

Jsmo tam, kde je energie.

OTE 

We are where the energy is.

A green-tinted photograph of a beach scene. In the foreground, there are tall, feathery reeds or grasses. In the background, a group of people is standing on a sandy beach near the water's edge. The sky is cloudy. The text is centered in the middle of the image.

„Energie přírodních živlů.“
“Energy of natural elements.”

OBSAH

CONTENTS

2 ZKRATKY LIST OF ABBREVIATIONS	66 ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTŘINOU A PLYNEM ORGANIZED SHORT-TERM ELECTRICITY AND GAS MARKETS
5 ÚVOD INTRODUCTION	71 Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a vyvážací trh s regulační energií <i>Organized Short-term Electricity Market and Balancing Market with Regulating Energy</i>
8 LEGISLATIVA V ROCE 2017 LEGISLATION IN 2017	83 Organizovaný krátkodobý trh s plynem <i>Organized Short-term Gas Market</i>
10 Cenová rozhodnutí ERÚ <i>ERO Price Decisions</i>	84 Účastníci krátkodobého trhu s elektřinou a plynem <i>Participants in Short-term Electricity and Gas Markets</i>
11 Podpora a výrobní zdroje <i>Support and Production Sources</i>	88 PODPOROVANÉ ZDROJE ENERGIE A ZÁRUKY PŮVODU SUPPORTED ENERGY SOURCES AND GUARANTEES OF ORIGIN
12 Legislativa Evropské Unie <i>European Union Legislation</i>	89 Registrace a nárok na podporu <i>Registration and Eligibility for Support</i>
14 TRH S ELEKTŘINOU ELECTRICITY MARKET	91 Registrace nároku na podporu vyrobené elektřiny v systému CS OTE a vyúčtování podpory <i>Registration of Claims for Support for Generated Electricity in CS OTE System and Settlement of Support</i>
15 Realizační diagramy <i>Internal Nominations</i>	99 Provozní podpora tepla (bez investiční podpory) <i>Operating Aid for Heat (without Investment Aid)</i>
18 Zúčtování odchylek <i>Settlement of Imbalances</i>	100 Záruky původu <i>Guarantees of Origin</i>
26 Celkové roční objemy odchylek a poskytnuté regulační energie <i>Total Annual Volumes of Imbalances and Regulating Energy Provided</i>	101 Statistiky roku 2017 <i>2017 Statistics</i>
30 Změna dodavatele <i>Change of Supplier</i>	104 PROVOZ REJSTRÍKU OBCHODOVÁNÍ S POVOLENKAMI NA EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ OPERATION OF THE EMISSION TRADING REGISTRY
35 Účastníci trhu s elektřinou <i>Electricity Market Participants</i>	108 RISK MANAGEMENT RISK MANAGEMENT
38 TRH S PLYNEM GAS MARKET	108 Definice finančních rizik <i>Definition of Financial Risks</i>
40 Dvoustranné obchodování <i>Bilateral Trading</i>	110 Řízení kreditního rizika <i>Credit Risk Management</i>
44 Těžba a vtláčení <i>Withdrawal and Injection</i>	114 Řízení rizika likvidity <i>Liquidity Risk Management</i>
45 Zúčtování odchylek <i>Settlement of Imbalances</i>	116 PŘÍLOHA APPENDIX
59 Změna dodavatele <i>Change of Supplier</i>	
63 Účastníci trhu s plynem <i>Gas Market Participants</i>	

Poznámka: Všechny číselné údaje v obrázcích a tabulkách jsou v této zprávě uvedeny dle české konvence, tj. místo desetinné tečky se používá desetinná čárka a tisíce jsou oddělené mezerou namísto čárkou.

Note: Czech convention has been applied to all Czech/English figures and tables contained in this report, which means that a decimal comma is used instead of decimal point and thousands are separated by a space instead of a comma.

