88 %
	Propan-butan	11 979	0,29 %	0,47 %
	Topné oleje	3 262	0,08 %	0,13 %
	Ostatní	289 738	7,06 %	11,36 %
	DZT celkem	2 549 823		100,00 %
			62,12 %	
CZT	Teplárny	1 554 812	37,88 %	
	DZT + CZT celkem	4 104 635	100,00 %	

Porovnáváme-li DZT a CZT, pak obě varianty mají své klady a zápory. Hlavní výhodou decentrálního zásobování je přímé propojení zdroje se spotřebou bez tepelných ztrát způsobených distribucí, které jsou naopak charakteristickou vlastností systémů CZT. Moderní decentralizované zdroje představují významný prvek pro šetrné využívání primárních zdrojů s minimalizovanými ztrátami při výrobě a distribuci tepla. Nepříznivý vliv decentrálních zdrojů na ovzduší, především při spalování tuhých paliv, je v případě velkých systémů CZT eliminován možností instalace vyspělých technologií BAT umožňujících využití i nekvalitních paliv pro DZT naprosto nevhodných (například sirnatá tuhá a kapalná paliva, komunální odpad atd.). Centralizované zdroje mají tedy vhodnější podmínky pro diverzifikaci paliv a omezení lokálních vlivů na kvalitu ovzduší.

Oba systémy, jak DZT, tak CZT mají v oblasti zásobování teplem nezastupitelné místo. Soustavy zásobování teplem v místech malé hustoty odběrů jsou neefektivní, oproti tomu v městské zástavbě mají své opodstatnění. S rozvojem technologií dochází dnes i v místech tradičních dodávek tepla z centrálních zdrojů k soutěži se zdroji decentrálními.

Jedním z rozšířených způsobů efektivní výroby tepla ze zemního plynu v centralizovaných a decentralizovaných systémech je kombinovaná výroba tepla a elektřiny (kogenerace), a proto její princip je podrobněji rozveden v kapitole 19.2.

19.1 Centrální zásobování teplem

Definice centrálního zásobování teplem (CZT) ústy známého teplotařského odborníka Ing. Dr. Josefa Vlacha, DrSc. je následující:

Definičním znakem CZT je dodávka tepla pomocí tepelných sítí, z nichž alespoň část je vedena volným prostorem mezi zásobovanými objekty.

Převážná většina vyrobeného tepla v centrálních zdrojích je v ČR vyráběna v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla (75 %) především na principu Clausius-Rankinova cyklu, tedy v parních protitlakých a odběrových kondenzačních turbínách. Podle způsobu výroby tepelné energie se CZT člení na soustavy:

- s výtopenským režimem;
- s teplotařským (kogeneračním) režimem.

Výtopenský režim je charakteristický pro blokové plynové kotelní budované v sídlištních aglomeracích v šedesátých až osmdesátých letech minulého století. Jedná se o poměrně malé systémy zásobování teplem, u kterých se z ekonomických důvodů nevyplácelo zavádět nákladnou parní kombinovanou výrobu. Vhodná plynová kogenerace na principu spalovacích motorů nebyla v této době k dispozici a exergie zemního plynu byla mařena jeho prostým spalováním v kotlích. Právě v těchto systémech se nabízí nejširší uplatnění pro moderní vysokoúčinnou plynovou kogeneraci. Pro kogenerační jednotky se spalovacími motory je výhodné teplotnosné medium používané v menších soustavách. Tím je teplá (do 110 °C) nebo horká voda (nad 110 °C). Pokud je v topné sezoně krátkodobě požadována teplota výstupní vody ze zdroje vyšší než 90 °C, obvykle se tato situace řeší sériovým zapojením kotlů za kogenerační jednotku namísto instalace kogenerační jednotky upravené pro vyšší teploty.

Modernější rozvody tepelné energie jsou prováděny v dvoutrubkovém předizolovaném potrubí a obvykle jsou teplovodní. Zde je z hlediska celkové účinnosti zdroje nejvýhodnější dosažení co nejnižších teplot vratné vody od jednotlivých míst spotřeby. Při teplotách vratné vody do 50 °C lze při instalaci vhodného výměníku dosáhnout kondenzace spalin i u kogeneračních jednotek s motory spalujícími chudou směs.

V mnoha případech narazíme na starší provedení čtyřtrubkové (2× topná voda, 2× teplá voda), které umožňuje maximální využití tepelné energie kogeneračních jednotek (tj. včetně tepla z technologického okruhu motoru pro předehřev centrálně připravované teplé vody). Tyto rozvody však bývají při modernizacích nahrazovány dvoutrubkovými.

Rozsáhlé **teplotařské soustavy** vznikaly v padesátých a šedesátých letech minulého století především ve větších městech jednak pro zásobování průmyslu energií, jednak pro dodávky tepla

obyvatelstvu. Jedná se o soustavy o výkonech řádově ve stovkách MW_t, spalující především hnědé uhlí. V současnosti činí podíl tepelné energie dodávané do sítí CZT velkými teplárenskými zdroji nad 300 MW_t 51 %. Téměř všechny tyto velké teplárny, které zásobují krajská a statutární města, budou již ve druhé polovině roku 2016 připraveny plnit zpřísněné emisní limity. U těchto zmodernizovaných a ekologizovaných zdrojů nelze za předpokladu dostupnosti hnědého uhlí uvažovat v krátkodobém horizontu s přechodem z uhelných technologií na jiné palivo. Je tedy zřejmé, že v uvedené kategorii teplárenských zdrojů nalezne zemní plyn uplatnění pouze jako podpůrné nebo vysoce špičkové palivo. Uvažovat plynovou kogeneraci, například s plynovými spalovacími turbínami, se z důvodů velkého rozdílu v ceně paliva jeví jako vysoce nereálné. Ojedinelé tepelné zdroje s plynovými spalovacími turbínami, které byly instalovány do soustav CZT, jsou dnes uzpůsobeny pro poskytování služeb elektrizační soustavě. V klasickém kombinovaném režimu, pro který byly původně navrženy, jsou provozovány pouze v omezeném rozsahu.

Ohroženou skupinou teplárenských zdrojů jsou menší a střední teplárny s výkony 20 až 100 MW_t spalující uhlí, které často disponují zastaralou technologií a někdy navíc i navazujícími parními rozvody. Tyto parní rozvody již často nemají technologické opodstatnění a jsou příčinou velkých tepelných ztrát v soustavě. Jednorázové vysoké měrné investiční náklady na ekologizaci a modernizaci mohou mít velký dopad na cenu prodávaného tepla. Možnou cestou je přechod na ekologičtější paliva. V úvahu připadá biomasa nebo zemní plyn, případně kombinace obou paliv.

V případě, kdy teplárna doposud distribuuje tepelnou energii v páře, nabízí se postupná přestavba parních sítí na teplovodní. V časovém sledu se vymezí vhodné dílčí okruhy stávající parní sítě CZT a tyto se nahradí teplovodním předizolovaným potrubím. Zdrojem tepla pak mohou být například kogenerační jednotky s plynovými spalovacími motory v kombinaci se špičkovou plynovou kotelnou. Při pokládce předizolovaného potrubí lze s výhodou paralelně položit i elektrické silové kabely a elektřinu vyprodukovanou ve vysokoúčinné kogeneraci prodávat vytipovaným subjektům za výhodnější ceny než při dodávce do sítě. Využití plynových zdrojů umožňuje i případné rozdělení soustavy na několik menších. Toto může být výhodné, pokud jsou páteřní rozvody dlouhé a propojují několik oddělených lokalit s významnými odběry. Při rekonstrukci soustavy je pak nezbytné zvážit, které řešení je investičně a provozně nejvýhodnější.

V současné době realizují developerské firmy řadu projektů rozsáhlých bytových a administrativních komplexů, jejichž standardním vybavením je klimatizace. Ta je prakticky ve všech případech řešena klasickými kompresory s elektrickým pohonem. Právě zavádění klimatizace přesouvá špičku spotřeby elektrické energie ze zimního období do období letního. Namísto kompresorového chlazení lze využít chlazení absorpční, kdy zdrojem tepla je kogenerační jednotka. V oblasti chladících výkonů v jednotkách MW_{ch} se pohybuje již v rozumných měrných nákladech (cca 100 €/kW_{ch}) a kombinace výroby chladu společně s výrobou elektrické energie může být cestou ke snížení nákladů na energie, na které budoucí uživatelé bytů či komerčních prostor kladou dnes již značný důraz.

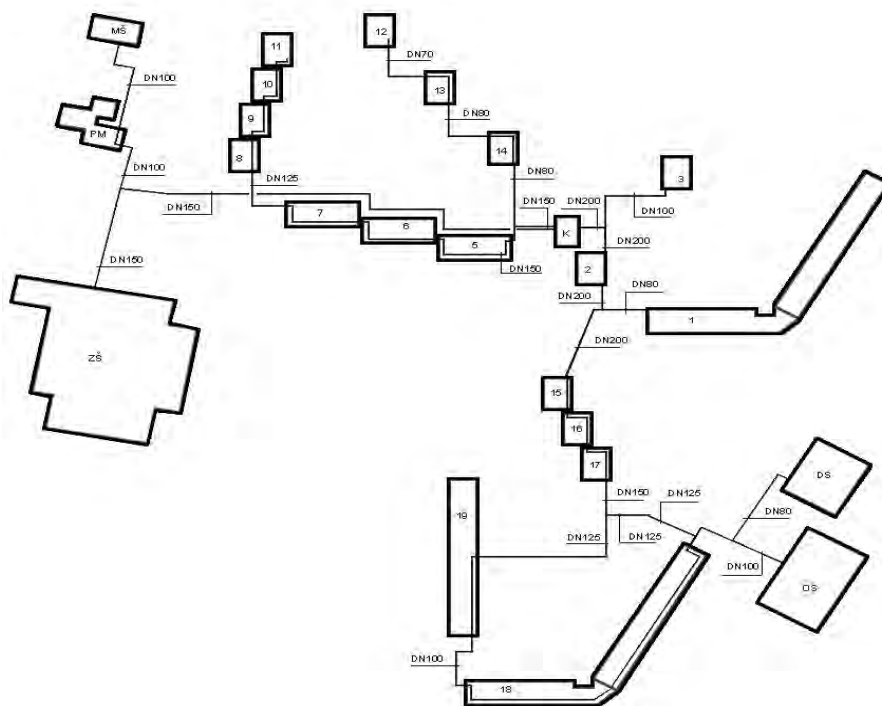
Kombinovaná výroba elektrické energie, tepla a chladu – trigenerace - není přínosná pouze pro konečného spotřebitele, ale i pro dodavatele energie. Dodavateli plynu vyrovnává roční odběrový diagram a distributorům elektrické energie snižuje letní špičku.

19.1.1 Instalace kogenerační jednotky do stávajícího systému CZT

Jak bylo již uvedeno, největší potenciál pro další rozvoj kombinované výroby lze identifikovat v menších systémech CZT s výtopenským charakterem v sídlištních aglomeracích, kde zdroji tepla jsou blokové kotelny spalující v převážné většině zemní plyn. Obrázek 19.2 zachycuje pří-

klad typického uspořádání sídlištní sítě CZT s blokovou plynovou kotelnou. Teplem je zásobováno 482 bytů a 5 objektů občanské vybavenosti s celkovou vytápěnou plochou 28 200 m².

Obrázek 19.2: Typická síť CZT se sídlištní blokovou kotelnou



Výtopenská soustava uvedeného typu CZT bývá obvykle konvertována na soustavu s kombinovanou výrobou instalací kogenerační jednotky s plynovým spalovacím motorem do stávající kotelny, případně stavebně upravené. Cílem rozšíření stávajícího systému CZT o kogenerační technologii je zajištění snížení a stabilizace ceny dodávané tepelné energie pro koncového odběratele.

Volba výkonu kogenerační jednotky musí být pečlivě vyhodnocena na základě diagramu trvání potřeby tepelné energie. K jeho sestavení jsou optimální hodinové odečty výroby tepla. Ty však nejsou obvykle k dispozici, dobře mohou posloužit hodinové odečty zemního plynu, které k dispozici bývají. Podrobný technicko-ekonomický propočít zahrnující i výpočet velikosti akumulátoru tepla je nutno provést pro několik výkonů KJ. Z ekonomických vstupů jsou nejdůležitější ceny zemního plynu, ceny elektrické energie, bonusy za výrobu elektřiny ve vysokoúčinné kombinované výrobě a způsob financování. Značnou pozornost je třeba věnovat co nejpřesnějšímu odhadu investičních a provozních nákladů. Na základě optimalizačních výpočtů se stanoví nejvhodnější výkon kogenerační jednotky a její provozní režim.

Tabulka 19.3: Parametry vybrané sítě CZT s okrskovou kotelnou

Tepelný výkon kotelny	MW _t	4,8
Roční výroba tepla na zdroji	GJ/rok	18 000
Roční dodávka tepla na patách objektů	GJ/rok	16 415
z toho vytápění	GJ/rok	10 666
z toho teplá voda	GJ/rok	5 749

Parametry topné vody	°C	90/70
Roční spotřeba zemního plynu	MWh/rok	6 177
Výhřevnost zemního plynu	MJ/m ³	34
Roční spotřeba elektrické energie	MWh/rok	117
Délka potrubí topné vody	m	3 100
Délka potrubí teplé vody	m	2 130

V našem případě byla pro stávající soustavu CZT vyhodnocena jako optimální kogenerační jednotka s elektrickým výkonem 800 kW_e, tepelným výkonem 918 kW_t a spotřebou zemního plynu 201 m³/h. Při ročním proběhu 3 000 Mth/rok zajistí ve spolupráci s akumulátorem tepla 55 % tepelné energie dodané do sítě CZT. Zbytek je zajištěn plynovými kotli.

19.1.2 Ekonomické porovnání různých technologií

Pro orientační porovnání ekonomických parametrů při nasazení různých technologií ve zdroji tepla je nezbytné zaměřit se na hlavní nákladové položky, které budou touto změnou nejvíce ovlivněny. Jedná se především o palivové náklady, příjmy z výroby elektřiny v případě kogenerace, servisní náklady a odpisy.

Pro účely tohoto porovnání budou použity následující předpoklady:

- Do odpisů jsou zahrnuty pouze hlavní technologické celky související se zvoleným způsobem doplnění zdroje tepla.
- Doba odpisování doplňkových technologií je shodná, 10 let.
- Do kalkulace vstupují pouze náklady na palivo, servisní náklady pro zvolenou technologii a odpisy a případné příjmy z výroby elektřiny.
- Ostatní proměnné a stálé náklady jsou uvažovány jako konstantní.
- Zdroj je již v provozu a zahrnuje plynové kotle, tento zdroj je variantně doplněn kogenerační jednotkou nebo plynovým tepelným čerpadlem. Parametry zdroje jsou uvedeny v tabulce 19.3.

Uvedená zjednodušení zanášejí do výpočtu určitou chybu. Pro účely obecného porovnání jednotlivých technologií je tato chyba zanedbatelná. V případě volby technologie pro konkrétní podmínky je nezbytné prověřit všechny nákladové položky důkladněji a zohlednit podmínky v místě instalace. Lišit se mohou především instalační náklady a velký vliv může mít stav odepsání majetku zdroje.

Pro zjednodušení je uvažováno doplnění již provozovaného zdroje tepla. Uvažované přidávané technologie v reálných podmínkách nemohou zcela nahradit instalovaný výkon kotlů v kotelně. Tyto technologie využívají pro svůj provoz nejvhodnější podmínky a nejsou v provozu trvale, což je nezbytné zohlednit i v případě výstavby nového zdroje.

19.1.2.1 Varianta instalace kogenerační jednotky

Jedná se o případ doplnění stávající plynové blokové kotelny, výtopy, o technologii kombinované výroby elektřiny a tepla s elektrickým výkonem 800 kW. Instalační náklady zahrnují veškeré

nezbytné součásti včetně vyvedení elektrického výkonu přes transformátor a akumulární nádrže tepla o objemu 100 m³.

19.1.2.2 Varianta instalace tepelného čerpadla

Tepelné plynové čerpadlo (GHP) je navrženo jako čerpadlo se zapojením vzduch/voda především pro letní provoz, kdy dosahuje nejvyšší efektivity. Střední teplota výstupní vody z tepelného čerpadla je s ohledem na nasazení v blokové kotelně uvažována 65 °C, maximální výstupní teplota je 70 °C. Provoz tepelného čerpadla je uvažován celoroční při teplotách venkovního vzduchu nad -10 °C.

19.1.2.3 Základní porovnání variant

Základní porovnání provozu v jednotlivých variantách shrnuje tabulka 19.4.

Tabulka 19.4: Technicko-ekonomické údaje systému CZT

		STÁVAJÍCÍ STAV	DOPLNĚNÍ KOGENERACE	DOPLNĚNÍ GHP
Prodej elektrické energie obchodníkovi	MWh/rok		2 244	
Výroba tepelné energie – doplňková technologie	GJ/rok		9 914	7 600
Výroba tepelné energie – kotle	GJ/rok	18 000	8 086	10 400
Spotřeba zemního plynu – doplňková technologie	MWh/rok		6 337	1 303
Spotřeba zemního plynu – kotelna	MWh/rok	6 177	2 775	3 569
Celkové investiční náklady, nová technologie bez stavebních úprav	tis. Kč		23 600	3 600
Servisní náklady doplňkové technologie	Kč/mth		192	40
Konečná nákupní cena zemního plynu	Kč/MWh	900	865	948
Výkupní cena elektrické energie	Kč/MWh		1 050	
Základní sazba zeleného bonusu za KVET	Kč/MWh		1 180	
Doplňková sazba zeleného bonusu za KVET	Kč/MWh		455	
Palivové náklady	tis. Kč/rok	5 559	7 882	4 619
Servisní náklady doplňkové technologie	tis. Kč/rok	0	576	220
Příjmy z výroby elektřiny	tis. Kč/rok	0	6 280	
Odpisy doplňkové technologie	tis. Kč/rok	0	2 360	360
Ostatní proměnné a stálé náklady	tis. Kč/rok	1 358	1 358	1 358
Cena tepla z kotelny na prahu zdroje	Kč/GJ	384	328	364

Uvedené výsledné ceny tepla jsou nákladovými cenami, které zohledňují ekonomický přínos doplňkové technologie v cenové úrovni a podmínkách roku 2015. Položka ostatní proměnné a stálé náklady odpovídá konkrétnímu zdroji a v každém výtopenkém zdroji je odlišná. Vypočtené ceny tepla nezahrnují náklady na zajištění investice ani žádný ekonomický přínos instalace doplňkové technologie na straně investora, tedy nezohledňují cenu investovaných peněz v čase. Při zahrnutí očekávaného přínosu dodatečné investice (WACC) ve výši 7,5 % a výpočtu pro dobu provozu 10 let je příznivý dopad do ceny tepla minimalizován. Ve variantě s tepelným čerpadlem dochází k poklesu ceny tepla oproti výchozímu stavu o ca 11 Kč/GJ. Projekty doplnění stávajících zdrojů zmiňovanými modernějšími a efektivnějšími technologiemi jsou proto často navrhovány na dobu 15 let, kde díky delší době pro rozpočtení investičních nákladů již lze dosáhnout významnějšího pozitivního vlivu na cenu tepla.

Technologie GHP je oproti kombinované výrobě realizovatelná a ekonomicky přínosná bez závislosti na systému podpor.

19.1.3 Cena tepla

Ceny tepelné energie jsou věcně usměrňované podle § 6 zákona č. 526/1990 Sb., o cenách, ve znění pozdějších předpisů. Energetický regulační úřad stanovuje podmínky pro kalkulaci a sjednání cen tepelné energie. Tyto podmínky jsou specifikovány v cenových rozhodnutích a mimo jiné specifikují nákladové položky na provoz zdrojů a soustav CZT, které je možné do ceny tepla zahrnout.

Energetický regulační úřad zpracovává také statistiku cen tepelné energie. Tato statistika je pravidelně zveřejňována. Výsledky za rok 2013 ukazuje tabulka 19.5.

Tabulka 19.5: Průměrné ceny tepelné energie včetně DPH v roce 2013 s rozlišením paliv na jednotlivých úrovních předání tepelné energie

ÚROVEŇ PŘEDÁNÍ TEPELNÉ ENERGIE	UHLÍ	PLYN ZE SOUSTAVY	BIOMASA A JINÉ OZE	TOPNÉ OLEJE	JINÁ PALIVA	VÁŽENÝ PRŮMĚR
	[KČ/GJ]	[KČ/GJ]	[KČ/GJ]	[KČ/GJ]	[KČ/GJ]	[KČ/GJ]
Z výroby při výkonu nad 10 MWt	223,97	385,06	197,73	328,06	215,05	245,61
Z primárního rozvodu	345,63	534,14	351,33	446,52	339,29	360,38
Z výroby při výkonu do 10 MWt	623,86	456,84	295,76	836,37	202,34	396,88
Z centrální výměňkové stanice	499,14	635,34	409,81	554,62	571,04	522,11
Ceny pro konečné spotřebitele						
Pro centrální přípravu teplé vody na zdroji	543,64	624,34	578,01	719,52	627,52	619,69
Pro centrální přípravu teplé vody na výměňkové stanici	523,55	655,61	501,95	564,92	520,49	539,58
Z rozvodů z blokové kotelny	528,99	639,22	399,65	856,73	652,79	612,32
Z venkovních sekundárních rozvodů	526,47	672,34	525,69	602,26	508,14	542,06
Z domovní předávací stanice	568,61	654,4	573,06	753,37	612,62	611,59
Z domovní kotelny	510,17	563,26	583,25	757,06	598,19	559,83

Tabulka 19.5 zohledňuje pouze dodávky tepla, které jsou předmětem podnikání. Výše daně z přidané hodnoty zahrnuté v ceně tepla je 15 %. Zajímavé je porovnání ceny tepla z uhlí a zemního plynu v domovní kotelně a z výroby při výkonu do 10 MWt. Rozdíl v ceně paliva je snižován rozdílem v účinnosti využití paliva a vyvolanými dalšími náklady na straně uhelných zdrojů.

19.2 Decentrální zásobování teplem

Decentrální zásobování teplem zahrnuje obvykle dodávku z domovní kotelny. Pro zajištění tepelné pohody je možné využívat i zdroje předávající energii přímo do prostoru (přímý ohřev vzduchu, sálavé zdroje). Tato část je však věnována pouze teplovodním zdrojům pro vytápění a ohřev teplé vody.

Z výkonového hlediska se může jednat o zdroje s výkonem jednotek kW až jednotek MW. Teplo je obvykle připravováno v kotlích. Avšak s rozvojem technologií lze dnes použít i další efektivní zdroje. V případě zdrojů spalujících zemní plyn se může jednat o plynové tepelné čerpadlo nebo kogenerační jednotku.

Zdroje tepla spalující zemní plyn se v decentrálním zásobování přímo dostávají do konkurence s dalšími moderními zdroji, především elektrickými tepelnými čerpadly.

19.2.1 Plynové kotle

Z hlediska využití energie ze spalování plynu lze plynové kotle rozdělit na konvenční a kondenzační. Spalováním zemního plynu vzniká významný podíl vodní páry. Energie, kterou lze získat kondenzací vodní páry obsažené ve spalinách, odchází z konvenčních kotlů nevyužitá. Kondenzační kotle zahrnují výměníky, které umožní při dodržení vstupní teploty topné vody kondenzaci vodních par obsažených ve spalinách, dochází tak k lepšímu využití energie obsažené ve spalinách. Protože energetická účinnost výroby tepla je vztahována k výhřevnosti paliva, je udávaná účinnost kondenzačních kotlů vyšší než 100 %.

Udávaná teplota kondenzace spalin je v případě plynových kotlů ca 55 °C. Pokud tedy vstupní teplota topné vody do kotle je nižší, než ca 50 °C dochází ke kondenzaci vodní páry obsažené ve spalinách a významnému nárůstu účinnosti. Nasazení kondenzačního kotle může být přínosné i v soustavách, které byly navrženy na vyšší teploty teplotního média, pokud je zajištěna ekvitermní regulace teplot. Nominální teploty, například teplotní spád 90/70 °C, jsou potřebné pouze při nominálním výkonu topné soustavy, tedy při výpočtové venkovní teplotě. Při vyšších venkovních teplotách mohou být teploty v topné soustavě ekvitermní regulací sníženy a po většinu topné sezony tak lze zajistit teploty vratné vody pod rosným bodem spalin.

Další dělení kotlů je odvozeno od parametrů topného média, které je kotlem připravováno. Kotle lze z tohoto pohledu dělit na teplovodní, horkovodní a parní. V decentrálních zdrojích se využívají především teplovodní kotle. Parní kotel by měl být volen pouze v případě, kdy je potřeba vyrábět páru využívanou pro technologické účely.

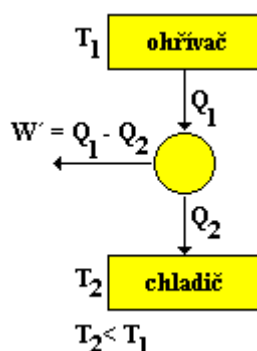
Podle technického řešení lze kotle dělit dalšími způsoby například na stacionární a závěsné (pro malé výkony), dle způsobu dodávky spalovacího vzduchu na atmosférické a přetlakové a podobně. Technické řešení závisí především na požadovaném výkonu zdroje.

19.2.2 Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

V případě decentrální zdrojů tepla je využívána především malá a mikro kogenerace. Vyrobená tepelná energie je využita v místě výroby, elektrická energie pak může být výhodně využita pro vlastní spotřebu v místě instalace nebo prodána obchodníkovi. Oba způsoby umožňují čerpat zelený bonus za výrobu elektrické energie ve vysokoúčinné kombinované výrobě. Využití vyrobené elektřiny v místě výroby přináší výhodu vyšších ekonomických úspor, elektřina odebíraná ze soustavy je obvykle dražší a je zatížena poplatky, z nichž lze některé výrobou pro vlastní spotřebu ušetřit. Mikrokogenerace by měla být navrhována především pro využití vyrobené elektrické energie v místě výroby.

19.2.2.1 Základní princip kombinované výroby elektřiny a tepla

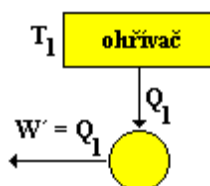
Druhý termodynamický zákon, formulovaný Thomsonem říká, že nelze sestrojít periodicky pracující tepelný stroj, který by přijímal teplo z ohřívачe a měnil by je beze zbytku v ekvivalentní práci. Obecně každý tepelný stroj pracuje podle níže uvedeného schématu:



Účinnost uvedeného tepelného schématu je teoreticky je dána účinností Carnotova cyklu, která je funkcí pouze absolutních teplot T_1 a T_2 :

$$\eta = (T_1 - T_2) / T_1$$

Účinnost přeměny tepelné energie na práci závisí tedy v ideálním případě pouze na vstupní a výstupní teplotě pracovního media. Bohužel se doposud nepodařilo sestrojít zařízení přeměňující přímo tepelnou energii Q v práci W podle následujícího schématu:



Jde o „perpetum mobile druhého druhu“, které nelze sestrojít, musíme se proto smířit se skutečností, že výroba mechanické, či elektrické energie bude spojena vždy v reálném provedení s produkcí energie tepelné a s účinností nižší než je účinnost ideálního Carnotova cyklu.

Současná účinnost **monovýroby elektrické energie** ve velkém se pohybuje od 33 % v morálně vyhovověných tepelných kondenzačních uhelných elektrárnách až zhruba k 55 % v moderních paroplynových elektrárnách.

Podle druhu použité technologie ztrácíme tedy při monovýrobě elektrické energie polovinu až dvě třetiny vložené primární energie!

Pokud však teplo uvolněné z procesu výroby elektrické energie není mařeno v chladících věžích, ale je dodáváno pro vytápění nebo technologickou spotřebu tepla, mluvíme o **kombinované výrobě elektrické energie a tepla (KVET)**. Jedná se o tzv. užitečné teplo, které by jinak muselo být vyrobeno v kotlích výtopenským způsobem.

Popsaný kombinovaný způsob získávání elektrické energie a tepla je ve světě znám pod pojmem **kogenerace**.

Původ termínu „kogenerace“ lze hledat v anglické zkratce COGEN (COmbined GENeration – kombinovaná výroba).

Pokud jde o vlastní technické prostředky kogenerace, v anglosaské oblasti se mluví o tzv. jednotkách CHP (Combined Heat and Power). V německy hovořících státech lze kombinovanou výrobu identifikovat obecně pod pojmem KWK (Kraft-Wärme-Kopplung). Menší blokové teplárny se spalovacími motory jsou známy pod zkratkou BHKW (BlockHeizKraftWerke).

Názorné porovnání oddělené výroby elektrické energie a tepla s výrobou kombinovanou ukazuje **obrázek 19.6**.

V případě oddělené výroby je elektrická energie vyráběna v tepelné kondenzační elektrárně s elektrickou účinností na svorkách generátorů 36 %.

Tepelná energie je získávána z plynové kotelny s průměrnou účinností kotlů 90 %.

Kombinovaný zdroj, v našem případě na principu plynového spalovacího motoru, produkuje společně elektrickou a tepelnou energii. Účinnost výroby elektrické energie je 35 % a využití tepelné energie vzhledem ke vstupující primární energii je 50 %.

Předpokládáme, že po započtení veškerých ztrát během procesu výroby a distribuce získáme v obou případech shodná množství elektrické a tepelné energie.

Úspora primární energie při využití kombinované výroby je v našem příkladu 37 % v porovnání s výrobou elektřiny v kondenzační elektrárně a výrobou tepelné energie v plynové kotelně.

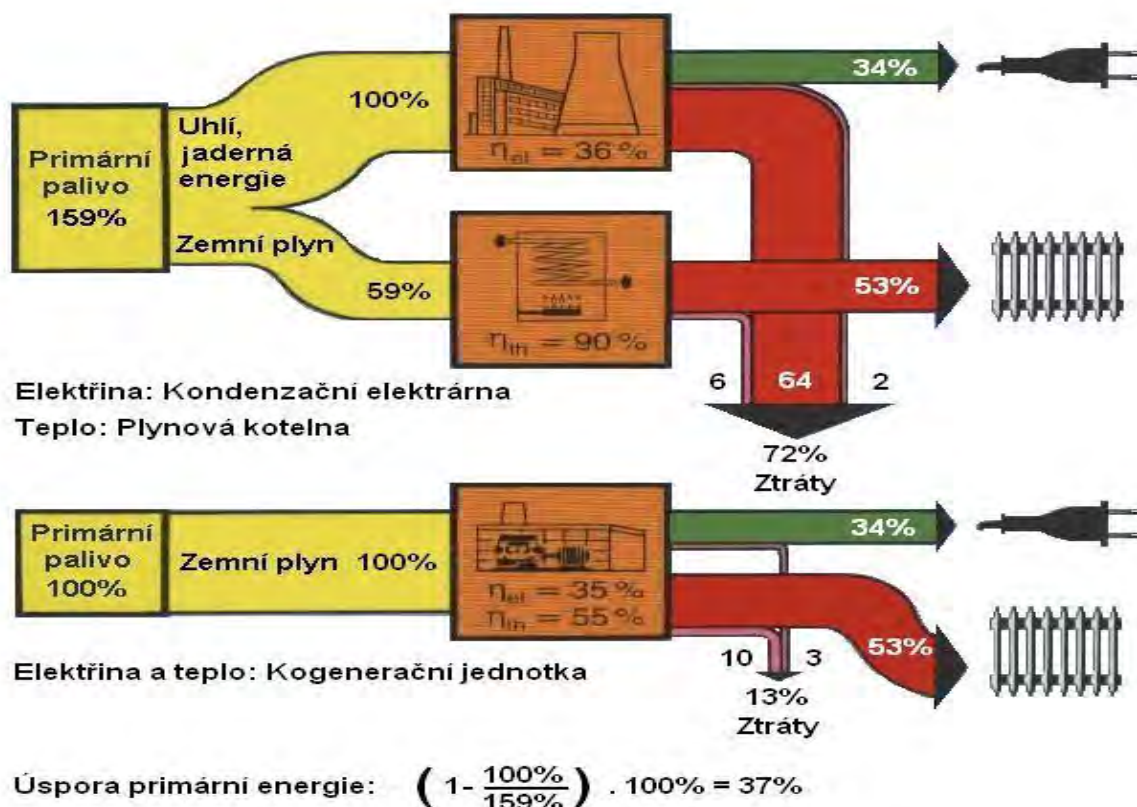
Konkrétní ztráty primární energie v uvedeném uspořádání kombinovaného zdroje jsou 5,5krát nižší, což přispívá významně k mnohem nižšímu znečištění ovzduší. Moderní účinné kombinované zdroje využívají totiž převážně zemní plyn, který je v porovnání s uhlím pro čistotu ovzduší mnohem příznivější.

V porovnání s kondenzační výrobou elektřiny má však kombinovaná výroba jednu velkou nevýhodu. Tou je pevná vazba mezi výrobou elektrické a tepelné energie. Neexistuje-li okamžitý odbyt vyrobené tepelné energie, je nutno ji ukládat do akumulátoru nebo odstavit výrobu elektrické energie.

19.2.2.2 Kogenerace v legislativě

Dne 11. února 2004 byla v Bruselu schválena směrnice 2004/8/EC o prosazování kogenerace v členských zemích EU. Jedná se o důležitý dokument, jehož cílem bylo motivovat jednotlivé členské státy, aby v rámci integrovaného energetického trhu byl kogenerační potenciál lépe využíván. Směrnici 2004/8/EC přejala s menšími úpravami směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti (dále jen Směrnice) s platností od 5. června 2014.

Obrázek 19.6: Porovnání oddělené a kombinované výroby elektrické energie a tepla



Podpora vysoce účinné má pro EU prioritní význam, oceňována je značná úspora primární energie a snižování emisí, především skleníkových plynů. Kromě toho efektivní využívání kogenerace může pozitivně přispět k bezpečnosti dodávek energie a ke zlepšení konkurenceschopnosti Evropské unie a jejích členských států. V následujících kapitolách jsou shrnuty nejdůležitější zásady směrnice o energetické účinnosti z pohledu kombinované výroby elektřiny a tepla.

19.2.2.3 Stanovení úspory primární energie dle Směrnice o energetické účinnosti

Úspora primární energie je kritériem, na jehož základě je posuzováno, zda v kogenerační jednotce dochází k vysokoúčinné kombinované výrobě.

Výše úspor primární energie (PES – primary energy savings) se vypočte na základě vzorce:

$$UPE = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}}\right) \times 100 [\%]$$

UPE úspora primární energie

CHP H η účinnost výroby tepla pocházejícího z kombinované výroby elektřiny a tepla

Ref H η referenční hodnota účinnosti pro oddělenou výrobu tepla

CHP E η elektrická účinnost kombinované výroby elektřiny a tepla

Ref E η referenční hodnota účinnosti pro oddělenou výrobu elektřiny

Referenční hodnoty účinnosti pro oddělenou výrobu tepla a elektřinu jsou stanoveny jednotně jako takzvané harmonizované účinnosti a jsou vyhlašovány evropskou komisí.

Tyto harmonizované referenční hodnoty účinnosti se skládají z matice hodnot odlišených podle příslušných faktorů, včetně roku výstavby a druhů paliva, a musí se zakládat na řádně zdokumentovaném rozboru, který mimo jiné zohlední provozní údaje za reálných podmínek, směs paliva a klimatické podmínky, jakož i použité technologie kombinované výroby tepla a elektřiny.

Referenční hodnoty účinnosti pro oddělenou výrobu tepla a elektřiny stanoví provozní účinnost oddělené výroby tepla a elektřiny, která má být nahrazena kombinovanou výrobou tepla a elektřiny.

Referenční hodnoty účinnosti se vypočtou podle těchto zásad:

1. Pro kogenerační jednotky vychází srovnání s oddělenou výrobou elektřiny ze zásady, že se srovnávají tytéž kategorie paliva.
2. Každá kogenerační jednotka se srovnává s nejlepší ekonomicky odůvodnitelnou technologií oddělené výroby tepla a elektřiny dostupnou na trhu v roce výstavby kogenerační jednotky.
3. Referenční hodnoty účinnosti kogeneračních jednotek starších deseti let se stanoví ve výši referenčních hodnot jednotek starých deset let.
4. Referenční hodnoty účinnosti oddělené výroby elektřiny a výroby tepla musí odrážet klimatické rozdíly existující mezi členskými státy.

19.2.2.4 Kogenerační technologie, na které se vztahuje Směrnice

Mezi technologie, na něž se vztahuje Směrnice, patří:

- paroplynové zařízení s rekuperací tepla;
- parní protitlaková turbína;
- parní kondenzační odběrová turbína;
- plynová turbína s rekuperací tepla;
- spalovací motor;
- mikroturbíny;
- Stirlingovy motory;
- palivové články;
- parní stroje;
- organické Rankinovy cykly;
- jakýkoli jiný typ technologie nebo její kombinace spadající pod definici uvedenou v článku 2 bodě (30) Směrnice.

19.2.2.5 Základní provozní režimy KJ

V principu existují dva základní provozní režimy kogenerační výroby:

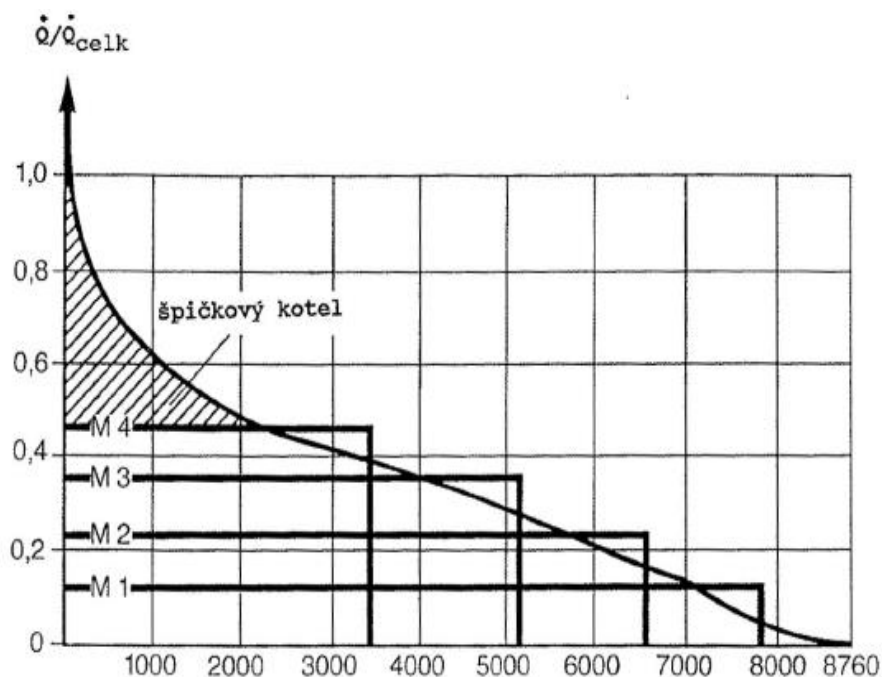
- Řídicím prvkem je poptávka po užitečném teple.
- Řídicím prvkem je poptávka po elektrické energii.

Kogenerační jednotka řízená poptávkou po užitečném teple

Případ, kdy provoz kogenerační jednotky je řízen poptávkou po teple, je nejobvyklejším případem a uplatňuje se především při dodávce tepelné energie pro vytápění a dodávku teplé vody do bytových nebo komerčních objektů.

Při modulovém uspořádání kogenerační jednotky s tepelným výkonem navrženým na 30 až 50 % maximální spotřeby objektu lze zajistit 80 až 85 % tepelné spotřeby objektu. Špičková spotřeba tepla je kryta plynovým kotlem (viz obrázek 19.7). Vyrobená elektrická energie je dodávána do sítě.

Obrázek 19.7: Dodávka tepla kogenerační jednotkou v modulovém uspořádání



Při současné relaci cen zemního plynu a tepelné energie však není ekonomicky výhodné provozování kogenerační jednotky ve vysokém podílu ročního časového fondu a produkovat tak elektrickou energii v základním zatížení (base load) za nevýhodné ceny.

Výhodnější režim je nasazení kogeneračních jednotek pro pokrytí cca 40–60 % roční spotřeby tepla s jedním, či dvěma většími motorgenerátory s vysokou elektrickou účinností. Kogenerační jednotka je v provozu pouze v době poptávky po elektrické energii ve špičkovém tarifu (peak load) a pracuje při svém nominálním výkonu. Tento způsob provozu umožní v budoucnosti využívat kogeneraci spalující fosilní paliva jako doplněk k obnovitelným zdrojům závislým na počasí.

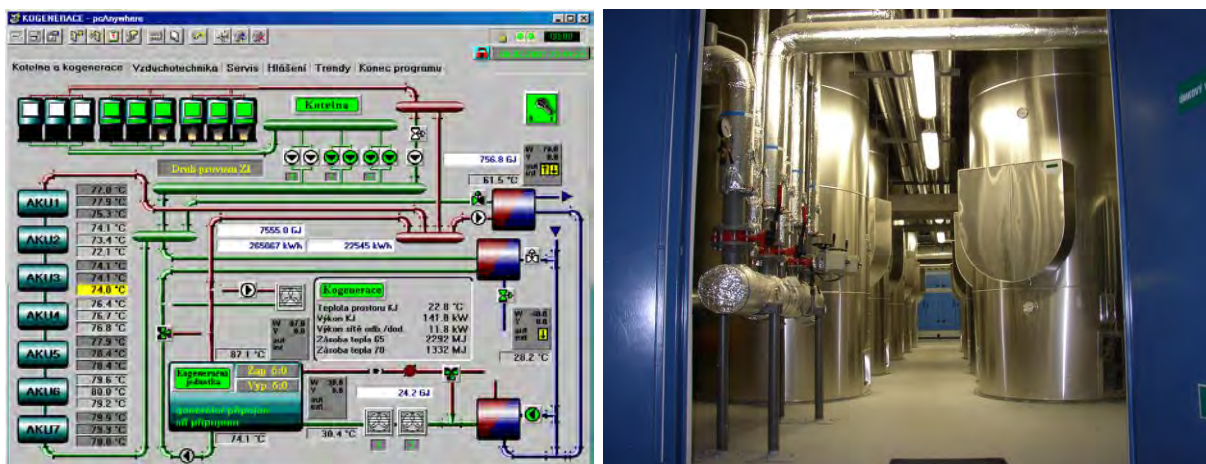
Nutnou podmínkou pro takový provoz je instalace tepelného zásobníku, který zajistí akumulaci tepla v době přebytku jeho výroby a dodávku tepla v době, kdy jednotka nepracuje.

Zásobníky tepelné energie mohou být vertikální nebo horizontální. Převažují válcové zásobníky vertikální, neboť nevyžadují složité vestavby pro teplotní stratifikaci. Pro dobrou stratifikaci je vhodný poměr výška /průměr 3:1. Při teplotním spádu 20°C (voda 90/70°C) činí akumulační kapacita 83,7 MJ/m³. Akumulace 1 GJ vyžaduje za těchto podmínek objem nádrže 12 m³. Při umístění zásobníků do prostor s nízkou podhledovou výškou lze jednotlivé nádoby zapojit seriově (viz obrázek 19.8).

Kogenerační jednotka řízená poptávkou po elektrické energii

Kogenerační jednotka pracuje v tzv. režimu „kopírování odběrového diagramu elektřiny“. Jedná se o instalaci, kdy elektřina není dodávána do sítě, ale je spotřebovávána přímo v objektu. Z hlediska úspor primární energie se jedná o nejúčinnější nasazení kombinované výroby, neboť jak elektrická, tak tepelná energie jsou využity přímo v objektu bez další distribuce.