ZKRATKY

LIST OF ABBREVIATIONS

zkratka	význam
4M MC	Propojení denních trhů mezi Českou republikou, Slovenskem, Maďarskem a Rumunskem
ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
AIB	Asociace vydavatelských subjektů (Association of Issuing bodies)
BT	Blokový trh s elektřinou, část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou
CACM	Nařízení Komise (EU) č. 2015/1222, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení
CR	Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu
CS OTE	Centrální systém operátora trhu, CS OTE, zahrnuje CDS i IS OTE
ČEPS	Společnost ČEPS, a.s.
ČR/CZ	Česká republika
D	Den realizace uzavřených kontraktů na dodávku elektřiny nebo plynu
DS	Distribuční soustava
DPH	Daň z přidané hodnoty
DT	Denní trh s elektřinou/plynem, část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou/plynem
DVM	Denní vyrovnávací množství
DVS	Dvoustranná vnitrostátní smlouva na dodávku elektřiny mezi SZ
DZ	Druhotné zdroje
EECS	Evropské elektronické certifikační schéma (European Electricity Certificate Scheme)
EP	Evropský parlament
EEX	The European Energy Exchange AG
EK	Evropská komise
EPEX	EPEX SPOT SE
ERD	Evidence realizačních diagramů
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES/ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování (European Union Emission Trading Scheme)
EZ	Energetický zákon, zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů
EZP	Evidence záruk původu
FVE	Fotovoltaická elektrárna
FZ	Finanční zajištění poskytnuté subjektem (subjekty) zúčtování
HPS	Hraniční předávací stanice
KVET	Vysokoučinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LNG	Zkapalněný zemní plyn (Liquefied Natural Gas)
MC	Propojování trhů (Market Coupling) na principu implicitního přidělování přeshraničních kapacit

abbreviation	description
4M MC	Day-ahead markets coupling among the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AIB	Association of Issuing Bodies
AS	Ancillary services
BDS	Border delivery station
BM	Electricity block market, part of the organized short-term electricity market
BMR	Balancing market with regulating energy
BRP	Balance Responsible Party/Parties as defined in the Energy Act (EA)
CACM	Commission Regulation (EU) 2015/1222 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management
ČEPS	ČEPS, a. s., electricity transmission system operator
CGD	Cross-border gas duct
CHP	Combined heat and power
CR/CZ	Czech Republic
CS OTE	Central System of the Market Operator; CS OTE is comprised of CDS and IS OTE
D	Day of execution of contracts for electricity or gas supply
DIQ	Daily imbalance quantity
DM	Day-ahead spot electricity/gas market, part of the organized short-term electricity/gas market
DS	Distribution system
DSO	Distribution system operator
DVS	Bilateral intra-state contract for electricity supply between balance responsible parties
EA	Energy Act, Act No. 458/2000 Coll., on Business Conditions and Public Administration in the Energy Sectors and on Amendments to Certain Acts, as amended
EC	European Commission
EECS	European Electricity Certificate Scheme
EEX	European Energy Exchange AG
EP	European Parliament
EPEX	EPEX SPOT SE
ERD	Internal nominations diagram
ERO	Energy Regulatory Office
ES/ES CR	Electric Power System/ Electric Power System of the Czech Republic
EU	European Union
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
EZP	Guarantees of origin records
FS	Financial security provided by balance responsible party/parties
GB	Green bonus
IM	Intraday electricity/gas market, part of the organized short-term electricity/gas market
LNG	Liquefied natural gas
LP	Load profiles