Obrázek 19.8: Sériové řazení zásobníků tepla v systému dodávky tepelné energie z KJ



Elektrický výkon KJ musí být volen tak, aby optimálně vykrýval odběrový diagram. Okamžitý výkon by neměl klesnout pod hranici 80 % nominálního výkonu a zároveň by neměl nominální výkon vykrývat absolutní odběrové špičky. KJ je v trvalém kontaktu s elektrickou sítí prostřednictvím nepatrného neustálého odběru. V případě, kdy odběr objektu přesáhne elektrický výkon kogenerační jednotky, ta není odstavena v důsledku jejího přetížení, ale chybějící elektřina je čerpána ze sítě.

Přebytky tepelné energie jsou ukládány do akumulátoru tepla a využívány v době nejvyšších odběrů tepla. Pokud druhým zdrojem tepelné energie v objektu je plynová kotelná, pak významným způsobem vzrůstá odbyt zemního plynu oproti pouze čistě vytopenskému způsobu získávání tepla v kotlích.

Příklad reálné roční bilance rozsáhlejšího bytového komplexu s kogenerační jednotkou o výkonu 150 kW_e udává tabulka 19.9. V případě, že by veškerá tepelná energie pro bytový komplex byla vyrobena pouze v plynové kotelně s průměrnou účinností 90 %, spotřeba zemního plynu by činila 588 333 m³/rok. Kogenerační výroba v tomto případě zvyšuje odběr zemního plynu na 766 304 m³/rok, což představuje navýšení spotřeby o 30 %.

Celková spotřeba primární energie objektu je kryta z 97,5 % zemním plynem!

Situace na trhu s elektřinou a podmínky její distribuce se velmi významně mění ve spojitosti se vzrůstajícím podílem výroby v obnovitelných zdrojích. Malá plynová kogenerace tak bude nacházet uplatnění spíše jako doplněk obnovitelných zdrojů v době, kdy výroba elektřiny z těchto zdrojů klesá, a jako nástroj vyrovnávání odběrového diagramu elektřiny.

Speciálním případem, kdy je kogenerační jednotka řízena poptávkou po elektrické energii, je tzv. **ostrovní provoz**. V ostrovním provozu pracuje kogenerační jednotka bez spolupráce se sítí. Elektrický výkon KJ musí být volen tak, aby nebyl nižší než maximální požadovaný příkon objektu. Jinak ochrany motoru při přetížení kogenerační jednotku odstaví.

Tabulka 19.9: Bilance energií bytového domu zásobovaného primárně KJ

Bilance elektrické energie

Výroba elektrické energie v KJ	kWh/rok	1 003 940	87,00 %
Dodávka elektrické energie ze sítě	kWh/rok	150 046	13,00 %
Dodávka elektrické energie do sítě	kWh/rok	0	0,00 %
Spotřeba elektrické energie celkem	kWh/rok	1 153 986	100,00 %

Bilance tepelné energie

Výroba tepla v KJ	GJ/rok	6 524	36,24 %
Výroba tepla v plynové kotelně	GJ/rok	11 479	63,76 %
Výroba tepla celkem	GJ/rok	18 003	100,00 %

Bilance spotřeby zemního plynu

Spotřeba zemního plynu v KJ	m ³ /rok	322 239	42,05 %
Spotřeba zemního plynu v kotelně	m ³ /rok	444 065	57,95 %
Spotřeba zemního plynu celkem	m ³ /rok	766 304	100,00 %

19.2.2.6 Kogenerační technologie

Všechny vyjmenované kogenerační technologie mohou využívat jako primární palivo zemní plyn. Zemní plyn se prakticky v našich podmínkách neuplatňuje v kombinované výrobě v parních protitlakých turbínách a odběrových turbínách kondenzačních. Jedná se o aplikace parního Rankin-Clausiova cyklu, kdy vodní pára je vyráběna v kotlích a následně expanduje v parní turbíně. Parní turbíny, které jsou nedílnou součástí tepláren, pracují s vysokotlakou admisní párou vyrobenou v českých podmínkách převážně z uhlí ve vysokotlakých parních uhelných kotlích. Spalování zemního plynu v kotlích s následným teplárenským procesem výroby elektrické energie je při dnešní relaci cen zemního plynu a elektrické energie ekonomicky nevýhodné. Zemní plyn nachází v klasickém uhelném teplárenství uplatnění pouze jako pomocné palivo

S ohledem na skutečnost, že publikace je zaměřena na zemní plyn, budeme se v dalším zabývat těmi kogeneračními technologiemi, které využívají prioritně zemní plyn. Tyto technologie mohou využívat i ostatní plynná paliva, například bioplyn a syntézní plyny.

Na rozdíl od klasického teplárenství pracujícího na principu Rankin-Clausiova cyklu, kde pro transformaci primárního paliva na elektrickou energii je nutná pracovní látka, plynová kogenerace má značnou přednost v možnosti přímé přeměny primárního paliva na energii mechanickou a následně elektrickou.

Zdrojem prvotního mechanického pohybu pro následnou výrobu elektrické energie v generátoru je tzv. hnací stroj (prime mover).

Hnacími stroji v plynových kogeneračních technologiích mohou být:

- motory s vnitřním spalováním,
- spalovací turbíny,
- motory s vnějším spalováním.

Vedle vyjmenovaných točivých zdrojů se do kogeneračních technologií řadí **palivové články**. V nich se elektrochemickou reakcí chemická energie paliva mění přímo v energii elektrickou. Elektrolytická reakce vyžaduje jako vstupní palivo vodík. Je-li palivem zemní plyn, je nutno předřadit technologii pro výrobu vodíku ze zemního plynu nebo v případě vysokoteplotních článků k potřebné reakci dochází přímo uvnitř článku.

Výhodou palivových článků v porovnání s tepelnými motory je skutečnost, že jsou nezávislé na účinnosti Carnotova cyklu.

Malá kogenerace, tj. dle Směrnice o energetické účinnosti kogenerace s elektrickým výkonem do 1 MW, využívá dnes především spalovací zážehové motory.

Mikrokogenerace, tj. dle Směrnice o energetické účinnosti kogenerace s elektrickým výkonem do 50 kW, je dnes založena také především na motorech s vnitřním spalováním (zážehové), ale nově i na motorech se spalováním vnějším (Stirlingův motor). Alternativou motorů jsou mikroturbíny a postupě se rozvíjející technologie palivových článků.

Doménou spalovacích motorů s elektrickými výkony v rozmezí stovek kW do cca 20 MW jsou především aplikace v oblasti zásobování objektů tepelnou energií a chladem, tedy tam, kde tepelným médiem je teplá nebo horká voda.

Plynové turbíny nalézají uplatnění naopak v průmyslových aplikacích, kde je požadována středotlaká nebo vysokotlaká pára a ve vyšších výkonech.

19.2.2.7 Kogenerační jednotky s motory s vnitřním spalováním

Jako hnací stroje kogeneračních jednotek mohou být využívány oba základní typy spalovacích motorů s vnitřním spalováním:

- **zážehový motor** (Ottův motor),
- **dvoupalivový vznětový motor** (Dieselův motor).

Zážehový motor

Pracovní princip zážehového motoru je identický s běžným benzínovým motorem. Vzduch se směšuje v karburátoru se vstupujícím plynem, směs je stlačována po vstupu do válce a zapálena jiskrou ze svíčky. Pro bezpečné zapalování a pro dobrou účinnost motoru musí být poměr plynu a vzduchu udržován v daném poměru v závislosti na použitém konceptu spalování:

- Spalování chudé směsi: Přebytek vzduchu $\lambda > 1$ (obvykle 1,4–1,7).
- Stechiometrické spalování: Přebytek vzduchu $\lambda = 1$.

Motor je regulován pomocí ventilu na vstupu, který mění množství směsi podle požadovaného výkonu motoru. Pro daný motor musí použitý plyn splňovat stanovené kvalitativní limity a nesmí dojít k samovolnému vznícení směsi. To je obvykle vyjádřeno požadavkem na metanové číslo plynu (100 = čistý metan, 0 = čistý vodík). Minimální nutná hodnota metanového čísla je

pro přeplňované motory 80. Jestliže použitý plyn (například bioplyn) má malé metanové číslo, mění se podmínky spalování v motoru a výkon je redukován. Užitím plynu s nižším metanovým číslem, než je uvažováno v návrhu motoru, může dojít k jeho vážnému poškození.

K síti zemního plynu mohou být připojeny zážehové motory kdekoliv bez použití kompresoru pro zvýšení tlaku paliva, většinou je plyn vyžadován pouze s mírným přetlakem vůči atmosférickému tlaku.

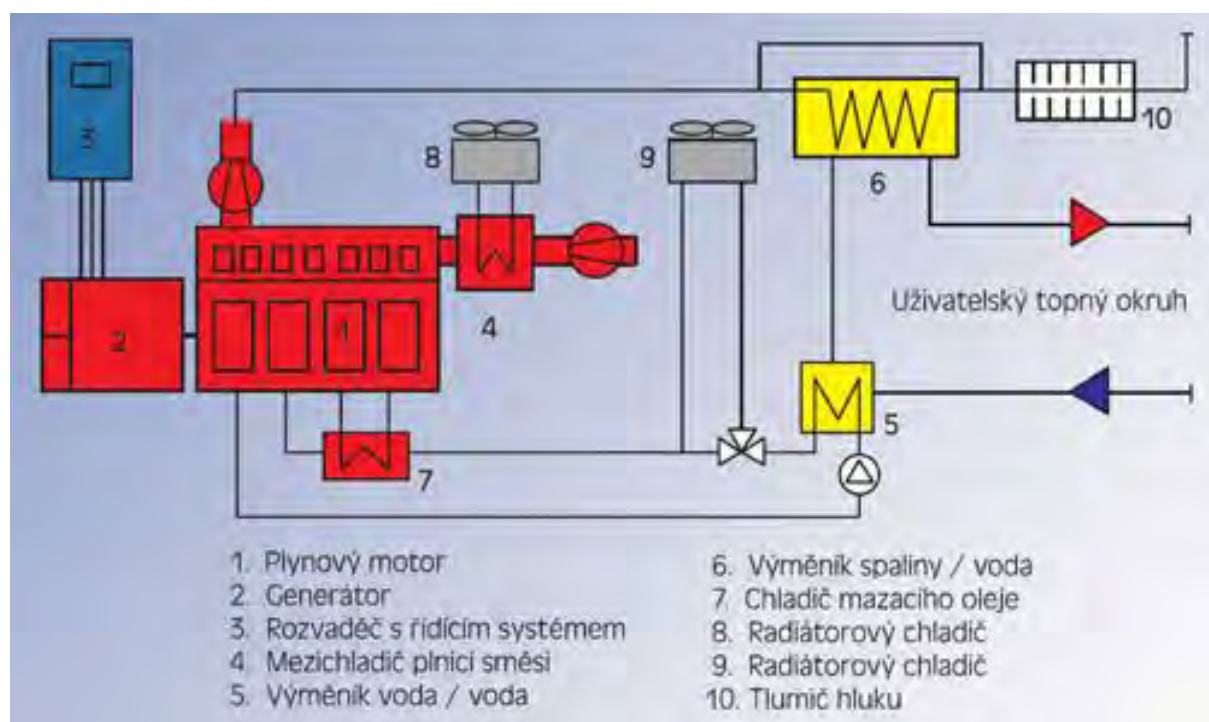
Spaliny zážehových motorů s chudou spalovací směsí s přebytkem vzduchu $\lambda = 1,40$ obsahují 6 % obj. volného kyslíku. Obsah kyslíku ve spalinách lze snížit pomocí přídavného hořáku až na hodnotu 0,5 % obj. O_2 a tak zvýšit tepelný výkon cca o 65 %. U zážehových motorů s poměrem vzduch-palivo rovným stechiometrickému $\lambda = 1$ dodatečného spalování nemůže být samozřejmě užito.

Vznětový motor

Zatímco plynové zážehové motory spalují pouze jedno palivo, dvoupalivové vznětové motory vyžadují k provozu paliva dvě. Hlavní palivo je plyn, který je zapalován vstříknutím tzv. „pilotní nafty“.

Dvoupalivové plynové motory jsou obvykle centrifugální dieselové motory, které byly přestavěny pro dvoupalivový provoz. Z tohoto důvodu musí být zemní plyn spalován při tlaku 0,3 až 0,5 MPa. Vysoká spalovací energie ze vstříkovaní pilotní nafty a rychlejší spalování velkého množství paliva na menší ploše přispívá k významnému zvýšení výkonu motoru bez detonací. Dvoupalivové vznětové motory mohou být užity v širokém rozmezí výhřevnosti použitých plynů obdobně jako motory zážehové. Oba typy motorů mají v principu podobnou citlivost vůči metanovému číslu. Při přerušení dodávky plynu může dvoupalivový motor běžet jako normální diesel-motor, obvykle s nezměněným výkonem a tím zvyšuje provozní jistotu kogenerační jednotky.

Obrázek 19.10: Základní technologické schéma KJ s plynovým motorem



Technologické uspořádání KJ s plynovým motorem

Principiální technologické schéma kogenerační jednotky s plynovým motorem ukazuje obrázek 19.10.

Na společném rámu kogenerační jednotky je umístěn hnací plynový motor **1** a alternátor **2**, který je s motorem spojen pružnou spojkou. U menších jednotek bývá alternátor obvykle asynchronní na napěťové úrovni 400 V, u větších pak synchronní (400 V nebo 6 kV). Alternátor je doplněn rozváděčem a řídicím systémem **3**. Jednotka je vybavena sadou binárních a analogových snímačů monitorujících veškeré potřebné procesy s cílem jejich optimalizace, která probíhá prostřednictvím příslušných výstupů vlastních spotřeb.

Při výrobě elektrické energie ve spalovacím motoru lze uvolněnou tepelnou energii získat:

- z chladící vody válců;
- ze spalin motoru;
- z chlazení oleje;
- z chlazení palivové směsi, pokud jde o tzv. přeplňovaný motor;
- z vyzářeného tepla motoru.

Primární chladicí okruh válců a mazacího oleje předává teplo ve výměníku **5** topné vodě, která je následně vedena do spalínového výměníku **6**. V něm se spaliny ochlazují z teploty v rozmezí cca 400 až 500 °C obvykle na teplotu 120 °C a dohřívají topnou vodu sekundárního okruhu přicházející z výměníku **5** na teplotu 90 °C. Parametry topné vody pro uživatelský topný systém 90/70 °C jsou obvyklé u kogeneračních jednotek menšího a středního výkonu. Velké jednotky (v řádu jednotek MW_e) mohou dosahovat teploty výstupní vody až 140 °C při tzv. vysokoteplotním chlazení motoru. Nižší vychlazení spalin vede ale k podstatnému snížení tepelné účinnosti kogenerační jednotky.

U přeplňovaných motorů lze využít nízkopotenciální teplo vody (cca 35–40 °C) z mezichladiče **7** plnicí směsi (tzv. technologický okruh) pro předehřev teplé vody. Pokud tato možnost není, máří se teplo v chladiči **8**.

Pro případ požadavku na provoz jednotky i v případě, kdy není zajištěn odběr tepla, například v případě funkce záložního zdroje elektrické energie, je jednotka vybavena chladičem **9** pro chlazení primárního okruhu a spalinový výměník **6** je bypassován.

Teplo vyzářené z motoru je obvykle odváděno ventilačním vzduchem, může být však využito prostřednictvím tepelného čerpadla například pro předehřev teplé vody.

Základní technická data kogeneračních jednotek

Účinnosti

Při použití generátoru s účinností 96 % dosahují kogenerační jednotky středních velikostí (200 kW_e) **elektrické účinnosti** 39 % a celkové využití tepla bývá cca 50 % vzhledem k přivedené primární energii v palivu. Elektrická účinnost je závislá na kompresním poměru a kogenerační jednotky vyšších výkonů (nad 1MW_e) dosahují elektrické účinnosti 43 až 48 %! Při sníženém zatížení se poněkud účinnost elektrické přeměny snižuje, při 50 % zatížení klesá účinnost cca na 85 % nominální hodnoty. Produkce využitelného tepla stoupne, protože celková energetická účinnost motoru se prakticky nemění.

Elektrická účinnost mikro-kogeneračních jednotek se pohybuje v rozmezí 26–30 %. Koncepce moderních mikro-kogeneračních jednotek je dnes obvykle založena na využití neventilované kapoty a vodou chlazeného generátoru. Tím jsou sníženy ztráty tepla vyzařováním do okolí a tyto jednotky dosahují celkové účinnosti 95 % a při využití kondenzace spalin i více než 100 % celkové účinnosti vztážené k výhřevnosti paliva.

Tepelná energie doprovázející výrobu elektrické energie je k dispozici v několika teplotních úrovních:

- Spaliny – teplota 400 až 550 °C v závislosti na velikosti a konstrukci motoru.
- Chladicí voda motoru – výstupní teplota cca 70–80 °C u běžných typů KJ.
- Chladicí voda technologického okruhu – výstupní teplota 35–40 °C.

V technické dokumentaci výrobců kogeneračních jednotek se můžeme setkat s dvojím pojetím **tepelné účinnosti**. Rozdíl spočívá v zahrnutí či nezapočtení tepelného výkonu technologického okruhu. Jedná se o nízkopotenciální teplo s minimální možností využití, proto jej řada výrobců do tepelné bilance nezapočítává.

Tabulka 19.11 uvádí celkovou energetickou bilanci dvou kogeneračních jednotek rozdílných výkonů. V prvním případě se jedná o KJ s jednotkovým výkonem 200 kW_e s šestiválcovým motorem s otáčkami 1 500 ot/min. Teplota spalin je 521 °C.

V případě druhém se jedná o šestnáctiválec s otáčkami 750 ot/min s nominálním výkonem 6 790 kW_e. Teplota spalin je 395 °C.

V obou případech se předpokládá vychlazení spalin na 120 °C, uvedeny jsou tepelné účinnosti jak se zahrnutím technologického (2) okruhu, tak bez něj (1). Rozdíl tepelných účinností činí zhruba 4 procentní body.

Z energetického porovnání dvou výkonově rozdílných kogeneračních jednotek vyplývají dva základní poznatky:

- Podíl spalin na celkovém využitelném tepelném výkonu činí zhruba 60 % u malé jednotky, kdežto u velké 80 %. Převaha vysokoteplotního tepla získaného ze spalin nad teplem obsaženým v chladicí vodě umožňuje v případě velkých jednotek produkovat vedle teplé vody i nízkotlakou páru.
- Za povšimnutí stojí porovnání elektrické účinnosti menší a velké kogenerační jednotky. Rozdíl činí téměř 10 procentních bodů ve prospěch velké jednotky.

Tabulka 19.11: Porovnání energetické bilance dvou rozdílných kogeneračních jednotek

KJ 200 kW _e	Příkon v pali- vu kW _t	El. výkon kW _e	Chlazení válců kW _t	Spaliny kW _t	Technol. okruh kW _t	Vyzáření kW _t	Komínová ztráta kW _t	Celkem kW _t
	535	200	100	155	21	29	30	335
El. účinnost		37,38 %	18,69 %	28,97 %	3,93 %	5,42 %	5,61 %	100,00 %
Tep. účinnost 1		47,66 %	18,69 %	28,97 %				
Tep. účinnost 2		51,59 %	18,69 %	28,97 %	3,93 %			

KJ 6790 kW _e	Příkon v pali- vu kW _t	Elektrický výkon kW _e	Chlazení válců kW _t	Spaliny kW _t	Technol. okruh kW _t	Vyzáření kW _t	Komínová ztráta kW _t	Celkem kW _t
	14 135	6 790	1 005	3 836	586	306	1 612	7 345
El. účinnost		48,04 %	7,11 %	27,14 %	4,15 %	2,16 %	11,40 %	100,00 %
Tep. účinnost 1		34,25 %	7,11 %	27,14 %				
Tep. účinnost 2		38,39 %	7,11 %	27,14 %	4,15 %			

Spotřeba paliva

Spotřeba paliva, tj. zemního plynu S_{zp} v m³/h se nejspolehlivěji určí z výrobcem udávaného příkonu v palivu Q_{pal} v kWh a aktuální výhřevnosti zemního plynu H_{zp} v MJ/m³:

$$S_{zp} = (Q_{pal} / H_{zp}) \cdot 3,6 \text{ [m}^3/\text{h]}$$

Pokud není známa aktuální výhřevnost zemního plynu, lze užít pro orientační propoččet hodnotu 34 MJ/m³.

19.2.2.8 Kogenerační jednotky s plynovými spalovacími turbínami

Teorie spalovací horkovzdušné Stolzeho turbíny pochází z roku 1873. První spalovací turbíny byly zkonstruovány na počátku dvacátého století. Průmyslově využitelné turbíny byly však postaveny až v letech 1932 a 1933 a první aplikace pro výrobu elektrické energie pochází z roku 1938. V této době se jedná o typické představitele tzv. **industriálního typu** spalovací turbíny s těžkým statorovým odlitkem, s nízkou teplotou za spalovací komorou a nízkým kompresním poměrem cca 5 : 1. Ohřev vzduchu za vzduchovým kompresorem nebyl příliš velký, proto byla často využívána rekuperace: Vzduch po výstupu ze vzduchového kompresoru byl přehříván spalinami odcházejícími z turbíny.

V roce 1939 byl uskutečněn první let s novým typem tzv. „letecké“ spalovací turbíny. Údobí prudkého rozvoje spalovacích turbín však spadá až do období po druhé světové válce. Krátce po zavedení leteckých turbín do sériové výroby začínají experimenty s využitím těchto zařízení ve stacionární plynové verzi. Z počátku byla na závalu krátká životnost upravených leteckých turbín. Tento problém je však v současnosti zcela odstraněn a turbíny odvozené od leteckých verzí, tzv. **aeroderivátní**, mají životnost se třemi generálními opravami vyšší než 100 000 provozních hodin. Postupně ve stacionární verzi vytlačují turbíny industriální, neboť mají vysokou účinnost při vysoké výstupní teplotě spalin a tak umožňují získání maxima elektrického výkonu i maxima tepelného využití spalin. Vzhledem k jejich hromadné výrobě jsou mnohem levnější než industriální typy. Nízká hmotnost a modulární uspořádání aeroderivátních turbín umožňují jejich výměnu při generální opravě s minimální ztrátou času. Porovnáme-li industriální turbíny s leteckými, jsou závěry následující:

- vzhledem k robustní konstrukci mají vyšší cenu,
- mají nižší účinnost,
- jejich životnost je přibližně stejná jako u leteckých typů, poněvadž je limitována především životností horkých částí motoru.

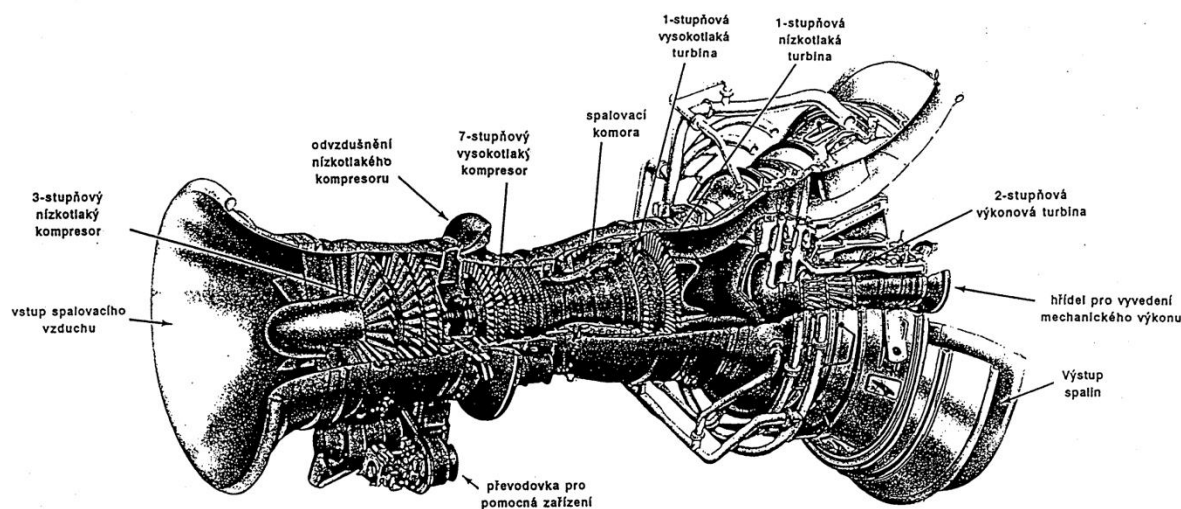
Díky uvedeným vlastnostem se klasické industriální turbíny v současné době již nevyvíjejí, s výjimkou starších typů, které dožívají ve výrobě.

Výkonový rozsah spalovacích turbín je velmi široký: Od mikroturbín (řádově desítky kW_e) až po největší typy o výkonu cca 400 MW_e.

V energetické oblasti jsou plynové spalovací turbíny využívány jednak pro mechanický pohon, jednak pro výrobu elektrické energie. Mechanický pohon se uplatňuje především ve spojení turbíny s kompresorem při dálkové přepravě zemního plynu. Velké spalovací turbíny jsou nosným prvkem paroplynových elektráren. Spojením plynové a parní kondenzační turbíny v nejmodernějším paroplynovém cyklu bylo již dosaženo maximální elektrické účinnosti 60 %.

Základní princip funkce plynové spalovací turbíny je následující: Axialní kompresor stlačuje atmosférický vzduch, kterým je následně ve spalovací komoře spalováno palivo (zemní plyn, resp. lehký topný olej). Spalovací komora je u aeroderivátních turbín umístěna kruhovitě kolem tělesa turbíny (tzv. anulární spalovací komora). Dvoupalivové turbíny mohou spalovat jak plynné, tak kapalné palivo. Spaliny o teplotě 800 až 1 200 °C expandují ve vlastní turbíně. Vysokotlaká část turbíny pohání kompresor vzduchu a výkonová turbína hřídel pro vyvedení mechanického výkonu. Spaliny opouštějí rotor turbíny při teplotách 450 až 600 °C v závislosti na typu turbíny. Turbína se spouští alternátorem. Doba spuštění a najetí na nominální výkon se pohybuje v řádu několika minut. Popis hlavních částí aeroderivátní turbíny zahrnuje obrázek 19.12.

Obrázek 19.12: Aeroderivátní plynová spalovací turbína o mechanickém výkonu 14 MW



19.2.2.9 Nově uplatňované technologie pro kogeneraci

Stirlingův motor

Nový vývoj na straně materiálů a možnosti využití helia jako pracovního média znovu oživuje využití Stirlingova motoru. Jde o technologii s takzvaným vnějším spalováním. To znamená, že oproti klasickým spalovacím motorům je Stirlingův motor využitelný s různými palivy, upravován je pouze zdroj tepla, například klasický hořák. Nejčastěji se však využívá spalování zemního plynu. Kogenerační jednotky s tímto motorem patří co do výkonu mezi nejmenší. Výkon dnes dostupných jednotek se pohybuje v jednotkách kilowatt. Dosahovaná elektrická účinnost jednotek se pohybuje mezi 15 a 25 %. Využitelným zdrojem tepelné energie jsou pak spaliny opouště-

jící prostor ohřevu pracovního válce motoru. Celková účinnost využití energie paliva je vysoká a při využití kondenzačního výměníku na straně spalín se blíží účinnosti plynových kotlů.

Výhodou kogeneračních jednotek se Stirlingovým motorem jsou velmi nízké emise oxidů dusíku dosažené bez dodatečných opatření, protože spalování zemního plynu probíhá v klasických hořácích, a nižší servisní náklady.

Nevýhodou jsou pak především stále významně vyšší investiční náklady. Cena jednotky se Stirlingovým motorem o elektrickém výkonu 1 kW se pohybuje v řádu 300 tisíc Kč.

Palivové články

V palivovém článku dochází k reakcím paliva s kyslíkem, při kterých dochází k přeměně chemické energie přímo na elektrickou energii a teplo. Palivový článek se skládá z elektrod a elektrolytu. Palivem je vodík, který může být ze zemního plynu připraven reformováním v separátním zařízení, nebo k jeho vzniku dochází za vysokých teplot přímo uvnitř palivového článku.

Palivové články jsou obvykle děleny na typy dle využitého elektrolytu. Obvykle jsou uváděné základní čtyři typy:

TYP ČLÁNKU	ELEKTROLYT	PRACOVNÍ TEPLoty	ELEKTRICKÁ ÚČINNOST	POZNÁMKA
PEM (PROTON EXCHANGE MEMBRANE)	tenká polymerní membrána	50–100 °C	35–50 %	Dnes nejčastěji využíván, vhodný pro automobily, mikro-kogeneraci
PAFC (PHOSPHORIC ACID FUEL CELL)	kyselina fosforečná	160–220 °C	35–45 %	
MCFC (MOLTEN CARBONATE FUEL CELL)	tavenina uhličitánů	600–650 °C	45–60 %	
SOFC (SOLID OXIDE FUEL CELL)	tvrdá neporézní keramika	800–1 000 °C	50–60 %	Spolu s články PEM využíván komerčně v sektoru mikro-kogenerace

Další obvyklé dělení palivových článků je na základě pracovních teplot na nízkoteplotní (teploty obvykle do 120 °C) a vysokoteplotní (teploty nad 600 °C).

Teoretická elektrická účinnost se pohybuje od 40 do 60 % a výkony se pohybují od nejmenších až po jednotky megawatt. Možnosti získání tepelné energie souvisejí s pracovní teplotou článku. Snáze je tedy pro ohřev teplonosného média využitelná technologie vysokoteplotních článků. Na druhou stranu vysokoteplotní články nejsou vhodné pro časté starty a úplné odstavení. S ohledem na potřebné teploty jsou jednotlivé části článku při těchto změnách velmi namáhány. Pokud tedy výkon článku není potřebný po dobu v řádu hodin, článek se zcela neodstavuje, je vyhříván na pracovní teplotu a nevyrábí elektrickou energii. Pro udržení pracovní teploty je spotřebováváno určité množství paliva. Start dodávek elektřiny z tohoto stavu je pak velmi rychlý.

Výroba palivových článků zatím nedosáhla potřebné sériovosti. Investičně jde o velmi náročné zařízení. Cena komerčně dodávané kogenerační jednotky o elektrickém výkonu 1 kW včetně akumulátoru tepla a konvertoru zemního plynu na vodík se pohybuje okolo 400 tisíc Kč. Tato cena však zahrnuje i servis po dobu deseti let.

Oproti ostatním technologiím neobsahuje palivový článek žádné pohyblivé části, proto je servisně málo náročný.

Emise oxidů dusíku jsou velmi nízké. Avšak technologie (zvláště u nízkoteplotních článků) je díky nezbytně použitým katalyzátorům velmi citlivá na kvalitu vstupního plynu.

19.2.3 Plynové tepelné čerpadlo

Pro tuto technologii se ve světě používá anglická zkratka GHP (Gas Heat Pump). Tepelná čerpadla umožňují odebírat tepelnou energii z prostoru s nižší teplotou a dodávat ji do prostoru o vyšší teplotě. Pro vytápění i chlazení je dnes nejvíce rozšířena kompresorová technologie s elektrickým pohonem. Na rozdíl od elektromotoru používaného u klasických tepelných čerpadel je u GHP použito pro pohon spalování plynného paliva. Výsledné produkované teplo je pak složeno z tepla uvolněného při spalování paliva a tepla získaného v cyklu tepelného čerpadla (teplo odebrané ze vzduchu, vody).

Použití plynového tepelného čerpadla je tedy výhodné v provozech, kde je trvale potřebná výroba chladu a tepla, dále pro využití „odpadního“ tepla odcházejícího při nízkých teplotách nebo pro vytápění a přípravu teplé vody například s využitím energie obsažené ve venkovním vzduchu.

Z hlediska technického uspořádání rozlišujeme:

1. tepelná čerpadla s mechanickým kompresorem hnaným plynovým motorem,
2. tepelná čerpadla s absorpčním okruhem.

Efektivita plynového tepelného čerpadla pro přípravu tepla se vyjadřuje jako poměr mezi vyrobenou tepelnou energií a energií dodanou v palivu (výhřevnost) udávaný též jako tzv. topný faktor a tento poměr dosahuje obvykle nominální hodnoty cca 1,4–2. Tento poměr, stejně jako při vyjadřování efektivity elektrických tepelných čerpadel, závisí na rozdílu teplot oblastí, mezi kterými je tepelná energie přenášena (rozdíl teplot mezi výparníkem a kondenzátorem tepelného čerpadla). Vyšší efektivita je dosahována v případě nižšího rozdílu teplot. Uvedený poměr mezi vyrobenou a dodanou energií se zdá oproti poměrům udávaným u elektrických tepelných čerpadel velmi nízký. Oproti elektrickému tepelnému čerpadlu je však do celkové bilance započten vstup primárního energetického zdroje – paliva. V případě využití elektrické energie pro pohon tepelného čerpadla by pro porovnatelnost obou údajů měla být zahrnuta účinnost výroby elektrické energie v konvenčním zdroji. V takto postaveném porovnání je pak plynové tepelné čerpadlo energeticky více efektivní. Teplo produkované při přeměně energie paliva na mechanickou práci je v případě plynového tepelného čerpadla využito. V klasickém elektrárenském provozu může být účinnost přeměny energie paliva na mechanickou práci vyšší, ale produkované teplo je většinou mařeno.

Plynové tepelné čerpadlo může díky využití tepla produkovaného při spalovacím procesu dosahovat topného parametru 1 i při teplotě zdroje tepla $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Při vyšších teplotách je pak samozřejmě topný faktor vyšší. Závislost topného faktoru na venkovní teplotě je méně významná, než v případě elektrického tepelného čerpadla.

Plynové tepelné čerpadlo poskytuje oproti kotlům menší regulační rozsah. Proto je vhodné jej kombinovat s akumulátorem tepla. Výhodou této technologie oproti kogeneraci je v dnešních podmínkách ekonomická nezávislost na provozních podporách.

Požadavky na parametry tepelných čerpadel s výkonem do 400 kW využívaných pro vytápění a přípravu teplé vody jsou uvedeny v Nařízení komise č. 813/2013 a č. 814/2013, ekodesign ohřívačů pro vytápění vnitřních prostorů a přípravu teplé vody.

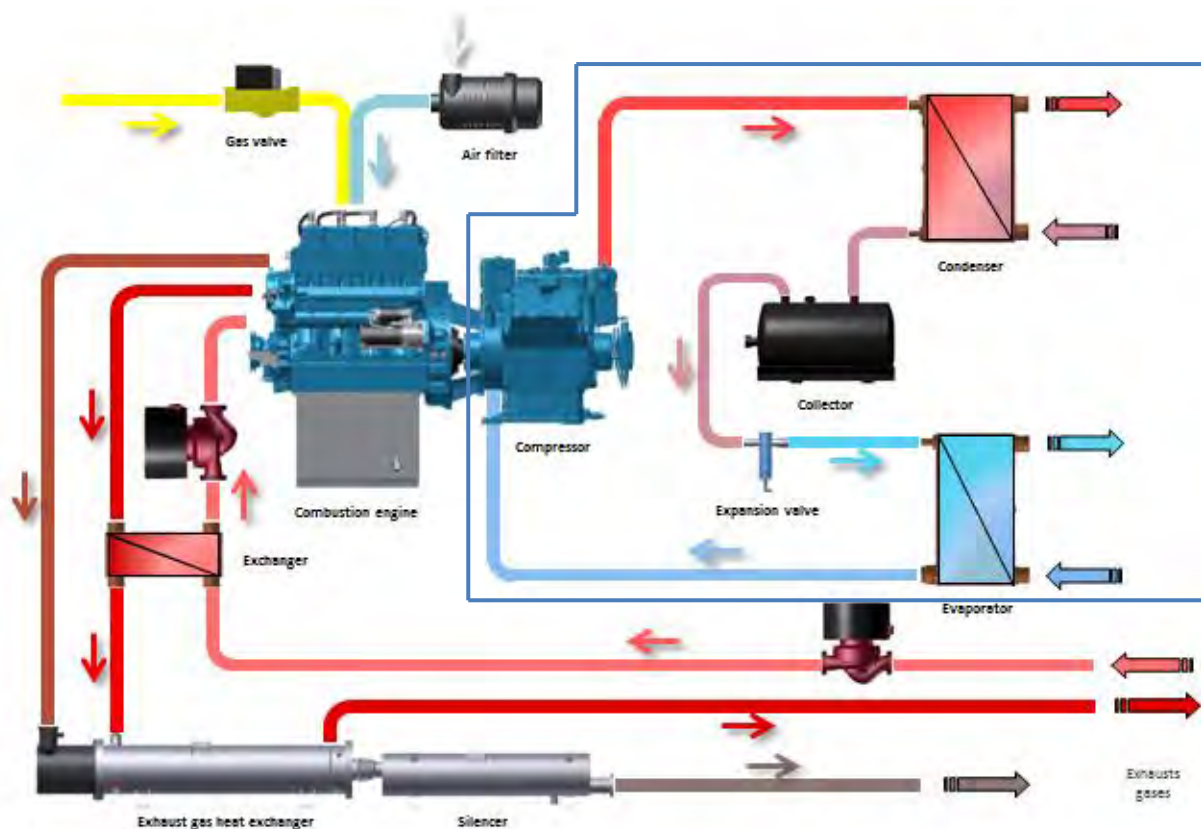
19.2.4 Princip plynového tepelného čerpadla

19.2.4.1 Absorpční plynové čerpadlo

Princip absorpčního plynového tepelného čerpadla odpovídá prakticky principu užívanému při trigeneraci, kde čerpadlo primárně slouží pro výrobu chladu z tepla vyrobeného v kogenerační jednotce. Na straně výparníku je v případě využití pro vytápění možné si představit zdroj nízkopotenciálního tepla (venkovní vzduch, voda). Energie získaná z tohoto zdroje je přenesena na stranu kondenzátoru, kde přechází do topného média o vyšší teplotě. K takto získané tepelné energii se přidává energie dodaná hořákem.

Při využití pro vytápění a přípravu teplé vody se obvykle používá přímotopená absorpční jednotka. Zemní plyn je spalován v hořáku a dochází k přímému ohřevu generátoru, oblasti kde dochází k uvolňování pracovního média ze sorbentu (například vodní páry z roztoku bromidu lithného).

Obrázek 19.13: Uspořádání plynového tepelného čerpadla s kompresorem



19.2.4.2 Tepelné čerpadlo s mechanickým kompresorem hnaným plynovým motorem

Uspořádání tohoto typu plynového tepelného čerpadla je velmi podobné tepelnému čerpadlu s elektrickým pohonem. Uspořádání pracovního cyklu je shodné, jediný rozdíl je ve způsobu pohonu kompresoru. Kompresor pracovního média je v případě plynového tepelného čerpadla poháněn spalovacím motorem. Oproti absorpčnímu tepelnému čerpadlu dosahuje toto uspořádání mírně vyššího topného faktoru za stejných vnějších podmínek.

Příklad uspořádání ukazuje obrázek 19.13.

Ohraničená oblast odpovídá pracovnímu okruhu kompresorového tepelného čerpadla. Na výstupu z takto uspořádaného tepelného čerpadla můžeme získat rozdílné teploty topné vody. Teplota vody vystupující z pracovního okruhu tepelného čerpadla závisí na použitém médiu. Efektivita tohoto okruhu je dána rozdílem teplot mezi výparníkem a kondenzátorem. Teplota vody zajišťující chlazení motoru a využívající energii spalin je obvykle vyšší. Zde je tepelný výkon závislý na výkonu motoru.

19.2.5 Trigenerační systémy

Trigeneračními systémy jsou míněny systémy s kogeneračními jednotkami produkujícími elektřinu a teplo, ke kterým je přiřazeno absorpční chlazení, které část vyrobeného tepla mění na produkci chladu (jako „třetí“ energii, odtud „trigenerace“). Kogeneračními zdroji v třígeneračních systémech mohou být buď **spalovací turbíny** pohánějící elektrické generátory vybavené (ve výfuku spalin z turbín) kotli na „odpadní teplo“ produkujícími teplo obvykle ve formě páry pro velká absorpční chladicí zařízení, nebo může jít o kogenerační zdroje, u nichž je použit **plynový spalovací motor** jako „prime mover“ (zdroj mechanického pohybu pro alternátor střídavého proudu). Při porovnávání zařízení na principu spalovacích turbín oproti pístovým motorům je – pro užití v trigeneračních systémech – možno zaznamenat řadu výhod i nevýhod obou typů kogeneračních zdrojů a z hlavních je možno jmenovat:

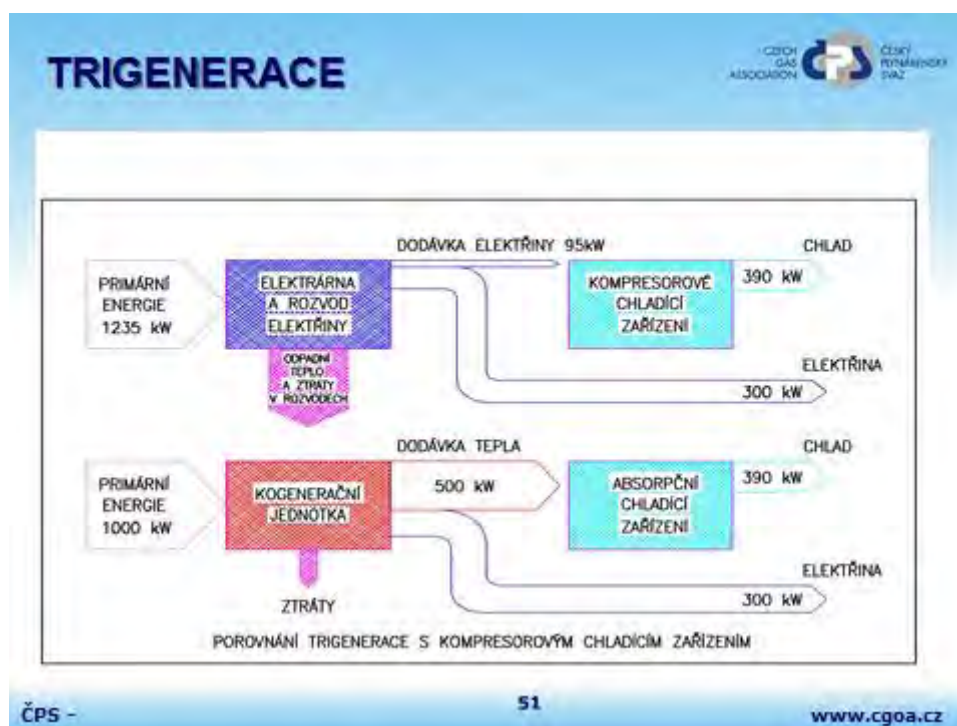
- Vyšší termickou účinnost výroby elektřiny u kogeneračních jednotek s pístovými motory u výkonů do ca 10 MWe
- Vyšší COP výroby chladu (Coefficient of Performance, vyjadřuje poměr chladicího výkonu k množství tepla dodaného do vypuzovače) absorpčních chladicích zařízení spojených se spalovacími turbínami vyplývající z vyšší teploty topného média (obvykle páry)

V České republice je – z dostupných informací – zřejmé, že trigenerační systémy se spalovacími turbínami nejsou využívány (na rozdíl od užití takových systémů například u obřích hotelů, či velkých mlékáren ve světě). V ČR jsou v několika aplikacích využívány trigenerační systémy s pístovou kogenerací, které však (zejména s ohledem na výše uvedený relativně nízký COP absorpčních chladicích zařízení) nejsou masově rozšířeny. Principem a konstrukčním uspořádáním pístového motoru je předurčeno, že více než 60 % tepla vyprodukovaného motorem se odvádí chladicí vodou a pouze necelých 40 % tepla je obsaženo ve výfukových plynech ve formě vysokopotenciálního tepla. U spalovacích turbín je tomu naopak a téměř veškeré teplo nevyužité na výstupním hřídeli turbíny je převedeno do spalin o teplotách ca 450–600 °C. S ohledem na hodnotu výparného tepla vody je zřejmé, že entalpie výfukových plynů spalovacího motoru nestačí k výrobě přehřáté páry, která je nutná pro většinu technologických procesů, resp. absorpčních chladicích zařízení s vyšším COP. Primární topný okruh kogenerační jednotky pracuje většinou s parametry vody 90/70 °C. **Vysokoteplotní chlazení motoru**, které je v současné době schopna realizovat většina dodavatelů kogeneračních jednotek, sice umožňuje dosáhnout vý-

stupní teploty vody ca 130 °C, což je sice vhodnější pro kombinaci s absorpčním zařízením pro výrobu chladu, na straně druhé však takové zapojení nevyužívá velkou část tepla a ve svém důsledku je vyšší COP absorpčního chladicího zařízení (spojené s vyšší vstupní teplotou) vykoupeno nižší celkovou účinností vlastní kogenerační jednotky. V každém případě však kombinovaná výroba elektrické energie, tepla a chladu, tzv. **trigenerace**, přináší možnost celoročního efektivnějšího využití kogeneračních jednotek na bázi plynových spalovacích motorů, neboť obvyklá výroba tepla pro účely vytápění v zimním období může být doplněna využitím tepla z kogenerační jednotky (pro výrobu chladu pro klimatizační účely) v letním období.

Z následujícího obrázku jsou patrné energetické souvislosti dodávky stejného množství elektřiny a chladu z kombinovaného trigeneračního zdroje (COP absorpčního chladicího zařízení je 0,78) ve srovnání s výrobou chladu kompresorovým chlazením s elektrickým pohonem (COP je 4,1). Je ale pochopitelné, že stoprocentní využití tepla z kogeneračního zdroje pro výrobu chladu je obvykle možné jen po určité časové období roku.

Obrázek 19.14



19.2.5.1 Použití trigeneračních systémů pro klimatizační účely

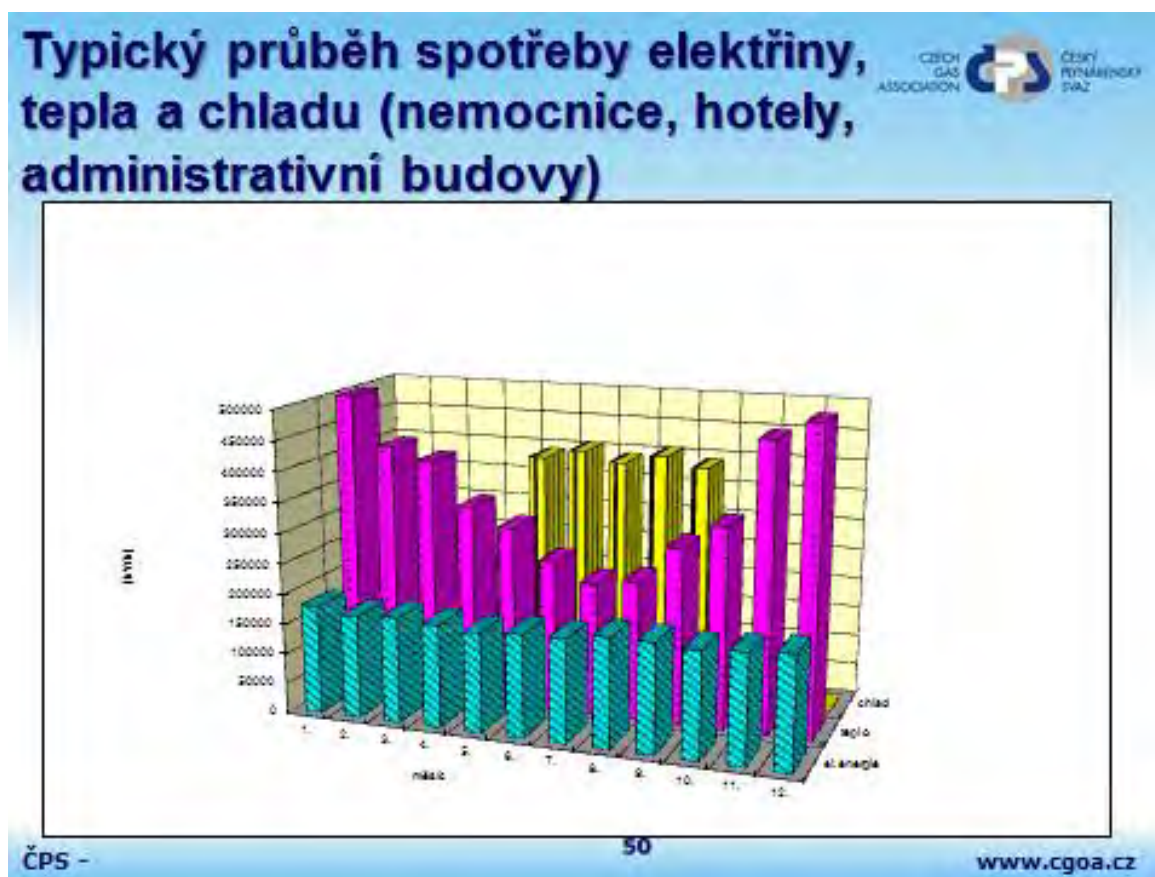
Následující diagram zachycuje (pro klimatické podmínky České republiky) typický roční průběh spotřeby elektrické energie, tepla a chladu objektů, jako jsou hotely, nemocnice, administrativní budovy s plynovým vytápěním a kompresorovou klimatizací.

Charakteristická je vysoká potřeba tepla pro vytápění v zimních měsících a naopak spotřeba chladu (v tomto případě přepočtená na spotřebu tepla pro dodávku do absorpčního chladicího zařízení) ohraničená jen několika letními měsíci. Spotřeba elektrické energie zájmových budov je obvykle během roku vyrovnaná, zejména pokud je pro klimatizaci použita trigenerace. V případě použití kompresorového chlazení poháněného elektřinou však může technické maximum elektrické spotřeby přesáhnout zimní spotřebu, neboť kompresorové chlazení zvýší spo-

třebu elektřiny celého objektu (to je také jeden z důvodů, proč se i ve středoevropských zemích začíná letní spotřeba elektřiny výrazně zvyšovat a s rostoucím oteplováním se tento trend do budoucna zřejmě prohloubí).

Pokud doplníme energetický systém objektu kogenerační jednotkou, pak taková jednotka v zimním období může zabezpečit dodávku elektrické energie a vyprodukované teplo může být využito pro výrobu teplé vody a pro vytápění. V letním období, kdy je teplo z kogenerační jednotky možno využít pouze k přípravě teplé vody, může motor pracovat při sníženém výkonovém zatížení a dodávat i méně elektřiny, nebo (v závislosti na tarifní politice regionálního distributora elektřiny a dalších obchodních podmínkách, resp. možnostech kogenerační jednotky) spíše pracovat s plným výkonem kogeneračního zdroje a dodávkou elektřiny do sítě po dobu vysokého tarifu a vyrobené teplo akumulovat v akumulátoru pro možnost výroby TV v době, kdy je kogenerační jednotka (během NT v síti) odstavena.

Obrázek 19.15



19.2.5.2 Kompresorové a absorpční chlazení

Kompresorové chlazení je obvykle založeno na pohonu elektromotorem a je dobře známo z každé domácí chladničky. Chlazeným či mraženým potravinám se odebírá teplo ve výparníku odpařováním chladiva a vznikající páry chladiva jsou – jak je patrné z níže uvedeného obrázku – odsávány kompresorem. Stlačené páry chladiva jsou vedeny do kondenzátoru, ve kterém páry chladiva odvodem tepla kondenzují a kondenzační teplo z kondenzátoru /u domácích chladniček obvykle umístěného na převážné části zadní stěny chladničky/ je předáváno do okolí. Zkonden-

zované chladivo je následně přes škrtkovací ventil (nebo kapiláru - tak, jako u domácích chladniček) nastříknuto zpět do výparníku, čímž je oběh uzavřen.

U **absorpčního chladicího zařízení** jsou dva základní komponenty, tj. výparník a kondenzátor, shodné s kompresorovým oběhem.

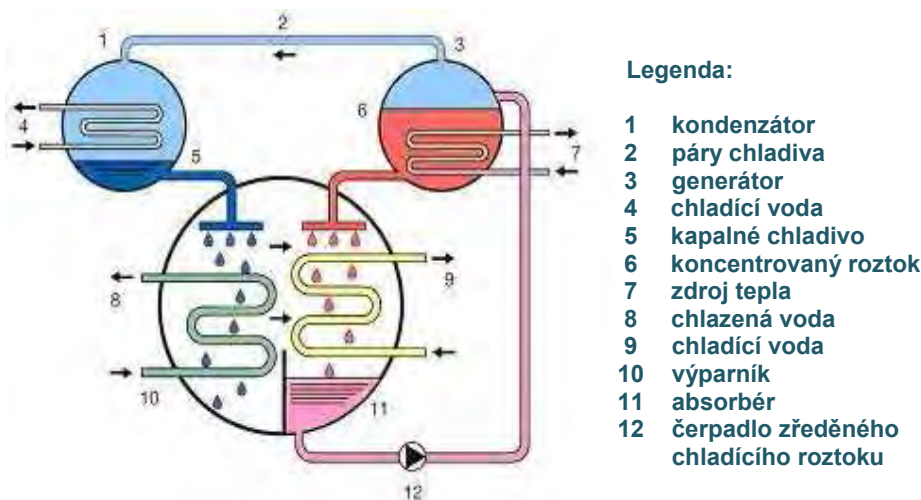
Namísto kompresoru s mechanickým pohonem je instalován tzv. „termický kompresor“, sestávající z absorberu, vypuzovače a čerpadla. Tento tzv. „termický kompresor“ pracuje tak, že páry chladiva odcházející z výparníku jsou v absorberu pohlčovány do roztoku absorbentu.

Takto vzniklý tzv. „bohatý roztok“, tj. roztok absorbentu s pohlčeným chladivem je přečerpáván čerpadlem do vypuzovače, kde se chladivo přívodem tepla vypudí z roztoku a vzniklý tzv. „chudý roztok“ se přes škrtkovací orgán vrací zpět do absorberu. Vypuzené páry chladiva jsou vedeny do kondenzátoru, kde zkondenzují (za odvodu tepla) a jsou přes škrtkovací ventil nastříknuty do výparníku.

Na rozdíl od kompresorového chlazení je spotřeba mechanické energie absorpčního okruhu velmi malá. Pro stejný chladicí výkon dosahuje příkon čerpadla pouze zlomku mechanického příkonu kompresorového chlazení (ca 5% elektřiny ve srovnání se spotřebou stejně výkonného kompresoru).

Především podstatné snížení spotřeby elektrické energie resp. její substituce tepelnou energií v případě použití absorpčního chlazení je důležitým faktorem při začlenění kogenerační jednotky do energetického systému klimatizovaného objektu.

Obrázek 19.16



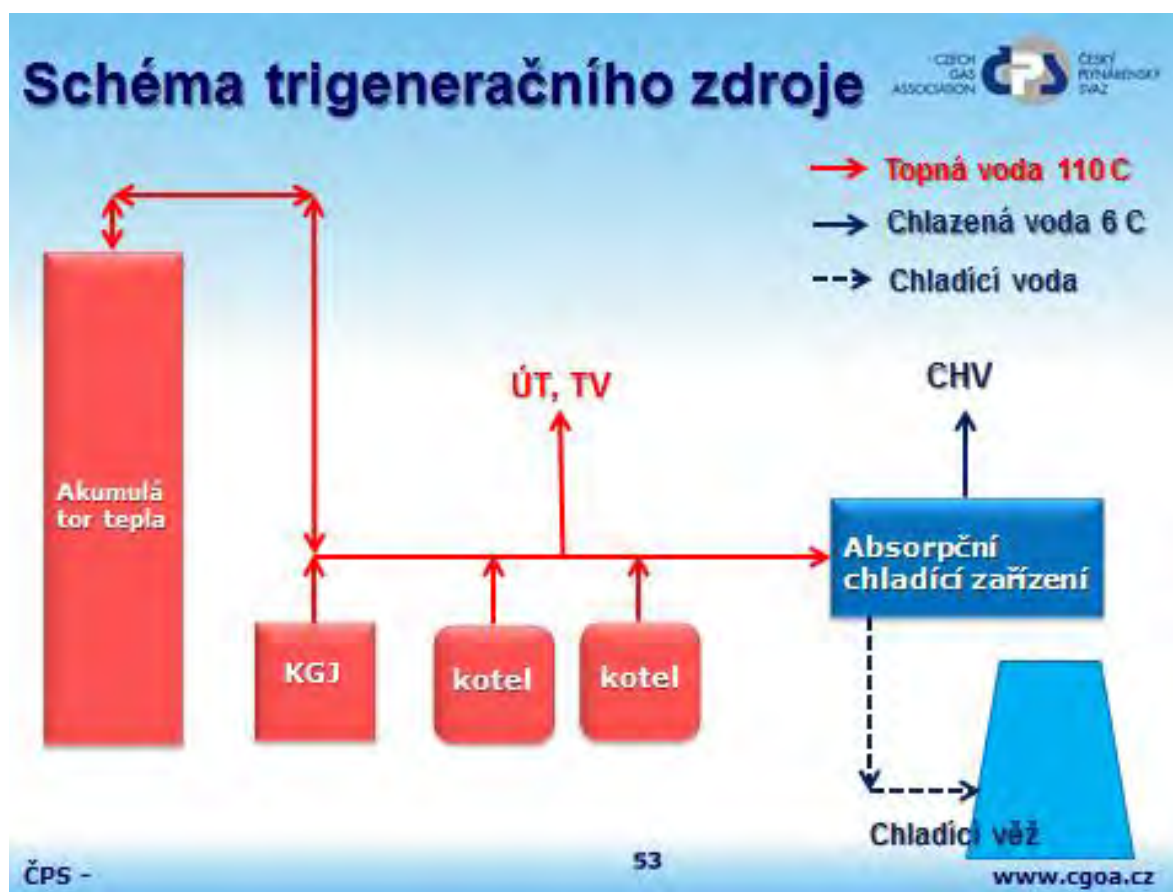
19.2.5.3 Schéma trigeneračního zdroje

Na níže uvedeném obrázku je uvedeno obvyklé schéma trigeneračního zdroje využívaného pro výrobu chlazené vody pro klimatizační účely. Kromě kogenerační jednotky schéma znázorňuje dva plynové kotle, které slouží jako další zdroje tepla (optimální velikost kogenerační jednotky obvykle nekryje maximální spotřebu tepla při hlubokých atmosférických teplotách, navíc je třeba disponovat zdrojem tepla pro případ servisu či poruchy kogenerační jednotky).

Teplu ve formě topné vody (obvykle o parametrech 90/70 °C, nebo 110/90 °C) je dodáváno do společného kolektoru, z něhož je topná voda čerpána do spotřebičů (radiátory vytápěcí soustavy, výroba TV, nebo dodávka topné vody do absorberu). Nespoteřované teplo je ukládáno do akumulátoru tepla tj. obvykle válcové nádoby určitého štíhlostního poměru (poměr průměru nádoby k její výšce) k dosažení tzv. stratifikace, tj. rozvrstvení topné vody v horní části akumulátoru a vratné vody v dolní části akumulátoru. Důvodem pro užití takového typu akumulátoru je zejména dodržení maximálních parametrů topné vody nutných pro absorber, resp. dodržení hodnoty COP absorpčního chladicího zařízení. Pokud by totiž v akumulátoru docházelo ke smíchání topné a vratné vody, došlo by k výraznému snížení COP absorpčního chladicího zařízení. Proto je vtok i výtok topné a zpětné vody do a z akumulátoru nutno řešit usměrněním proudu vody vestavbami nádrže směrem k obvodu tak, aby osová rychlost vody byla minimální a docházelo tak k minimálnímu promíchávání topné a zpětné vody.

Absorpční chladicí zařízení produkuje chlazenou vodu o parametrech 6/12 °C obvykle pro fan-coily instalované v místnostech klimatizovaného objektu. Kondenzační teplo z chladiva je obvykle odváděno prostřednictvím chladících věží.

Obrázek 19.17



19.2.5.4 Konkrétní případy trigeneračních systémů

První trigenerační jednotka v ČR byla realizována v listopadu 1995 v obchodním domě Kotva. Jednalo se o zařízení s elektrickým výkonem 1,2 MWe, tepelným výkonem 1,5 MWt a chladicím výkonem 1,1 MWch. Tento trigenerační zdroj byl po relativně krátké době nahrazen kompreso-

rovým chlazením zejména proto, že totální změnou uspořádání prodejních ploch a jejich nasvícení /spojením s vývinem tepla/ došlo k výraznému navýšení tepelných zisků objektu, a s tím spojeným nárůstem požadavků na chladicí výkon, jemuž instalovaný absorber nevyhovoval. Podobně brzo (po ca čtyřech letech po uvedení do provozu) skončil i projekt trigeneračního systému pro dceřinou IT společnost Transgasu a. s. V devadesátých letech resp. na přelomu tisíciletí začaly být - v souvislosti s rozvojem optoelektrických kabelů - budovány „informační dálnice“ využívající sítě světelných kabelů. Po určité vzdálenosti přenosu informací přes uvedené optoelektronické kabely je nutno doplnit energii pro další přenos, což se realizovalo převedením optických signálů (prostřednictvím optoelektrických převodníků) na signály elektrické a dodávkou elektrické energie došlo k jejich posílení. Posléze byly posílené elektrické signály převedeny zpět na signály optické a poslány na další cestu optickým kabelem. Elektrická energie použitá pro zesílení signálů se z valné části přeměnila v teplo a to bylo nutno z prostoru zesilovací stanice (repeater station) odvádět. Klasicky se odvod tepla řešil nasazením elektrického kompresorového chlazení v repeater station.

Elegantním řešením energetiky takové repeater station byla realizace trigeneračního cyklu, neboť elektřina vyrobená v kogenerační jednotce mohla být použita pro zesílení signálů IT a odpadní teplo z kogenerační jednotky mohlo být zároveň v absorpčním chladicím zařízení využito pro chlazení prostoru ohřátého teplem z části zmařené elektřiny pro zesilování signálů.

Takovýto trigenerační systém byl realizován pro TransgasNet v roce 2002, avšak extrémně rychlý rozvoj IT technologií přinesl během tří let čtyřnásobný nárůst tepelného výkonu technologie umístěné v repeater station (ze 150 W/m² na hodnotu přes 600 W/m²), což bylo důvodem pro ukončení projektu „Trigenerace pro IT“, neboť prostorové poměry v budově neumožňovaly adekvátní rozšíření trigeneračního zdroje. Technologie uvedeného trigeneračního zdroje byla posléze využita v jiném projektu pro klimatizaci administrativních budov.

Zajímavým projektem trigeneračního zdroje byl systém (inspirovaný použitím plynu pro výrobu ledu při olympiádě v Naganu) plánovaný pro zimní stadion určený k pořádání MS 2004 v hokeji v Praze. Pro tento stadion byla zpracována studie řešící možnost uplatnění zemního plynu pro výrobu ledu na ledních plochách stadionu, pro klimatizaci prostoru haly a vytápění souvisejících prostorů. Jako referenční byla rovněž sledována varianta uplatnění plynových motorů pro pohon chladicích kompresorů v kompresorovém chladicím okruhu.

Podrobný rozbor ukázal výraznou závislost návratnosti investic na způsobu využívání areálu a z poměru jednotlivých způsobů provozu areálu bylo možno odvodit, že pro aplikace na zimních stadionech s jedním či dvěma kluzišti je nutno případ od případu posuzovat efektivnost toho kterého technologického uspořádání, neboť chladicí kompresory poháněné plynovými motory mohou být v případech, kde je spotřeba tepla pro navazující technologie trvalá velmi efektivním řešením. Projekt nakonec nebyl realizován zejména kvůli nezájmu investora haly (Sazka).

Zatímco u trigeneračních systémů pro klimatizaci se v absorpčním chladicím zařízení jako chladiva používá směs lithiumbromid/voda, pro systémy chlazení ledních ploch je tato směs nepoužitelná, neboť se chladí na podnulové teploty (v absorpčních chladicích zařízeních využívajících chladiva lithiumbromid/voda se obvykle dosahuje minimálních teplot +5 °C a obvyklé provozní parametry takového chladicího zařízení je 6/12 °C).

Pro chladicí systémy, kde je vyžadována podnulová teplota se jako chladiva obvykle využívá dvojice čpavek/voda. To je příkladně výroba ledu na zimních stadionech, kde se teplonosný glykol obvykle chladí na teplotu -4/-8 °C, ale například i provozy mlékarenské či masokombináty, kde je rovněž využívána teplota do -10 °C. Dvojice čpavek/voda se však používá i v mrazírenských provozech pro teploty kolem -40 °C.

19.3 Využití zemního plynu jako paliva pro dopravu – koncept a výhled rozvoje CNG v ČR a zahraničí

19.3.1 Úvod

Během let 2013–2014 byly v široké skupině nezávislých expertů zpracovány podkladové materiály pro Národní akční plán Čistá mobilita, jehož součástí – kromě E-mobility, použití vodíku a dalších alternativních paliv – jsou zakotveny i podmínky pro budoucí rozvoj CNG a LNG.

Dokumentem NAP CM vyjadřuje vláda ČR vůli státu aktivně podpořit rozvoj alternativních paliv v dopravě, a naplnit tak dříve definované cíle ČR v oblasti energetiky, dopravy a životního prostředí. Globálním cílem Národního akčního plánu čisté mobility je vytvoření dostatečně příznivého prostředí pro širší uplatnění vybraných alternativních paliv a pohonů v sektoru dopravy v podmínkách ČR a dosažení podmínek srovnatelných v této oblasti s jinými vyspělými státy Evropské unie tak, aby v dlouhodobém horizontu (období po roce 2030) byla elektromobilita vnímána jako standardní technologie, zemní plyn pak jako standardní palivo a vodíková technologie se dostala minimálně z fáze výzkumu/vývoje do situace, v jaké se v současnosti nachází elektromobilita, tj. aby byla realizována určitá základní opatření k rozvoji této technologie ve střednědobém a dlouhodobém horizontu.

Za situace, kdy se podpora rozvoje alternativních paliv v dopravě stává nejen v evropském, ale i celosvětovém kontextu stále nosnějším tématem a kdy vlády vyspělých zemí přistupují ke stále systematičtější podpoře tohoto segmentu trhu, se jeví jako zcela nezbytné, aby se tímto směrem začala ubírat i ČR. V opačném případě může být ve střednědobém a dlouhodobém horizontu ne nepodstatnou měrou ohrožena konkurenceschopnost ČR, a to zejména v souvislosti se silně pro-exportním charakterem její ekonomiky a výrazným podílem automobilového průmyslu na jejím HDP. Česká republika je významným výrobcem motorových vozidel a jejich komponent. Realizují se zde projekty výzkumu a vývoje v oblasti čisté mobility. Podpora nízkoemisních vozidel by měla napomoci mj. dalšímu rozvoji tuzemských výrobců vozidel a autodílů, ale i související infrastruktury.

Nepříznivý vývoj v této oblasti může mít v budoucnosti negativní dopad též na schopnost ČR plnit závazky vyplývající ze strategie EU v oblasti snižování emisí skleníkových plynů do roku 2030.

Klíčovým principem, na kterém je NAP CM postaven, je princip technologické neutrality, a to ve smyslu nezacílení podpory ze strany veřejného sektoru pouze na jeden druh alternativních paliv. K naplňování výše uvedeného globálního cíle by však na druhou stranu mělo docházet u těch technologií, které jsou na prahu plného komerčního využití a kde aktivní politika státu může přinášet největší přidanou hodnotu (tj. elektromobilita a zemní plyn) a dále u technologií, které jsou sice v současnosti spíše ve fázi ověřování/pilotních projektů, nicméně kde může případná podpora ze strany států napomoci v nejbližším období k přechodu minimálně do stadia polokomerčního využití (vodík/palivové články).

Takto koncipované nastavení NAP CM odpovídá i směrnici Evropského Parlamentu (EP) a Rady 2014/94/ES o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva. Ta sice obsahuje obecnou definici alternativních paliv, do níž vedle elektromobility a zemního plynu (CNG/LNG) řadí i vodík, biopaliva a zkapalněný ropný plyn LPG, pouze v případě elektromobility a zemního plynu a částečně rovněž v případě vodíku stanoví členským státům povinnost rozvíjet příslušnou infrastrukturu.

ru dobýjecích a plnicích stanic, a to na základě stanovení národních cílů a definování opatření na podporu naplňování těchto cílů.

19.3.2 Silniční vozidla na zemní plyn

19.3.2.1 Zemní plyn (CNG/LNG)

Ze strategických dokumentů a provedených analýz vyplývá, že zemní plyn ve formě CNG, případně LNG je (minimálně ve střednědobém horizontu) nejlépe připraveným alternativním palivem pro dopravu. Tuto skutečnost potvrzují například studie proveditelnosti CDV, v. v. i., Brno (Dopady plynofikace MHD), nebo evropské projekty: INGAS (Integrated GAS Powertrain Collaborative Project), projekt GasHighWay, výzkumný projekt HELIOS. Významnou předností využití zemního plynu v dopravě je jeho dlouhodobá dosažitelnost, neboť světová ložiska zemního plynu budou vyčerpána zhruba o 50–100 let později než světové zásoby ropy.

I z tohoto důvodu je v rámci Státní energetické koncepce zemní plyn pro použití v dopravě deklarován jako jeden ze segmentů budoucí vyšší spotřeby zemního plynu a lze tedy očekávat, že v následujících letech (minimálně s výhledem do roku 2040) bude zájem o zemní plyn v dopravě v ČR postupně dále narůstat.

Již v současnosti má Česká republika s využitím zemního plynu v dopravě relativně dlouhodobé zkušenosti a v oblasti silniční dopravy se řadí mezi evropské země (Itálie, Německo, Rakousko, Švédsko, Španělsko, Francie apod.) s velkou dynamikou rozvoje tohoto druhu alternativního paliva. S tím souvisí nadále se rozvíjející infrastruktura plnicích stanic stlačeného zemního plynu (v ČR v této oblasti podnikatelsky působí více než osm firem), narůstající počet automobilů, autobusů a off-road vozidel s pohonem na ZP (celkem již téměř devět tisíc na konci 2014) i bohatá nabídka více než 60 modelů sériově vyráběných vozidel od různých výrobců.

Pro další úspěšný rozvoj plynofikace dopravy v ČR je třeba dokončit stabilní legislativní prostředí pro celou oblast použití plynu v dopravě. Znamená to dokončit revize technických předpisů a norem, včetně novel vyhlášek a zákonů s cílem odstraňovat bariéry a zlepšovat podmínky pro provoz, parkování, garážování a servis plynových automobilů, a postupně tak zvyšovat atraktivitu tohoto druhu alternativní dopravy pro veřejnost. Výhodou pro další úspěšný rozvoj automobilů s plynovým pohonem je (z pohledu bezpečnosti) již dnes zvládnutá technologie palivové soustavy CNG vozidel včetně bezpečné a spolehlivé technologie pro jejich plnění. S tím souvisí i fakt, že v ČR je již osm let zavedeno samoobslužné plnění CNG.

19.3.2.2 Biomethan

Pokud se týká biomethanu, bude jeho rozvoj záviset hlavně na míře státní podpory obnovitelným zdrojům a z hlediska jeho využití v dopravě platí pro biomethan totéž, co pro CNG, neboť biomethan pro nástřik do plynárenských sítí je de facto náhradní zemní plyn a tudíž je jeho použití v dopravě velice pozitivní, jak co se týká obnovitelnosti, tak z hlediska emisí, jak je naznačuje obrázek 7.

Naproti tomu bioplyn – jakožto základ biomethanu – se přímo v dopravě uplatní pravděpodobně jen lokálně a v malém měřítku vzhledem k obsahu zhruba 50 % balastních látek (ze 100 % bioplynu se vyrobí jen asi poloviční množství biomethanu) a s ohledem na velikost nádrží zřejmě není vhodné vozit 50 % balastu.

V roce 2012 byl vládou schválen Akční plán pro biomasu v ČR na období 2012–2020, jehož gestorem je MZe. Biomethan je v tomto Akčním plánu brán jako alternativní výstup bioplynových stanic, jehož výrobu je nutné posuzovat také z hlediska surovinových a energetických vstupů, které mohou být spojeny s určitými negativy, zvláště v rostlinné výrobě z hlediska ochrany půdy (intenzivní pěstování kukuřice a řepky). Bioplynové stanice se perspektivně vyvíjejí v zemědělském sektoru, v chovu hospodářských zvířat. Výroba zde má uplatnění jak v tepelném výstupu, tak také řeší odpadové hospodářství. V místě výroby může být využit jako plynné palivo do motorových vozidel, ale častěji jako dodávka do plynárenských sítí.

Akční plán pro biomasu v ČR doporučuje nastavit vhodné podmínky pro využívání bioplynu/biomethanu jako motorového paliva pro mobilní dopravní prostředky a současně tím přispět ke splnění závazku v oblasti obnovitelné energie v dopravě. Plán předpokládá, že bioplyn bude hrát výraznější roli v decentralizované výrobě elektřiny a tepla, menší roli však klade na jeho využití v dopravních prostředcích. V neposlední řadě zde nalezneme doporučení k dalšímu výzkumu bioplynových stanic a úpravě technologie výroby biomethanu.

19.3.2.3 Shrnutí

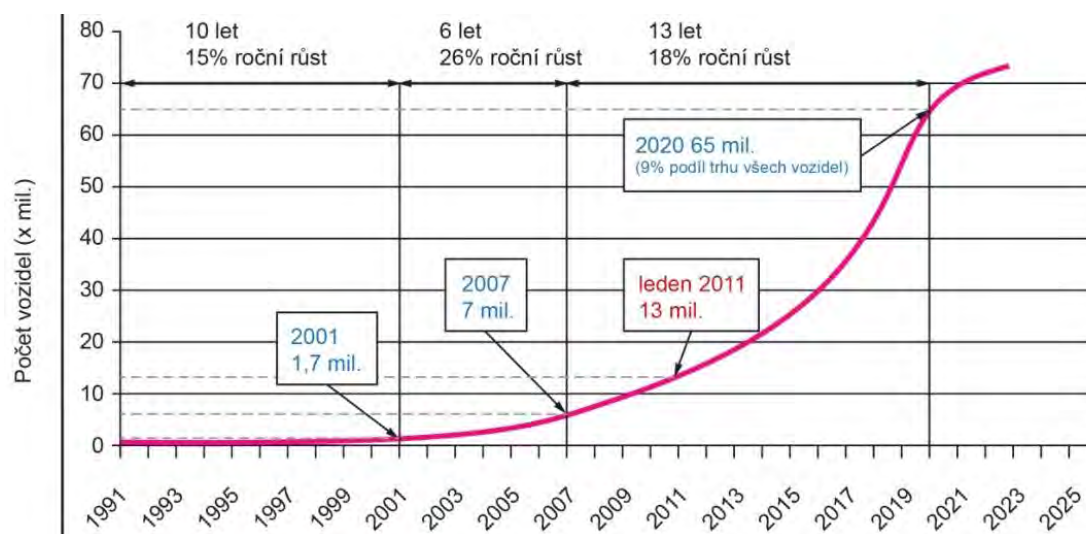
S ohledem na výše uvedený přehled se NAP CM v souvislosti se zaváděním alternativních paliv na bázi plynu zaměřuje zejména na CNG s tím, že rozvoj LNG se – z hlediska infrastruktury a počtu vozidel – očekává zhruba s odstupem pěti let. Předpokládané využití LNG se očekává zejména v dálkové nákladní dopravě a pro ČR jako tranzitní zemi přichází na počátku (před 2020) v úvahu pravděpodobně jedna až dvě plnicí stanice LNG tak, aby byl splněn požadavek směrnice 2014/94/EU ohledně minimální vzdálenosti 400 km mezi jednotlivými stanicemi LNG v rámci sítě TEN-T.

19.3.3 Predikce vývoje CNG v ČR ve srovnání s Evropou a světovým rozvojem použití plynu v dopravě

V Evropě je z historického vývoje počtu CNG vozidel patrný strmý nárůst z 500 000 jednotek (v letech 2003 a 2004) na 1 848 550 jednotek v roce 2013. Tento strmý trend rozvoje bude pokračovat i v dalších letech, neboť ENGVA uvádí, že v roce 2025 bude podíl CNG vozidel činit až 5 % trhu a do roku 2040 se předpokládá nárůst až na 9 %.

Znamená to, že evropský trh plynových vozidel bude – přes jeho strmý nárůst – poněkud opožděn ve srovnání se světovým rozvojem použití plynu v dopravě, neboť dle materiálů NGVA Europe a NGV Global bude v celosvětovém měřítku dosaženo 9 % tržního podílu plynových vozidel již v roce 2020, kdy se očekává celosvětová flotila vozidel poháněných zemním plynem v počtu 65 milionů.

Obrázek 19.18: Předpokládaný trend vývoje na celosvětovém trhu vozidel poháněných zemním plynem. Zdroj: NGVA Europe



Celkový vozový park CNG vozidel ČR vykazoval v uplynulém desetiletí průměrný meziroční nárůst 41 %. U CNG autobusů byl průměrný meziroční nárůst 15 %. Vozový park nákladních vozidel výrazně roste až v posledních 6 letech o více než 35 % ročně. K tomuto růstu přispělo následující:

- Dotační program MD ČR na obnovu vozidel veřejné autobusové dopravy, který činil až 500 tisíc Kč na nový CNG autobus (jen v roce 2010 bylo z těchto prostředků zakoupeno 22 nových CNG autobusů). Tento dotační program byl v roce 2010 ukončen.
- MŽP formou 57. výzvy OPŽP 2007–2013; v roce 2014 podpořilo ca 1,5 miliard Kč nákup 300 autobusů na CNG a čtyři plnicí stanice na CNG.
- Program podpory nákupu nových CNG autobusů ze strany plynárenských společností (200 tisíc Kč/autobus). Program stále existuje.
- Daňové úlevy pro CNG – nulová a následně zvýhodněná sazba spotřební daně až do roku 2020, nulová sazba silniční daně pro tzv. „čistá vozidla“ od roku 2009 (pro kategorie M1, M2, M3 a N1 a N2).
- Prodej CNG v uplynulém desetiletí vykazoval 27 % průměrný meziroční růst. Infrastruktura – síť veřejných plnicích stanic CNG v ČR – byla trvale hodnocena jako nedostatečná, přestože v uplynulém desetiletí meziročně narůstala průměrně o 22 %. V únoru 2015 měli řidiči k dispozici již 80 výdejních míst CNG ve více než 40 městech a tento počet stále narůstá. Lze předpokládat, že do konce roku 2016 bude zprovozněno 150 veřejných výdejních míst CNG. S růstem počtu veřejných plnicích stanic CNG jsou v ČR provozované také neveřejné plnicí stanice (firemní), kterých je v současnosti více než 30 a navíc je v provozu asi 130 „domácích“ plnicích (VRA). Jedná se zpravidla o stanice menších výkonů, které využívají firmy pro vlastní vozový park.

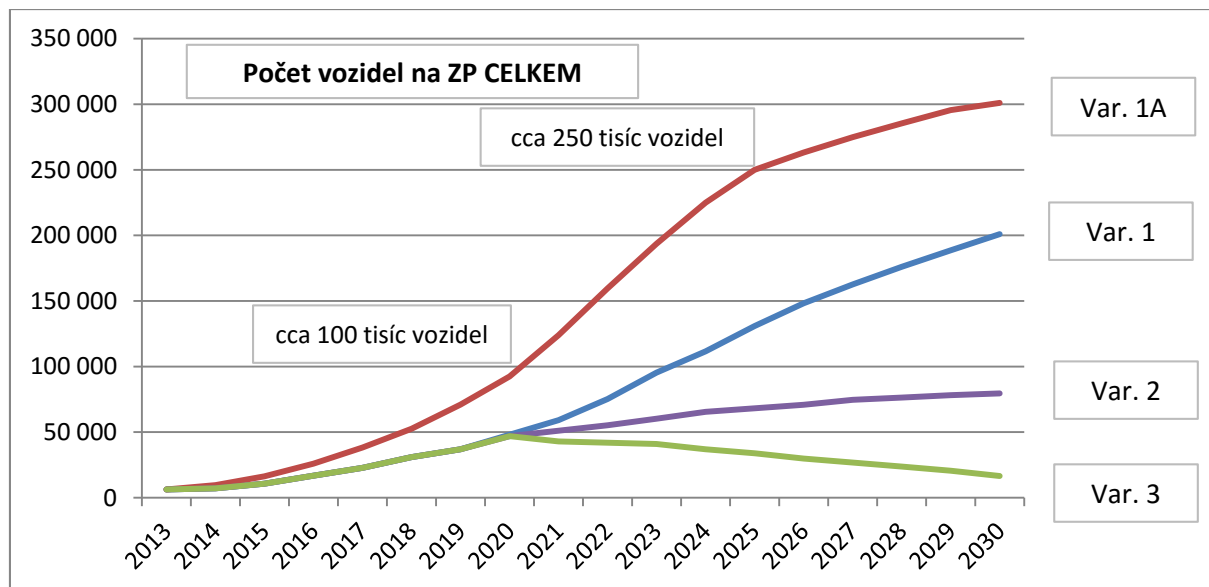
Dále jsou uvedeny grafy předpokládaného rozvoje využití zemního plynu v dopravě, přičemž predikce je založena na následujícím předpokladu průměrného meziročního nárůstu počtu CNG vozidel, průměrné spotřeby a průměrného projezdu km/rok:

- Kategorie M2, M3, N3 (autobusy a nákladní vozy, komunál):
 - 120 CNG vozů/rok v letech 2015–2025.

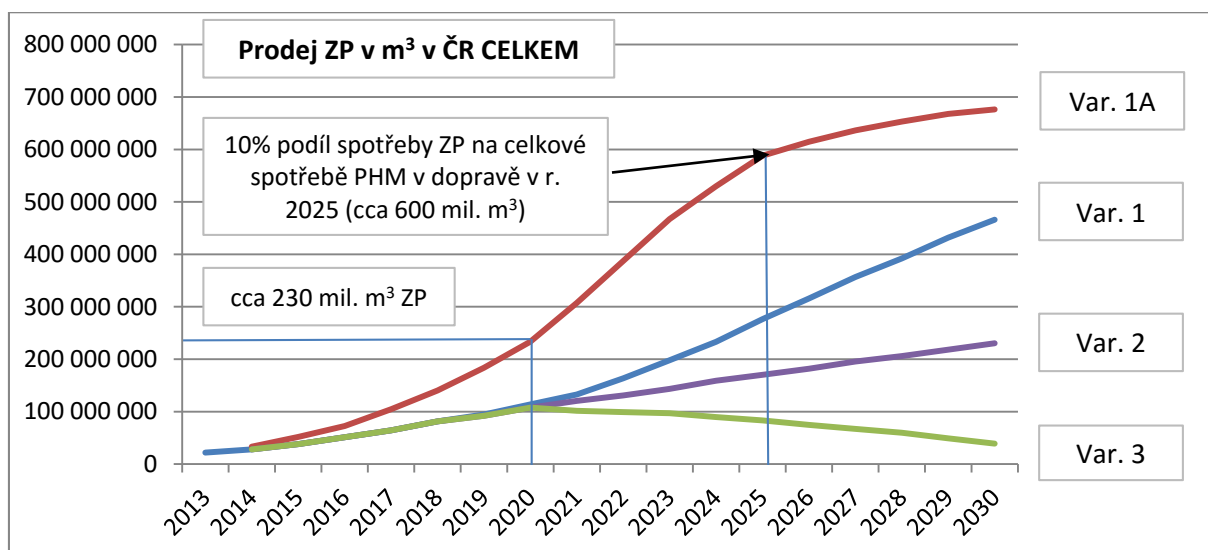
- Předpokládaný projezd 60 000 km/rok, spotřeba 50 m³ CNG/100 km.
- Kategorie M1, M2 a N1, N2 (firemní vozidla – taxi, pošta, pekaři):
 - 5 000 CNG vozů/rok v letech 2015–2025.
 - Předpokládaný projezd 30 000 km/rok, spotřeba 8 m³ CNG/100 km.
- Kategorie M1, N1 (individuální – osobní vozy):
 - 7 000 CNG vozů/rok v letech 2015–2025.
 - Předpokládaný projezd 15 000 km/rok, spotřeba 6 m³ CNG/100 km.

Pro tvorbu scénářů rozvoje je v úvahu brána mj. atraktivita a kapacita českého trhu pro vozidla na ZP a jeho možná nasycenost. Varianty 1 a 1A úzce souvisí s existencí podpor ze strany státu a EU a oblíbeností (tj. dobrými zkušenostmi z provozu) uživatelů, řidičů a firem s vozidly na ZP, kteří si budou i nadále kupovat nová auta na ZP, a to i v rámci obnovy vozového parku.

Obrázek 19.19: Scénáře vývoje počtu vozidel na ZP v ČR. Zdroj: ČPS



Obrázek 19.20: Scénáře vývoje prodeje ZP v dopravě v ČR. Zdroj: ČPS



19.3.4 Podmínky pro čtyři scénáře rozvoje použití ZP v dopravním sektoru ČR

Z výše uvedeného grafu vyplývají následující podmínky čtyř variant budoucího rozvoje použití plynu v dopravě.

Varianta 1A – ideální (optimistický) scénář platí při:

- neopomenutelné podmínce, že u této predikce je i podpora ze strany státu, zvláště v oblasti daňové a dotační u nákupu vozidel pro provozovatele,
- zachování snížené spotřební daně v dopravě (3 355 Kč/t) až do dosažení 10% podílu spotřeby zemního plynu na celkové spotřebě pohonných hmot v dopravě v roce 2025 (cca 600 tisíc m³ ZP),
- zachování nulové silniční daně pro vozidla na ZP,
- podpoře nákupu autobusů na zemní plyn pro městskou a příměstskou dopravní obslužnost (dotační podpora krajům a městům),
- silné podpoře nákupu vozidel na zemní plyn pro státní správu a místní samosprávu včetně komunálních podniků a technických služeb,
- zvýhodnění vozidel s nižšími emisemi CO₂ v městských aglomeracích (zřizování nízkoemisních zón, bezplatné parkování pro čistá vozidla, vyhrazené jízdní pruhy pro čistá vozidla),
- podpoře vzdělanosti v oblasti vozidel na zemní plyn (osvěta, mediální podpora, školení, konference),
- odstranění bariér (zvláště legislativních, případně technických) v oblasti garážování a servisu vozidel na ZP,
- podpoře rozvoje infrastruktury,
- zavedení veškerých opatření v oblasti vozidel poháněných plynem,

- maximálnímu využití dotací z EU v projektech na pořízení CNG autobusů a vybudování infrastruktury.

Varianta 1 – středně optimistický scénář platí při:

- zachování podpory pro rok 2020 až do doby dosažení 10% podílu spotřeby zemního plynu na celkové spotřebě pohonných hmot (nyní pod 1 %),
- zachování nulové silniční daně pro vozidla na ZP.

Varianta 2 – pesimistický scénář platí za následujících podmínek:

- zachování zvýhodněné spotřební daně na ZP v dopravě i po roce 2020 pouze na úrovni cca 50% výše spotřební daně pro klasické PHM,
- zachování nulové silniční daně i pro vozidla na ZP,
- podpora nákupu vozidel pro flotily státní správy a místní samosprávy.

Varianta 3 – katastrofický scénář: platí za následujících podmínek:

- spotřební daň po roce 2020 na ZP na úrovni 100 % kapalných PHM,
- nulová podpora ze strany státní správy a místní samosprávy (zrušení dotací na nákup vozidel) zavedení silniční daně i pro vozidla na ZP.