zkratka	význam
MCO plán	Plán na společné zavedení a výkon funkcí subjektu provádějící sesouhlasení pro propojení trhů (Market Coupling Operator Plan)
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MRC	Propojení denních trhů s elektřinou regionů CWE, NWE, SWE, IBWT (Multi-Regional Coupling)
MVE	Malá vodní elektrárna
MVER	Malá vodní elektrárna v rekonstrukci
MZ	Ministerstvo zemědělství
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NCG	Obchodní zóna (VOB) pro zemní plyn v Německu (Net Connect Germany)
NC BAL	Nařízení Komise č. 312/2014, ze dne 27. března 2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích
NEMO	Nominovaný organizátor trhu s elektřinou
OBA	Alokační režim na vstupních a výstupních bodech, ve kterém platí, že množství plynu nominované SZ na těchto bodech je považováno za dodané
OPM	Odběrné/předávací místo
OSN	Organizace Spojených národů
OTE	Akiová společnost OTE, a.s.
OTE-COM	Obchodní platforma OTE (OTE continuous markets)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCR	Projekt pro propojování denních trhů s elektřinou (Price Coupling of Regions)
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
POZE	Podporované zdroje energie
PPL	Přeshraniční plynovod
PPS	Provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a.s.) nebo Provozovatel přepravní soustavy (NET4GAS, s.r.o.)
PpS	Podpůrné služby
Pro Rata	Alokační režim na vstupních a výstupních bodech, ve kterém platí, že SZ jsou přidělena množství dodaného plynu na základě skutečně naměřených údajů v poměru jejich nominací
PV	Povinný výkup
PXE	Power Exchange Central Europe, a.s.
RE+/RE-	Regulační energie kladná/záporná
Rejstřík	Rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů
REMIT	Nařízení EP a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti
RM OTE	Risk Management společnosti OTE, a.s.
RÚT	Registrovaný účastník trhu s elektřinou (registrovaný u OTE)
SO	Systémová odchylka
SK	Slovenská republika
SZ	Subjekt/subjekty zúčtování dle vymezení daného energetickým zákonem (EZ)
TDD	Typové diagramy dodávek
VC	Výkupní cena

abbreviation	description
MC	Market Coupling on the principle of implicit allocation of cross-border capacity
MCO plan	Market Coupling Operator plan for the joint implementation and performance of functions of the entity that carries out matching for market coupling
MP	Mandatory purchase
MPO	Ministry of Industry and Trade
MRC	Multi-Regional Coupling, coupling of day-ahead electricity markets in the CWE, NWE, SWE and IBWT regions
MVE	Small hydro power plant
MVER	Small hydro power plant under reconstruction
MZ	Ministry of Agriculture
MŽP	Ministry of the Environment
NC BAL	Commission Regulation (EU) No. 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks
NCG	Net Connect Germany – virtual trading point for natural gas in Germany
NEMO	Nominated electricity market operator
OBA	Allocation regime at entry and exit points under which gas volumes nominated by balance responsible parties at these points is deemed delivered
OPM	Point of delivery/transfer
OTE	Joint stock company OTE, a.s.
OTE-COM	OTE continuous markets, Trading platform for short-term markets
PCR	Price Coupling of Regions
PD	Price Decision of the Energy Regulatory Office
PP	Purchase price (feed-in-tariff)
Pro Rata	Allocation regime at entry and/or exit points, under which volumes of supplied gas are allocated to balance responsible parties according to metered data and pro rata nominations
PVP	Photovoltaic power plant
PXE	Power Exchange Central Europe, a.s.
RE+/RE-	Positive/negative regulating energy
Registry	Registry for Greenhouse Gas Emission Allowance Trading
REMIT	Regulation (EU) No. 1227/2011 of the EP and of the Council on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RES	Renewable energy sources
RM OTE	Risk Management of OTE, a.s.
RMP	Registered participant on the electricity market, registered with OTE
SI	System imbalance
SK	Slovak Republic
SES	Supported energy resources
TSO	Transmission system operator (ČEPS, a.s. or NET4GAS, s.r.o.)
UN	United Nations

zkratka	význam
VDT	Vnitrodenní trh s elektřinou/plynem – část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou/plynem
VOB	Virtuální obchodní bod
VT	Vyrovnávací trh s regulační energií
VZP	Virtuální zásobník plynu
XBID	Projekt pro propojení vnitrodenních trhů (Cross-border intraday coupling)
ZB	Zelený bonus

Ostatní pojmy a zkratky jsou vysvětleny v textu.

abbreviation	description
VAT	Value added tax
VGS	Virtual gas storage
VTP	Virtual trading point
XBID	Cross-border intraday coupling

Other symbols and abbreviations are explained in the following text.

ÚVOD

INTRODUCTION

Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR v roce 2017, kterou máte před sebou, nejen prezentuje v číslech a grafech klíčové informace o trhu s elektřinou a plynem v České republice (ČR), ale také dokumentuje činnosti operátora trhu v uplynulém roce. Tyto informace vycházejí z dat, která operátor trhu ve svém systému CS OTE zpracovává a analyzuje, a doplňuje tak Výroční zprávu společnosti a Zprávu o dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.

Vážíme si důvěry, kterou obchodníci vkládají do námi organizovaných trhů, na kterých došlo v roce 2017 k opětovnému zvýšení obchodních objemů a nárůstu likvidity. Zvláště u krátkodobého trhu s plynem, na němž bylo v roce 2017 zobchodováno 3 747 GWh plynu, a došlo tak k meziročnímu nárůstu ve výši 79,4 % zobchodovaného plynu oproti roku 2016. I do budoucna budeme, z důvodu zvyšování úrovně našich služeb, dále rozvíjet a inovovat systém CS OTE, a to nejen na základě plnění přání a požadavků účastníků trhu, ale i díky vyšším nárokům na zajišťování bezpečnostních standardů a moderní technologie.

Prezentovaná čísla a grafy na trhu s plynem za rok 2017 odrážejí i první ucelené výsledky dopadu nařízení Komise (EU) č. 312/2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích (dále jen NC BAL) na trhu s plynem. Operátor trhu se s novými podmínkami vypořádal bez potíží a na tomto místě je potřeba zdůraznit významnou roli, kterou v těchto podmínkách poskytuje naše obchodní platforma vnitrodenního trhu s plynem nejen pro provozovatele přepravní soustavy, ale bezesporu také pro účastníky trhu.

Rok 2017 jsme věnovali implementaci změn, které vyplynuly z dotazníkových průzkumů mezi účastníky trhu. Při každé z implementovaných změn důsledně dbáme o to, aby vedly k podpoře a rozvoji transparentního tržního prostředí a trvalému poskytování bezpečného, nediskriminačního a uživatelsky přívětivého prostředí pro účastníky trhu v celém sektoru energetiky ČR. Věříme proto, že změny přispěly ke zlepšení služeb, které operátor trhu poskytuje. Příkladem může být implementace mobilní aplikace POZE pro chytré mobilní telefony a tablety, která mimo jiné poskytuje výrobcům možnost zadávání a odesílání výkazů o vyrobené a spotřebované elektřině vyrobené ve zdrojích do 10 kW nebo zpřehlednění informací na našem veřejném webu. Provedli jsme drobné změny i v dalších částech systému. Vědomi si významu platformy vnitrodenního trhu s plynem, chceme se v následujícím období věnovat jejímu dalšímu rozvoji, např. v oblasti rozšíření poskytovaných produktů, nebo zvýšení uživatelského pohodlí při její obsluze.

This Year Report on the Electricity and Gas Markets in the Czech Republic for 2017 presents in numbers and charts key information on the electricity and gas markets in the Czech Republic and documents the activities of the Market Operator over the past year. This information is based on the data processed and analysed by the Market Operator in its CS OTE system, which complement the Company's Annual Report and the Expected Electricity and Gas Balance Report.

We value the trust of the traders in the markets we organize. In 2017, these markets saw another increase in trade volumes and liquidity. The short-term gas market in particular, where the volume of trading amounted to 3,747 GWh of gas in 2017, recorded a year-on-year increase of 79.4% in traded gas compared to 2016. In order to improve the customer service in the future, we will continue to develop and innovate the CS OTE system with the aim to meet the wishes and requirements of market participants and also to comply with increasing demands on security standards and modern technology.