19.3.5 Popis čtyř scénářů rozvoje zemního plynu v dopravě ČR

Varianta 1 předpokládá udržení dosavadního tempa růstu až do cca roku 2025, kdy se všeobecně očekává nárůst zájmu o vozidla s pohonem na zemní plyn především u podnikatelských subjektů a státem zřízovaných organizací s tím, že takto získané zkušenosti a výhody z provozu se budou postupně přenášet i na individuální uživatele. Tomuto trendu velkou měrou napomůže dostatečná infrastruktura, neboť počet plnicích stanic CNG by měl dosáhnout hodnoty cca 300 jednotek a zkrácením dojezdových vzdáleností se automaticky vylepší podmínky pro další růst prodeje nových modelů CNG automobilů všech kategorií. Neopomenutelnou podmínkou této predikce je i podpora ze strany státu, zvláště v oblasti daňové a dotační u nákupu vozidel pro stát a státem řízené organizace. Do roku 2025 se očekává prakticky stejný trend nárůstu prodeje CNG jako v letech minulých a při zachování dosavadního průběhu růstu lze v roce 2025 dosáhnout prodeje CNG v objemu cca 270 milionů m³ zemního plynu při cca 130 tisících CNG automobilů na českých silnicích.

Po roce 2030 lze předpokládat (dle ČPS) mírné zpomalení růstu především u CNG autobusů (počet všech provozovaných autobusů v ČR je dlouhodobě cca 20 tisíc vozů s průměrným stářím 14,76 roku v roce 2013), neboť obměna vozového parku za vozidla splňující EURO 6 bude postupně dokončena a provozovatelé budou realizovat nákup nových CNG vozů již v rámci pravidelné obměny svého vozového parku. Predikce předpokládá v roce 2040 dosažení hodnoty cca 30 % (tj. cca 6 000) plynofikovaných autobusů z celkového počtu autobusů v ČR. Obdobnou predikci růstu vozového parku lze aplikovat také na vývoj firemních flotil po roce 2030.

Zmírnění růstu počtu autobusů a firemních flotil po roce 2030 bude postupně nahrazováno nárůstem vozového parku v individuální přepravě. Předpokladem je, že v tomto období bude povědomí o výhodách CNG a obliba CNG aut u nejširší veřejnosti již stabilní, což povede k nákupu 6 000 až 7 000 nových CNG aut ročně až do roku 2040. Počet CNG vozidel v roce 2040 dle výše uvedeného scénáře může dosáhnout až 300 000, což při splnění předpokládaných parametrů

projezdu a spotřeby vozidel odpovídá zhruba 700 milionů m³ prodaného zemního plynu v dopravě.

Varianta 2 ukazuje, jak negativně by se případné zvýšení spotřební daně pro ZP v dopravě po roce 2020 (na cca 50 % sazby daně pro klasické PHM) projevilo v rozvoji čisté dopravy na zemní plyn, neboť při tomto pesimistickém scénáři by se dosáhlo jen asi 4 % penetrace tohoto alternativního paliva, což by ovšem znamenalo nedodržení závazků v produkci škodlivin. Navíc by ani zdaleka nebyly naplněny záměry Státní energetické koncepce.

Varianta 3 ukazuje katastrofický scénář pro případ, že by po ukončení platnosti Dobrovolné dohody vlády ČR s plynárenskými společnostmi v roce 2020 nebyla (například prostřednictvím NAP CM) nastavena nová pravidla podpory v čisté dopravě.

*Tabulka 19.21: Předpokládaný vývoj počtu plnicích stanic na ZP. Zdroj: ČPS
Pozn.: VRA (Vehicle Refuelling Appliances) – „domácí“ plničky CNG - pomaluplnicí zařízení*

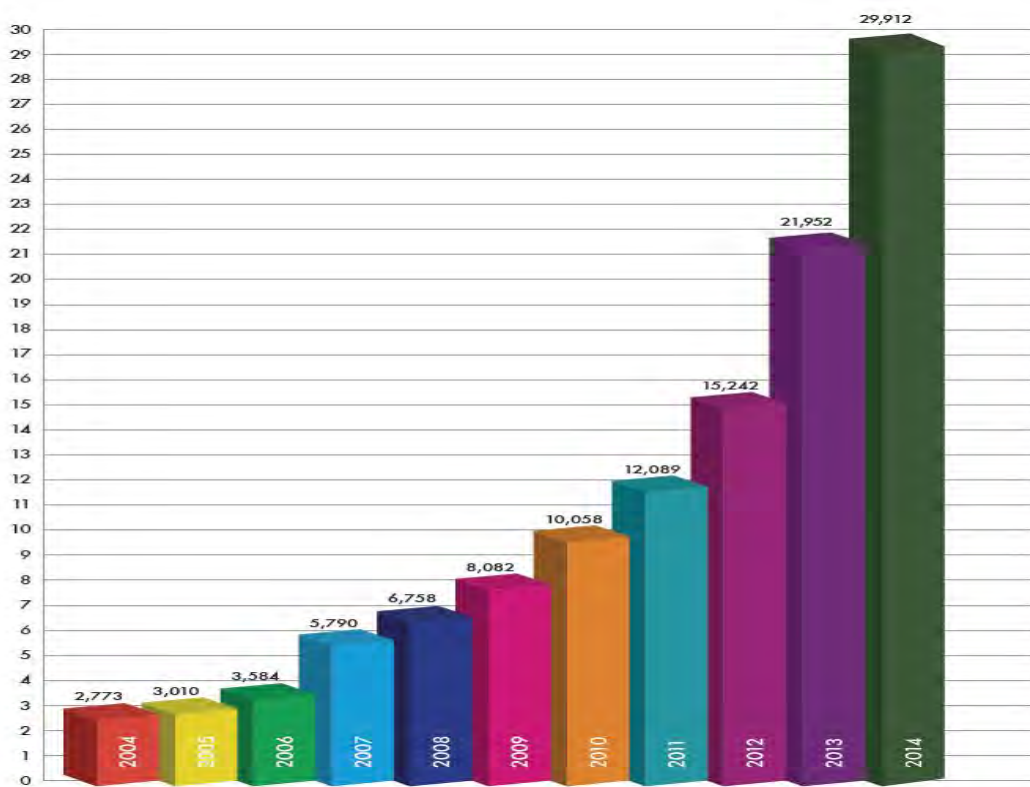
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
VEŘEJNÉ CNG (VARIANTA 1A)	70	90	110	135	160	185	210	310	345
NEVEŘEJNÉ CNG	35	40	50	60	75	90	100	150	200
VRA	123	145	175	200	235	270	400	2 000	2 230
LNG	0	0	0	1	1	1	2	5	14

19.3.6 Statistika NGV v ČR

Tabulka 19.22: Vývoj automobilového parku na CNG v letech ČR 2004 až 2014

	VEŘEJNÉ PS CNG	AUTA CELKEM	OSOBNÍ VOZY	BUSY	PRODEJ CNG MIL. M ³	NÁRŮST PRODEJE CNG V %
2004	9	250	150	100	2,773	
2005	9	450	280	165	3,010	8,5
2006	11	580	400	180	3,584	19,1
2007	17	900	680	195	5,790	61,6
2008	17	1200	950	215	6,758	16,7
2009	23	1800	1465	270	8,082	19,6
2010	32	2500	2112	300	10,058	24,4
2011	34	3250	2807	336	12,089	20,2
2012	45	4300	3818	362	15,242	26
2013	50	6300	5747	404	21,952	44
2014	75	8055	7205	518	29,912	36,3

Tabulka 19.23: Prodej CNG v ČR (v mil. m³)



Energetické poradenství a analýzy

Společnost ENA je mezinárodně uznávaná konzultační společnost specializovaná na poradenství v oblasti paliv a energetiky.

Více než 20 let poskytujeme vysoce profesionální služby pro klienty z ČR i pro zahraniční klienty.

Naše služby

- Energetické audity a průkazy
- Ceny energií a kontrakty
- Strategické studie a efektivnost investic
- Kogenerace, teplárenství a průmyslová energetika
- Marketingové studie a oceňování aktiv

20 MEZINÁRODNÍ TRH, DLOUHODOBÉ IMPORTNÍ KONTRAKTY A JEJICH VLIV NA CENY PLYNU NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH

Jiří Gavor, Václav Lerch

20.1 Zásoby a produkce plynu v jednotlivých teritoriích, hlavní hráči na světovém trhu s plynem a struktura dodávek do EU

20.1.1 Zásoby a produkce zemního plynu

Úvodem této kapitoly je vhodné zdůraznit, že tuzemská produkce zemního plynu v ČR pokrývá dlouhodobě pouze kolem 1 % české spotřeby. **Výhodou ČR je tedy dobře rozvinutá plynárenská infrastruktura, výhodná poloha v centru tranzitních tras a velká kapacita uskladňování plynu, nikoliv vlastní zdroje.** Bezpečnost zásobování zemním plynem ČR proto závisí na globálním vývoji plynárenských trhů a bezproblémovém mezinárodním obchodě. To je i hlavním předmětem této kapitoly.

Stejně jako u ropy, i u zemního plynu je důležitý pojem prokázané zásoby. Jak vidíme na grafu č. 20.1, **celkové prokázané zásoby zemního plynu se nezmenšují, ale naopak výrazně rostou.** Je to dáno technologickým pokrokem a zintenzivněním geologického průzkumu. Příčinou je v dlouhodobém pohledu rostoucí poptávka po zemním plynu jako ekologicky nejpříjemnějším fosilním palivu, to vše umocněné rozvojem infrastruktury pro přepravu, distribuci a skladování zemního plynu. Při vyšších cenách zemního plynu se stávají pro producenty zajímavé i oblasti s obtížnější a tedy finančně náročnější těžbou.

Odhad celkových prokázaných globálních zásob ke konci roku 2014 dosáhl objemu 187 100 miliard krychlových metrů zemního plynu. Tento objem by při současné úrovni těžby měl vystačit na příštích 54,1 let.

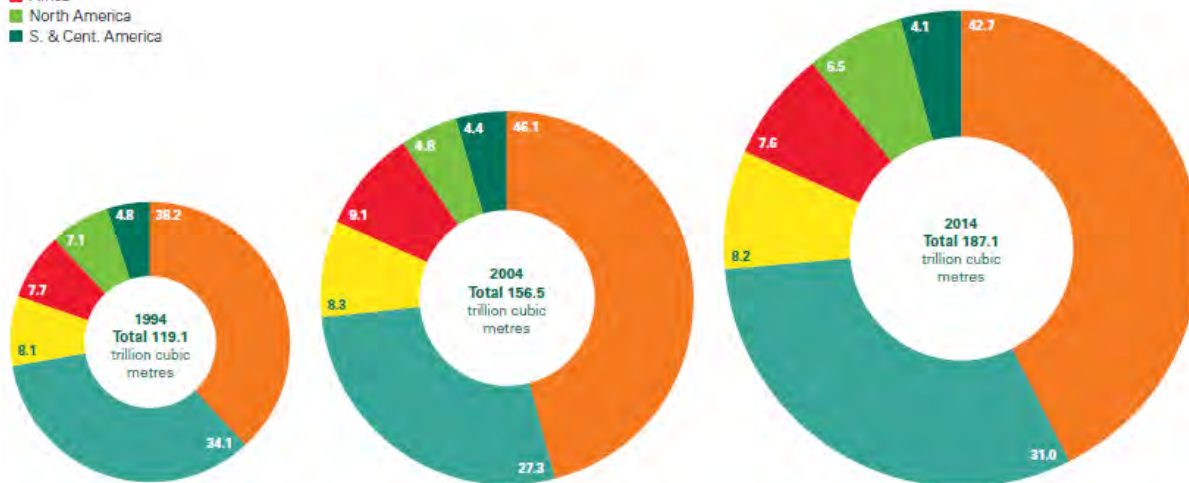
Graf 20.2 ukazuje životnost zásob detailněji v teritoriálním rozlišení. Znázorňuje totiž podíl produkce zemního plynu na prokázaných zásobách v rámci jednotlivých regionů. Z grafu vyplývá sice postupně se snižující, ale stále velmi výrazná dominance prokázaných zásob v rámci regionu Středního východu. Stejně jako u ropy jsou zásoby zemního plynu rozloženy nerovnoměrně, což vyvolává nutnost rozsáhlého mezinárodního obchodu.

Graf 20.1: Prokázané zásoby zemního plynu v rámci regionů. (BP Statistical Review of World Energy, 2015)

Distribution of proved reserves in 1994, 2004 and 2014

Percentage

- Middle East
- Europe & Eurasia
- Asia Pacific
- Africa
- North America
- S. & Cent. America

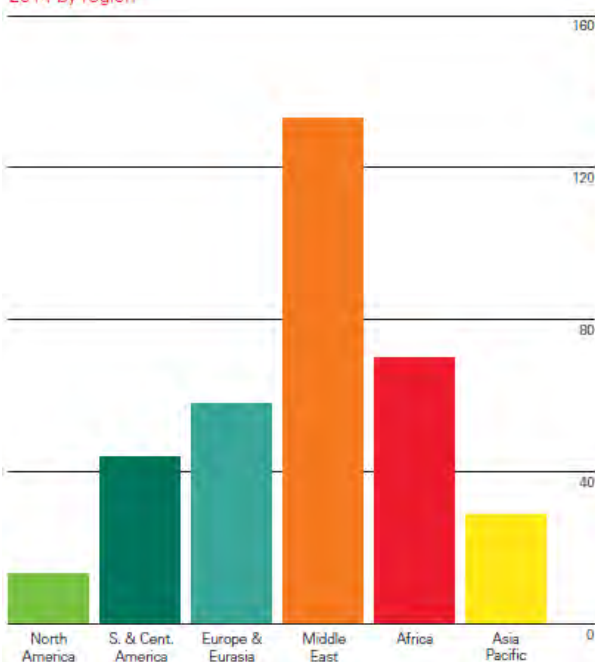


Graf 20.2: Životnost zásob zemního plynu v rámci jednotlivých světových regionů. (BP Statistical Review of World Energy, 2015)

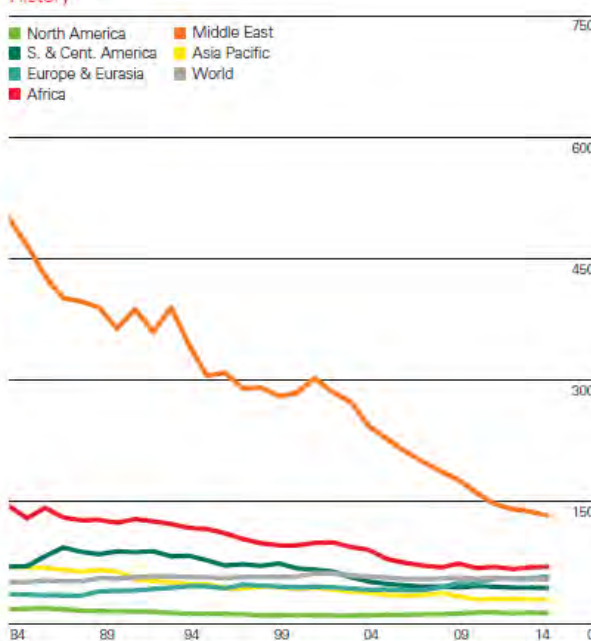
Reserves-to-production (R/P) ratios

Years

2014 by region



History

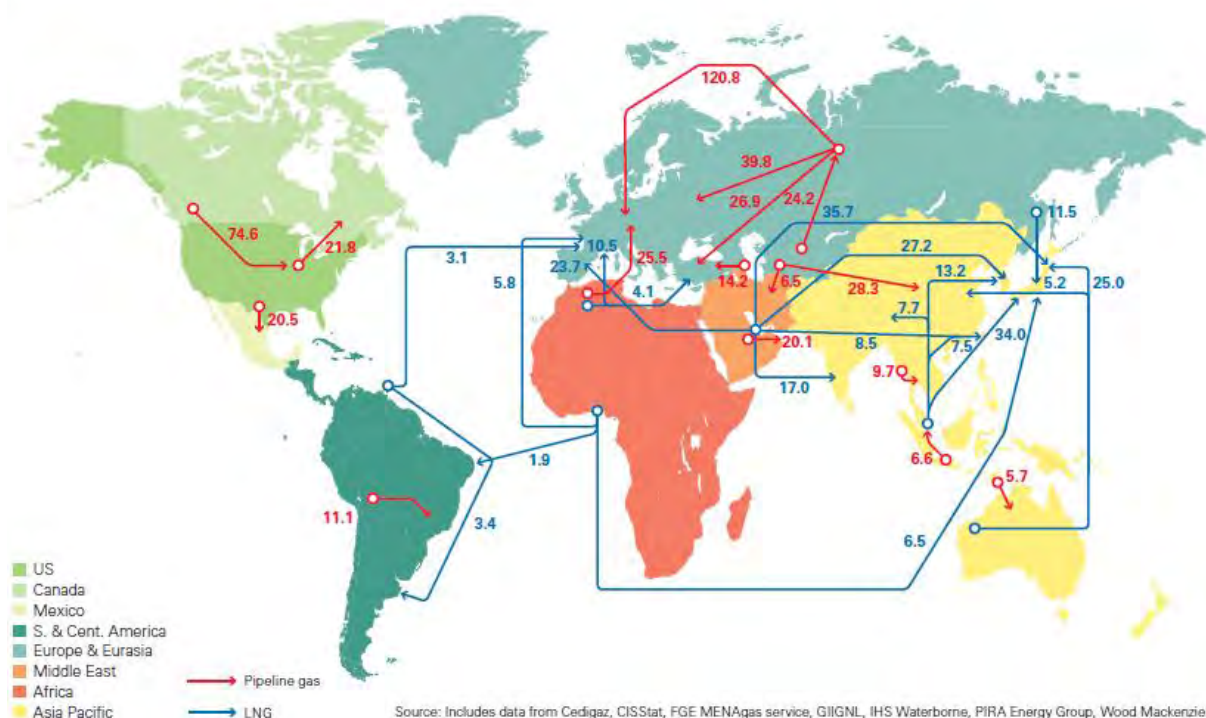


Hlavní exportní a importní oblasti a obchodní výměna mezi nimi jsou zachyceny v grafu 20.3. Tato statistika opět dokládá, že Střední východ je podobně jako v globálním obchodu s ropou i pro plyn velmi významný – což platí globálně, ale ne pro náš region střední Evropy, kde jednoznačně dominuje import plynu z Ruska. Ostatně Rusko si i přes nárůst exportu LNG z Kataru a dalších zemí stále s přehledem udržuje pozici největšího světového exportéra zemního plynu.

V roce 2014 byl poměr prokázaných zásob k produkci globálně 54,1 let, cca o dva roky více než u ropy. Přes rostoucí produkci a spotřebu životnost světových zásob plynu dlouhodobě mírně stoupá, viz obrázek 20.2, a s rozvojem nekonvenčních zdrojů plynu, které se do prokázaných zásob zatím ještě zdaleka v plné šíři nezapočítaly, se zřejmě ještě významně zvýší. Energetické statistiky totiž časově pokulhávají za změnami vyvolanými silným rozvojem těžby břidlicového plynu. Obavy o blížící se vyčerpanosti zásob zemního plynu mohou tedy platit pouze lokálně pro určitá naleziště, rozhodně ne v globálním měřítku.

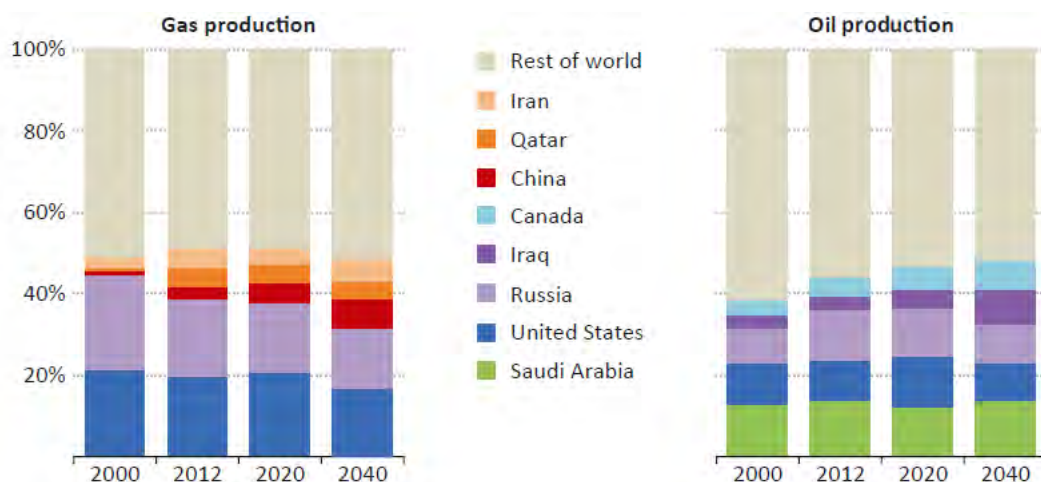
Graf 20.3: Hlavní exportní a importní oblasti a obchodní výměna mezi nimi. (BP Statistical Review of World Energy, 2015)

Major trade movements 2014
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Dobrou zprávou pro energetickou bezpečnost v zásobování plynem je i skutečnost, že teritoriální diverzifikace produkce se globálně bude zlepšovat, na rozdíl od ropy. Jak ukazuje obrázek 20.4, podíl pěti největších producentů zemního plynu zřejmě klesne do roku 2040 pod 50 %.

Obrázek 20.4: Srovnání teritoriální diverzifikace produkce mezi plynem a ropou. (World Energy Outlook 2013)

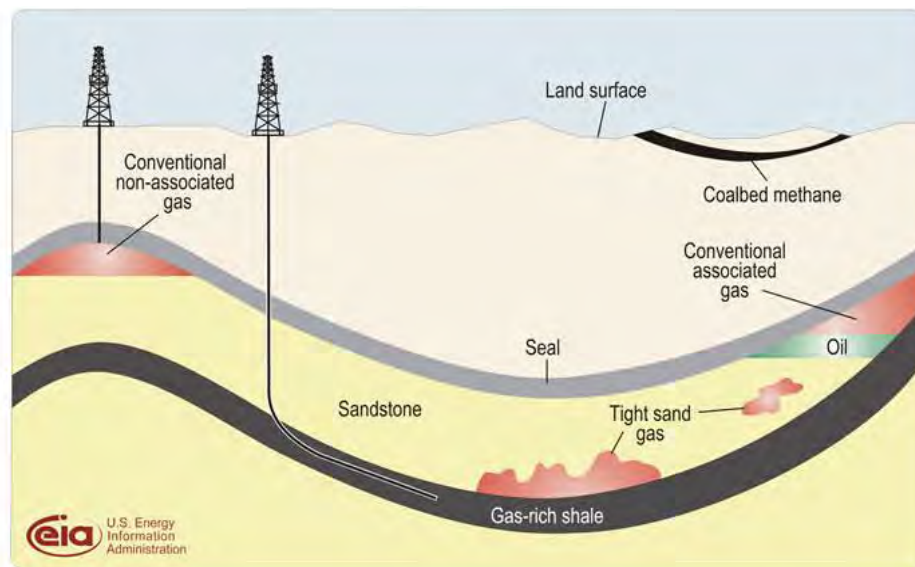


20.1.2 Konvenční a nekonvenční zásoby a dlouhodobý výhled produkce

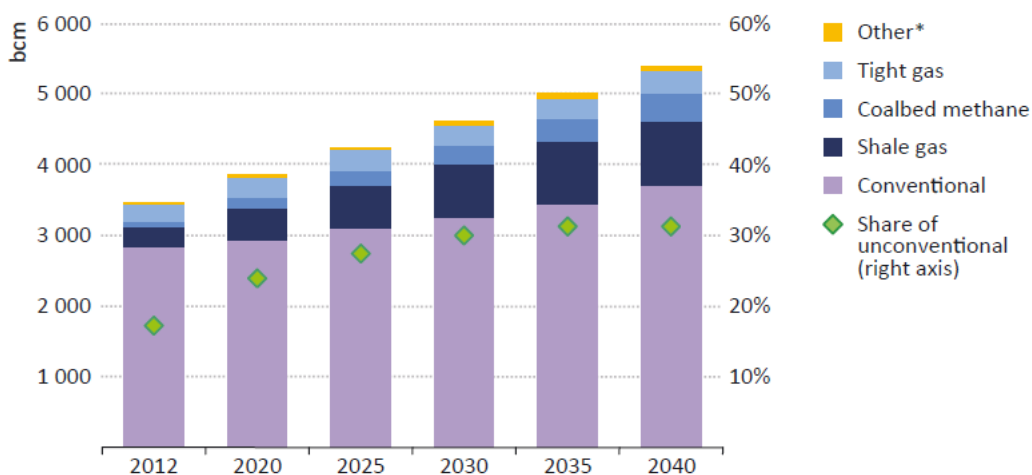
Zatímco tuzemská spotřeba zemního plynu v ČR již mnoho let stagnuje a ani v dalším období nelze čekat významnější růst, viz scénáře dalšího vývoje tuzemské energetiky podle Státní energetické koncepce, ve světě prochází plynárenství velmi dynamickým vývojem. Podle prognóz World Energy Outlook se očekává posilování pozice zemního plynu na úkor uhlí a ropy. Kolem roku 2040 plyn s očekávanou globální spotřebou kolem 5,4 bilionů m³ zřejmě sesadí uhlí z pozice druhého nejvýznamnějšího fosilního paliva a bude se dále dotahovat na ropu. Globální růst spotřeby plynu bude tlačit zejména Čína, jejíž spotřeba převyší spotřebu EU kolem roku 2035, a také Střední východ, který bude více využívat své obrovské zásoby plynu pro vlastní spotřebu na úkor ropy. Významný růst spotřeby plynu se očekává i v USA, kde se plyn zřejmě stane nejvýznamnějším fosilním palivem kolem roku 2040. Stranou těchto rostoucích trendů zůstává EU, průměrný růst poptávky po plynu zřejmě nepřesáhne 1 % ročně. Částečně je to důsledkem očekávaného pomalejšího ekonomického růstu, částečně důsledkem silnějšího tlaku na energetické úspory a využívání obnovitelných zdrojů energie.

Naskýtá se tak otázka, zda očekávaná rostoucí globální spotřeba bude kryta odpovídající nabídkou, aby nenastal tlak na růst cen. K dostatečné nabídce přispěl poměrně nový fenomén, **nekonvenční plyn**. Tímto pojmem se označuje plyn těžený jiným způsobem než z klasických rezervoárů, obvykle dobře propustných hornin. Nejde tedy jen o v poslední době neznámější břidlicový plyn, ale i tzv. „tight gas“ či uhelný metan. Rozdíly ve způsobu uložení a těžbě zachycuje schéma na obrázku 20.5.

Obrázek 20.5: Geologické rozdíly v uložení konvenčního a nekonvenčního plynu. (Zdroj: EIA. http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html)



Obrázek 20.6: Podíl konvenčního a nekonvenčního plynu na světové produkci. (Zdroj: World Energy Outlook 2013)



* Includes coal-to-gas and methane hydrates.

Tato nekonvenční ložiska sice v roce 2013 produkovala pouze 17 % celkové světové produkce, nicméně se podílela 60 % na nárůstu těžby. Jejich význam se tedy bude postupně zvyšovat, viz obrázek 20.6.

Břidlicový plyn může sloužit jako názorný příklad, jak rozvoj nové technologie může velmi rychle zásadně ovlivnit nejen dané odvětví, v tomto případě plynárenství, ale i energetiku jako celek a v širším kontextu i ekonomiku. Ze zanedbatelných objemů těžby se během deseti let stal břidlicový plyn fenomén, který USA velmi rychle konvertuje z role největšího importéra energií do role exportéra. V roce 2015 Spojené státy vystřídaly Rusko na pozici největšího světového producenta zemního plynu.

Zásadní změny na severoamerickém trhu ale neznamenají, že totéž lze v krátké době očekávat v EU. Přestože zahraniční obchod s plynem stále roste a vývoj směřuje k propojování trhů, nedostatečná technická infrastruktura (konverze importních LNG terminálů v USA na exportní si vy-

žádá jistý čas) a případné obchodní bariéry (USA si chtějí držet konkurenční výhodu nižších cen energií a proto export je limitován) jsou stále příčinou, proč fakticky zatím neexistuje, na rozdíl od ropy, globální trh s plynem. Paradoxně právě naopak, mnohem rychlejší rozvoj alternativních zdrojů plynu v USA a v Kanadě ve srovnání se stále váhající Evropou způsobil, že rozdíly v cenové úrovni se podstatně zvýšily. To je negativní zpráva. Pozitivní zprávou je fakt, že přestože Evropa v soutěži s USA ztrácí dech, tak i evropské plynárenství, pomalu ale jistě, bude v dlouhodobém výhledu těžit z rostoucích globálních zásob, těžby a tím komerční nabídky plynu. To se již projevilo v Japonsku, v minulosti oblasti s nejvyššími cenami plynu na světě, která se díky rostoucí nabídce dostala v roce 2015 na cenovou úroveň Evropy.

Vlastní evropská těžba z nekonvenčních zdrojů ale přinejmenším v nejbližším období příliš dobré perspektivy nemá. Přestože Evropa má značný geologický potenciál pro využívání břidlic, situace je kvůli velké hustotě obyvatelstva a silné zelené lobby složitá. Základní podmínky pro rozvoj těžby břidlicového plynu v Evropě jsou méně příznivé než v Severní Americe. Současný stav lze shrnout následovně:

1. Geologie

- Očekává se významný potenciál, který se pokračujícím průzkumem navyšuje.
- Evropské břidlice ještě nejsou zhodnoceny jak z hlediska geologického, tak i z hlediska struktury nákladů.
- Evropský průzkum je na počátku. V blízké budoucnosti několika příštích let nelze očekávat reálné možnosti významnějšího rozvoje těžby.

2. Přístup

- Nerostné bohatství je převážně ve vlastnictví státu (v USA převážně soukromé).
- Licence jsou obtížněji dostupné, složitější jednání se státem.
- Vzhledem k vysoké hustotě osídlení než v USA obtížnější přístup a menší výměry.

3. Ekologie

- Velké množství vody, potřebné pro štěpení.
- Nezbytná recyklace / likvidace použitých kapalin.
- Enviromentální obavy a obecně záporný přístup veřejnosti jsou hlavním problémem pro rozvoj nekonvenčního plynu v Evropě.

4. Náklady

- Evropské služby pro těžbu méně rozvinuté než v Severní Americe.
- Náklady na vrty a stimulační jsou v Evropě až 4x vyšší než v Severní Americe.
- Dosud není zaveden ustálený daňový režim, což zvyšuje riziko investorů.

V řadě zemí EU zejména environmentální obavy byly důvodem, proč byly průzkum a následně případná těžba legislativně zakázány, viz Francie (navzdory velkým předběžně odhadovaným zásobám) a Bulharsko. Postoj Německa je zatím stejně rozpačitý jako v případě ČR: nikoliv striktní legislativní zákaz, ale zároveň ani žádný souhlas, aspoň zatím ne na spolkové úrovni. Přípravy k průzkumu a těžbě zahájily Rumunsko, Litva a Turecko, jedná se ale o počáteční stadium a zatím nejsou známy žádné významnější informace. Evropských zemí, kde se stát staví pozi-

tivně k břidlicovému plynu a kde již přípravy pokročily, je v Evropě pouze jen několik: Ukrajina, kde ale politická situace znemožňuje další pokrok, Velká Británie a Polsko. Zejména Polsko jako sousední stát je pro ČR velmi významný. Pokud se v Polsku projeví, že se těžba břidlicového plynu vyplatí, pokud se tam těžba rozvine a bude mít dobré výsledky, tak by země mohla vyslat signál pro následování i pro další státy. Nicméně poslední zprávy nejsou příliš povzbudivé. Velké naděje, které vkládalo Polsko do břidličného plynu, se postupně vytrácí. Zahraniční firmy oznámily odchod z břidličného podnikání v Polsku, protože se chtějí soustředit na práci v USA, Kanaďe a v Asii. Skutečný ekonomický potenciál těžby nekonvenčního plynu v Polsku a širším kontextu v Evropě tak ukáže teprve další vývoj.

20.2 Přepavní trasy do EU

20.2.1 Současný stav

Mapa na obrázku 20.7 poskytuje základní představu o současné evropské plynárenské síti. Z ní jsou zřejmé hlavní směry toků plynu do Evropy v současnosti i v blízké budoucnosti. Ruské exportní plynovody jsou nejvýznamnějším zdrojem pro jihovýchodní Evropu, norské pro severozápadní Evropu a alžírský plyn je pak významný pro středomořský region. Ve střední Evropě včetně ČR sice stále dominuje ruský plyn, nicméně je to již poměrně dobře diverzifikovaná oblast. **Z hlediska bezpečnosti dodávek je velmi příznivé, že stávající kapacita exportních plynovodů vysoce převyšuje současnou potřebu a umožňuje tak další rozvoj spotřeby plynu v EU.**

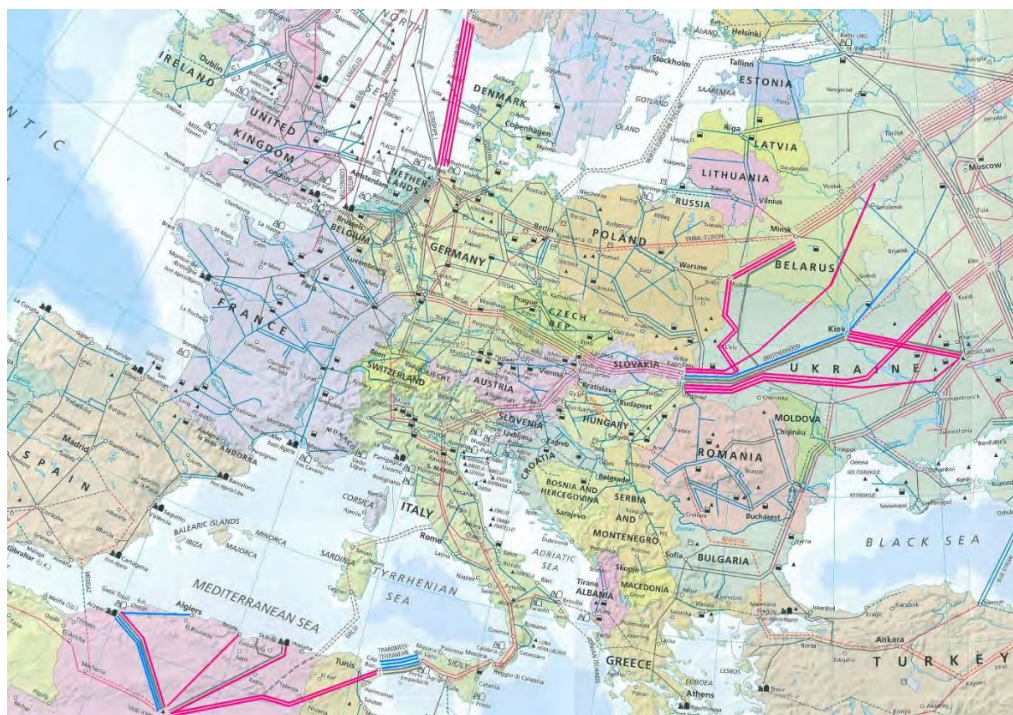
Dokumentujme si to na příkladu ruského plynu. Celková přepravní kapacita pro Evropu 255 mld. m³/rok (rok 2015) převyšuje o cca 100 mld. m³ úroveň skutečných dodávek v posledních letech. Význam v minulosti dominantní přepravní trasy přes Ukrajinu (kapacita na slovenských hranicích 109 mld. m³/r) kvůli konfliktní politické situaci na Ukrajině poklesl. I v případě jejího totálního výpadku, jak dokázala krátká krize v roce 2009, dokáží tento výpadek krýt zvýšené dodávky přes **bělorusko-polský koridor Yamal/EuRoPol (kapacita 32 mld. m³/r) a především Nord Stream**. Tento plynovod se dvěma liniemi o celkové kapacitě 55 mld. m³/rok se přes německý systém Opal napojuje na českou tranzitní soustavu.

Cílem plynovodu Nord Stream bylo snížit riziko tranzitu ruského plynu přes Ukrajinu a Bělorusko, je to tedy projekt diverzifikace cest pro dopravu ruského plynu do EU.

Navazující plynovod **OPAL** má délku 470 km, končí na hranici SRN–ČR a jeho kapacita je cca 35 miliard m³ za rok. Jeho realizací se posílila bezpečnost dodávek na území bývalé NDR, a prostřednictvím navazujícího plynovodu **Gazela** také bezpečnost zásobování plynem v Bavorsku.

Plynovod Gazela, viz obrázek 20.8, má délku 166 km a jeho kapacita je 33 miliard m³ za rok. Po snížení tranzitu plynu přes ČR tradičním směrem východ-západ Gazela zajišťuje, že ČR nadále zůstává významnou přepravní křižovatkou. V případě opakování plynárenských krizí může tento plynovod přispět i ke zvýšení bezpečnosti zásobování plynu v ČR, propojení do navazující sítě Net4Gas na pěti místech to umožňuje.

Obrázek 20.7: Evropská plynovodní síť. (Zdroj: Ecogas)



Obrázek 20.8: Projekt Gazela. (Zdroj: Net4Gas)

Projekt GAZELA



Propojení do stávající sítě N4G na 5 místech:

1. Brandov
2. Jirkov
3. Sviňomazy
4. Přimda
5. Rozvadov

Vysoká závislost jihovýchodní Evropy na ruském plynu byla hlavním důvodem pro přípravu plynovodu Nabucco. Plánem byla nejen diverzifikaci energetických zdrojů, ale i plynovodů, a to tak, aby obcházely území Ruska. Zajímavým se z tohoto pohledu stal Kaspický region a střední

Asie. Jižní plynový koridor měl zabezpečit dovoz kaspického zemního plynu do EU, tím snížit její závislost na plynu z Ruska a uspokojit rostoucí energetickou spotřebu. Přes politickou podporu EU se projekt Nabucco nedokázal prosadit v konkurenci dalších projektů. V souboji o zdroje plynu prohrál s projektem **TANAP/TAP**, v souboji o evropskou část trasy pak s ruským projektem South Stream. V závěru roku 2014 byl ale stornován i projekt South Stream. Důvodem byl, vedle mimořádně vysokých nákladů na stavbu, striktní požadavek EU na právo přístupu třetích stran (Third Party Access) do nového plynovodu. Pokud by nezuřil konflikt na Ukrajině, tak by se vůle k řešení a udělení výjimky asi našla.

Ze South Stream se tak stal **Turkish Stream**, který přivádí ruský plyn přes Černé moře do Turecka a končí na hranicích s Řeckem. Ale i tento projekt postihlo omezení. Původně oznámená roční kapacita 63 mld. m³ byla snížena na 32 mld. m³, z toho 14 až 16 miliard si ponechá Turecko pro sebe. Turecko je už dnes závislé na dovozu ruského plynu ze šedesáti procent. Obě země od roku 2005 spojuje plynovod Blue Stream.

Kaspický plyn z ložiska Shah Deniz pak budou místo Nabucca přivádět do jižní Evropy projekty Transanatolský plynovod (TANAP) z Ázerbájdžánu přes Turecko a navazující Trans Adriatic Pipeline (TAP) přes Řecko a Albánii do koncového bodu Brindisi v jižní Itálii. Trasa prostřednictvím TAP se ve srovnání s Nabucco i South Stream ukázala jako levnější s větším potenciálem zisku. Rozhodnutí tak bylo více ekonomické a méně politické. Plynovod TAP měří 800 kilometrů, včetně podmořské části do jižní Itálie, roční kapacita 16 mld. m³, zprovoznění se očekává od roku 2019. Jeho akcionáře vede švýcarská společnost AXPO a firma Statoil, která má podíl i v ázerbájdžánských nalezištích plynu.

20.2.2 Připravované projekty

Přestože k projektům Nabucco nebo South Stream, které se nově navrhuje nahradit projektem **EASTRING**, diverzifikujícím dodávku plynu pro jihovýchodní Evropu ze severozápadu prostřednictvím slovenského Eustream, se mohou investoři v budoucnosti ještě vrátit, pro střední Evropu včetně ČR je bezesporu nejvýznamnějším připravovaným projektem **Evropský koridor Sever-Jih**.

Trasa Sever – jih, jako společného projektu států Visegrádu, je schematicky uvedena na obrázku 20.9. Tento projekt by měl v budoucnu propojit terminály LNG na břehu Baltického a Jaderského moře. Trasu Sever – jih tvoří několik navazujících projektů, které ve svém celku vytvoří ucelený severojižní koridor. Jednotlivé projekty jsou v různém stadiu připravenosti. LNG terminál ve Šwinoujście bude zřejmě zprovozněn v roce 2016, Adria LNG terminál v Omišalji na ostrově Krk v Chorvatsku mnohem později. Česko-polský hraniční plynovod Třanovice–Skoczów je již v provozu. Kapacitu přepravy přes ČR by měl zvýšit nový **plynovod Moravia**, jehož konečné parametry a způsob financování se v současné době kompletují. Na plynovod Moravia, v kompresní stanici Břeclav, která by se tak stala významným křížením klasické východo-západní trasy a nově dimenzované severo-jížní trasy, může navázat chybějící česko-rakouský propojovací plynovod **BACI** (Bidirectional Austrian Czech Interconnection). Tento plynovod zajistí přímé propojení českého tranzitního systému s významným plynárenským obchodním a skladovacím centrem Baumgarten. Později bude zřejmě přidán i propojovací česko-rakouský plynovod v jižních Čechách ústící do Oberkappel.

Celkově lze konstatovat, že připravované projekty dále zlepšují bezpečnost zásobování Evropy zemním plynem. ČR je ale již nyní z hlediska bezpečnosti zásobování na dobré úrovni. Diverzifikované dopravní cesty umožňují dopravit plyn z Ruské federace do ČR nejen přes Ukrajinu

a Slovensko, ale i přes plynovody Nord Stream a OPAL i plynovod Yamal. Byla zvýšena reverzní schopnost a flexibilita české přepravní soustavy. Požadovaný bezpečnostní standard infrastruktury podle kritéria N – 1 dle Nařízení 994/2010 je v ČR s rezervou plněn.

Obrázek 20.9: Projekt Sever-jih



20.3 Produkce a využití LNG

20.3.1 Specifika LNG

LNG (Liquefied Natural Gas) je zkapalněný zemní plyn. Jedná se o čirou, mírně namodralou netoxickou kapalinu bez zápachu. LNG má zhruba 600krát menší objem než NG, hustotu mezi 430 a 490 kg/m³ a výhřevnost zhruba 54,8 MJ/kg, resp. 22,2 MJ/l. Zkapalňuje se při atmosférickém tlaku a teplotě minus 62 °C.

Jeho výhoda při použití k energetickým účelům, nebo jakožto motorového paliva, je kromě minima emisí a vysoké bezpečnosti (vysoká zápalná teplota 540 °C) také jeho relativně vysoká hustota energie (jeden litr LNG energeticky odpovídá 0,67 litru benzínu a 0,59 litru nafty). Hlavní nevýhodu představují zejména vysoké náklady na zkapalnění zemního plynu a také problematika uchovávání za velmi nízkých teplot v kryogenních nádržích.

Rozvoj technologie LNG a břidlicového plynu slibují větší diverzifikaci zdrojů a tím i větší plynovou bezpečnost spotřebitelských zemí. Pro přepravu po moři se využívají speciální tankery. Zemní plyn se na pobřeží zkapalní (stlačí), přečerpá do tankeru a v cílovém terminálu se buď přečerpá do zásobníku, z kterého se odpařuje do plynovodu, nebo se přímo distribuuje nákladní dopravou jako zkapalněný.