The presented numbers and charts documenting developments on the gas market in 2017 also show the first comprehensive results of the effects of Commission Regulation (EU) No. 312/2014 establishing a network code on gas balancing of transmission networks (hereinafter "NC BAL") on the gas market. The Market Operator met the new conditions without any difficulty and it is necessary to highlight the important role of the services that our intraday gas market trading platform provides for the transmission system operator and the market participants.

In 2017 we focused on implementing the changes prompted by surveys conducted among market participants. We pay increased attention to ensuring that each of the implemented changes promotes and develops a transparent market environment and helps provide a secure, non-discriminatory and user-friendly environment for market participants throughout the Czech energy sector. We believe that the changes have contributed to improving the services provided by the Market Operator. An example is the implementation of the POZE mobile application for smart mobile phones and tablets, which also allows producers to input and send reports on production and consumption of electricity generated in installations with an installed capacity of up to 10 kW, or to streamline information on our public website. We have made minor changes in other parts of the system. Having been aware of the importance of the intraday gas market platform, in the coming period we want to focus on its further development, e.g. on expanding the range of products provided or increasing the user's comfort in operating the platform.

Stejně jako v minulých letech i v roce 2017 na trh s elektřinou a plynem významně působily příprava a implementace nových legislativních opatření přijatých na úrovni Evropské unie. Harmonizace pravidel a zavádění jednotných postupů v rámci energetických trhů EU dopadá a bude i nadále dopadat na systémy operátora trhu a ostatních účastníků trhu. Operátor trhu v souladu s požadavky nařízení Komise (EU) č. 2015/1222, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (nařízení CACM), a ve spolupráci s ostatními nominovanými organizátory trhu (tzv. NEMO) plnil své povinnosti vedoucí k realizaci jednotného evropského denního a vnitrodenního trhu s elektřinou. Příkladem je schválení plánu na společné zavedení a výkon funkcí subjektu, provádějícího sesouhlasení pro propojení trhů (tzv. MCO plán), nebo v souladu s nařízením CACM předložení návrhů metodik a postupů, které definují jednotlivé parametry budoucí podoby tohoto jednotného trhu s elektřinou. Na konci roku 2017 vstoupilo v účinnost nařízení Komise (EU) 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice. Toto nařízení je příkladem legislativních opatření, která do budoucna mohou zásadně ovlivnit trh s elektřinou ať už povinným přechodem na 15minutovou zúčtovací periodu, nebo úpravou metodiky zúčtování odchylek. Významně se projeví i výsledky diskuse o změnách na trhu s elektřinou vyplývající z budoucí podoby tzv. Zimního legislativního balíčku EU – Čistá energie pro všechny Evropany. Připravované zásadní úpravy směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, nařízení o trhu s elektřinou a směrnice o podpoře obnovitelných zdrojů energie spolu s dalšími legislativními opatřeními jistě zásadně ovlivní podobu trhu s elektřinou v budoucích letech. I proto bylo prioritou OTE přispívat svými zkušenostmi k úpravám těchto návrhů, aby se trh s elektřinou mohl dále úspěšně rozvíjet.

K rozvoji obchodování s elektřinou přispívají i naše aktivity v rámci mezinárodní spolupráce využívající zkušenosti z oblasti integrace denních a vnitrodenních trhů s elektřinou. Za velký úspěch lze označit podepsané Memorandum o porozumění mezi provozovateli přenosových soustav a nominovanými operátory trhu, které potvrdilo zájem zemí středovýchodní Evropy na realizaci kontinuálního přeshraničního obchodování a zavedení implicitního přidělování vnitrodenních přeshraničních přenosových kapacit na česko-německé, česko-rakouské, rakousko-maďarské, maďarsko-rumunské, maďarsko-chorvatské a chorvatsko-slovenské hranici.