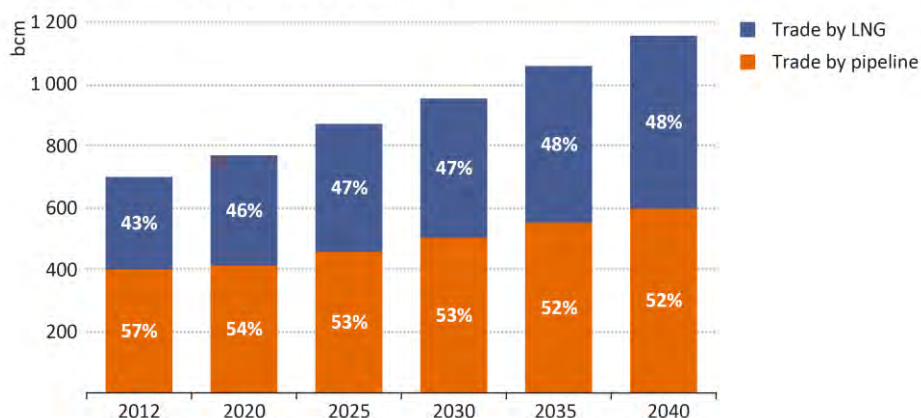
Srovnání množství dopraveného plynu do Evropy plynovody nebo tankery ve formě LNG vidíme v tabulce 20.10. Je zřejmé, že plynovody se do Evropy dopraví až pětkrát více plynu než jako LNG. Díky novým LNG terminálům v Polsku, Španělsku, Holandsku a plánovaným v Německu, Itálii a Chorvatsku by však tento podíl do budoucna měl být větší.

Celosvětový podíl jednotlivých dopravních cest mezi různými světovými regiony pak ukazuje graf 20.11, který předpokládá vedle celkového růstu přepravovaného množství zemního plynu téměř o 100 % také mírný nárůst podílu dopravy LNG.

Tabulka 20.10: Množství NG importovaného do Evropy v závislosti na technologii dopravy (údaje jsou v jednotkách bcm – miliardy m³), 2013. Zdroj: Jakub Rosák, bakalářská práce, sestaveno na základě dat z BP Statistical Review of World Energy 2014

DOVOZ NG DO EVROPY	PLYNOVODEM	LNG
Z RUSKA	75,1	0
Z RUSKA PŘES NORSKO	136,2	0
ZE SEVERNÍ AFRIKY	30	19
Z BLÍZKÉHO VÝCHODU	12	0
Z LATINSKÉ AMERIKY	0	2,2
ZE STŘEDNÍ AFRIKY	0	5,6
ZE STŘEDNÍHO VÝCHODU (KATAR)	0	23,8
CELKEM	253,3	50,6
PROCENTUÁLNÍ PODÍL	83,35	16,65

Graf 20.11: Odhad vývoje meziregionálního obchodu se zemním plynem potrubím a ve formě LNG do roku 2040. Zdroj: IEA, World Energy Outlook 2014



20.3.2 Přepravní trasy LNG

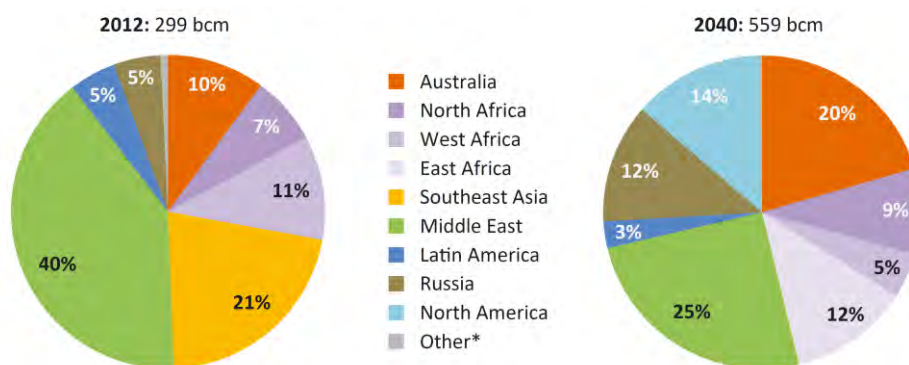
Existují dva typy terminálů – exportní, ve kterých přímo probíhá zkapalňování a importní regasifikační terminály, ve kterých je LNG z tankerů přečerpáváno do zásobníků a znovu odpařeno. Regasifikace je pochopitelně jednodušší a těchto terminálů je také výrazně více.

Obchod s LNG v roce 2012 tvořil 43 % veškerého meziregionálního obchodu se zemním plynem a do roku 2040 se předpokládá jeho růst až na 48 %. Největším světovým exportérem je Katar, který v roce 2012 prodal 105,4 bcm (miliard m³) LNG, zatímco potrubního zemního plynu „pouze“ 19,2 bcm. Další významné oblasti exportu jsou východní Asie, střední Afrika, Alžírsko, Rusko a Trinidad a Tobago. V Evropě pak exportuje LNG ve větším množství pouze Norsko (v roce 2012 4,7 bcm).

Nejvíce LNG se pak importovalo do Japonska (118,8 bcm), Jižní Koreje a do Evropy. Do ČR se zatím LNG nedováží.

Graf 20.12 předpokládá do roku 2040 výrazný rozvoj exportu LNG z Austrálie a USA a relativní pokles exportu ze Středního východu.

Obrázek 20.12: Odhad meziregionálního exportu LNG v roce 2040 oproti roku 2012. Zdroj: IEA, World Energy Outlook 2014



Na lokální úrovni je pak plyn distribuován téměř výhradně potrubím, nicméně v oblastech blízkých přímořským terminálům (USA, Kanada, Španělsko, Norsko, ...) již existují projekty přímého

využití LNG v nákladní, železniční i lodní dopravě. LNG se takto distribuuje v cisternách do čerpacích stanic, kde je buď v LCNG plnicí stanici přeměněn na CNG, nebo se LNG čerpá přímo do nádrží dopravních prostředků. V ČR jsou projekty dovozu LNG v cisternách pro použití v dopravě zatím pouze ve fázi plánování. Gazprom Germania v roce 2015 zahájil jednání s firmou VEMEX o možnosti výstavby čerpacích stanic LNG v ČR.

20.3.3 Terminály LNG v Evropě a jejich kapacity

V Evropě bylo v květnu 2015 v provozu 24 importních (regasifikačních) terminálů, které jsou schopné přijímat LNG z tankerů, odpařit jej a distribuovat NG plynovody, popřípadě přepravit nákladní dopravou cisterny s LNG do plnicích stanic pro dopravní prostředky. Dalších sedm by mělo být dokončeno v nejbližších letech a jsou dokonce rozpracované návrhy a plány na výstavbu 33 dalších importních terminálů LNG v horizontu příštích zhruba deset let.

Tabulka 20.13: Evropské LNG terminály a jejich kapacity. Zdroj: Jakub Rosák, bakalářská práce, sestaveno dle dat z <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gle-sslng-map>

ZEMĚ	TERMINÁL	SPOLEČNOST	ROK UVEDENÍ DO PROVOZU	KAPACITA (BCM/ROK)	SKLADOVACÍ KAPACITA (TISÍC M ³ LNG)
Belgie	Zeebrugge	Fluxys	1987	9	380
Francie	Montoir de Bretagne	Elengy	1980	10	360
Francie	Fos Tonkin	Elengy	1972	5,5	150
Francie	Fos Cavaou	Fosmax-LNG	2010	8,25	330
Řecko	Revithoussa	Desfa	2000	5,3	130
Itálie	Panigaglia	GNL Italia	1971	3,4	100
Itálie	Porto Levante	Adriatic LNG	2009	7,56	250
Itálie	Toscana Offshore	OLT	2013	3,75	135
Portugalsko	Sines	REN Atlantico	2004	7,9	390
Španělsko	Barcelona	Enagas	1968	17,1	760
Španělsko	Huelva	Enagas	1988	11,8	619,5
Španělsko	Cartagena	Enagas	1989	11,8	587
Španělsko	Bilbao	BBG	2003	7	300
Španělsko	Sagunto	Saggas	2006	8,8	600
Španělsko	Mugaros	Reganosa	2007	3,6	300
Nizozemsko	Rotterdam	Gate terminal	2011	12	540
Turecko	Marmara Ereglisi	Botas	1994	6,2	255
Turecko	Aliaga	EgeGaz	2006	6	280
UK	Isle of Grain	NationalGrid	2005	19,5	1000
UK	Milford Heaven	South Hook LNG	2009	21	775
UK	Milford Heaven	Dragon LNG	2009	7,6	320

Mapu Evropy s podrobným znázorněním všech existujících i plánovaných evropských LNG terminálů včetně jejich technického popisu a jejich připojení na plynovody lze získat od GIE (Gas Infrastructure Europe) na odkazu <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gle-sslng-map>.

Nejdůležitější data o již existujících větších evropských importních terminálech jsou shrnuta v tabulce 20.13.

Terminály s největšími kapacitami (nad 700 tisíc m³ LNG skladovací a více než 17 bcm operativní kapacity) jsou Isle of Grain, Milford Haven a Barcelona. Z terminálů ve výstavbě lze zmínit francouzský Dunkerque (13 bcm/rok), španělský Gijón (7 bcm/rok), terminály na Kanárských ostrovech, Tenerife, litevský Independence (4 bcm/rok) a pro ČR zvláště významné Swinoujscie v Polsku.

Terminál v Swinoujscie by měl být dokončen v průběhu roku 2015/16, jeho kapacita by měla být 5 bcm zemního plynu a kapacita pro skladování 320 000 m³ LNG. Jeho výstavba probíhala ve spolupráci společností Polskie LNG a GAZ System. Dodavatel LNG bude hlavně QatarGas (největší světová společnost zabývající se LNG) a zemní plyn bude primárně určen pro polskou domácí spotřebu. LNG se ale bude používat také na dopravu (autobusy ve Varšavě již jezdí na LNG) a předpokládá se také spolupráce s okolními státy, včetně České republiky, viz projekt Sever-jih popsáný v kapitole 20.2. Na jihu by tento projekt měl být napojen na plánovaný chorvatský terminál Omišajl na ostrově Krk (zahájení výstavby se předpokládá v roce 2017, plánovaná kapacita 6 bcm/rok).

Co se týče exportních terminálů, kde probíhá samotné zkapalňování, tak v Evropě je to především terminál Snøhvit na samém severu Norska s exportní kapacitou 5,75 bcm a tři další menší terminály na norském západním pobřeží. V Rusku plánuje firma Gazprom kolem roku 2019 výstavbu exportních terminálů v Barentsově moři a v Primorsku (u Balstkého moře), a firma Novatek kolem roku 2017 dva terminály na severozápadě Sibíře.

20.4 Základní struktura dlouhodobých kontraktů na dovoz plynu

Dovoz zemního plynu do Československa a později do České republiky byl do otevření trhu se zemním plynem v roce 2005 plně monopolizován. Z toho pramení i relativně omezený okruh specialistů, kteří v té době se dostali do styku s touto cenotvorbou. Zároveň to znamenalo, že nositelem znalostí cenotvorby do uvedeného časového období byli zaměstnanci jedné společnosti, v případě České republiky společnosti Transgas s. p., později Transgas, a. s.

Dlouhodobé kontrakty na dovoz zemního plynu do střeoevropských států byly navázány na ceny ropných derivátů, které měly zohledňovat konkurenční postavení zemního plynu na daném lokálním trhu a s určitým časovým zpožděním tento cenový vývoj kopírovat. Idea „olejového vzorce“ se zrodila v Nizozemí po tamním objevení významných ložisek zemního plynu. Poněvadž hlavním exportním trhem pro nizozemský zemní plyn bylo a je sousední Německo, byla tímto způsobem zaručena konkurenceschopnost zemního plynu na palivovém trhu.

Základní ideou dlouhodobých kontraktů na dodávku zemního plynu bylo rozdělení rizik mezi producenta a odběratele. Důvodem pro rozdělení rizik byly vysoké investice, kterých bylo zapotřebí pro vybudování plynárenské infrastruktury v Evropě od sedmdesátých let. Riziko cenové na sebe bral producent, riziko objemové odběratel, zpravidla tedy, v této době, monopolní dovozci zemního plynu do jednotlivých zemí Evropy. Tím, že se odběratel zavázal, na základě smluvních ujednání, ke koupi určitého objemu zemního plynu, který každoročně od producenta odebere a zaplatí, měl producent zajištěn určitý výnos. Odběratel se navíc zavázal k zaplacení objemů i tehdy, jestliže je neodebral. Toto smluvní ujednání se nazývá „take or pay“. Jestliže tedy

cena ropy a ropných derivátů kolísala, měl producent riziko sníženého příjmu, jestliže konkurenční situace pro zemní plyn na daném trhu se vyvíjela pro zemní plyn nepříznivě a odběratel nedokázal sjednané objemy prodat, musel je přesto zaplatit. Tímto vyvážením rizik bylo zajištěno financování plynárenské infrastruktury.

Cena zemního plynu se v dlouhodobých smlouvách sjednávala na bázi olejového vzorce. Olejový vzorec se používá dodnes a je samozřejmě používán také exportní dceřinou společností Gazpromu, společností Gazprom export. Kouzlo olejového vzorce spočívá v tom, že palivová hodnota zemního plynu je odvozována od substitučních paliv, a to až již lehkého topného oleje či těžkého topného oleje, tzv. mazutu, resp. dalších paliv, které hrají signifikantní roli v palivovém mixu daného státu a jejich průměrné ceny za určité časové období. Časová délka, která byla vždy v kontraktech individuální, z nichž se průměrné ceny počítaly, se nazývá referenční období. Zároveň byla v kontraktech zafixována délka časového období, která dělila platnost ceny od její opětovné kalkulace. Toto časové období se nazývá zpoždění, anglicky time lag.

S ohledem na skutečnost, že dlouhodobé smlouvy na nákup zemního plynu se uzavíraly s platností na dvacet i více let, obsahovaly smlouvy i možnost tzv. cenové revize. Cenová revize dávala každé ze smluvních stran možnost, po uplynutí určitého časového intervalu, vyzvat protistranu k jednání o ceně v případě, že pro takovou skutečnost měla daná smluvní strana důvody a důkazy. V tomto ohledu se například uváděla konkurenční palivová situace zemního plynu v dané zemi. Jestliže tedy se stal zemní plyn cenově nekonkurenceschopný, měla smluvní strana právo vyjednat s protistranou nové cenové podmínky.

Zcela zvláštním momentem byla výše tzv. flexibility, tedy možnosti objednávat v průběhu roku rozdílná množství zemního plynu v závislosti například na počasí resp. odběrovém diagramu určitého plynárenského trhu. Producent v této souvislosti bral na sebe náklady s tím spojené, poněvadž flexibilita byla zakomponována v dlouhodobém kontraktu na dodávku zemního plynu. V dobách předcházejících liberalizaci monopolní dovozci zemního plynu pak flexibilitu na svých domácích trzích naopak relativně draze prodávali dalším zákazníkům v plynárenském řetězci.

20.5 Používané typy cenových vzorců

20.5.1 Komoditní cenový vzorec

V době, kdy cena zemního plynu byla kalkulována v nákupním kontraktu například v US dolarech a prodejní cena v českých korunách, která byla ještě k tomu do roku 2001 regulována cenovým výměrem Ministerstva financí, je jasné, že veškerá komerční rizika nesla společnost Transgas. Po liberalizaci trhu byl komoditní cenový olejový vzorec jedinou metodikou cenotvorby na nově se vytvářejícím trhu. Pro ilustraci uvádím níže obecný příklad takového komoditního cenového vzorce.

Smluvní cena (P_c) bez DPH za komoditní vyjádření hodnoty zemního plynu se vyjádřila v centech amerického dolaru (UScent) za 1 kWh plynu a byla kalkulována takto:

$$P_c = [P_0 + I_{GO} \cdot (GO - GO_0) + I_{FO} \cdot (FO - FO_0) + I_{CO} \cdot (CO - CO_0)]$$

P_0 výchozí cena vyjádřena v UScent / kWh zemního plynu

GO cena lehkého topného oleje s obsahem síry do 0,2%, vyjádřená v USD/t a vypočtená za příslušné referenční období jako nevážený průměr průměrných měsíčních cen, publiko-

	vaných měsíčně v „Platts Oilgram Price Report, Price Average Supplement“ v tabulce „Estimated spot European bulk“ (měsíc, rok), v řádku „Gasoil 0.2%“, kdy v úvahu se bere průměr cen ve sloupci pro Barges FOB Rotterdam kotace „Mean“.
FO	cena těžkého topného oleje s obsahem síry do 1,0 %, vyjádřená v USD/t a vypočtená za příslušné referenční období jako nevážený průměr průměrných měsíčních cen, publikovaných měsíčně v „Platts Oilgram Price Report, Price Average Supplement“ v tabulce „Estimated spot European bulk (měsíc, rok), European Bulk“, v řádku „1 pct“, kdy v úvahu se bere průměr cen ve sloupci pro Barges FOB Rotterdam kotace „Mean“.
CO	cena energetického černého uhlí (coal) vyjádřená v USD/t a vypočtená za příslušné referenční období jako nevážený průměr průměrných měsíčních cen, publikovaných měsíčně v „International Coal Report“ v tabulce „Monthly Statistics-MCIS Steam Coal Market Price (Sport CIF Price, NW Europe, \$/t basis 6000 kCal/kgNAR)“.

Hodnoty a koeficienty byly platné po celou dobu platnosti Smlouvy.

Referenčním obdobím kotací pro lehký topný olej s obsahem síry do 0,2 % a pro těžký topný olej s obsahem síry do 1 % uplatněných v komoditním cenovém vzorci, tj. GO, FO, je období devíti měsíců, které končí bezprostředně před termínem příslušné rekalkulace Smluvní ceny. Referenčním obdobím kotace pro energetické uhlí, tj. CO, je období devíti měsíců, které končí jeden měsíc před termínem příslušné rekalkulace Smluvní ceny.

Je patrné, že pro zákazníky, kteří si směli v první vlně liberalizace vybrat svého dodavatele zemního plynu, byla nová metodika svým způsobem šokující. Cena zemního plynu se kalkulovala měsíčně a s ohledem na skutečnost, že kotace vstupující do výpočtu byly známy až přibližně okolo 5. běžícího měsíce, nebyla dopředu známa ani nákupní cena zemního plynu. S odstupem času je až údivné, že se olejový vzorec stal směrodatným způsobem výpočtu zemního plynu pro průmyslové zákazníky v České republice v období 2007 až 2011.

Klíčovým parametrem byla tzv. Po, první parametr v cenovém vzorci. Jednalo se o faktor ovlivňující cenovou konkurenceschopnost jednotlivého dodavatele zemního plynu. Jeho váha ve vzorci byla naprosto dominantní a ve zjednodušené formě lze říci, že se jednání se zákazníky a dodavateli zjednodušily do licitací ohledně výše tohoto parametru.

Olejový vzorec byl kalkulován v čisté formě v amerických dolarech za MWh, resp. USct za kWh zemního plynu. Pro většinu zákazníků v České republice vznikla otázka, jak tuto cenu konvertovat do českých korun. V průběhu let se na českém trhu, ve větší či menší míře, uplatnila níže uvedená metodika:

Smluvní cena (P_c) vypočtená podle metodiky vyjádřená v US centech/kWh se přepočte na české koruny (CZK)/MWh následujícím způsobem. Kurz je směnný kurz USD/CZK vypočtený dle následujícího vzorce:

$$\text{Kurz} = (ER_{\emptyset} + 0,03) + ER_{\text{fix}} \cdot \left\{ (1 + (i_{\text{czk}}/100) \cdot (95/360)) / (1 + (i_{\text{usd}} - 0,1)/100 \cdot (95/360)) - 1 \right\}$$

Kurz směnný kurz USD/CZK použitý ve vzorci pro výpočet jednotkové ceny za zemní plyn P_c .

ER_{\emptyset} aritmetický průměr směnných kurzů USD/CZK fixovaných Českou národní bankou ke všem pracovním dnům kalendářního měsíce (měsíc_{t-2}), který začíná dva (2) měsíce před počátkem měsíce (měsíc_t), ve kterém byl plyn dodán, zveřejňovaných Českou národní bankou na jejích internetových stránkách (www.cnb.cz).

ER_{fix}	směnný kurz USD/CZK fixovaný Českou národní bankou k prvnímu (1) pracovnímu dni kalendářního měsíce (měsíc _{t-2}), který začíná dva (2) měsíce před počátkem měsíce (měsíc _t), ve kterém byl plyn dodán, zveřejněný Českou národní bankou na jejích internetových stránkách (www.cnb.cz).
i_{czk}	tříměsíční úroková sazba CZK PRIBOR (prodej) platná k prvnímu pracovnímu dni kalendářního měsíce (měsíc _{t-2}), který začíná dva (2) měsíce před počátkem měsíce (měsíc _t), ve kterém byl plyn dodán, vyjádřená v procentech a zveřejněná na internetové stránce České národní banky na adrese www.cnb.cz .
i_{usd}	tříměsíční úroková sazba USD LIBOR (prodej) platná k prvnímu (1) pracovnímu dni kalendářního měsíce (měsíc _{t-2}), který začíná dva (2) měsíce před počátkem měsíce (měsíc _t), ve kterém byl plyn dodán, vyjádřená v procentech a zveřejněná na internetové stránce British Bankers' Association na adrese www.bba.org.uk .

Koeficient 0,1 (% p. a.) představoval typickou výši rozdílu mezi úrokovými sazbami USD LIBOR (prodej) a USD LIBID (nákup).

Koeficient 0,03 představoval typickou výši rozdílu mezi směnnými kurzy USD/CZK prodej a USD/CZK střed (fixing České národní banky).

Olejový vzorec určoval ceny zemního plynu v oblasti velkých koncových zákazníků v období 2007–2011. V současnosti lze říci, že se na českém trhu olejový vzorec již nepoužívá.

20.5.2 „Smíšený“ cenový vzorec

Již od roku 2008 však nastoupil nový druh cenotvorby zemního plynu na základě nabídky a poptávky, která se tvořila na tzv. hubech, jinými slovy likvidními body obchodování. Nejbližšími huby pro Českou republiku byl hub NCG (NetConnectGermany), tedy virtuální obchodní bod v západní části Německa. V severovýchodní části Německa došlo k vytvoření hubu Gaspool, jehož nižší likvidita však nebyla, a stále není, pro český trh tak směrodatná. Třetím hubem v blízkosti českého trhu byl trh rakouský, VTP Austria (dříve CEGH). Jeho nízká likvidita a neexistence přímého napojení rakouské a české plynárenské soustavy jej však činí zajímavým spíše z pohledu budoucího, kdy možná dojde k propojení obou soustav resp. ke sloučení virtuálních obchodních bodů.

Smíšený cenový vzorec se od olejového vzorce popsaného výše liší tím, že olejová část byla označena určitou vahou (například 75 %), zbývajících 25 % se určovalo podle cen kotovaných na burzách resp. likvidních trzích v Evropě (tzv. hubech). Poněvadž v určitém časovém intervalu byly ceny na hubech výrazně nižší než ceny dle olejového vzorce (viz dále), znamenal smíšený cenový vzorec absolutní snížení ceny zemního plynu. V této souvislosti je však nutno podotknout, že burzovní část vzorce byla relativně dost restriktivní a nedávala zákazníkovi možnost vyjednat burzovní cenu dle svého vlastního uvážení.

20.5.3 „Burzovní“ cenový vzorec

Cenové vzorce, které se používají v této souvislosti, určují metodiku sjednávání ceny v závislosti na určitých transparentně publikovaných kotacích určitých druhů cen, například cen dodávky zemního plynu na rok 2016 (tzv. cal16) nebo cen dodávky na následující měsíc (tzv. month ahe-

ad) či na následující den (tzv. day ahead). Zákazník pak má možnost, v závislosti na šíři nákupního spektra a svých vyjednávacích možnostech si určitou část portfolia uzavřít.

V praxi burzovní cenový vzorec vypadá následovně:

$$\text{Cena} = [\text{EEX NCG (produkt)} + x] \text{ €/MWh}$$

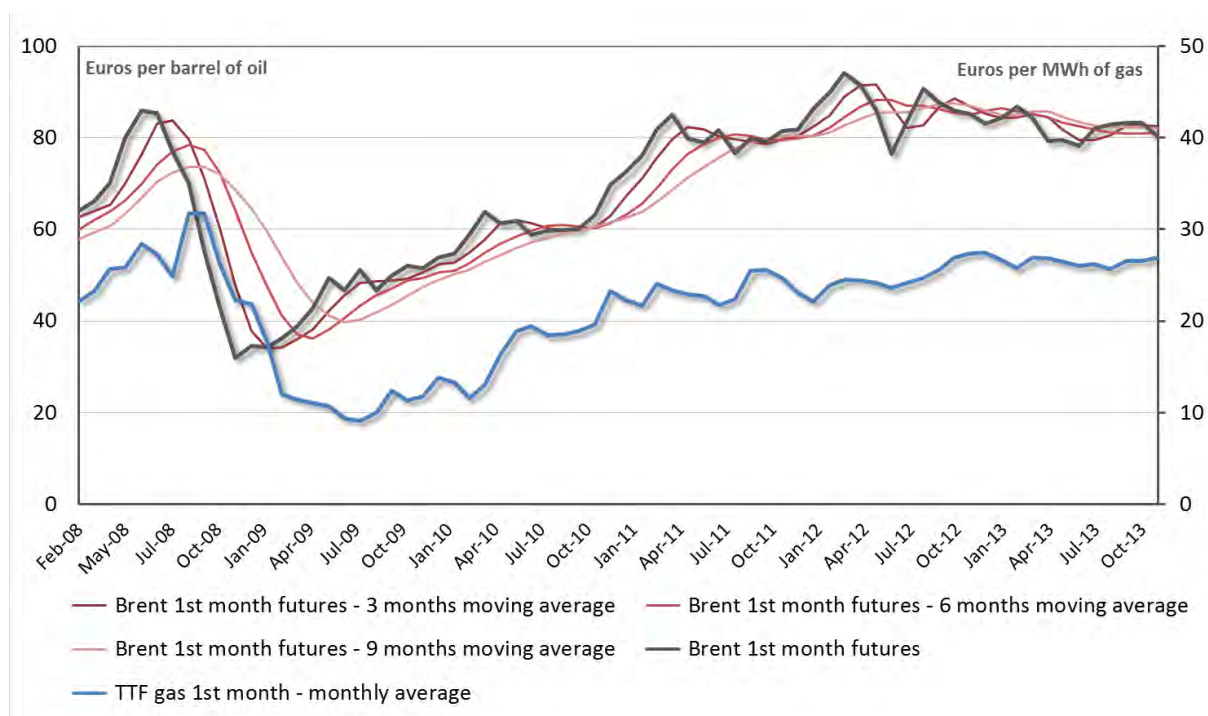
Z výše uvedeného tedy plyne, že zákazník má možnost si koupit určitý definovaný produkt se vztahem k NCG (hub v západní části Německa) s předem definovanou přírážkou ve výši x v €/MWh. Tento cenový vzorec v současnosti naprosto dominuje na trhu koncových velkých odběratelů zemního plynu.

20.6 Korelace dlouhodobých kontraktů a cen na organizovaných trzích

Klíčovým problémem plynárenství současnosti je dualita cenotvorby, která znamenala do jisté míry revoluční změnu pro celé odvětví. Najednou proti sobě stály dva směry určování cen – a to jednak dlouhodobý, olejový (resp. míšený) a na druhé straně burzovní, na základě nabídky a poptávky. Tím, že byly publikovány různé produkty na dodávku zemního plynu v určitém období, například na měsíc, kvartál nebo rok dopředu, bylo možné jednoduše srovnat aktuální resp. budoucí cenu na bázi olejových vzorců. Došlo k tomu, že cena na hubech byla signifikantně nižší než cena olejových vzorců, což znevýhodňovalo v počáteční fázi midstreamové obchodníky v Evropě, později však velké dodavatele zemního plynu do Evropy, především ruský Gazprom export.

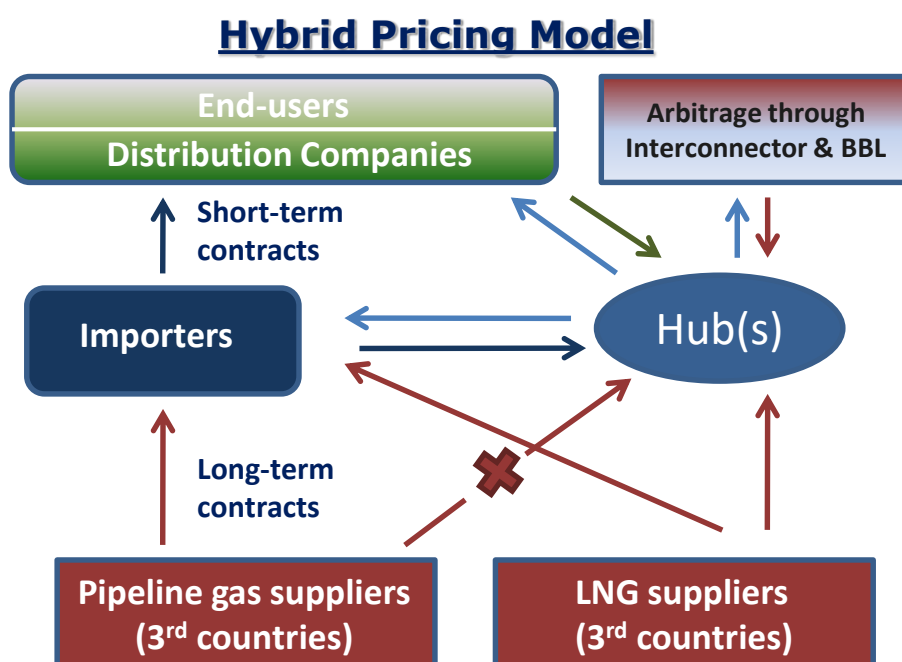
Celé dilema současného plynárenství znázorňuje graf 20.14.

Graf 20.14: Zdroj: Gazprom export



Jestliže tedy, jako příklad, na jedné straně obchodník s dlouhodobou smlouvou na dodávku zemního plynu od producenta nakupoval za cenu přibližně srovnatelnou s 9M moving average Brent, tak na druhé straně musel prodávat za nižší cenu TTF gas monthly average. Z grafu je viditelné, že cenový vývoj olejů a zemního plynu je do značné míry pozitivně korelován, jenom cena dle nabídky a poptávky dle zemního plynu určovala cenu o cca 25 % níže než podle olejového vzorce. Je jasné, že s ohledem na vysoké objemy zemního plynu, které do každé jednotlivé země nakupovaly importní monopolní společnosti, byly jimi generovány vysoké ztráty z každého prodaného kubického metru zemního plynu.

Obrázek 20.15: Zdroj: Gazprom export



$$PH_{CE} \neq F(S_{CE}, D_{CE})$$

PH_{CE} – hub price in Continental Europe

SH_{CE} – total supply = $SHI_{CE} + SHEU_{CE} + SLNG_{CE} + SUK_{CE}$,

where:

SHI_{CE} – sales to hubs by importers

$SHEU_{CE}$ – sales to hubs by end-users (ToP obl.)

$SLNG_{CE}$ – LNG supply to hubs

SUK_{CE} – UK supplies through the Interconnector & BBL

DHI_{CE} – demand by importers for hub gas

$DHEU_{CE}$ – demand by end-users for hub gas

DUK_{CE} – UK deliveries through the Interconnector and BBL

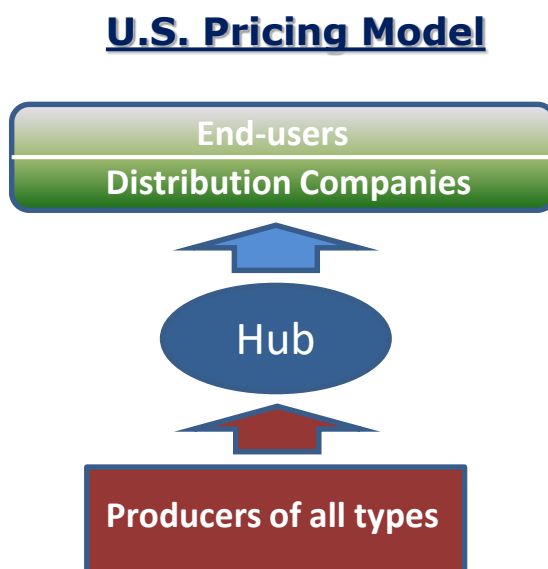
$$PH_{CE} = F\{(SHI_{CE} + SHEU_{CE} + SLNG_{CE} + SUK_{CE}), (DHI_{CE} + DHEU_{CE} + DUK_{CE})\}$$

Celkový obrázek plynárenství se tudíž změnil a velcí evropští hráči hledali způsob, jak promítnout změněnou cenotvorbu také do nákupních dlouhodobých kontraktů. Norští producenti se změně přizpůsobili relativně rychle. Hledání kompromisního řešení se společností Gazprom export se však dlouho táhlo a ještě dodnes není zcela vyřešeno. Jediný ústupek, který ruská stra-

na podle dostupných informací evropským plynárenským společnostem udělala, bylo to, že do olejového vzorce byla zahrnuta určitá část cenotvorby podle nabídky a poptávky po zemním plynu. Z tohoto důvodu došlo v kombinaci s cenovými ústupky ve smyslu snížení hodnoty P_0 ke zmenšení rozdílu mezi cenou tvořenou podle olejových vzorců a cenou dle nabídky a poptávky.

Dlouhodobé smlouvy na dodávku zemního plynu ovšem nebyly determinovány výlučně cenou jako takovou. Producenti se zavázali k dodávce určitého profilu, který byl závislý na mnoha faktorech, především však na stupni rozvoje plynárenské infrastruktury v daném státě, výši spotřeby zemního plynu, možnosti substituce zemního plynu, konkurenční palivovou situací atd. To tedy znamenalo, že velcí evropští hráči měli možnost relativně pružně reagovat a nominovat dle svých aktuálních potřeb. Ohraničením však byla výše tzv. take or pay (ToP), neboli množství plynu, které každý z dodavatelů musel ročně buď odebrat a zaplatit nebo prostě pouze si předplatit. Obvykle výše ToP oscilovala mezi 80 a 90 % ročního sjednaného množství. Jestliže tedy v určitém roce odběratel neodebral zemní plyn ve výši ročního ToP, musel do této výše za zemní plyn zaplatit bez ohledu na to, jestli jej odebral nebo ne. Zpravidla do pěti let od této zálohové platby měl odběratel možnost tento plyn odebrat později, ovšem pouze za předpokladu, že v daném roce splnil svoji povinnost ToP. V systému dodávek zemního plynu podle nabídky a poptávky pružnost ohodnocena není vůbec, resp. je nulová.

Obrázek 20.16: Zdroj: Gazprom export



PH_{US} – hub price in the USA

S_{US} – total supply

D_{US} – total demand

$$PH_{US} = F(S_{US}, D_{US})$$

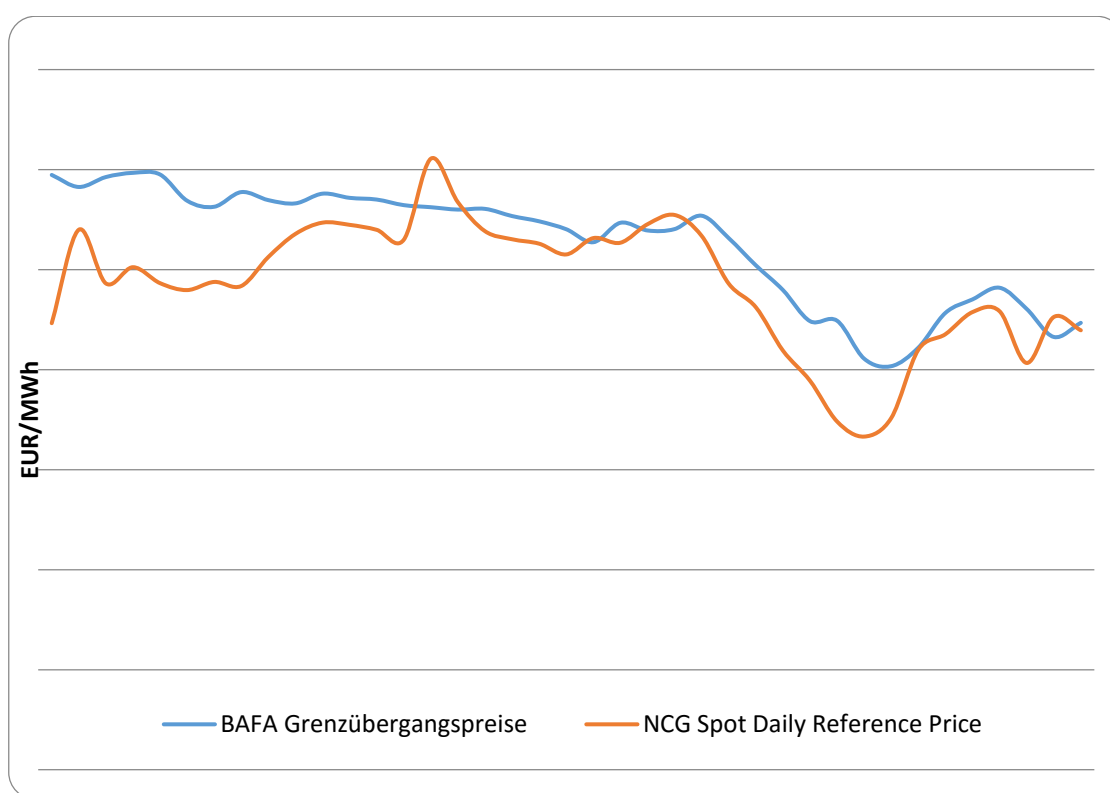
Nazývat ceny zemního plynu na evropských hubech „tržními“ je však přinejmenším diskutabilní. Důvodem je různorodost evropského trhu na rozdíl od trhu amerického, kde ceny zemního plynu opravdu odrážejí fundamentální nabídku a poptávku.

Ceny na hubech v Evropě nejsou funkcí celkové poptávky a nabídky nebo dokonce velkého segmentu z tohoto. Ačkoliv ceny na hubech reflektují podmínky nabídky a poptávky, hrají pouze roli balancingu reziduálních množství, které zůstávají po dlouhodobých kontraktech, které jsou navázány na „olejové vzorce“. Tyto stále pokrývají velkou část evropské poptávky.

Z tohoto důvodu ceny na evropských hubech nevytvářejí rovnovážnou cenu pro celý trh, nýbrž tvoří pouze funkci balancingu a arbitráže v různých formách, jako například mezi různými strukturami ocenění smluv na dodávku zemního plynu, mezi smlouvami a spotovými cenami, mezi huby, mezi cenami ve Velké Británii a v kontinentální Evropě.

Transparentním způsobem se publikují importní ceny zemního plynu do Spolkové republiky Německo (viz graf 20.17).

Graf 20.17: Zdroj: BAFA, Powermex



Z výše uvedeného grafu je zřetelně vidět období, kdy spotové ceny na NCG byly pod úrovní dlouhodobých kontraktů na dovoz plynu do Německa. V podstatě lze konstatovat, že kromě krátkého období druhého a třetího čtvrtletí roku 2013 byly spotové ceny pod úrovní cen dovozních kontraktů. Od ledna 2015 sledujeme však výrazné sblížení obou cenových hladin, což je možné hodnotit jako důsledek cenových renegotiací mezi dovozci zemního plynu do Německa a producenty.

Import zemního plynu do České republiky není kromě obecných ustanovení nijak omezen. Z tohoto důvodu existuje v současné době více než dvě desítky společností, které zemní plyn dovážejí. Počet obchodníků se zemním plynem převyšuje padesát společností. Nositeli dlouhodobých smluv na dodávku zemního plynu jsou stále dvě společnosti, a to RWE Supply and Trading a. s. a VEMEX s. r. o. S ohledem na přebytek zemního plynu v Evropě převládá mezi českými společnostmi model nákupu podle burzovního vzorce. Nicméně když zohledníme objemy prodávané skupinou RWE v České republice a společností VEMEX, tak z objemového hlediska převažuje

jí objemy nakupované podle dlouhodobých smluv na dodávku zemního plynu. Z tohoto důvodu dlouhodobé smlouvy na dodávku zemního plynu svou relevancí pro český trh ještě rozhodně neztratily.

21 DANĚ Z ENERGIÍ

Jan Kanta

21.1 Úvod do oblasti environmentální regulace v oblasti energetiky

Environmentální regulace v oblasti energetiky v průběhu posledních let výrazně zvýšila svoji důležitost a stala se jednou z dominantních politik EU a dalších států západního světa. Došlo také k zásadnímu posunu rozsahu témat, která jsou předmětem regulace.

Od regulace převážně lokálního znečištění škodlivých látek se do centra zájmu dostala tři zásadní nová témata:

- omezení růstu koncentrace „globálních“ skleníkových plynů,
- podpora OZE a
- zvyšování energetické účinnosti s cílem snížení spotřeby primárních zdrojů energie.

Obecně lze nástroje environmentální regulace rozdělit na přímě administrativní nástroje typu nařízení a předpisů a nepřímé tržní nástroje v podobě ekologických daní, obchodovatelných emisních povolení, dotací či dotovaných cen obnovitelné energie nebo například dobrovolných dohod mezi průmyslem a regulátorem o snížení emisí. Druhá skupina nástrojů má pomocí různých mechanismů stimulovat působení trhu, aby našel optimální řešení při co možná nejnižších nákladech systému.

Volba formy regulace závisí na závažnosti a typu daného environmentálního problému/cíle a možnostech jeho řešení. Výhodou využití administrativních nástrojů je lepší předpověditelnost výsledků (například dosažení maximálního povoleného limitu znečištění) a jistota reakce znečišťovatelů a tedy i snížení rizika, že cíl nebude splněn. Jedná se ovšem o statické nástroje regulace, které nestimulují znečišťovatele k dalšímu snížení znečištění, jakmile je dosažen stanovený limit. Často také dochází k neefektivnímu dosažení cíle za vyšších mezních nákladů producentů znečištění. Důvodem je informační asymetrie, kdy regulátor nemůže mít objektivní informace o reálných mezních nákladech producentů znečištění a nemůže tedy efektivně nastavit splnění cílů regulace.

Zmiňované problémy „krátkozrakého regulátora“ se snaží řešit ekonomické nástroje environmentální regulace. Na rozdíl od rigidních nařízení motivují znečišťovatele k neustálému snižování znečištění i za mez, která by byla stanovena nařízením. Regulátor stanoví obecná pravidla hry buď formou regulace celkového množství znečištění (například pomocí zavedení systému emisního obchodování) nebo formou regulace ceny za jednotku znečištění (pomocí zavedení systému ekologických daní). Regulátor pak nechá znečišťovatele optimalizovat jejich podíl k dosažení cíle v závislosti na jejich mezních nákladech na snížení znečištění. Je zde tak nastolena míra flexibility dosažení daného environmentálního cíle.

V oblasti energetiky a změny klimatu byly v EU na období do roku 2020 stanoveny konkrétní a ambiciózní cíle. Při naplňování cílů EU v oblasti snižování emisí skleníkových plynů, energie z OZE a energetické účinnosti, které mají být v plném rozsahu splněny do roku 2020, bylo podle posledních hodnocení EU dosaženo značného pokroku. Evropská rada se proto 24. října 2014 na základě zásad stanovených v jejích závěrech ze zasedání v březnu 2014 dohodla na rámci politiky EU v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.

Motivací ke schválení cílů pro rok 2020 a zvláště pak politikou v oblasti regulace skleníkových plynů není pro EU pouze snaha přispět ke zpomalení procesu rostoucí koncentrace skleníkových plynů v ovzduší a z něho plynoucí vědci diskutované možné důsledky na globální klima. Aktuálnějším tématem, které je také implicitně řešené regulací skleníkových plynů je bezpečnost a stabilita dodávky energetických surovin a s ní spojená snaha snížit závislost EU na importu dodávek primárních zdrojů energie a diverzifikace energetického mixu EU. Podobnou sekundární motivaci v cíli zvýšení podílu OZE je záměr EU podpořit vznik nových odvětví čistých technologií, kterým by dominovali evropští výrobci.

Nově stanovené cíle pro rok 2030 vycházejí z Energetického plánu EU do roku 2050. Aby mohlo být dosaženo cíle snížení emisí o více než 80 % do roku 2050, nesmí podle záměrů EU při výrobě energie v Evropě vznikat téměř žádné emise sloučenin uhlíku. Jak toho dosáhnout, aniž by se narušily dodávky energie a konkurenceschopnost, je otázka, na niž odpovídá právě energetický plán do roku 2050, který si EU přijala.

Energetický plán do roku 2050 přináší více prvků, které mají pozitivní účinky za všech okolností, a tudíž jsou klíčové pro výsledky, jako právě například:

- **Dekarbonizace energetického systému**, která je podle Evropské Komise technicky a ekonomicky proveditelná. Všechny scénáře dekarbonizace umožňují dosáhnout cíle snížení emisí a mohou být z dlouhodobého pohledu méně nákladné než současné politiky.
- **Rozhodující je však energetická účinnost a OZE.** Bez ohledu na konkrétní zvolenou skladbu zdrojů energie je podle Evropské Komise pro splnění cíle ohledně CO₂ v roce 2050 nezbytná vyšší energetická účinnost a významné zvýšení podílu OZE. Scénáře, se kterými Evropská Komise pracovala, rovněž ukazují, že elektřina bude hrát větší úlohu než nyní.

Hlavní body cílů pro rok 2030 přijatých Evropskou radou 24. října 2014 lze shrnout takto:

- **Minimálně 40% snížení emisí skleníkových plynů** v porovnání s rokem 1990. Nabídka povolenek v EU ETS bude ročně klesat o 2,2 % ročně namísto současných 1,74 %. **Cíl je závazný na EU úrovni.**
- **Minimálně 27% podíl OZE** na spotřebě energie v EU. **Cíl je závazný na EU úrovni.** Znamená to ale prakticky 47% podíl OZE na výrobě elektřiny.
- **Zlepšení energetické účinnosti** tak, aby spotřeba energie v EU byla v roce 2030 minimálně o **27 % nižší** v porovnání s historickými predikcemi. **Cíl je indikativní na EU úrovni.** Cíl bude přezkoumán v roce 2020 s možností navýšení na 30 %. Evropská komise určí prioritní sektory pro tyto úspory.

K dosažení výše uvedených cílů EU prakticky používá několik nástrojů. Jedná se o:

- IPPC směrnici,
- regulace skleníkových plynů prostřednictvím Evropského systému obchodování EU ETS,

- daně z energií a
- podporu OZE a Národní akční plány pro energii z OZE.

Nyní ještě něco málo úvah k novým cílům pro rok 2030. Cíle pro OZE i pro energetickou účinnost jsou definovány na EU. Text závěrů Evropské rady obsahuje explicitní vyjádření, že nebudou překlopeny na národní. Volba konkrétních nástrojů pro jejich splnění je zcela otevřená a rozhodnutí Evropské rady, které je v zásadě politickým rozhodnutím, ji neřeší. Že se ale nakonec z indikativního cíle na EU úrovni nakonec může stát cíl povinný pro jednotlivé členské státy, můžeme vidět například na případě energetické účinnosti v období do roku 2020. Tento cíl byl původně indikativní na EU úrovni. Když ale Evropská Komise zjistila, že tento cíl není na EU úrovni plněn, tak prostřednictvím směrnice 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES uložila členským státům členský vytvořit systém povinného zvyšování energetické účinnosti.

K plnění cílů stanovených na EU úrovni bude nyní na Komisi, jaké nástroje zvolí. Obvykle má Evropská Komise k dispozici širší výběr, který může mít v daném konkrétním případě různé dopady na členské státy. Příkladem nám může být například oblast OZE, kde si pro jeho naplnění lze představit několik následujících cest s různým dopadem na ČR:

- **Zelené certifikáty na celoevropské úrovni:**

Prodejci energií by měli povinnost kupovat určitý podíl (podle jednotlivých sektorových podílů, jako například 47 % v energetice) zelených certifikátů od výrobců z OZE. Opatření by opět vedlo k prioritní výstavbě OZE v klimaticky nejpříznivějších oblastech, tj. čeští spotřebitelé by platili za certifikáty, ale samotná energie by ve skutečnosti vznikala jinde. Tato cesta by byla pro ČR velmi nevýhodná. Český spotřebitel by platil výrobu elektřiny z OZE v zemích EU s klimaticky příznivějšími podmínkami pro její výrobu. Elektřina by však do ČR fyzicky dodávána nebyla, takže tato varianta by k zajištění bezpečnosti dodávek v ČR nevedla. Tu by si ČR musela zajistit jinými způsoby, což by znamenalo další náklady pro českého spotřebitele. Navíc by z peněz českého spotřebitele nebyly vytvářeny pracovní příležitosti v ČR, ale v těch státech s klimaticky příznivějšími podmínkami pro výrobu elektřiny z OZE.

- **Zelené certifikáty na celoevropské úrovni s garancí dodání:**

Prodejci energií by opět museli nakupovat zelené certifikáty, ovšem producenti OZE by museli tuto energii zároveň fyzicky dodat. Kumulace výroby v klimaticky nejpříznivějších oblastech by vedla k velkému tlaku na přenos, přeshraniční kapacity a tedy výrazné zvýšení nákladů na fyzické dodání, což by nakonec zvýhodňovalo domácí/regionální producenty. Na druhou stranu to však vede k omezení přeshraničních kapacit pro ostatní obchodování. Pro ČR poměrně dobrá cesta, nicméně v krizové situaci může být pro dodavatelskou zemi lákavé zajistit především svoje potřeby.

- **Financování feed-in premium z evropského rozpočtu:**

Otázka je, jestli by v takovém případě byla podpora stejná pro celou EU (což by vedlo k výstavbě OZE v klimaticky nejpříznivějších oblastech) nebo odstupňovaná podle přírodních podmínek, což zároveň bere ohled i na bezpečnost dodávek. První možnost by se ve svém výsledku pro ČR mohla přiblížit výsledku cesty prostřednictvím zelených certifikátů, tedy byla by pro ČR nevýhodná. Druhá možnost by byla pro ČR poměrně výhodná, tím spíše, že do rozpočtu EU přispívají státy proporcionálně podle HDP.

- **Nepřímý tlak na členské státy:**

Státy sice nebudou mít cíle explicitně stanovené, ale Evropská Komise je může „motivovat“ k jejich „dobrovolnému“ nastavení (například blokováním peněz z evropských fondů).

- **Dobrovolné závazky členských zemí:**

Některé státy už mají své jednostranné cíle pro OZE a i závěry Evropské rady umožňují stanovení ambicióznějších jednostranných cílů. Podle některých názorů by tyto dobrovolné závazky mohly ke splnění cíle stačit. Tento předpoklad lze ale považovat spíše za příliš optimistický. Například i zelené Německo tak akorát splní cíle EU.

Jak to nakonec s celoevropskými cíli a indikativním cílem nakonec dopadne, teprve uvidíme. Jen doufejme, že budou zvoleny takové nástroje, které ČR alespoň nepoškodí, když už to pro ČR nepřinese nějakou konkurenční výhodu.

21.2 O daních z energií obecně

Daně z energie jsou tradičně uloženy z řady důvodů, zejména k získání příjmů, avšak rovněž k ovlivnění chování spotřebitelů směrem k účinnějšímu využívání energie a čistším zdrojům energie. Jak již bylo napsáno v subkapitole k oblasti environmentální regulace v oblasti energetiky, daně z energií jsou jedním z nástrojů environmentální regulace, který má přispět k naplnění schválených cílů EU pro rok 2020. V zájmu zajištění řádného fungování vnitřního trhu je na úrovni EU upravena řada hlavních aspektů zdanění energie v rámci směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny (dále jen „směrnice ES“).

Jedná se konkrétně o daň ze zemního plynu a některých dalších plynů, daň z pevných paliv a daň z elektřiny, které jsou dost často v ČR souhrnně označovány jako tzv. ekologické daně. V žádném případě se nejedná o daň z tepelné energie nebo na teplo, jak se v řadě případů mylně vykládá. Primárním důvodem k zavedení těchto daní v ČR byla povinnost ČR implementovat výše uvedenou směrnici ES. ČR svoji povinnost splnila vydáním zákona č. 261 ze dne 19. září 2007 o stabilizaci veřejných rozpočtů, který byl zveřejněn v části 85 sbírky zákonů pro rok 2007.

21.3 Geneze zákonné úpravy

Jak již bylo uvedeno, zmíněné daně jsou součástí poměrně rozsáhlého zákona č. 261. Konkrétně jsou v něm obsaženy v samostatných částech 45–47 (část 45 daň ze zemního plynu a některých dalších plynů, část 46 daň z pevných paliv a část 47 daň z elektřiny) a nabyly účinnosti k 1. lednu 2008. Soubor těchto všech daní je často také nazýván jako tzv. ekologická daňová reforma (dále jen „EDR“). Přestože skutečně původní záměr předkladatelů zákona (vláda ČR) byl zřejmě využít implementaci směrnice ES k dosažení cíle stimulovat ekonomické subjekty k takovému chování, které povede ke snížení poškození životního prostředí a jeho dopadů na zdraví obyvatelstva včetně provedení reformy ekologických daní, tak když se podíváme na výsledek, musíme konstatovat, že ten má k dosažení uvedeného cíle velice daleko. Už z obsahu výrazu „reforma“ vyplývá, že by mělo být něco již existujícího změněno (reformováno), což se o prostém zavedení nových daní bez dopadu na jiné již existující daně v řešené oblasti (ekologie) v žádném případě tvrdit

nedá. Proto je potřeba velké opatrnosti s používáním shrnujícího pojmu EDR pro zavedené daně z energií.

Tyto daně podle vládních materiálů měly být první etapou EDR, která se měla celkem skládat ze tří etap. Celá EDR měla být postavena na následujících principech:

- EDR měla probíhat postupně ve třech etapách do roku 2017 s cílem poskytnout dotčeným subjektům dostatečný čas na přizpůsobení.
- EDR měla ve všech etapách výnosově neutrální, nevést ke zvýšení celkové daňové zátěže.
- EDR měla být navržena tak, aby byla prakticky účinná z hlediska naplňování jejích cílů.
- EDR měla brát v úvahu vyvolané transakční náklady. Zejména reflektovat požadavek na minimální administrativní náklady zdanění.
- První etapa EDR vychází z úplné transpozice směrnice ES.
- Druhá etapa EDR měla být věcně a legislativně připravena do konce roku 2008, s předpokládanou realizací v letech 2010 až 2013. Měla se týkat zdanění energetických produktů a elektřiny, revize stávajících poplatků a dalších nástrojů regulace v oblasti životního prostředí a opatření v oblasti dopravy. Měla být zvažována transformace vybraných environmentálních poplatků na „ekologické“ daně. Příprava druhé etapy EDR měla proběhnout na základě široké odborné a meziresortní diskuse a řádně oponovaných vědeckých a odborných prací, které se měly týkat kvantifikace sociálních, ekonomických a ekologických dopadů zdanění a kvantifikace externích nákladů předmětu zdanění.
- Třetí etapa EDR měla být připravena do konce roku 2012, s předpokládanou realizací v letech 2014 až 2017. Na základě vyhodnocení působení a účinků první a druhé etapy reformy mělo být zváženo další prohloubení reformy a rozšíření na další surovinové zdroje, výrobky a služby a užití přírody.

Zda zaváděná první etapa EDR splnila zmíněné základní principy, nechť si vážený čtenář vyhodnotí sám. V současné době lze konstatovat, že při implementaci jsme narazili na rozsáhlou řadu problémů, které nám v praxi přinesla. Taktéž lze konstatovat, že celá řada principů naplněna nebyla. Co se týká dalších etap, tak na ty již nedošlo a lze říci, že vláda na dokončení ekologické daňové reformy, jako uceleného komplexu nástrojů vzájemně kompatibilního a doplňujícího se v oblasti ochrany životního prostředí, rezignovala.

21.4 Směrnice ES a její implementace

Chceme-li konkrétně hodnotit, jak je naplněn jeden z principů první etapy EDR, kterým je úplná transpozice směrnice ES, musíme se mimo jiné podívat, za jakých podmínek tento zákonný akt ES vznikl. V době přípravy směrnice ES již v řadě států EU nějaké zdanění energetických produktů existovalo. Současně to byla doba, kdy k přijetí zákonné úpravy na úrovni EU byl nutný souhlas všech členských států. Proto směrnice ES obsahuje jednak poměrně velké možnosti v oblasti osvobození od placení daní a současně také veliké množství výjimek pro jednotlivé členské státy (ty jsou, vyjádřeno v délce textu, de facto rozsáhlejší než samotné základní zákonné ustanovení). Pokud by členský stát při implementaci směrnice ES do národní legislativy využil všechny možnosti osvobození, tak by v zásadě téměř nikdo žádné daně neplatil.

Srovnáme-li obsah příslušných částí zákona č. 261 se směrnicí ES, můžeme konstatovat, že:

- směrnice ES je implementována,
- byly použity ve většině případů minimální možné sazby zdanění,
- z celkového množství možných osvobození byla využita jen jejich malá část.

21.5 Základní principy zákonné úpravy zaváděných daní

Principy zákonné úpravy pro všechny 3 daně jsou na první pohled jednoduché a v zásadě shodné. Cílem zákonodárského sboru zřejmě bylo vydat jednoduchý zákon. Bohužel v tomto případě se, minimálně u zemního plynu a elektřiny, dostáváme s daněmi a jejich aplikací v praxi do výrazně odlišného a složitějšího prostředí v porovnání s ostatními běžnými komoditami. Zde totiž musí, mimo jiné, platit a fungovat fyzikální zákony. Proto v těchto oblastech normy a předpisy musí být poměrně exaktně definované, často s podrobným popisem fungování procesů. Když se podíváme na energetickou legislativu, tak většinou uvedené podmínky splňuje. Má-li daňový systém v oblasti energetických komodit fungovat a splňovat podmínky jednoduchosti a minimalizace souvisejících administrativních nákladů, musí respektovat fungování fyziky a fungování trhů spojených s uvedenými komoditami, tedy i určité minimální principy při tvorbě potřebné legislativy. Že je realita v řadě případů vydáním zákona č. 261 zcela opačná lze například ukázat na skutečnosti, že zákon v částech 45–47 neobsahuje jediné zmocnění pro vydání prováděcích právních předpisů (vyhlášek), které by mohly poměrně složité procesy popsat do daleko většího detailu, než je možné v samotném zákoně.

21.6 Stručný obsah a řešení zákonné úpravy zaváděných daní

Jak již bylo zmíněno, základní principy jsou pro všechny tři daně v zásadě shodné:

- Plátcem daně je:
 - ve většině případů dodavatel dané komodity,
 - fyzická nebo právnická osoba, která použila komodu osvobozenou od daně k jiným účelům, než na které se osvobození vztahuje,
 - fyzická nebo právnická osoba, která spotřebovala nezdaněnou komodu s výjimkou komodity osvobozené od daně,
 - v případě elektřiny a plynu provozovatelé příslušných soustav a
 - v případě plynu také fyzická nebo právnická osoba, která použila plyn zdaněný nižší sazbou daně k účelu, kterému odpovídá vyšší sazba daně.
- Poplatníkem, který není explicitně v zákoně pojmenován, je konečný spotřebitel dané komodity.
- Povinnost daň přiznat a zaplatit vzniká v návaznosti na jednotlivé skupiny plátců buď dnem dodání nebo spotřebou osvobozené nebo nezdaněné komodity, když v zásadě platí, že se ve většině případů daň platí až na konci celého obchodního řetězce s danou komoditou.

- Sazba daně je u všech třech komodit vyjádřena v Kč na energetickou jednotku, když
 - u plynu je daň při jeho využití pro výrobu tepla, stacionární motory, stavebních pracích a pohon vozidel mimo veřejné cesty 30,60 Kč/MWh spalného tepla, při ostatním využití je náběh od 0 Kč/MWh spalného tepla od roku 2011 až po 264,80 Kč/MWh spalného tepla od roku 2020,
 - u pevných paliv je daň 8,50 Kč/GJ spalného tepla v původním vzorku a
 - u elektřiny je daň 28,30 Kč/MWh.
- Uvedené daně jsou u všech třech komodit de facto obdobou spotřební daně, které svým charakterem odpovídají, z čehož vyplývá, že se zaváděné daně stávají součástí základny pro výpočet DPH.
- Pro definované způsoby použití dané komodity je možné získat osvobození, pokud spotřebitel bude držitelem povolení k osvobození dané komodity od daně, které vydává při splnění zákonných náležitostí správce daně.
- Pro účely obchodování s danou komoditou bez daně je nutné získat povolení k nabytí dané komodity bez daně, které vydává při splnění zákonných náležitostí také správce daně.
- Obsahové náležitosti daňového dokladu a dokladu o prodeji jsou pro všechny zdaňované komodity nedefinovány tak, že je možné uloženou zákonnou povinnost naplnit doplněním chybějících položek do již existujících daňových dokladů pro účely DPH.
- Jak dodavatelé, tak i ostatní plátcí daně, jsou povinni vést pro daňové účely evidence, které jsou v zásadě bilancí vyjadřující shodu objemu pořízené komodity a sumy objemů jednotlivých způsobů jejího užití (spotřeba nebo další prodej) za zdaňovací období.
- Zdaňovacím obdobím je u všech tří komodit měsíc.
- Odvod daně plátcem jejímu správci je stanoven na 25. den následující po ukončení zdaňovacího období, což je shodný termín jako pro odvod DPH a dodatečné daňové přiznání na nižší hodnotu daně je možno uplatnit u správce daně do 6 měsíců ode dne, kdy uplynula lhůta pro podání daňového přiznání za zdaňovací období.
- Správcem daně jsou sídla plátce daně místně příslušné celní úřady.
- U všech tří zdaňovaných komodit (zemní plyn, uhlí, a elektřina) jsou některé účely použití dané komodity od daně osvobozeny. Detailněji o osvobození je uvedeno v následujících podkapitolách.

21.6.1 Osvobození zemního plynu od daně

Od daně je podle § 8 části 45 zákona č. 261 osvobozen plyn určený k použití, nabízený k prodeji, nebo použitý:

- pro výrobu tepla v domácnostech a v domovních kotelnách uvedený pod kódem nomenklatury 2711 11 (zemní plyn zkapalněný) a 2711 21 (zemní plyn v plynném stavu),
- k výrobě elektřiny,

- pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby elektřiny a tepla dodáváno domácnostem,
- jako pohonná hmota pro plavby po vodách na daňovém území; toto osvobození se netýká plynu použitého jako pohonná hmota pro soukromá rekreační plavidla vymezená v zákoně o spotřebních daních,
- v metalurgických procesech,
- k mineralogickým postupům, nebo
- k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo.

Od daně je dále osvobozen plyn, který se v okamžiku vstupu na daňové území nachází v běžných nádržích motorových dopravních prostředků, pracovních strojů, klimatizačních, chladírenských a jiných podobných zařízení a slouží k jejich vlastnímu pohonu a provozu. Běžnou nádrží se pro účely této části rozumí nádrž, která umožňuje přímé použití plynu.

Od daně je také osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu a výrobků, které jsou předmětem daně z minerálních olejů a daně z pevných paliv v prostorách podniku, ve kterém byl tento plyn vyroben. Toto osvobození od daně se však nevztahuje na spotřebu plynu pro účely nesouvisející s výrobou nebo zpracováním uvedených výrobků, zejména pak pro pohon vozidel.

Nabytý plyn osvobozený od daně podle písmen b) až g) výše jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Plyn nabytý prostřednictvím plynárenského zařízení je podle písmen b) až g) výše osvobozen pouze tehdy, pokud je odebrán prostřednictvím plynárenského zařízení do odběrného místa vybaveného měřidlem, jehož typ a výrobní číslo je uvedeno v povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Od daně je osvobozen plyn maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. Celní úřad je oprávněn posoudit, zda vzniklé ztráty plynu odpovídají charakteru činnosti plátce daně a obvyklé výši ztrát jiných plátců daně při stejné nebo obdobné činnosti, a o zjištěný rozdíl upravit základ daně.

21.6.2 Osvobození elektřiny od daně

Od daně je podle § 8 části 47 zákona č. 261 osvobozena elektřina

- ekologicky šetrná,
- vyrobená v dopravních prostředcích, pokud je tam spotřebována,
- vyrobená ze zdaněných výrobků, které jsou předmětem daně ze zemního plynu, daně z pevných paliv nebo spotřební daně, v zařízeních se jmenovitým elektrickým výkonem do 2 MW, pokud je taková elektřina spotřebována přímo nebo je dodávána prostřednictvím vedení, kterým je dodávána výhradně taková elektřina.

Od daně je podle § 8 části 47 zákona č. 261 osvobozena také elektřina určená k použití nebo použita

- k technologickým účelům nezbytným pro výrobu elektřiny nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla,
- k technologickým účelům nezbytným k udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla,
- ke krytí ztrát v přenosové nebo distribuční soustavě,
- při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové,
- při elektrolytických nebo metalurgických procesech, nebo
- k mineralogickým postupům.

Nabýt elektřinu osvobozenou od daně podle druhého odstavce této podkapitoly jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně.

Je-li elektřina uvedená v druhém odstavci této podkapitoly odebírána konečným spotřebitelem od dodavatele, je taková elektřina osvobozena od daně pouze tehdy, pokud byla odebrána do odběrného místa určeného pro odběr elektřiny osvobozené od daně, jehož registrační číslo je uvedeno v povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně.

21.6.3 Osvobození pevných paliv (uhlí) od daně

Od daně jsou podle § 8 části 46 zákona č. 261 osvobozena pevná paliva určená k použití, nabízená k prodeji nebo použita

- k výrobě elektřiny,
- pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby elektřiny a tepla dodáváno domácnostem,
- jako pohonná hmota nebo palivo pro plavby po vodách na daňovém území. Toto osvobození se netýká pevných paliv používaných pro soukromá rekreační plavidla vymezená v zákoně o spotřebních daních,
- v chemických redukčních procesech ve vysokých pecích,
- v metalurgických procesech,
- k mineralogickým postupům,
- k výrobě koksu,
- k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo, nebo
- k technologickým účelům v podniku, ve kterém byla pevná paliva vyrobena.

Nabýt pevná paliva osvobozená od daně podle odstavce výše jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí pevných paliv osvobozených od daně.

Od daně jsou dále osvobozena pevná paliva maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. Celní úřad je oprávněn posoudit, zda vzniklé ztráty pevných paliv odpovídají charakteru činnosti plátce daně a obvyklé výši ztrát jiných plátců daně při stejné nebo obdobné činnosti, a o zjištěný rozdíl upravit základ daně.

21.7 Nejasnosti a problémy při aplikaci zákonné úpravy daní v praxi

Uvedené daně a především způsob, jakým jsou upraveny zákonem č. 261 všechny náležitosti s těmito daněmi související, jednak evokují řadu nejasných a nezodpovězených otázek a celou řadu praktických problémů při implementaci uvedeného zákona do praxe. Aby se ta řada nejasných a nezodpovězených otázek a celá řada praktických problémů při implementaci uvedeného zákona do praxe vyřešila, tak generální ředitelství cel zpracovalo svůj interní předpis (vnitřní pokyn), vydalo a celý, v plném znění, jej zveřejnilo na svých webových stránkách na adrese http://www.cs.mfcr.cz/CmsGrc/Obchod-se-zbozím/Eko_dane/VP_EKO.htm. Zmíněný předpis, ku prospěchu věci a praktické implementaci příslušných částí zákona č. 261, skutečně řadu nejasností a problémů uvádí do praktičtější logiky. V následujících řádcích je uveden výklad k těm nejméně jasným problémům implementace příslušných částí zákona č. 261.

21.7.1 Obecně ke všem komoditám

Plátcem daně je i dodavatel, který nakoupil energetické produkty v zahraničí a dodal je na daňovém území konečnému spotřebiteli.

Plátcem daně je také dodavatel, kterému zaniklo nebo bylo zrušeno povolení k nabytí energetických produktů bez daně, a který má v držení zásoby energetických produktů, které nabyl jako dodavatel. Zánikem nebo zrušením povolení k nabytí energetických produktů bez daně se dodavatel stává konečným spotřebitelem a vzniká mu povinnost daň přiznat a zaplatit dle § 5 odst. 1 písm. a) části 45, 46 a 47 zákona č. 261.

Plátcem daně je i dodavatel, který podle přechodných ustanovení dodal na daňovém území energetické produkty konečnému spotřebiteli, který sice podal návrh na vydání povolení do 15. 1. 2008, ale návrh byl zamítnut. Vznik povinnosti daň přiznat a zaplatit v těchto případech vznikla dodavateli dnem dodání konečnému spotřebiteli.

Dnem dodání den odečtu z měřicího zařízení, popřípadě den zjištění skutečné spotřeby elektřiny. V den odečtu zpravidla nebude hned známo množství dodané elektřiny, teprve v den porovnání předchozího stavu elektroměru nebo plynoměru se stavem zjištěným v den odečtu (při výpočtu) dojde ke zjištění skutečné spotřeby.

Spotřebované množství například elektřiny nebo plynu osvobozených pro jiné účely, u které vznikla povinnost daň přiznat a zaplatit lze prokázat například měřením podružným nebo jiným měřidlem nebo odborným odhadem (například výpočtem dle příkonu zapojených spotřebičů a jejich průměrného využití).

VLIV EXISTENCE/NEEXISTENCE POVOLENÍ V DEN DODÁNÍ ENERGETICKÝCH PRODUKTŮ NA JEJICH ZDANĚNÍ. Část 47 zákona č. 261 v případě daně z elektřiny definuje den dodání jako den odečtu z měřicího zařízení, popřípadě den zjištění skutečné spotřeby elektřiny (viz § 2 odst. 2 písm. b) části 47 zákona

č. 261). V tento den je dodáno a z hlediska části 47 zákona č. 261 se jedná o den rozhodný jak pro vznik povinnosti daň přiznat a zaplatit, tak i pro uplatnění oprávnění k nabytí elektřiny osvobozené od daně nebo elektřiny bez daně. Pro dodavatele elektřiny je tedy rozhodující, zda konečný spotřebitel nebo odebírající dodavatel jsou v den dodání držiteli příslušných povolení. Držitelům příslušných povolení dodavatel dodá veškerou elektřinu za celé fakturační období od daně osvobozenou nebo bez daně. Pokud držiteli povolení během fakturačního cyklu povolení zanikne nebo mu jej celní úřad zruší, dodavatel v den dodání dodá veškerou elektřinu zdaněnou bez ohledu na to, jak dlouho byl v průběhu fakturačního období dotčený subjekt držitelem příslušných povolení. Zde uvedené pro elektřinu platí i pro dodání plynu potrubím.

DAŇOVÝ DOKLAD A DOKLAD O PRODEJI. Dodavatel je povinen vystavit daňový doklad, resp. doklad o prodeji do 15 dnů ode dne dodání. Za dodávky energetických produktů uskutečněné v určitém období, které nesmí být delší než 15 dnů, lze vystavit konečnému spotřebiteli jeden daňový doklad, resp. dodavateli jeden doklad o prodeji. Na daňovém dokladu, resp. dokladu o prodeji, musí být uvedeny veškeré náležitosti tak, jak jsou stanoveny v § 17 části 45, 46 a 47 zákona č. 261, a to podle jednotlivých dnů dodání.

DAŇOVÉ PŘIZNÁNÍ NA ZJIŠTĚNÝ ROZDÍL, DOBROPIS A VRUBOPIS. Pokud dodavatel chybně provedl původní odečet, resp. chybně zjistil skutečnou spotřebu plynu nebo elektřiny, vystaví do 15 dnů daňový doklad na zjištěný množství rozdílu a podá daňové přiznání, protože den zjištění množství rozdílu se považuje za den jeho dodání. Pokud rozdílu vznikl před nabytím účinnosti zákona, ale ke zjištění rozdílu došlo po nabytí účinnosti zákona, použijí se přiměřeně ustanovení § 30 odst. 3 části 45 a 47 zákona č. 261.

V případě, že dodavatel zjistí, že základ daně byl v daňovém dokladu uveden chybně z důvodu chyby v psaní či počítání (například u plynu v lahvích, pevných paliv), lze provést opravu původního daňového dokladu dobropisem nebo vrubopisem. Daňová povinnost bude vypořádána podáním dodatečného daňového přiznání na vyšší nebo nižší daň.

V případě zjištění vyšší daňové povinnosti je dodavatel povinen předložit dodatečné daňové přiznání na daň vyšší do konce měsíce následujícího po tomto zjištění.

V případě zjištění nižší daňové povinnosti může být dodatečné daňové přiznání podáno ve lhůtě 6 měsíců za podmínek uvedených v § 26 odst. 3 části 45 a 47 zákona č. 261 nebo § 25 odst. 3 části 46 zákona č. 261.

PORUŠENÍ POVINNOSTI OZNÁMIT ZMĚNY. Pokud držitel povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně neoznámí podle § 11 odst. 1 části 45, 46 a 47 zákona č. 261 změny do 15 dnů ode dne jejich vzniku, může mu celní úřad uložit i opakovaně pořádkovou pokutu za nesplnění povinnosti nepeněžité povahy.

UVÁDĚNÍ ÚČELU POUŽITÍ DO DAŇOVÝCH DOKLADŮ. V souladu s § 17 odst. 3 části 45, 46 a 47 zákona č. 261 je dodavatel povinen při dodávkách konečnému spotřebiteli, který je držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně, vystavit daňový doklad s uvedením, že se jedná o produkt osvobozený od daně a s odkazem na příslušné ustanovení části 45, 46 a 47 zákona č. 261, podle něhož jsou dodávané produkty osvobozeny od daně. Povinnost uvést na daňovém dokladu tento údaj splní dodavatel tím, že uvede například „osvobozeno podle ustanovení § 8 odst. 1 příslušné části 45, 46 a 47 zákona č. 261“.

Osvobození pevných paliv nebo plynu pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla je možné podle § 8 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. b) části 46 zákona č. 261. Podle těchto ustanovení lze osvobodit všechny plyn a pevná paliva použitá pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního

předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby dodáváno domácnostem. Aby mohlo být osvobození uplatněno, musí být splněny následující podmínky:

- generátor pro kombinovanou výrobu tepla a elektřiny (výrobní zařízení, soustrojí),
- minimální účinnost, tj. efektivnost energetických procesů, vyjádřená poměrem mezi úhrnnými energetickými výstupy a vstupy téhož procesu, vyjádřená v procentech, stanovená podle § 32 energetického zákona,
- teplo je dodáno více než jedné domácnosti.

Pokud je teplo fyzicky dodáváno domácnostem přes obchodníka, bytové družstvo nebo jinou právnickou osobu, musí být smluvně zaručeno, nebo jinak prokázáno, že teplo je skutečně fyzicky dodáno domácnostem.

Minimální stanovenou účinnost kombinované výroby elektřiny a tepla lze prokázat například Osvědčením o původu elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla, které vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu (v souladu s § 32 odst. 7 energetického zákona, přičemž splnění minimální stanovené účinnosti je podmínkou vydání osvědčení). Na základě tohoto osvědčení lze považovat KVET za splňující podmínku minimální účinnosti bez ohledu na případné odstavky ve výrobě.

Osvobození pevných paliv nebo plynu pro výrobu elektřiny je umožněno podle § 8 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. a) části 46 zákona č. 261. Pokud konečný spotřebitel nesplňuje podmínky osvobození pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla podle § 8 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. b) části 46 zákona č. 261, může uplatnit osvobození u energetických produktů použitých pro výrobu elektřiny, tj. z té části energetických produktů, které byly použity k výrobě elektřiny v generátorech pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.

Osvobození plynu, resp. pevných paliv určených k použití, nabízených k prodeji nebo použitých k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo podle § 8 odst. 1 písm. g) části 45 zákona č. 261, resp. § 8 odst. 1 písm. h) části 46 zákona č. 261) se vztahuje na plyn a pevná paliva používaná například při chemických reakcích, při nichž se uvolňuje teplo jako sekundární efekt. Naopak se nevztahuje například na spalovny nebezpečného odpadu a spalovny odpadu obecně, byť by se jednalo o spalovny označované jako ekologické, na krematoria, sušárny, sušičky, jídelny, pekárny, cukrárny, atd.

ZDANĚNÍ ELEKTŘINY/PLYNU UŽITÉ V PRŮBĚHU FAKTURAČNÍHO OBDOBÍ PRO NEOSVOBOZENÉ ÚČELY. Ke dni dodání (den odečtu, resp. den zjištění) fakturuje dodavatel odběrateli celkové množství osvobozené elektřiny a plynu, které byly odběratelem (konečným spotřebitelem) odebrány za celé fakturační období. Byla-li takto odebraná osvobozená elektřina a plyn v průběhu fakturačního období užity odběratelem (konečným spotřebitelem) pro neosvobozené účely, je povinen sám tuto elektřinu a plyn zdanit podle § 5 odst. 1 písm. b) částí 45 a 47 zákona č. 261. Celkové množství elektřiny a plynu, které bylo v průběhu jednoho fakturačního období užito pro neosvobozený účel, přizná odběratel (konečný spotřebitel) ve svém daňovém přiznání.

Dnem spotřeby elektřiny a plynu osvobozené od daně je den zjištění skutečné spotřeby elektřiny a plynu podle § 2 odst. 2 písm. b) částí 45 a 47 zákona č. 261. Z uvedeného vyplývá, že den spotřeby u konečného spotřebitele (odběratele) bude totožný se dnem dodání u dodavatele. Den dodání dodavatel povinně uvádí na vystaveném daňovém dokladu (faktuře). Daňové přiznání za elektřinu a plyn použité v průběhu celého fakturačního období pro neosvobozený účel konečný

spotřebitel podá a daň zaplatí do 25. dne měsíce následujícího po dni dodání, tj. Zjištění skutečné spotřeby.

DODÁNÍ ENERGETICKÝCH PRODUKTŮ OSVOBOZENÝCH OD DANĚ. Pro uplatnění osvobození na straně dodavatele je rozhodující, zda v den dodání (§ 2 odst. 2 písm. b) části 45 zákona č. 261, § 2 odst. 2 písm. b) části 46 zákona č. 261 a § 2 odst. 2 písm. b) části 47 zákona č. 261) je nabyvatel držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně. Pokud je nabyvatel držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně, je celý objem dodaného (fakturovaného) energetického produktu fakturován jako osvobozený od daně. Za držitele povolení od počátku roku 2008 se podle § 30 odst. 2 části 45 zákona č. 261, § 29 odst. 2 části 46 zákona č. 261 a § 30 odst. 2 části 45 zákona č. 261 považuje i navrhovatel, který podal návrh na vydání povolení nejpozději do 15. ledna 2008, bylo-li návrhu vyhověno. Obě podmínky tedy musí být splněny kumulativně.

Dodavatel nabývá nezdaněné energetické produkty na základě povolení k nabytí energetických produktů bez daně. Nabývá-li energetické produkty pouze výrobou, je dodavatelem, který nemusí být držitelem povolení. Nabýt zdaněný energetický produkt (pro který je držitelem povolení k nabytí bez daně) může pouze dodáním od fyzické nebo právnické osoby, která sama tento energetický produkt nabyla již zdaněný (§ 5 odst. 2 části 45, 46 a 47 zákona č. 261).

Dodání osvobozené elektřiny další právnické nebo fyzické osobě (lze aplikovat i na plyn a pevná paliva). Pokud je subjekt držitelem licence na obchod s elektřinou, ovšem obchod s nabytou elektřinou tvoří méně jak 50 % dodávek elektřiny, celní úřad povolení k nabytí elektřiny bez daně zruší, protože tento subjekt nemůže být dodavatelem s povolením k nabytí elektřiny bez daně, což vyplývá z § 15 odst. 2 písm. b) části 47 zákona č. 261. Poté má talový obchodník postavení konečného spotřebitele.

Bude-li tento subjekt jako konečný spotřebitel držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně a část osvobozené elektřiny dodá jiné fyzické nebo právnické osobě, pak v souladu s § 5 odst. 2 části 47 zákona č. 261 mu nevzniká povinnost daň přiznat a zaplatit, ani se nestává dodavatelem ve smyslu části 47 zákona č. 261. Osoba nabyvatele osvobozené elektřiny však v těchto případech musí být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně podle § 8 odst. 3 části 47 zákona č. 261 stejně jako subjekt, který osvobozenou elektřinu této osobě dodává. Pokud nový nabyvatel spotřebuje osvobozenou elektřinu pro neosvobozený účel, pak tomuto novému nabyvateli osvobozené elektřiny vznikne podle § 5 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261 povinnost daň přiznat a zaplatit.

Je-li osvobozená elektřina ve výše uvedených případech dodávána od jednoho konečného spotřebitele, držitele povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně druhému, musí i tento druhý konečný spotřebitel být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně v souladu s ustanovením § 8 odst. 3 části 47 zákona č. 261. Vzhledem k tomu, že tento druhý konečný spotřebitel je ve většině případů v nájmu prvního konečného spotřebitele, nemůže do návrhu uvést registrační číslo odběrného místa ve smyslu § 9 odst. 2 písm. c) části 47 zákona č. 261, protože sám vlastní registrační číslo nemá a nenakupuje přímo od dodavatele. V těchto případech podá celnímu úřadu návrh na vydání povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně podle zákonem stanovených náležitostí, ovšem bez uvedení registračního čísla. V povolení vydaném celním úřadem nebude uváděno registrační číslo odběrného místa, neboť takový údaj je nezbytný pouze, je-li elektřina odebírána konečným spotřebitelem od dodavatele podle § 8 odst. 4 části 47 zákona č. 261.

NEOPRÁVNĚNÉ ODBĚRY ELEKTŘINY A PLYNU. Jak u elektřiny, tak i u plynu vzniká, v souladu s ustanovením § 5 odst. 1 písm. a) části 45 zákona č. 261 a § 5 odst. 1 písm. a) části 47 zákona č. 261, po-

vinnost daň přiznat a zaplatit dnem dodání elektřiny nebo plynu na daňovém území konečnému spotřebiteli, tedy i subjektu, který odebral nezdaněnou elektřinu nebo plyn. Při neoprávněném odběru elektřiny a plynu dochází k odběru z distribuční soustavy provozované subjektem, který nemusí být totožný s držitelem licence na obchod s elektřinou nebo na obchod s plynem. Neoprávněný odběr je však, v souladu s ustanovením například § 51 odst. 1 písm. a), d) až h) energetického zákona nebo § 74 odst. 1 a), c) až f) energetického zákona, nutné považovat za dodání bez ohledu na to, zda byla nebo nebyla uzavřena smlouva nebo bylo odebráno v rozporu s uzavřenou smlouvou.

Dnem dodání je den zjištění skutečné spotřeby elektřiny nebo plynu, v případě neoprávněných odběrů tedy den zjištění množství neoprávněně odebrané elektřiny nebo plynu. Množství neoprávněně odebrané elektřiny se stanoví v souladu s ustanoveními § 13 a § 14 vyhlášky č. 51/2006 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, množství neoprávněně odebraného plynu se stanoví v souladu s ustanovením § 8 vyhlášky č. 251/2001 Sb., kterou se stanoví Pravidla provozu přepravní soustavy a distribučních soustav v plynárenství.

Plátcem daně je v souladu s ustanoveními § 3 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 a § 3 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, který ale není v těchto případech dodavatelem a nemusí proto plnit ustanovení části 45 a 46 zákona č. 261 vztahující se na dodavatele (například ustanovení o povinných náležitostech daňového dokladu).

Metalurgické procesy zahrnují procesy bezprostředně související s:

- veškerým tepelným zpracováním rud (železná ruda, manganová ruda, bauxit, atd.) a jejich koncentrátů (surové železo a litiny železa a oceli, mangan, hliník, atd.) jako výstupního produktu z této činnosti a
- veškerou výrobou a zpracováním kovů, včetně výroby hutních a kovodělných výrobků tak, jak je uvedeno v klasifikaci NACE pod kódem (subsekcí) DJ 27 „výroba základních kovů, hutních a kovodělných výrobků“.

Mineralogické postupy zahrnují postupy bezprostředně související s výrobou produktů tak, jak jsou uvedeny v klasifikaci NACE pod kódem (subsekcí) DI 26 „výroba ostatních nekovových minerálních výrobků“.

Operátor trhu, dodává-li elektřinu nebo plyn konečnému spotřebiteli, který má více odběrných míst, ale jen pro některá je držitelem povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozené od daně, musí pro účely možného osvobození konečný spotřebitel OTE prokázat množství elektřiny nebo plynu dodané OTE do odběrného místa, které má pro účely osvobození uvedeno v povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozených od daně. V případě, že se prokáže, že takto deklarované množství neodpovídá skutečnosti, je povinen daň přiznat a zaplatit konečný spotřebitel.

Z deklarovaného množství vychází OTE i při zúčtování odchylek a dodání elektřiny nebo plynu prostřednictvím OTE organizovaných trhů konečnému spotřebiteli, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozených od daně.

21.7.2 K zemnímu plynu

Výrobou plynu podle ustanovení § 2 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261 se rozumí jakákoliv výroba plynů i vtláčení plynu do podzemního zásobníku nebo těžba. Těžbou se rozumí i vytlačení plynu z podzemního zásobníku plynu.

Konečným spotřebitelem plynu jsou podle § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 všechny osoby, které nejsou držiteli povolení k nabytí plynu bez daně. Konečným spotřebitelem není v souladu s § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatel podzemního zásobníku plynu, byť tyto osoby nakládají s nezdaněným plynem a nemají povinnost být držiteli povolení k nabytí plynu bez daně.

Spotřebované množství plynu osvobozeného od daně, u kterého vznikla povinnost daň přiznat a zaplatit lze prokázat například měřením podružným nebo jiným měřidlem nebo odborným odhadem (například výpočtem dle příkonu zapojených spotřebičů a jejich průměrného využití).

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, nabývá veškerý dodavatelem dodaný plyn do odběrného místa, pro které mu bylo povolení vydáno, osvobozený od daně. Pokud tomuto konečnému spotřebiteli nevznikne povinnost daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261, nemá povinnost se registrovat (§ 3 odst. 2 části 45 zákona č. 261). Registrační povinnost nastane pouze v případě vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261, tj. dnem spotřeby plynu osvobozeného od daně podle § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261 k jiným účelům, než na které se osvobození od daně vztahuje.

Povinnost daň přiznat a zaplatit nevzniká, pokud konečný spotřebitel dodal osvobozený plyn jinému konečnému spotřebiteli (§ 5 odst. 2 části 45 zákona č. 261), který nemá vlastní odběrné místo vybavené měřicím zařízením.

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, zároveň může nabývat plyn zdaněný, ovšem pouze do odběrného místa, či odběrných míst, pro která mu povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně vydáno nebylo. Fyzická nebo právnická osoba (konečný zákazník) může mít i více odběrných míst. Součástí jednoho odběrného místa může být více měřicích zařízení.

Dodavatel, který je držitelem povolení k nabytí plynu bez daně, musí být současně konečným spotřebitelem s povolením k nabytí plynu osvobozeného od daně, pokud alespoň část plynu spotřebovává k účelu, který je uveden v § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261.