Similarly to previous years, the preparation and implementation of new legislative measures adopted at the European Union level in 2017 had a significant impact on the electricity and gas markets. The harmonization of rules and implementation of uniform procedures in the EU energy markets has affected and will continue to affect the systems of the Market Operator and other market participants. Pursuant to the requirements of Commission Regulation (EU) No. 2015/1222 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM), and in cooperation with other nominated market operators (NEMOs), the Market Operator fulfilled its obligations aimed at the creation of a single European day-ahead and intraday electricity market, such as approval of a plan for the joint implementation and performance of functions of the entity that carries out matching for market coupling (the MCO Plan) or to submit draft methodologies and procedures defining the parameters of the future form of this single electricity market in accordance with CACM. In late 2017 Commission Regulation (EU) No. 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing came into effect. This regulation is an example of legislative measures that can fundamentally affect the electricity market in the future, whether it is the mandatory adoption of a 15-minute billing period or the modified methodology for settlement of imbalances. The results of the discussion on the changes in the electricity market, resulting from the future form of the so-called “EU Winter Legislative Package – Clean Energy for All Europeans”, have also had a major impact. The prepared key changes to the directive on common rules for the internal market in electricity, the electricity market regulation and the directive on the promotion of the use of energy from renewable sources, complete with other legislative measures, will surely have a significant impact on the electricity market in future years. This is why OTE's priority has been to contribute its experience to the process of modifying these proposals for the sake of the future development of the electricity market.

Our activities related to international collaboration based on our experience in the integration of day-ahead and intraday electricity markets contribute to the development of electricity trading. The Memorandum of Understanding signed between transmission system operators and NEMOs, which reaffirmed the interest of Central and Eastern European countries in the implementation of continuous cross-border trade and the introduction of implicit allocation of intraday cross-border transmission capacities at the Czech-German, Czech-Austrian, Austrian-Hungarian, Hungarian-Romanian, Hungarian-Croatian and Croatian-Slovenian borders can be described as a big success.

Zajištění dodávek plynu zákazníkům je jednou z priorit EU. Již dnes mají obchodníci v roli dodavatelů plynu povinnost zajistit konečným zákazníkům tzv. bezpečnostní standard dodávek. Operátor trhu za tímto účelem poskytuje prostřednictvím svého informačního systému množství údajů, které obchodníci používají ve výpočtu pro zajištění tohoto bezpečnostního standardu. Nařízení evropského parlamentu a rady (EU) 2017/1938 ze dne 25. října 2017 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu a o zrušení nařízení (EU) č. 994/2010 v tomto ohledu zajištění bezpečnosti dodávek plynu dále posiluje.

V oblasti obnovitelných zdrojů byla, mimo výše uvedené úpravy vyplývající z dotazníkového průzkumu, ze strany operátora trhu i nadále věnována významná pozornost významu transparentního vydávání energetických certifikátů, jako jsou záruky původu a transakcí s nimi na tuzemské i mezinárodní úrovni. Od února 2017 je umožněn plný import a export záruk původu mezi státy, které jsou členy asociace subjektů vydávajících záruky původu (Association of Issuing Bodies (AIB)), čehož jsou dokladem i nárůsty vydaných a uplatněných záruk původu včetně jejich převodů uvedené v této zprávě.

Věříme, že prezentovaná čísla a informace pomohou rozvíjet vaše aktivity na trhu s elektřinou a plynem v ČR. Tam, kde je to vhodné, jsou tyto údaje dále doplněné o informace a významné události očekávané v roce 2018. Pro potřebu navazujících detailních analýz OTE prezentuje na svých webových stránkách <http://www.ote-cr.cz> další data a informace, které jsou volně dostupné ke stažení.

Za všechny zaměstnance OTE vám děkujeme za důvěru, kterou nám využíváním našich platform pro obchodování prokazujete, a přejeme vám mnoho obchodních úspěchů.

V Praze 31. 1. 2018

Igor Chemišinec

Securing gas supplies to customers is one of the EU's priorities. Traders supplying gas are already required to ensure security of supply standard for final customers. For this purpose, the Market Operator provides through its information system multiple data used by traders to calculate this security of supply standard. Regulation (EU) 2017/1938 of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No. 994/2010 further strengthens the security of gas supply in this regard.