Vysvětlení pojmů nutných pro posuzování nároku na osvobození plynu od daně:

- **Domácnost** se rozumí pro účely posouzení nároku na osvobození plynu od daně konečný zákazník, který neodebírá plyn pro jiné účely než pro svou vlastní spotřebu v domácnosti. Dodat takto osvobozený plyn lze pouze konečnému spotřebiteli, který ve smluvním vztahu s dodavatelem plynu vystupuje jako fyzická nepodnikající osoba, která dodavateli pro účely dodávky neposkytla IČ nebo DIČ, přestože by konečnému spotřebiteli mohlo být IČ nebo DIČ přiděleno. V individuálních případech může dodavatel dodat plyn osvobozený od daně podle § 8 odst. 1 písm. a) části 45 zákona č. 261 i například společenství vlastníků nebo bytovému družstvu, provozovatelům chráněných bytů, pokud je plyn jejich prostřednictvím dodán přímo pro výrobu tepla v domácnosti. Odběratel je povinen nárok na osvobození od daně dodavateli prokázat.
- **Domovní kotelna** je decentralizovaný zdroj umístěný v bytovém domě, ve kterém více než polovina podlahové plochy odpovídá požadavkům na trvalé bydlení a je k tomuto účelu určena. Domovní kotelna může dodávat teplo i do jiných bytových domů, pokud v každém z vytápěných bytových domů více než polovina podlahové plochy odpovídá požadavkům na trvalé bydlení a je k tomuto účelu určena. Jedná se o stavby, u nichž je předpoklad kontinuálního, dlouhodobého bydlení, nikoliv přechodného rázu.

Aby byla splněna podmínka umístění kotelny v bytovém domě, musí se jednat skutečně o původní jednu stavbu (bytový dům) jako celek (bytová část + kotelna) nebo o přístavbu, ve smyslu § 2 odst. 5 písm. b) zákona č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon), ve znění pozdějších předpisů, kterou se stavba půdorysně rozšiřuje a která je vzájemně provozně propojena s dosavadní stavbou, a na kterou bylo vydáno rozhodnutí o změně stavby. V jednotlivých případech bude zřejmě nutné při posouzení „umístění v bytovém domě“ vycházet ze stavebně technické dokumentace, kolaudačního rozhodnutí a příp. rozhodnutí o změně stavby.

Za bytový dům, ve kterém podlahová plocha odpovídá požadavkům trvalého bydlení a je tomuto účelu určená, lze považovat (kromě bytových domů určených k běžnému bydlení) také

- domov pro osoby se zdravotním postižením, domov pro seniory, chráněné bydlení a dům na půl cesty, jak jsou vymezeny v zákoně č. 108/2006 Sb., o sociálních službách;
- dětský domov, dětský domov se školou a výchovný ústav, jak jsou vymezeny v zákoně č. 109/2002 Sb., o výkonu ústavní výchovy nebo ochranné výchovy ve školských zařízeních a o preventivně výchovné péči ve školských zařízeních a o změně dalších zákonů;
- kojenecký ústav a dětský domov pro děti do tří let věku, jak jsou vymezeny v zákoně č. 20/1966 Sb., o péči o zdraví lidu;
- zařízení pro výkon pěstounské péče poskytující péči podle zákona o sociálně-právní ochraně dětí, jak jsou vymezeny v zákoně č. 359/1999 Sb., o sociálně-právní ochraně dětí;
- sociální lůžková zařízení hospicového typu, jak jsou vymezeny v zákoně č. 48/1997 Sb., o veřejném zdravotním pojištění;
- kláštery a obdobné církevní budovy sloužící pro trvalé bydlení.

Za domovní kotelnu se nepovažuje zdroj tepla, který neslouží k vytápění alespoň jedné domácnosti. Současně nelze za domovní kotelnu považovat kotelny využívané pro věznice, psychiatrické léčebny, léčebny dlouhodobě nemocných, nemocnice, ubytovny, hotely, koleje, internáty atp.

Pokud je zemní plyn použit k výrobě tepla v domovních prádelnách, bez ohledu na to, zda se jedná o bytový dům nebo o ubytovnu (není tedy použit pro vytápění domácnosti), nelze osvobození od daně ze zemního plynu aplikovat

Osvobození plynu maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. Určitým vodítkem správci daně při posuzování jejich přiměřenosti může být povolená výše ztrát ERÚ pro stanovení regulované ceny za přepravu nebo distribuci plynu.

PROVOZOVÁNÍ PODZEMNÍHO ZÁSOBNÍKU PLYNU. Pokud osoba nabývá plyn bez daně výrobou a tato osoba hodlá vyrobený plyn prodat další osobě, vztahuje se na ní stejně, jako na osobu dodavatele-obchodníka, zákaz stanovený v § 16 části 45 zákona č. 261, tj. Zákaz dodání plynu bez daně, resp. Osvobozeného od daně osobě bez povolení k nákupu plynu bez daně, resp. Zákaz dodat plyn osobě bez povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně. Proto i subjekt provozující pod-

zemní zásobník musí mít povolení k nabytí plynu bez daně, pokud nenabývá plyn vlastní těžbou, ale nabývá plyn od jiného subjektu, který tento plyn těží.

Výrobou plynu se rozumí i vtláčení plynu do podzemního zásobníku plynu (viz § 2 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261). Podle § 8 odst. 4 části 45 zákona č. 261 může tedy být osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu a výrobků, které jsou předmětem daně z minerálních olejů a daně z pevných paliv, v prostorách podniku, kde byl plyn vyroben. Jelikož v průběhu výroby (vtláčení plynu do podzemního zásobníku plynu) je vyráběný plyn zároveň při této výrobě používán, lze plyn spotřebovaný při vtláčení a těžbě plynu z podzemního zásobníku plynu osvobodit.

Subjekt nemusí být držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, protože zákaz dodání plynu osvobozeného od daně osobám, které nejsou držiteli povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, se vztahuje jen (podle § 16 odst. 1 části 45 zákona č. 261) na dodání plynu osvobozeného od daně podle § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261.

Osvobození je možno dále aplikovat na technicky zdůvodněné skutečné ztráty (viz § 8 odst. 5 části 45 zákona č. 261) vzniklé při skladování plynu v podzemním zásobníku. Zemní plyn spotřebovaný na zajištění teplotních podmínek pro techniku a personál je však podle § 4 písm. b) části 45 zákona č. 261 předmětem daně jako zemní plyn používaný pro výrobu tepla bez ohledu na způsob spotřeby tepla.

Pro skladování plynu probíhající na základě smlouvy, podle které ukladatel (vlastník plynu) předává plyn skladovateli k uskladnění s tím, že plyn bude skladován v zásobníku nebo zásobnících plynu spolu s jiným plynem, případně že může být také mezi těmito zásobníky skladovatelem realokován podle jeho potřeb, platí následující:

- Při skladování plynu jako druhově určeného zboží v zásobníku plynu dochází k smísení ukládaného plynu s plynem, který je již umístěn v zásobníku, což znemožňuje navrácení konkrétního plynu, který byl naskladněn, a tak musí ukladatel v daném smluvním rámci souhlasit také s tím, že mu nebude vydán plyn předaný k uskladnění, ale jiný plyn stejného druhu, množství a stejné kvality.
- Obecně se v případech skladování zboží jedná o komplexní systém právních úkonů a jednání, v němž by jedno bez druhého ztrácelo nejen smysl, ale i hospodářský význam. Po naskladnění plynu do skladu (zásobníku) s hodnotou této věci dále disponuje ukladatel, o čemž svědčí, že stále se vůči ní chová jako její majitel, hospodářsky s ní nadále počítá, nebo ji může případně i postoupit další osobě. Je to také právě ukladatel, kdo může jako jediný dát pokyn k vyskladnění a hodnotu skladované věci následně hospodářsky uplatnit, ať již spotřebováním, dalším prodejem apod. Předání plynu do skladování zde primárně směřuje k jeho smísení, a tudíž k zániku jeho právní samostatnosti (vedlejší efekt tohoto typu skladování), nikoliv k jeho dodání, neboť účelem uvedeného právního vztahu (a úmyslem žádné ze smluvních stran) není dodání plynu skladovateli, ale jeho skladování pro ukladatele. Naskladnění a vyskladnění plynu určeného pro skladování tedy není možno považovat za dodání plynu.
- Z výše uvedeného vyplývá, že z titulu pouhého skladování zemního plynu na daňovém území ČR, ani při jeho realokaci v rámci zásobníků plynu, nedochází mezi jeho ukladatelem a skladovatelem k dodání plynu ve smyslu části 45 zákona č. 261, a pokud skladovatel zemní plyn vydá zpět ukladateli (v množství a kvalitě plynu předaného k uskladnění), nevznikne podle § 5 části 45 zákona č. 261 skladováním předmětného zemního plynu ani jednomu z nich povinnost daň z plynu přiznat a zaplatit.

- Skladovatel zemního plynu však musí být při případné kontrole schopen prokázat z jím vedených evidencí skutečnosti rozhodné pro vznik povinnosti daň z plynu přiznat a zaplatit (podle části 45 zákona č. 261) v souvislosti s nakládáním se skladovaným plynem.

BIOPLYN VYRÁBĚNÝ V ČOV A ZÁKON O DANI Z PLYNU. Pod číslo kombinované nomenklatury 2711 29 spadá i tzv. bioplyn s obsahem metanu 50 % a více, který je vyráběn v ČOV (čistírna odpadních vod).

Podle § 4 odst. b) části 45 zákona č. 261 je předmětem daně plyn uvedený pod kódy nomenklatury 2711 29 určený k použití, nabízený k prodeji nebo používaný pro výrobu tepla bez ohledu na způsob spotřeby tepla. Bioplyn k výrobě tepla tedy podléhá sazbě daně ve výši 30,60 Kč/MWh spalného tepla. Za výrobu tepla je nutné považovat rovněž spálení bioplynu v ČOV, při tzv. „havarijním pálení“, kdy teplo vzniklé spálením uniká do ovzduší, aniž by bylo dále jakkoliv využito. V tomto případě platí pro zdanění bioplynu rovněž sazba daně 30,60 Kč.

Podle § 8 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 lze od daně osvobodit plyn určený k použití, nabízený k prodeji nebo použitý k výrobě elektřiny. Jelikož je ČOV výrobcem plynu, který použije sama k výrobě elektřiny, pak pro tento účel nemusí být podle § 8 odst. 2 části 45 zákona č. 261 držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Podle § 8 odst. 4 části 45 zákona č. 261 je od daně osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu v prostorách podniku, ve kterém byl tento plyn vyroben. Toto osvobození od daně se však nevztahuje na spotřebu plynu pro účely nesouvisející s výrobou nebo zpracováním plynu, zejména pak pro pohon vozidel. Osvobození se tedy nevztahuje na administrativní a sociální zázemí, včetně správy a vedení ČOV. Naopak zahrnuje použití plynu pro provozní kancelář, která je nezbytnou součástí provozu ČOV.

OSVOBOZENÍ BIOPLYNU (URČENÉHO PRO POHON MOTORŮ) OD DANĚ Z PLYNU. Bioplyn (plyn vzniklý při anaerobní digesci organických materiálů) zařazený do kombinované nomenklatury 2711 29 určený k použití, nabízený k prodeji nebo používaný pro pohon motorů je předmětem daně z plynu podle § 4 části 45 zákona č. 261. Současně je ale osvobozen od daně z plynu podle ustanovení § 8 odst. 7 části 45 zákona č. 261. Podle tohoto ustanovení lze od daně z plynu osvobodit bioplyn použitý pro pohon jakéhokoliv motoru, tzn. nejen pro pohon motorů motorových dopravních prostředků, ale také pro pohon stacionárních motorů vč. Spalovacích motorů kogeneračních jednotek.

Zemní plyn použitý za účelem zvýšení koncentrace metanu, který je jímán z uhelných dolů, může být osvobozen podle ustanovení § 8 odst. 1 písm. g) části 45 zákona č. 261. Smísením zemního plynu a metanu z uhelných dolů vznikne nový plyn, který bude předmětem daně podle § 4 části 45 zákona č. 261 a nakládání s tímto novým plynem podléhá části 45 zákona č. 261.

21.7.3 K elektřině

Konečným spotřebitelem elektřiny jsou podle § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 všechny osoby, které nejsou držiteli povolení k nabytí elektřiny bez daně. Konečným spotřebitelem není v souladu s § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, provozovatel přenosové soustavy, byť tyto osoby nakládají s elektřinou a nemají povolení k nabytí elektřiny bez daně. Konečný spotřebitel, který nabývá elektřinu pro účely uvedené v ustanovení § 8 odst. 2 části 45 zákona č. 261 (osvobození ke stanovenému účelu použití) jinak než výrobou, musí být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně. Povolení k nabytí elektřiny

osvobozené od daně je vydáváno i provozovateli distribuční soustavy a provozovateli přenosové soustavy.

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně, nabývá veškerou dodávanou elektřinu do odběrného místa, pro které mu bylo povolení vydáno, osvobozenou od daně. Pokud tomuto konečnému spotřebiteli nevznikne povinnost daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261, nemá tato osoba postavení plátce daně s povinností se registrovat (§ 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261). Registrační povinnost nastane pouze v případě vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1, písm. b) části 47 zákona č. 261, tj. dnem spotřeby elektřiny osvobozené od daně podle § 8 odst. 2 části 47 zákona č. 261 k jiným účelům, než na které se osvobození od daně vztahuje.

Povinnost daň přiznat a zaplatit nevzniká, pokud konečný spotřebitel dodal osvobozenou elektřinu jinému konečnému spotřebiteli (§ 5 odst. 2 části 47 zákona č. 261), který nemá vlastní odběrné místo s registračním číslem.

Zároveň může tentýž konečný spotřebitel nabývat elektřinu zdaněnou, ovšem pouze do odběrného místa, či odběrných míst, pro která mu povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně vydáno nebylo. Fyzická nebo právnická osoba (konečný odběratel) může mít i více odběrných míst.

Dodavatel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny bez daně, musí být současně konečným spotřebitelem s povolením k nabytí elektřiny osvobozené od daně, pokud alespoň část elektřiny spotřebovává k účelu, který je uveden v § 8 odst. 2 části 47 zákona č. 261.

Vysvětlení pojmů nutných pro posuzování nároku na osvobození elektřiny od daně:

- **VÝROBA ELEKTŘINY** je prováděna ve výrobě elektřiny (§ 23 odst. 1 písm. d) energetického zákona), kterou se ve smyslu § 2 odst. 2 písm. a) bod 29 energetického zákona rozumí energetické zařízení pro přeměnu různých forem energie na elektřinu, zahrnující technologické zařízení pro přeměnu energie, stavební část a všechna nezbytná pomocná zařízení. Nezbytnými jsou zcela zřejmě například i skladovací zařízení, dopravníky, kanceláře obsluhy energetických zařízení apod. Nepatří sem „administrativní“ kanceláře, kantýna apod.
- **K UDRŽENÍ SCHOPNOSTI VYRÁBĚT ELEKTŘINU NEBO KOMBINOVANOU VÝROBU ELEKTŘINY A TEPLA** patří například i vynaložená energie na přečerpání vody do horní nádrže u vodních přečerpávacích elektráren. Naopak sem nepatří například spotřeba elektřiny v předávacích a čerpacích stanicích (například při zajišťování dodávek a dopravy tepla z kombinovaných zdrojů).
- **VÝŠÍ ZTRÁT V PŘENOSOVÉ NEBO DISTRIBUTIVNÍ SOUSTAVĚ**, k jejichž krytí má být elektřina osvobozena od daně, je subjekt povinen prokázat. Určitým vodítkem správcem daně při posuzování jejich přiměřenosti může být povolená výše ztrát ERÚ pro stanovení regulované ceny za přenos nebo distribuci elektřiny.
- **PROVOZOVÁNÍM DRÁHY** se rozumí činnosti, kterými se zabezpečuje a obsluhuje dráha a organizuje drážní doprava (§ 2 odst. 3 zákona č. 266/1994 Sb., o drahách). Provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové nezahrnuje lyžařské vleky, lanové dráhy (ani pozemní či městské), dráhy důlní, průmyslové a přenosné. Železniční dráhy se člení na čtyři kategorie – 1. dráhy celostátní, 2. dráhy regionální, 3. dráhy, které jsou vlečkami a 4. speciální dráhy (metro).

O zařazení železniční dráhy do jedné ze čtyř kategorií a o změnách tohoto zařazení rozhoduje drážní správní úřad.

- **VLEČKA** je podle ustanovení § 3 odst. 1 písm. c) zákona č. 266/1994 Sb., o drahách, dráha, která slouží vlastní potřebě provozovatele nebo jiného podnikatele a je zaústěná do celostátní nebo regionální dráhy, nebo jiné vlečky.
- **ROZSAH OSVOBOZENÍ PRO VLASTNÍKA DRÁHY, NEBO JEJÍHO PROVOZOVATELE PŘI PROVOZOVÁNÍ DRÁHY A DRÁŽNÍ DOPRAVY** pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové je dán zejména technickými podmínkami a požadavky, které jsou stanoveny vyhláškou č. 177/1995 Sb., kterou se vydává stavební a technický řád drah.
- **ELEKTROLYTICKÉ PROCESY.** Elektrolýza je fyzikálně-chemický jev, způsobený průchodem elektrického proudu kapalinou, při kterém dochází k chemickým změnám na elektrodách. Příklady využití elektrolýzy:
 - rozklad různých chemických látek (elektrolýza vody),
 - elektrometalurgie – výroba čistých kovů (hliník),
 - elektrolytické čištění kovů – rafinace (měď, zinek, nikl),
 - galvanické pokovování (chromování, niklování, zlacení) – pokrývání předmětů vrstvou kovu,
 - galvanoplastika – kovové obtisky předmětů, například pro výrobu odlévacích forem,
 - galvanické leptání – kovová elektroda se v některých místech pokryje nevodivou vrstvou, nepokrytá část se průchodem proudu elektrolytem vyleptá, apod.

Co lze považovat za technologické účely nezbytné k udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Výroba elektřiny je prováděna ve výrobě elektřiny (viz § 23 odst. 1 písm. d) energetického zákona), kterou se ve smyslu § 2 odst. 2 písm. a) bod 29 energetického zákona rozumí energetické zařízení pro přeměnu různých forem energie na elektřinu, zahrnující technologické zařízení pro přeměnu energie, stavební část a všechna nezbytná pomocná zařízení. Nezbytnými pomocnými zařízeními jsou zcela zřejmě například i skladovací zařízení, dopravníky, kanceláře obsluhy energetických zařízení apod. Technologickými účely se rozumí například elektřina spotřebovaná na přecherpání vody do horní nádrže vodní elektrárny, elektřina nutná na „roztočení“ vrtule větrné elektrárny apod.

Nepatří sem ale „administrativní“ kanceláře, kantýna apod. Elektřinu spotřebovanou pro osvětlení areálů nelze zahrnout do osvobození elektřiny použité k technologickým účelům.

21.7.4 K pevným palivům (uhlí)

NEZDANĚNÍ ZÁSOB PEVNÝCH PALIV NABYTÝCH PŘED ÚČINNOSTÍ ZÁKONA. Zákon č. 261/2007 Sb., upravující mimo jiné zdanění elektřiny, zemního plynu a pevných paliv, implementuje směrnici Rady 2003/96/ES. Tato směrnice předpokládá zdanění energetických produktů v okamžiku dodání distributorem nebo redistributorem subjektu, který není distributorem nebo redistributorem.

Podle části 46 zákona č. 261 vzniká primárně povinnost daň přiznat a zaplatit dnem dodání energetických produktů dodavatelem konečnému spotřebiteli. Povinnost daň přiznat a zaplatit

subsidiárně vzniká také spotřebou nezdaněných energetických produktů. V tomto případě dodavatel de facto dodal energetické produkty sám sobě ke konečné spotřebě.

Zákon umožňuje přeprodávat zdaněné energetické produkty mezi konečnými spotřebiteli. Základní znak odlišující konečného spotřebitele od dodavatele je oprávnění dodavatele nabývat energetické produkty bez daně (na základě vystaveného povolení).

Pokud byla pevná paliva před účinností zákona nabyta osobou, na kterou se od 1. ledna 2008 nepohlíží jako na osobu, která je držitelem povolení k nabytí pevných paliv bez daně, považují se za dodaná konečnému spotřebiteli. V takovém případě nevzniká povinnost daň přiznat a zaplatit ani dodáním těchto pevných paliv jinému konečnému spotřebiteli ani jejich spotřebou konečným spotřebitelem.

Pokud jsou však pevná paliva nabyta před účinností zákona takovým subjektem, který je od okamžiku účinnosti zákona oprávněn nabývat pevná paliva bez daně, tedy dodavatelem nebo výrobcem pevných paliv, a tato pevná paliva jsou dodávána po 1. lednu 2008 konečným spotřebitelům, vzniká povinnost daň přiznat a zaplatit. Tato povinnost vzniká také spotřebou nezdaněných pevných paliv subjektem, který je oprávněn nabývat nezdaněná pevná paliva (dochází de facto k dodání pevných paliv dodavatelem sobě samému).

Spalné teplo v původním vzorku u pevných paliv se stanovuje normalizovaným postupem zjišťování laboratoří akreditovanou podle zvláštního právního předpisu (zákon č. 22/1997 Sb., o technických požadavcích na výrobky a o změně a doplnění některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů) na reprezentativních vzorcích každého použitého druhu paliva (například černé uhlí, hnědouhelné brikety apod.). Spalné teplo se neměří, ale vypočítává na základě jiných měřených hodnot. Zjišťování spalného tepla v původním vzorku se neprovádí ke každé jednotlivé dodávce, platnost výsledků zjištění hodnoty spalného tepla je jeden rok.

Druh dodaných pevných paliv v GJ spalného tepla v původním vzorku je podle ustanovení § 17 části 46 zákona č. 261 náležitostí daňového dokladu a dokladu o prodeji. Jako druh dodaných pevných paliv bude v dokladech uváděn kód kombinované nomenklatury a slovní pojmenování dodávaných pevných paliv, například 2 701 brikety 33 GJ/tuna.

Dodavatelem je u pevných paliv i právnická nebo podnikající fyzická osoba, která nakoupí mimo daňové území ČR pevná paliva za účelem jejich dalšího prodeje na daňovém území ČR.

Plátcem daně je u pevných paliv i fyzická nebo právnická osoba, která sama nakoupila pevná paliva mimo daňové území ČR a tyto na daňovém území ČR spotřebovala.

Evidence u pevných paliv podle § 18 a § 19 části 46 zákona č. 261 jsou vedeny podle jednotlivých druhů paliv. Množství je vykazováno v GJ spalného tepla v původním vzorku. Zásoby pevných paliv se dle § 18 odst. 1 písm. g) části 46 zákona č. 261 vykazují na počátku i na konci každého zdaňovacího období. Jednotlivé druhy paliv musí být skladovány odděleně.

21.8 Proběhlé novely zákonné úpravy daní z energií

Od roku 2007, kdy byl zákon č. 261 se svými částmi 45, 46 a 47 vydán, proběhla pouze jedna novelizace zmíněných částí zákona, a to zákonem č. 131/2015 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další souvise-

ující zákony. Uvedená novela je účinná k datu 1. 1. 2016. Zmíněná novela provedla úpravy jednak v části 45 zákona č. 261 a také v části 47 téhož zákona.

21.8.1 Změna u daně z plynu

V části 45 zákona č. 261 byl zmíněnou novelou doplněn do § 12 jako subjekt, který může nabývat plyn bez daně, aniž by musel být držitelem povolení k nabytí plynu bez daně, OTE.

21.8.2 Změna u daně z elektřiny

V části 47 zákona č. 261 bylo zmíněnou novelou zrušeno daňové zvýhodnění tzv. ekologicky šetrné elektřiny. Konkrétně bylo z § 8 odst. 1 vypuštěno písmeno a). Ekologicky šetrnou elektřinou se rozumí elektřina pocházející ze sluneční, větrné nebo geotermální energie, vyrobená ve vodních elektrárnách, vyrobená z biomasy (nebo produktů z biomasy), vyrobená z emisí metanu z uzavřených uhelných dolů a elektřina vyrobená z palivových článků.

Původním smyslem daňového zvýhodnění, které bylo zrušeno, bylo podpořit rozvoj OZE. MPO navrhlo dané osvobození zrušit, neboť s ohledem na výši sazby daně z elektřiny neposkytovalo významný přínos v rámci všech podpor ekologicky šetrné elektřiny. K návrhu na zrušení došlo také proto, že ekologicky šetrná elektřina se mimo jiné prokazuje „zárukou původu“ vydanou OTE. Tato záruka je obchodovatelná a převoditelná bez vazby na faktický tok ekologicky šetrné elektřiny a tak může být v krajním případě ekologicky šetrná elektřina osvobozena dvakrát. To by mohlo mít negativní vliv na inkaso veřejných rozpočtů.

Zrušení osvobození lze považovat za žádoucí, neboť se jedná o odstranění nesystémové výjimky, která by měla mít pozitivní vliv na inkaso veřejných rozpočtů. Pro správu daně to potom především znamená usnadnění činnosti z důvodu odstranění nutnosti kontrolovat oprávněnost osvobození v rámci celého dodavatelsko-odběratelského řetězce elektřiny.

Dané opatření však na druhou stranu povede k tomu, že při striktním výkladu postihne i domácí „malovýrobce“ zejména solární elektřiny, jejichž počet může podle různých odhadů dramaticky narůstat z dnešních cca 20 tisíc instalací (například v NAP SG, který již projednala vláda, se odhaduje až 100 tisíc instalací v roce 2020). Vzhledem k malým objemům výroby/spotřeby (stovky kWh, maximálně jednotky MWh za rok) těchto nových plátců daně hrozí riziko jejich nadměrné administrativní zátěže v porovnání s výší jejich daňové povinností (měsíční podávání daňového přiznání) a také riziko nadměrného zatížení správců daně.

Možným řešením uvedeného problému může být snížení frekvence podávání daňových přiznání malovýrobce ekologicky šetrné elektřiny s výrobnou elektřinou o instalovaném výkonu do 10 kW z jednoho měsíce na jeden rok. Druhou možností může být osvobodit tyto malovýrobce od daně z elektřiny.

První varianta by oproti druhé znamenala při 100 tisících instalacích v roce 2020 maximálně o cca 28 milionů Kč ročně vyšší příjmy veřejných rozpočtů. Reálně by se ale mohlo jednat cca o 7–10 milionů Kč (maximální instalovaný výkon, pro který je navrhováno osvobození je 10 kW, když s ohledem na velikost střech, především rodinných domů, je reálný průměrný instalovaný výkon cca 5 kW a reálný objem vyrobené elektřiny ze slunečního záření [roční využití instalovaného výkonu cca 1 000 hodin], která de facto zatím asi jako jediná připadá v úvahu, spotřebovaný výrobcem přímo v odběrném místě je do 50 %). Na druhou stranu by daňové přiznání (maximální daňová povinnost ve výši cca 280 Kč ročně, ale reálná průměrná cca 70 Kč ročně) mohlo

podávat až 100 tisíc subjektů (v roce 2020), což by znamenalo nadměrnou administrativní zátěž pro dotčené subjekty, ale zejména také pro správce daně.

Druhá varianta by znamenala maximální potenciální výpadek inkasa daně z elektřiny ve výši cca 28 milionů Kč, když reálný výpadek by se mohl pohybovat cca 7–10 milionů Kč (z celkového inkasa daně z elektřiny ve výši cca 1,3 miliard Kč). Výhodou této varianty je však odstranění výše uvedené administrativní zátěže, neboť zvolený parametr instalovaného výkonu 10 kW by měl postihnout naprostou většinu těchto malovýrobců. Navrhovaná hranice instalovaného výkonu výroby ekologicky šetrné elektřiny 10 kW je zvolena kromě toho, že by měla pokrývat naprostou většinu malovýrobců, jak je již uvedeno výše, také s ohledem na to, že v novele zákona 458/2000 Sb. (zákonem č. 131/2015 Sb.) je nově umožněna „samovýroba“ elektřiny bez licence právě ve výrobních elektřinách do maximálního instalovaného výkonu 10 kW, která by měla podpořit rozvoj tzv. decentralizované energetiky v souladu s vládou projednaným NAP SG.

Doufejme, že se MF rozhodně popsany problém řešit, a to prostřednictvím druhé varianty. Pokud by se MF rozhodlo problém neřešit, případně jej nestihne vyřešit do konce roku 2015, tak dnem 25. 2. 2016 budou muset všichni samovýrobci podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 podat návrh na registraci k dani u příslušného celního úřadu. Tato skutečnost je dána tím, že podle § 3 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261 je plátcem daně „*fyzická nebo právnická osoba, která spotřebovala nezdaněnou elektřinu, s výjimkou elektřiny osvobozené od daně*“ a současně podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 „*Plátce daně podá návrh na registraci k dani u celního úřadu nejpozději v den vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit.*“ Jedinou výhodou by snad v takovém případě mohlo být, že nesplnění povinnosti podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 nepatří mezi správní delikty podle části 47 zákona č. 261 a není tedy ani sankcionováno podle zmíněného právního předpisu.

21.9 Výběr daní a cenové dopady

Zavedené daně přinesly další zvýšení cen již tak výrazně rostoucích cen energetických komodit. Odhadneme-li konkrétní zvýšení, tak v případě elektřiny přineslo zavedení daně u obyvatelstva a malých podniků zhruba 2% nárůst u samotné elektřiny a nárůst kolem 1 % celkové ceny elektřiny, kterou tito zákazníci platí v sumě za samotnou elektřinu a její dopravu. V případě ceny tepla, kam se zavedené daně promítají zprostředkovaně, to je podle propočtů Teplárenského sdružení ČR 6–34 Kč/GJ v závislosti na typu zdroje výroby tepla a použitého vstupního paliva, což je v procentním vyjádření až 10 % zvýšení ceny. V případě plynu, kde jsou sazby a jejich postupný časový náběh nejrozmanitější, nejsou konkrétní detailní výpočty pro jednotlivá užití plynu k dispozici, ale lze očekávat, že se navýšení celkové ceny z důvodu zavedení daně z plynu a některých plyných paliv bude pohybovat v řádu jednotek procent.

Co se týká výše daně, která se ročně z energií vybere, tak podle posledních známých informací zveřejněných na webu Ministerstva financí to za jednotlivé roky od počátku výběru daně až do konce roku 2014 byly hodnoty uvedené v tabulce č. 21.1.

Tabulka 21.1: Výběr daní z energií. (Zdroj: web celního úřadu ČR)

[MLD. KČ]	PLYN	ELEKTŘINA	UHLÍ	CELKEM
2008	1,14	1,13	0,48	2,75
2009	1,30	1,39	0,51	3,20
2010	1,35	1,43	0,49	3,27
2011	1,29	1,38	0,48	3,15
2012	1,26	1,34	0,45	3,05
2013	1,25	1,30	0,47	3,02
2014	1,13	1,25	0,40	2,78

21.10 Možná budoucnost daní z energií a jejich využití

Jestliže EU nadále prohlubuje své environmentální cíle (viz cíle 2030 v kapitole 21.1), bude nezbytné, aby systém zdanění energií byl dotažen do takové finální podoby, která narovná podmínky zdanění jednotlivých energií (plyn, uhlí a elektřina) s ohledem na obsah uhlíku vypuštěný do ovzduší při jejich využívání, a to bez ohledu na to, zda se jedná o energie, které podléhají systému EU ETS nebo o energie, které stojí mimo tento systém.

21.10.1 Novela směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003

V uplynulém období byla připravována revize (novela) směrnice Rady 2003/96/ES. Návrh novely uvedené směrnice byl sice propuštěn do oficiálního legislativního procesu s cílem vydání tak, aby členské státy stihly novelu směrnice implementovat do národní legislativy tak, aby mohla začít platit ve všech zemích EU jednotně, a to k 1. 1. 2013, ale nakonec se zadrhl a dosud nebyl dokončen.

Návrh novely směrnice usiloval o dosažení těchto cílů:

- Zajištění jednotného zacházení s jednotlivými zdroji energie ve směrnici o zdanění energie v zájmu zaručení skutečně rovných podmínek mezi jednotlivými spotřebiteli energií nezávisle na používaném zdroji energie.
- Poskytnutí upraveného rámce pro zdanění obnovitelných energií.
- Poskytnutí rámce pro využívání zdanění CO₂ s cílem doplnit signál o ceně uhlíku, který zavedl systém ETS, a současně zamezit překrývání mezi oběma nástroji.

Základní principy a změny navržené v novele lze shrnout následovně:

- Zavedení výslovného rozlišování mezi zdaněním energie, které je konkrétně spojeno s emisemi CO₂, jež lze přičíst spotřebě dotčených produktů (zdanění v souvislosti s CO₂), a zdaněním energie na základě energetického obsahu produktů (všeobecné zdanění spotřeby energie).
- Rozšíření oblasti působnosti směrnice o zdanění energie (pokud jde o zdanění v souvislosti s CO₂) na energetické produkty, které v zásadě spadají do oblasti působnosti směrnice 2003/87/ES, a současně stanovení povinného osvobození od daně související s CO₂ v případech, na něž se vztahuje EU ETS systém podle uvedené směrnice.

- Revize minimální úrovně zdanění, zejména s cílem zajistit, aby u jednotlivých zdrojů energie soudržně zohledňovaly emise CO₂ a výhřevnost, a stanovení přechodných období, je-li to nezbytné.
- Zjednodušení struktury minimálních úrovní zdanění.

Základní a v zásadě tou nejdůležitější změnou ve zdanění elektřiny, pevných paliv (uhlí) a plyných paliv (zemní plyn) mělo být rozdělení daně na dvě části (zdanění CO₂ a všeobecné zdanění spotřeby energie) a stanovení nových minimálních sazeb obou částí daně po jejím rozdělení. Návrh novely směrnice měl umožnit novým členským státům včetně ČR využít přechodného období pro zavedení zdanění CO₂. Protože zavedení aukcionování povolenek v rámci systému EU ETS pro výrobu tepla ve zdrojích podléhajících systému EU ETS má postupný náběh od roku 2013 dále, tak se nabízelo provést implementaci novely směrnice, pokud by byla přijata, v ČR tak, že náběh zdanění CO₂ části u plynu a uhlí dodávaného domácnostem by nabíhalo postupně lineárně mezi lety 2013–2020 na plnou hodnotu stanovenou návrhem novely směrnice v roce 2020. Touto aplikací by bylo zajištěno, že výroba tepla v rámci soustav zásobování teplem, které je primárně vyráběno ve zdrojích podléhajících systému EU ETS, by měla srovnatelné podmínky, jako výroba tepla z energií a ve zdrojích nepodléhajících systému EU ETS. U ostatních užití uhlí a plynu analýza implementace v ČR měla přinést plný náběh zdanění CO₂ na hodnoty stanovené novelou směrnice již od roku 2013.

21.10.2 Úvahy o novelizaci pravidel pro zdanění energií v ČR

Mimo jiné v návaznosti na výše uvedenou připravovanou novelu směrnice byla v souvislosti s usnesením vlády č. 702/2011 a následného usnesení vlády č. 361 ze dne 23. května 2012 byla na počátku roku 2013 připraven návrh zákona o změně zdanění pevných paliv, plynů a minerálních olejů. Usnesením vlády č. 361 ze dne 23. května 2012 uložila vláda ministru financí, aby ve spolupráci s ministry průmyslu a obchodu a životního prostředí zpracoval a předložil vládě návrhy novel příslušných zákonů v daňové oblasti upravující zavedení uhlíkové daně a zrušení osvobození zemního plynu pro vytápění domácností. Přitom předtím, v rámci jednání vlády z 11. dubna 2012 bylo výslovně uvedeno, že se navrhované zvýšení daně nebude týkat energetických produktů spotřebovaných v zařízeních, která spadají do EU ETS. Navrhované navýšení daně tak z environmentálního hlediska mělo působit jako komplement tohoto systému tak, aby byla více rozprostřena motivace ke snižování oxidu uhličitého mezi jeho emitenty.

Cílový stav měl vést k zajištění internalizace negativních externalit, které vznikají spalováním fosilních paliv. Z environmentálního hlediska by to přineslo zvýšení motivace k pozitivní změně spotřebního chování dotčených subjektů, a to buď využitím potenciálu úspor, nebo přechodem na čistší paliva.

Stávající daňové sazby relevantních energetických produktů jsou poměrně nízké a nezohledňují žádný environmentální aspekt. Byly-li by navýšeny tak, aby odrážely množství oxidu uhličitého, který je spalováním energetického produktu vypouštěn do ovzduší, jednalo by se o typ Pigouviánské daně, jejímž cílem je internalizace negativních externalit. Tyto negativní externality v ekonomice vznikají spalováním fosilních paliv a jsou příčinou toho, že společenské náklady znečištění převyšují soukromé náklady znečišťovatele. Zavedení Pigouviánské daně na aktivity nespádající do EU ETS by zároveň do určité míry narovnal podmínky finančního zatížení těchto aktivit s činnostmi, které do EU ETS spadají, a které budou postupně „emisně zpoplatněny“ prostřednictvím EU ETS.

V tomto případě by se jednalo o daň uvalenou na vstupu odrážející množství emisí, ke kterým dochází jejich spalováním. Teoretická motivace chování subjektů by tedy nebyla směrem k instalaci konečných technologií (což ovšem v dotčených sektorech prakticky nepřipadá v úvahu), ale k optimalizaci vstupů (směrem k emisně nejméně náročným palivům) popřípadě k obecné redukci spotřeby dotčených paliv. Obdobné zdanění energetických komodit již v současné době uplatňuje několik členských států EU (například Dánsko, Švédsko, nebo Slovinsko) a v dalších se o jeho zavedení diskutuje.

Výše emisní složky daně by ze systémového hlediska měla rámcově odpovídat ceně tuny oxidu uhličitého vytvořené v EU ETS, přičemž je zřejmé, že systém stanovení konkrétní výše daně bude vždy rigidnější než působení tržních mechanismů v systému EU ETS.

Pokud by zavedení emisní složky daně přineslo jako jeden z možných efektů snížení spotřeby energie u konečného spotřebitele, ČR již mohla mít nakročeno k plnění povinného zvyšování energetické účinnosti, jak požaduje novela směrnice o energetické účinnosti. Ta ukládá každému členskému státu vytvořit systém povinného zvyšování energetické účinnosti. K tomu může využít politická opatření, mezi nimiž je v návrhu směrnice mimo jiné uvedeno jako jedno z opatření „daně z energie nebo CO₂, jejichž výsledkem je snížení spotřeby energie u konečného spotřebitele“.

Z hlediska domácí politiky by cílový stav odpovídal také Státní energetické koncepci, kde se předpokládá postupný odklon od pevných paliv používaných v domácnostech. K tomu by došlo zejména s ohledem na koncepční řešení daně, kde by uhlí vzhledem ke svým charakteristikám (emisně „škodlivější“ palivo) bylo mnohem více zatíženo emisní složkou daně.

21.10.3 Možné dopady a efekty úpravy systému zdanění energií

Pokud by proběhla implementace novely směrnice způsobem popsáním v předchozích kapitolách, tak výše daně za všechny tři komodity po implementaci novely směrnice mohla v roce 2013 být cca 9,1 miliard Kč, což by bylo navýšení oproti skutečnosti tohoto roku ve výši cca 5,9 miliard Kč. Tento nárůst se v čase s náběhem zdanění CO₂ části u plynu a uhlí a růstem spotřeby energií mohl zvyšovat a to na cca 10,3 miliard Kč v roce 2020.

Zvýšení výběru daně z implementace novely směrnice mohlo být novým finančním zdrojem. Jak již je uvedeno výše, daň z elektřiny, uhlí a plynu je jedním ze třech nástrojů k zajištění dosažení cílů EU v oblasti energetiky a změny klimatu v období do roku 2020, když těmi dalšími nástroji je systém obchodování s emisemi EU ETS a podpora rozvoje výroby energií z OZE. Některé z uvedených nástrojů generují finanční zdroje (daně z elektřiny, uhlí a plynu a nově od roku 2013 zavedené aukce povolenek CO₂) a jiné je naopak spotřebovávají (finanční prostředky vyplácené výrobcům energie z POZE jako podpora výroby této energie). Pokud uvedené tři nástroje byly zavedeny k prosazení jednoho cíle, tak i finanční prostředky, které jsou s nimi spojeny (generované i spotřebované finanční zdroje) by měly být používány navzájem k zajištění financování těchto tří nástrojů a dosažení stanovených cílů.

Pokud zásadu uvedenou v předchozím odstavci aplikujeme do praxe, tak by to znamenalo:

- Využití nárůstu finančních prostředků z výběru daně z implementace novely směrnice na financování podpory výroby energie z POZE.
- Využití finančních prostředků z postupně zaváděných aukcí povolenek CO₂ na financování podpory výroby energie z POZE.

- Nastavení vyšší než minimální sazby daně u všeobecného zdanění energie, a to tak, aby navýšení sazby daně nad minimální hodnotu u uhlí a plynu odpovídalo výši příspěvku, který platí koneční spotřebitelé elektřiny na financování podpory POZE.

Byla-li by provedena aplikace výše zmíněné zásady způsobem popsanych v předchozích třech bodech, tak tím bude:

- zajištěn dlouhodobě stabilní systém financování podpory výroby energie z POZE,
- zajištěno dosažení cílů v oblasti energetiky a změny klimatu, a to „samofinancovatelným“ způsobem,
- zajištěno jednotné zacházení s jednotlivými zdroji energie a zaručení skutečně rovných podmínek mezi jednotlivými spotřebiteli energií nezávisle na používaném zdroji energie.

Přestože se zcela jistě najdou uživatelé energií a subjekty podnikající s danými energiemi, kteří budou odpůrci popsanych návrhů zavedení uhlíkové daně, protože pro ně bude znamenat navýšení ceny dané energie oproti stávajícímu deformovanému stavu, jsem hluboce přesvědčen, že reforma systému daní z energií směrem k popisované uhlíkové dani je nezbytná. Je to cesta, která zavede dlouhodobě funkční, udržitelný a především „uhlíkově“ spravedlivý systém, naplňující dlouhodobé cíle EU v energeticko-environmentální oblasti.

22 INFORMAČNÍ SYSTÉMY V PLYNÁRENSTVÍ

Michal Slabý, David Kučera, Vladimír Outrata, Jaroslav Medvec, Vladimír Čermák

Informační technologie, výpočetní technika a zpracování dat nachází uplatnění ve všech oblastech plynárenství. V souvislosti se zavedením přístupu třetích stran k technické infrastruktuře, vznikem virtuálních obchodních bodů a postupného snižování významu dlouhodobých komoditních smluv se jejich význam stále zvyšuje.

22.1 Systémy pro obchodování komoditou

Obchodování s plynem ve všech jeho podobách se v dnešní době neobejde bez celé řady IT systémů. Pro jejich rozdělení můžeme použít celou řadu kritérií, počínaje místem dodávky (VOB – Virtuální obchodní bod, koncový zákazník), použitím v rámci vypořádání obchodů na systémy front & middle & back office konče.

Obecně existují systémy:

- nominační,
- EDM (Energy Data Management)
- ETRM (Energy Trading and Risk Management)
- simulační a optimalizační nástroje,
- administrativní a analytické software.

22.1.1 Nominační systémy

Nominační systémy (aplikace) umožňují realizaci jednotlivých obchodů respektive dodávek plynu koncovým zákazníkům. Jsou to obvykle systémy, které spravuje operátor příslušné plynárenské části (TSO, SSO, OTE atd.). Obchodník do nich přistupuje pomocí certifikovaného přístupu obvykle přes internetové rozhraní. Tyto systémy mu tedy umožní podat nominaci přepravy, na zásobník apod. V českém modelu trhu umožňuje systém CS OTE podávat v jednom systému (aplikaci) veškeré nominace, tj. obchodní nominace závazků dodat/odebrat včetně nominací přepravy a PZP.

22.1.2 EDM

Jedná se o predikční systémy, které používají zejména obchodníci, kteří mají koncové zákazníky a jejichž spotřeba je závislá na počasí. Systémy jsou obvykle založeny na lineární regresní analýze, pomocí níž je obchodník schopen relativně přesně odhadnout na základě struktury a velikosti

svého portfolia a historických hodnot spotřebu svých zákazníků a tím optimálně řídit svoje portfolio a jeho denní odchylku. Kvalita vstupních dat a počet proměnných jsou hlavními parametry přesnosti regresní analýzy. Obchodníci si pořizují buď hotová řešení například systém Lancelot od společnosti Cygni (nyní Unicorn Systems), nebo si systémy vyvíjejí sami.

22.1.3 ETRM

Jedná se o systémy, které používají jak obchodníci dodávající koncovým zákazníkům, tak specialisté na velkoobchod, tzv. tradeři. V principu se jedná o systémy, které jsou schopny evidovat veškeré nákupní a prodejní transakce, agregovat je a počítat otevřené pozice. Otevřenou pozicí se rozumí obchodní transakce, například prodej, který není kryt (uzavřen) odpovídajícím nákupem. ETRM jsou základním nástrojem pro optimalizaci portfolia a dnes jsou nedílnou součástí systémů každého obchodníka. Mohou obsahovat celou řadu různých modulů jako například fakturační modul, scheduling, řízení kreditní rizika atd. Obchodníci opět pořizují buď unifikované řešení (obvykle upravené podle potřeb každého obchodníka) například systém Endur od společnosti Openlink, systém GTrade společnosti Grant Thornton atd. nebo si systém podle potřeb vyvíjí sami (například systém Triangle vyvinutý a udržovaný v RWE). Nicméně poslední vývoj na trhu, zvýšená likvidita a transparentnost v kombinaci s nutností optimalizovat vede k tomu, že vlastní vývoj (obvykle ve formě xls souborů) je spíše na ústupu.

22.1.4 Simulační a optimalizační nástroje

Jak na velkoobchodní, tak i maloobchodní úrovni se velmi často prodávají produkty s flexibilitou. Flexibilita zde znamená právo kupujícího odchylovat se při spotřebě od očekávaných hodnot spotřeby, a tedy pro kupujícího znamená formu opčního kontraktu.

Právě pro správně ocenění produktů s flexibilitou (tedy i například zásobníkových kontraktů) slouží simulační software, který určí očekávanou hodnotu kontraktu za různých budoucích cenových scénářů. Na tomto základě se určí hodnota flexibility kontraktu.

Pokud je kontrakt s flexibilitou již uzavřen mezi dvěma obchodními partnery, pak tržně racionální kupující bude očekávané odběry z flexibilního kontraktu pravidelně optimalizovat, tedy maximalizovat hodnotu kontraktu správným rozložením odběrů v čase, případně místě.

Právě existence simulačního (oceňovacího) software u prodávajícího a optimalizačního software u kupujícího zajišťuje, že v průměru výnos z optimalizace právě odpovídá správně stanovené hodnotě flexibility.

22.1.5 Administrativní a analytické software

Přestože pro celou řadu úkolů v moderním plynárenství existuje speciální software, stále velká část obchodní činnosti spoléhá na tradiční administrativní a analytické software. Zcela běžně je účetnictví a fakturace zajištěno v SAP, kam jsou výstupy z ETRM systému napojeny. SAP je rovněž běžně užíván jako back office systém i jako CRM systém u dodavatelů konečným zákazníkům.

Současně i balíček MS Office zajišťuje cennou podporu obchodníků. Zejména menší obchodníci MS Excel využívají jak jako ETRM, tak pro optimalizaci i back office. MS Access často slouží pro zachycení databáze kontraktů.

22.2 Obchodní platformy a systémy komoditních burz

V obchodování energetickými komoditami dochází nejen k unifikaci produktové, jak bylo vysvětleno na začátku této kapitoly, ale i k unifikaci obchodních systémů. Všechny brokerské platformy a také řada burz používá systém GlobalVision společnosti Trayport, avšak některé burzy, jako například ICE, používají svůj vlastní obchodní systém.

Nicméně bezesporu nejrozvinutějším standardem se stal systém GlobalVision od společnosti Trayport⁵⁹ a proto se nadále budeme zabývat pouze tímto systémem. Důvodem širokého rozšíření systému Trayport byla zpočátku jeho jednoduchost a cenová dostupnost pro brokerské společnosti, které tento software začaly používat. Avšak zřejmě nejvýznamnějším důvodem širokého rozšíření tohoto softwaru se stala existence konsolidátoru GlobalVision Trading Gateway.

Software GlobalVision Trading Gateway vyvinula společnost Trayport aby obchodníkům umožnila agregovat obchodní data z několika zdrojů – brokerských a burzovních platforem obchodujících stejné produkty. Například s německým zemním plynem lze obchodovat na několika brokerských platformách a burze Powernext. Pokud chce obchodník vidět úplnou tržní realitu, musí mít před sebou několik počítačových monitorů a na každém z nich aktuální nabídku a poptávku příslušné obchodní platformy. Alternativu tomuto postupu nabízí právě GlobalVision Trading Gateway, která spojí informace z několika zvolených obchodních míst a agreguje je na jednom počítačovém monitoru. Gateway všechny nabídky a poptávky z propojených platforem obchodníkovi přehledně seřídí od nejlepší po nejhorší, takže tento trader má na jednom monitoru přehled o celém trhu a nemusí kontrolovat několik počítačových obrazovek současně. Prostřednictvím této jediné obrazovky, z jednoho počítačového systému, může trader obchodovat na všech zobrazovaných obchodních platformách a nemusí se starat o to, na jaké z nich je aktuálně nejvýhodnější cena. V současné době Gateway agreguje nabídky a poptávky devíti brokerů a šesti komoditních burz (včetně PXE).

Chce-li obchodník ukázat trhu svůj zájem obchodovat, může tak učinit prakticky dvěma způsoby:

- Obchodník může reagovat „kliknutím“ na příslušné pole na obrazovce obsahující nabídku či poptávku, která je již v systému od jiného obchodníka.
- Obchodník zadá vlastní poptávku či nabídku do systému, prostřednictvím vstupní obrazovky.

V obou právě uvedených případech není zaručeno, že se transakce okamžitě zrealizuje. V prvním případě obchodní systém zkontroluje, že nabídka či poptávka, na kterou obchodník „kliknul“, je ještě v systému aktivní a že již nebyla spárována s pokynem jiného obchodníka, který měl rychlejší reakci. V případě, že se tak nestalo a příslušná nabídka či poptávka je stále aktivní, dojde k realizaci transakce.

⁵⁹ www.trayport.com

Obrázek 22.1

New Sheet (1)												Czech Gas*												TTF HI Cal 5L6												CEGH VTP												Slovak Virtual P			
NGG				Czech Gas*				TTF HI Cal 5L6				CEGH VTP				Slovak Virtual P																																			
Code	Qty	Bid	Ask	Code	Qty	Bid	Ask	Code	Qty	Bid	Ask	Code	Qty	Bid	Ask	Code	Qty	Bid	Ask	Code	Qty	Bid	Ask																												
WD	PGAS	30	20.600	20.950	60*	PGAS*	20.500	42FI	20	20.700	21.100	90	42FI	20.500	PGAS	109	20.450	20.575	60	PGAS	20.575	CEGH	120	21.200	21.500	120	CEGH	21.200																							
DA	PGAS	80	20.450	21.000	60	PGAS	20.975	42FI	5	20.700	20.775	120*	42FI	20.700	GRFN	5	20.425	20.425	130	GFI	20.425	ICAP	60	21.150	21.200	60	ICAP	21.175																							
Bal Jun-15	SPEC	30	20.525	20.600	10	ICAP	20.600	42FI	30	20.550	20.975	60	42FI	20.775	OTCX	120	20.400	20.450	90	GRFN	20.425	TFS	60	21.100	21.250	120	ICAP	21.200																							
Bal Jul-15	ICAP	30	20.450	20.500	10	ICAP	20.525	OTCX	30	20.700	20.800	30	20.700	GFI	30	20.275	20.300	30	PGAS	20.275	TFS	30	21.150	21.250	30	21.250																									
Jul-15	GFI	30	20.475	20.500	30	SPEC	20.475	OTCX	30	20.700	20.800	30	20.700	PREB	270	20.250	20.300	10	GRFN	20.275	TFS	10	21.150	21.275	30	GRFN	20.900																								
Aug-15	ICAP	30	20.450	20.550	30	30*	20.175	30*	10	20.450	21.025	10*	20.750	GFI	30	20.275	20.300	30	30*	20.300	30*	30	21.175	21.400	30	30*	21.275																								
Sep-15	PGAS	30	20.300	20.624	30*	20.400	30*	30	20.250	20.325	30*	20.300	30*	30	20.300	20.375	30*	20.350	30*	30	20.350	30*	30	21.150	21.450	10	CEGH	21.300																							
Oct-15	GFI	30	20.475	20.678	30*	20.475	30*	30	20.300	20.350	30*	20.350	30*	30	20.300	20.375	30*	20.350	30*	30	20.350	30*	30	21.200	21.300	10	30*	21.300																							
Nov-15	GRFN	15	20.425	20.810	30*	20.425	30*	21.342	10*	20.800	GFI	30	20.600	20.625	30	ICAP	20.650	30*	30	21.300	21.525	30*	21.200	30*	30	21.325	21.250																								
Dec-15	ICAP	30	21.450	21.956	30*	21.950	30*	30	21.800	22.050	30*	21.725	30*	30	21.800	22.050	30*	21.725	30*	30	21.800	22.050	30*	21.725	30*	30	21.875	22.400																							
Jan-16	PGAS	30	20.475	20.525	30	TFS	20.550	30*	30	20.675	20.825	10	TFS*	SPEC	30	20.275	20.325	30	TFS*	20.300	30*	30	21.200	21.342	10*	20.825																									
Q315	ICAP	30	21.475	21.575	10*	21.500	30*	10	21.800	21.950	10*	21.650	GFI	10	21.275	21.325	10*	21.275	30*	10	21.825	21.925	10*	21.550																											
Q415	TFS*	10	22.100	22.175	10	TFS	21.800	30*	30	21.922	22.652	10*	TFS*	10	22.025	22.050	10	GRFN	22.075	30*	10	22.175	22.250	10*	22.175																										
Q116	PGAS	30	20.650	21.546	10*	21.850	30*	10	21.850	22.196	10*	21.850	TFS*	10	22.025	22.050	10	GRFN	22.075	30*	10	22.175	22.250	10*	22.175																										
Q216	PGAS	30	20.650	21.546	10*	21.850	30*	10	21.850	22.196	10*	21.850	TFS*	10	22.025	22.050	10	GRFN	22.075	30*	10	22.175	22.250	10*	22.175																										
Q316	PGAS	30	20.650	21.546	10*	21.850	30*	10	21.850	22.196	10*	21.850	TFS*	10	22.025	22.050	10	GRFN	22.075	30*	10	22.175	22.250	10*	22.175																										
Win 15	ICAP	10	21.800	21.850	30*	21.850	30*	10	21.850	22.196	10*	21.850	TFS*	10	22.025	22.050	10	GRFN	22.075	30*	10	22.175	22.250	10*	22.175																										
Sum 16	GFI	30	20.950	21.000	30*	21.025	30*	30	21.000	ICAP	10	21.647	21.700	5	OTCX	21.850	30*	30	21.850	22.125	10*	21.750	22.000	30*	21.300																										
Win 16	PGAS	30	22.500	22.725	30*	22.650	30*	10	22.425	22.450	30	GRFN	22.450	30*	30	GRFN	22.450	30*	30	22.375	22.900	30*	22.750																												
Sum 17	ICAP	10	21.100	21.450	30	PGAS	22.825	30*	10	21.850	21.000	30	GRFN	20.975	30*	30	GRFN	22.850	30*	30	22.375	22.900	30*	22.750																											
Win 17	GFI	30	22.750	22.975	30*	22.825	30*	10	21.850	21.000	30	GRFN	20.975	30*	30	GRFN	22.850	30*	30	22.375	22.900	30*	22.750																												
2016	GFI	10*	21.575	21.750	10*	21.575	30*	10*	21.775	22.150	10*	21.575	30*	GFI	10	21.375	21.500	10	ICAP	21.425	30*	10	21.825	22.100	10*	21.725																									
2017	OTCX	5	21.550	21.775	10*	OTCX	21.425	30*	10	21.775	22.150	10*	21.575	30*	GFI	10	21.375	21.500	10	OTCX	21.425	30*	10	21.825	22.150	10*	21.725																								
2018	TFS	10	22.025	22.100	5*	21.925	30*	10	22.175	22.500	10	PGAS	21.850	30*	10	22.000	22.050	10	OTCX	21.850	30*	10	22.025	22.450	10*	21.725																									
2019	TFS	10	22.000	22.100	5*	21.925	30*	10	22.175	22.500	10	PGAS	21.850	30*	10	22.000	22.050	10	OTCX	21.850	30*	10	22.025	22.450	10*	21.725																									

V druhém případě, tj. zadání vlastní poptávky či nabídky do obchodního systému, dochází k porovnání vloženého pokynu s ostatními již existujícími pokyny v systému. Pokud lze nově vložený pokyn spárovat s již existujícím, dojde k uzavření transakce, v opačném případě zadaná nabídka či poptávka zůstává v systému po dobu, kterou obchodník ve vloženém pokynu určil a v tomto období je k dispozici pro párování s ostatními pokyny v obchodním systému.

Každý obchodní pokyn v systému Trayport musí obsahovat tyto informace:⁶⁰

- produkt,
- cena,
- množství,
- směr obchodu, tj. nákup/prodej,
- nedělitelnost pokynu,
- platnost pokynu,
- případně další údaje.

Položky jako produkt, cena a množství charakterizují základní parametry transakce. Směr nákupu definuje, zdali obchodník vkládá nabídku či poptávku, a platnost pokynu definuje dobu, po kterou bude pokyn v obchodním systému aktivní a k dispozici pro párování s pokyny ostatních účastníků obchodování.

⁶⁰ Některé položky jsou předvyplněny automaticky obchodním systémem.

Nedělitelnost pokynu určuje, zdali se pokyn musí spárovat s jiným pokynem v přesně uvedeném množství anebo zdali je možné částečné plnění v případě, že není k dispozici úplné množství požadované v obchodním pokynu.

Další údaje mohou obsahovat jméno obchodní společnosti, jméno tradera, účet na který má být transakce zaúčtována atd.

22.3 Systémy operátorů virtuálních bodů

Při otvírání trhů se zemním plynem v evropských zemích vznikly virtuální obchodní body jako místa, kde by se měl obchod zemním plynem zejména odehrávat. Současně se v souvislosti s unbundlingem TSO od obchodníků prakticky ustoupilo od používání měřených hodnot na velkoobchodní úrovni a nominace se staly determinantem pozice subjektu zúčtování na virtuálním obchodním bodu.

Tyto nominace musí být vyhodnocovány a komunikovány s provozovatelem přepravní soustavy a následně na základě těchto nominací musí docházet k přechodu vlastnictvím mezi jednotlivými obchodníky, případně k tokům v přepravní soustavě.

Vzhledem k nedokonalé předvídatelnosti koncových odběru umožňuje právě informační systém operátora virtuálního bodu obchodníkovi zjistit, jaká je jeho fyzická pozice (neboli odchylka) na trhu (rozdíl jeho dodávek na trh a odběrů) a obchodník může tuto odchylku následně vyrovnat. Současně systém operátora trhu určuje i celkovou odchylku, kterou všichni účastníci trhu vygenerovali, a určuje platby za odchylky mimo toleranční pásma.

V České republice slouží systém operátora trhu OTE současně jako obchodní platforma pro spotové dodávky plynu.

22.4 Systémy provozovatelů přepravních soustav

22.4.1 Systémy pro přidělování přepravní kapacity

Přepravní kapacita nabízená provozovatelem přepravní soustavy je úplatně přidělována uživateli, tedy obchodníkovi. Protože přepravní kapacity jsou omezené a její nabídka je krátkodobě (tedy bez technických opatření) neelastická, je optimální přidělit přepravní kapacitu těm, kdo si jí cení nejvíce.

Zatímco nynější informační systémy (například systém TryGas užívaný společností Net4Gas) přidělují přepravní kapacitu za pevnou cenu danou cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu, již během listopadu 2015 budou přepravní kapacity na hraničních bodech přepravní soustavy přidělovány pomocí aukcí.

Dle NC CAM (nařízení EC 984/2013) musí být přepravní kapacity přidělovány na základě anglických aukcí a musí být:

- na celý následující plynárenský rok konaná jeden den v předchozím plynárenském roce,

- na všechny kvartály následujícího plynárenského roku konaná jeden den v předchozím plynárenském roce,
- na následující měsíc konaná jeden den v předchozím měsíci,
- na následující den konaná předchozí den.

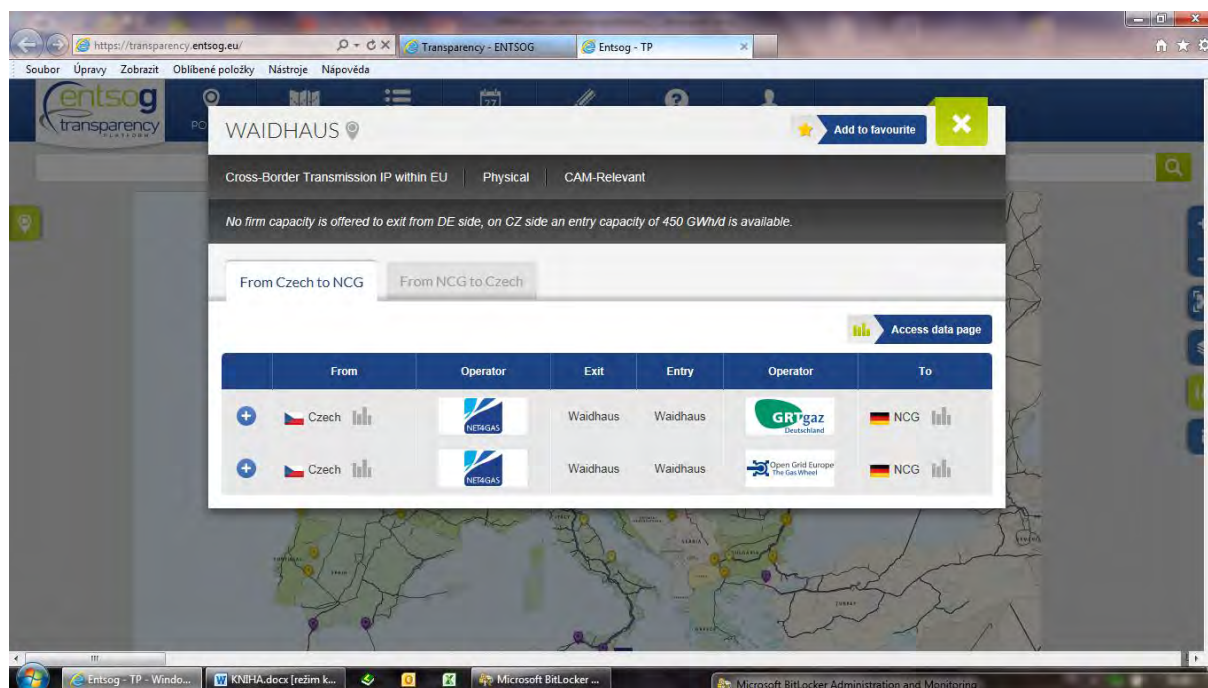
Protože cílem NC CAM je rovněž propojení vstupních a výstupních kapacit (bundling), je účelné, aby přidělování kapacit bylo zajištěno systémem, ve kterém se více provozovatelů přepravní soustavy sdruží. Přestože existují i jiné systémy, zcela dominantní postavení na evropském trhu má systém PRISMA (PRImary and Secondary Marketing).

PRISMA zajišťuje nejen přidělování pevných a přerušitelných kapacit pomocí aukcí, ale i obchodování a převod sekundárních kapacit.

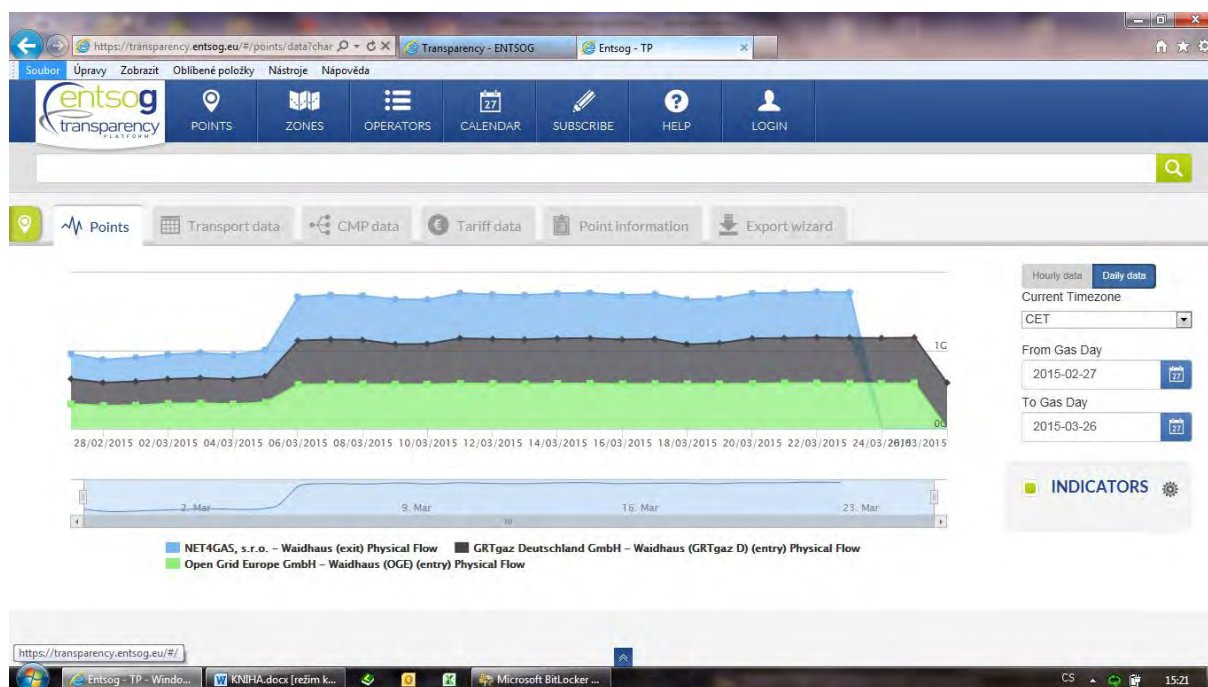
22.4.2 Aplikace ENTSO-G pro transparentnost obchodování

Transparency platform je k dispozici na stránkách ENTSO-G.eu. Zřízení Transparency platform vychází zejména z nařízení 715/2009 EC. V přehledné mapě jsou uvedeny propojovací hraniční body mezi entry–exit systémy relevantních provozovatelů přepravní soustavy v EU a mapa bilančních zón. Po vybrání relevantního propojovacího bodu se zobrazí informace platné pro provozovatele přepravních soustav na obou stranách tohoto bodu. K výběru je možné využít i zadání země či názvu provozovatele přepravní soustavy. Vybraná data lze zobrazit ve formě tabulek či přehledných grafů a dále je manuálně či automaticky exportovat. Transparency platform umožňuje přístup k datům o přepravě (nominace, renominace, alokace, průtoky, spalná tepla, Wobbeho indexy, kapacity, přerušení údržby), CMP data a tarifní data ve formě odkazů na daného provozovatele přepravní soustavy, včetně odkazů na tarifní kalkulátory.

Obrázek 22.2: Transparency platform pro bod Waidhaus



Obrázek 22.3: Transparency platform grafy hodnot pro bod Waidhaus



22.5 Systémy provozovatelů distribučních soustav

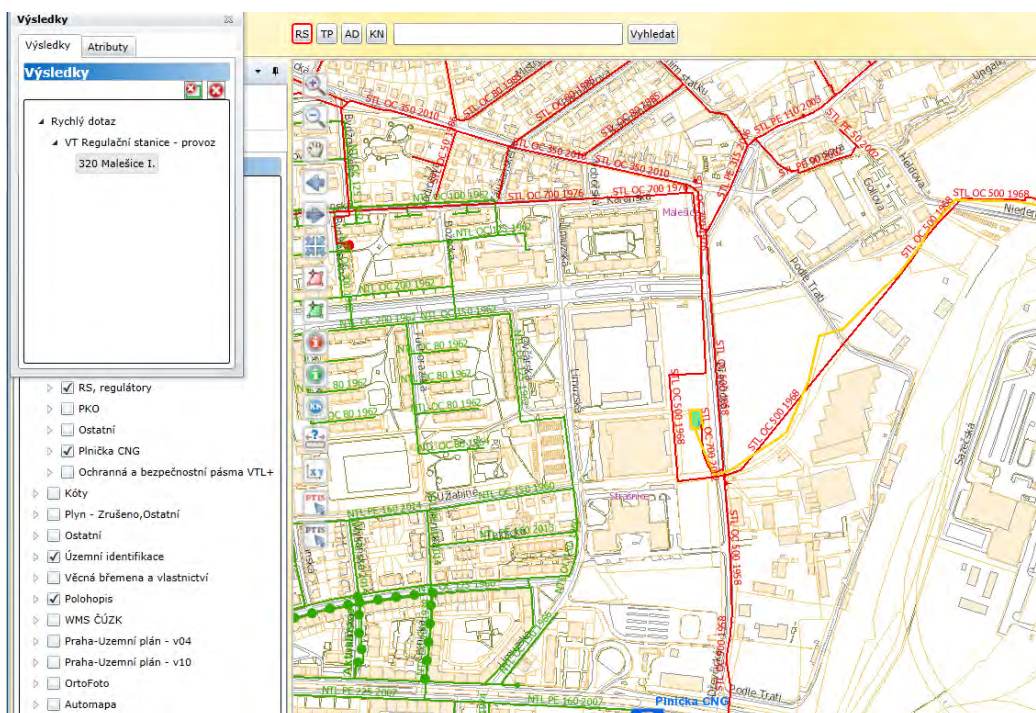
Pro spolehlivý provoz distribučních soustav jsou některými provozovateli distribučních soustav používány mj. i následující informační systémy:

- SCADA systém,
- Grafický informační systém (GIS),
- Provozní informační systém (PIS).

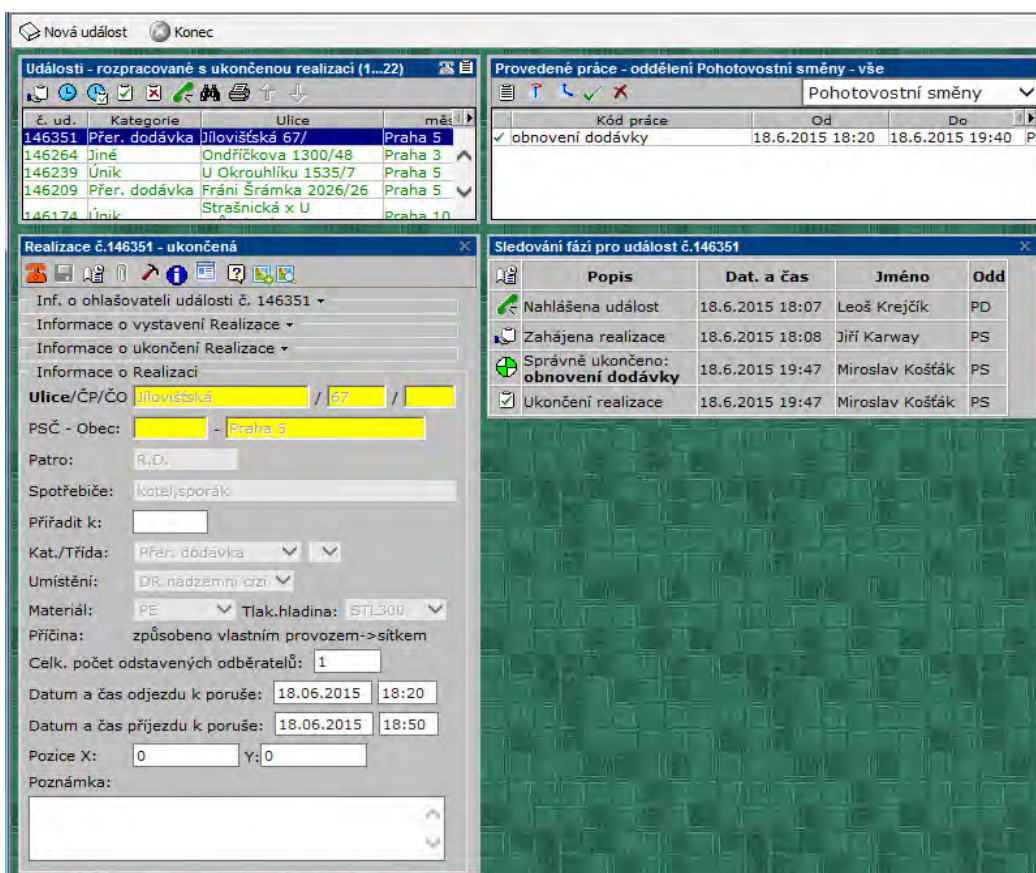
22.5.1 SCADA

Prostřednictvím SCADA systému StoneBase jsou řízeny a monitorovány předávací regulační stanice, tyto jsou vybaveny systémy řízení regulace, přehřevu a odorizace. Na všech vysokotlakých regulačních stanicích jsou sledovány fyzikální vlastnosti plynu, vstupy do objektu a současně je řízen přehřev plynu. Spojení s výše uvedenými stanicemi je zajištěno prostřednictvím privátní radiové sítě. Dále je tímto systémem monitorován provoz středotlakých regulačních stanic. Přenos těchto dat je zajištěn technologií GPRS. Součástí systému StoneBase je i bilanční modul QImport a modul OteComm pro zajištění komunikace s operátorem trhu.

Obrázek 22.5: ilustrační obrázek z Grafického informačního systému



Obrázek 22.6: ilustrační obrázek z Provozního informačního systému



Kromě informačních systémů zajišťujících provoz distribučních soustav po technické stránce jsou provozovateli distribučních soustav využívány i informační systémy podporující obchodní

stránku činnosti provozovatelů distribučních soustav. Mezi nejrozšířenější informační systém lze jednoznačně zařadit SAP se všemi svými moduly relevantními pro utilitní společnosti. Dále jsou využívány další menší informační systémy šité na míru požadavkům jednotlivých provozovatelů distribučních soustav.

22.6 Systémy vzniklé z regulatorních důvodů

Pro zvýšení transparentnosti velkoobchodních trhů a zamezení zneužívání trhů a jejich manipulace byla přijata směrnice Evropského parlamentu a rady č. 1227/2011. Prostředkem má být poskytování informací o veškerých velkoobchodních transakcích a vybraných maloobchodních transakcích účastníky trhu vůči ACER (Agency for Cooperation of Energy Regulators).

Pro reportování transakcí byl ACERem zřízen informační systém, do něhož budou transakce obchodníků zadávány. Pouze vybraní obchodníci mají povoleno k systému přistupovat přímo, ostatní musí využít certifikovaných zprostředkovatelů RRM (Registered Reporting Mechanism).

Zahájení předávání transakcí proběhne ve dvou vlnách:

- V první vlně s účinností od 7. října 2015 jsou určeny k reportování standardizované transakce uzavírané prostřednictvím organizovaných trhů. Protože organizované trhy (zejména burzy, brokeři, ale i operátoři trhů) jako takové jsou samy o sobě RRM, reportování je zajištěno přímo těmito trhy bez dodatečných nároků na účastníky trhu.
- V druhé vlně s počátkem 7. dubna 2016 musí být veškeré transakce uzavírané obchodníky, provozovateli přepravní soustavy a provozovateli zásobníku předávány ACER. Protože se ze samotné podstaty jedná o komplexní transakce uzavírané individuálně bez účasti organizátorů trhů, musí zajistit účastníci trhu s plynem reporting samostatně.

Jak je zřejmé, v první vlně reporting nebude mít významnější dopad na potřebnou IT infrastrukturu účastníků trhu s výjimkou organizátorů trhu. Pro druhou fázi však musí každý z účastníků trhu nalézt vhodné technické i právní řešení pro předávání transakcí ACER. Je pravděpodobné, že velcí účastníci budou sami RRM a tedy budou transakce pomocí vlastních IT systémů předávat ACERu data přímo. Menší účastníci však zřejmě budou využívat služeb buď svých obchodních protistran, které budou RRM, nebo nezávislých poskytovatelů služeb za úhradu.

Podobné reportovací mechanismy se rovněž provozují na straně finančních (měnových a úrokových) a komoditních derivátů dle směrnic MiFID a EMIR. Protože účastníci trhů běžně své rizikové expozice zajišťují pomocí derivátů, tyto směrnice a následně požadavky na IT systémy se jich rovněž mohou týkat.

Transakce určené k reportování jsou u obchodníků běžně zachyceny pomocí systémů ETRM. Právě vytvoření vhodných interface mezi ETRM systémem a formátem vyžadovaným ACER je jednou z výzev, kterým účastníci trhu musí nyní čelit.

22.7 Systémy pro provozovatele a uživatele zásobníku

Zásobník plynu je důležitá technická infrastruktura sloužící celé řadě účelů. Pokud opomineme tradiční poslání (tedy bezpečnost dodávky a vykrývání odběrových špiček), můžeme zásobník rovněž považovat jako komplexní aktivum, jehož hodnota závisí na konstelaci tržních cen. Ob-

jektivní tržní cena zásobníku je vyšší, pokud je vyšší rozdíl sezónních cen (zima–léto) a tržní volatilita (tedy proměnlivost tržních cen).

Z výše uvedeného vyplývá, že poptávka po zásobníku je funkcí ceny za uskladnění a parametrů místního trhu s plynem. Je přirozeně zájmem provozovatele zásobníku maximalizovat zisk a tedy získat nejvyšší tržní cenu, kterou jsou kupující ochotni platit, a současně uživatel zásobníku nechce za uskladnění platit víc, než je nezbytně nutné. Jako správný mechanismus pro alokaci zásobníku je na evropských trzích stále rozšířenější metoda aukce, dle některých energetických legislativ (například v České republice) jsou dokonce povinné.

Pokud provozovatel zásobníku chce nebo musí prodávat zásobník metodou aukce, dnes již takřka výhradně volí formu elektronické aukce za pomoci IT systémů. Může se jednat jak o anglickou aukci (tedy s růstem ceny), tak i holandskou aukci (s poklesem ceny), dokud se neustaví tržní cena. Aukční systémy nebývají standardizované a bývají vyvíjeny přímo pro konkrétního provozovatele zásobníku.

Protože potřeby kapacity zásobníku se u uživatelů během času mění (samozřejmě i s ohledem na vývoj tržních cen plynu), vznikl sekundární trh se zásobníkovou kapacitou. Ačkoli je tento trh běžně nelikvidní s omezeným počtem nabídek a poptávek, existují již instituce, které sekundární obchodování zásobníkovou kapacitou zprostředkovávají. Za zmínku stojí store-x Storage Capacity Exchange GmbH nebo burza APX.

POUŽITÉ ZKRATKY A VYSVĚTLIVKY

ACER: Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů

ADR, ALTERNATIVE DISPUTE RESOLUTION: alternativní řešení sporů mimo soud, například na úrovni ERÚ

BUNDLOVANÁ (KOORDINOVANÁ) KAPACITA: kapacita, která je nabízena sousedními TSO na přeshraničním bodě jako menší z obou volných pevných kapacit.

CNG: COMPRESSED NATURAL GAS, stlačený zemní plyn

ČNB: Česká národní banka

ČR: Česká republika

DPH: daň z přidané hodnoty

DSO, DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR: provozovatel distribuční soustavy

EEX: burza European Energy Exchange AG

ENTSO-G: sdružení evropských provozovatelů přepravních soustav

ERÚ: Energetický regulační úřad

ETS: systém emisního obchodování (Emissions Trading System)

EU: Evropská unie

EU ETS: Evropský systém emisního obchodování (European Union Emissions Trading System)

EZ: energetický zákon

FCFS, FIRST COME FIRST SERVE: způsob rezervace kapacit, kdy kapacita je přidělována dle časového pořadí žádosti o kapacitu.

HPS: hraniční předávací stanice

HZB: hodinový zelený bonus

KVET: kombinovaná výroba elektřiny a tepla

LNG: LIQUID NATURAL GAS, zkapalněný zemní plyn

MF: Ministerstvo financí

MPO: Ministerstvo průmyslu a obchodu

OTE: Operátor trhu, společnost OTE, a. s.

OZE: Obnovitelné zdroje energie

NAP: národní akční plán

NAP SG: Národní akční plán pro inteligentní sítě

NC BAL, NETWORK CODE FOR BALANCING: nařízení EC 312/2014 upravující podmínky pro vyvažování sítě a jeho finančního vyrovnání.

NC CAM, NETWORK CODE FOR CAPACITY ALLOCATION PROCEDURES: nařízení EC 984/2013 upravující zejména typy povolených produktů, způsob jejich alokace, rozdělení kapacit na produkty a maximalizaci nabízené kapacity.

OBA ALOKACE: akceptování poslední sesouhlasené nominace obchodníka jako alokace, kdy odchylku mezi naměřeným množstvím a sumou nominací pak přebírá TSO.

OPEN SEASON: procedura k zajištění alokace kapacity v případě nových projektů. Skládá se obvykle ze dvou kol, první bývá nezávazný průzkum trhu, druhý závazná procedura přidělení kapacit. V závazné proceduře je pak možno podmínit i účinnost smlouvy například dosažením určitého minimálního množství rezervace kapacit, či účinnost smlouvy odsunout dle získání například povolení k provozu plynovodu.

OPM: odběrné/předávací místo

OTC: Over The Counter

PEVNÁ KAPACITA: kapacita je kapacita, jejíž využití TSO může přerušit pouze z důvodů vymezených legislativou, jako jsou například havárie či předcházení havárii atd.

POZE: podporované obnovitelné zdroje energie

PPL: přeshraniční plynovod

PRO RATA ALOKACE: režim přidělování naměřeného množství plynu v poměru jejich posledních sesouhlasených nominací

PŘERUŠITELNÁ KAPACITA: kapacita, jejíž využití může v případě potřeby provozovatel přepravní kapacity přerušit bez náhrady škody obchodníkovi, platba za přerušitelnou kapacitu se obvykle v takovém případě proporcionalně krátí.

RÚT: registrovaný účastník trhu

SBA ALOKACE: způsob alokace, kdy jeden obchodník přebírá odchylku mezi sumou nominací a naměřeným množstvím a ostatním se přidělí jejich poslední sesouhlasená nominace.

SSO: provozovatel zásobníku plynu

SZ: subjekt zúčtování (subjekty zúčtování)

TDD: typové diagramy dodávek

TSO, TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR: provozovatel přepravní soustavy

UIOLI, USE IT OR LOSE IT: pravidlo, které říká, že pokud obchodník nepoužívá svoji kapacitu, může o ni dočasně i dlouhodobě přijít (například omezením práva nominovat)

UNBUNDLING: oddělení provozovatelů přenosové, přepravní a distribuční soustavy od obchodu

VOB: virtuální obchodní bod

VZP: virtuální zásobník plynu

MPO: Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky

SLA, SERVICE LEVEL AGREEMENT: smlouva sjednaná mezi poskytovatelem služby a jejím konzumentem. Většinou se SLA týká oblasti IT, ale není to vždy podmínkou. V uvedeném kontextu se jedná o smlouvy poskytované mezi regulovanou společností a jinou spřízněnou osobou.

PRAMENY A LITERATURA

BP Statistical World Energy Review pro rok 2013

ČSN 38 5502 Plyná paliva. Základní rozdělení.

Doležal, M: Energetická politika EU a její příspěvek ke stabilitě energetických sítí

Energetický plán EU do roku 2050.

Energostat.cz

ERÚ: Konzultační proces v rámci implementace Nařízení Komise (EU) č. 312/2014 – návrh modelu, dostupné online: <http://www.eru.cz/cs/-/implementace-narizeni-komise-eu-c-312-2014-navrh-modelu>

Euractiv.cz – Klimaticko-energetické cíle 2030 a pozice ČR

Eurogas, výroční zpráva 2014

European Commission – FRAMEWORK for CLIMATE & ENERGY = EU 2030

Fík, J.; Žahourek, J.; Čapla, L.: Kvalitativní parametry zemních plynů prp bezpečný a hospodárny provoz domácích plynových spotřebičů. Časopis Plyn 2045/4, str. 80–87.

Japonci poprvé na světě vytěžili plyn z podmořských hydrátů metanu. Dostupné online na <http://www.osel.cz/6788-japonci-poprve-na-svete-vytezili-plyn-z-podmorskych-hydratu-metanu.html>

Kovačovská, L.: Liberalizace vnitřního trhu s elektřinou a zemním plynem jako prostředek zajišťování energetické bezpečnosti EU

Koza, V. (2004) – zemnipln.wz.cz

Kubalec, O: Institucionální aspekty společné obchodní politiky

Národní akční plán Čistá mobilita

Národní akční plán pro inteligentní sítě schválený vládou v březnu 2015.

Nařízení Komise (EU) č. 984/2013

NaturalGas.org

Návrh novely Směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2005, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny ve znění pozdějších předpisů.

Návrh zákona o změně zdanění pevných paliv, plynů a minerálních olejů a dalších souvisejících změnách.

OEnergetice.cz

OTE: D7 Uživatelský manuál CDS Plyn

OTE: Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR v roce 2014, dostupné online: <http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/vyrocnizpravy>

OTE: Veřejné webové stránky operátora trhu: <http://www.ote-cr.cz/>

Plynárenská příručka, Gas s. r. o., Praha 1997

Roční zprávy o provozu energetických soustav ČR za rok 2014, Energetický regulační úřad

Směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny ve znění pozdějších předpisů.

Směrnice Rady 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

Směrnice Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES.

Těžba hydrátů metanu, bakalářská práce. Dostupné online na www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=85263

Tichý, L: Liberalizace energetického trhu v EU a pozice České republiky

Topin.cz 1/2005. Dostupné online na <http://www.topin.cz/download.php?idx=70733&di=7>

TZB-Info.cz

Vyhodnocení cen tepelné energie a jejich vývoj k 1. lednu 2014, <http://www.eru.cz>

Webové stránky Celní správy České republiky.

Zákon č. 131/2015 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony.

Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.

Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů.

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon).

Závěry Evropské rady ze dne 23. a 24. října 2014 pro „RÁMEC POLITIKY V OBLASTI KLIMATU A ENERGETIKY DO ROKU 2030“.

ZemniPlyn.cz

Úvod do liberalizované energetiky Trh s plynem

Kolektiv autorů

Vydala Asociace energetických manažerů,
Ortenovo náměstí 15a, 170 00 Praha 7
aem@aem.cz, www.aem.cz,
ve spolupráci s Českým plynárenským svazem,
v roce 2015.

Odpovědní redaktoři: Jiří Gavor, Zuzana Šolcová

Přebal, grafická úprava a sazba: Miloš Mojžiš, Eva Mojžišová

Fotografie na přední obálce: © User:Arivumathi / Wikimedia Commons / CC BY-SA 3.0

Fotografie na zadní obálce: © User:Surajseo / Wikimedia Commons / CC BY-SA 4.0

Vytiskla tiskárna SUNGATE, Novodvorská 202/26, 142 00 Praha 4

Vydání první.

ISBN 978-80-260-9211-7



A.e.M

ASOCIACE
ENERGETICKÝCH
MANAŽERŮ



Úvod do liberalizované energetiky
Trh s plynem
Vydala Asociace energetických manažerů
ISBN 978-80-260-9211-7