In the field of renewable energy sources, the Market Operator again paid increased attention, besides the foregoing changes resulting from the survey, to the importance of transparent issuance of energy certificates, such as guarantees of origin and related transactions both domestic and international. Since February 2017, import and export of guarantees of origin has been enabled among countries that are members of the Association of Issuing Bodies (AIB). This is evidenced by an increase in the issued and cancelled guarantees of origin, including their transfers, presented in this Report.

We believe the included statistics and information will help expand your activities on the electricity and gas markets in the Czech Republic. Where appropriate, selected data and important events anticipated in 2018 were also included in this Report. For additional related detailed analyses, OTE provides more data and information on its website <http://www.ote-cr.cz> that can be downloaded free of charge.

On behalf of all OTE employees, we thank you for your trust in using our trading platforms and wish you many business successes.

Prague, 31 January 2018

Práva a povinnosti jednotlivých účastníků trhu s energiemi stanovuje **zákon č. 458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (energetický zákon), a prováděcí vyhlášky k tomuto zákonu.

Oblast **elektroenergetiky** dále upravuje **vyhláška ERÚ č. 408/2015 Sb.**, o Pravidlech trhu s elektřinou („Pravidla trhu s elektřinou“), která byla v roce 2017 novelizována vyhláškou **č. 127/2017 Sb.** (účinná od 1. 6. 2017). Novela Pravidel trhu s elektřinou reagovala na dynamicky se vyvíjející elektroenergetický trh. Úprava se týkala mimo jiné postupů při registraci OPM, při změně dodavatele a procesů souvisejících s neoprávněným odběrem. Dále byl upraven rozsah předávaných dat provozovatelem distribuční soustavy pro účely stanovení a zúčtování odchylky a způsob výpočtu regulovaných plateb hrazených provozovatelem lokální distribuční soustavy. Změny se týkaly také stanovení zálohových plateb pro hrazení složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny mezi provozovatelem přenosové soustavy a provozovatelem regionální distribuční soustavy a rezervace kapacity a zvýhodnění výrobců 1. kategorie od plateb za rezervovanou kapacitu, resp. příkon.

V oblasti **plynárenství** navazuje na Energetický zákon především **vyhláška ERÚ č. 349/2015 Sb.**, o Pravidlech trhu s plynem („Pravidla trhu s plynem“), ve znění **vyhlášky č. 416/2016 Sb.** (účinná od 1. 1. 2017). Aktualizovaná Pravidla trhu s plynem rozšířila možnosti, za nichž lze přistupovat k zásobníkům plynu, a upravila nastavení mechanismů pro řízení nedostatku přepravních kapacit s postupy pro řízení smluvního překročení kapacity. V roce 2017 byly v plynárenství vydány ještě další dvě novely vyhlášek – vyhláška č. 418/2017 Sb., kterou se mění vyhláška č. 345/2012 Sb., o dispečerském řízení plynárenské soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení, a vyhláška č. 236/2017 Sb., kterou se mění vyhláška č. 108/2011 Sb., o měření plynu a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném uskladňování, neoprávněné přepravě nebo neoprávněné distribuci plynu, ve znění vyhlášky č. 289/2013. **Vyhláška č. 418/2017 Sb.** (účinná od 1. 1. 2019) se zaměřuje na zpřesnění odhadů předpokládané systémové odchylky spotřeby plynu, prognózy akumulace plynu na konci plynárenského dne a možnost zavést zveřejňování průběžně aktualizované prognózy souhrnného stavu vyvážacích pozic uvnitř přiřazené flexibility všech subjektů zúčtování. Předmětem **vyhlášky č. 236/2017 Sb.** (účinná od 19. 8. 2017) je zkrácení lhůty zpracování naměřených údajů u vybraných měřicích zařízení (typu S a C). Oproti původně stanoveným 18 měsícům se nově naměřené údaje zpracovávají zpravidla jedenkrát za 12 kalendářních měsíců. Tato lhůta je v souladu s ustanovením vyhlášky č. 70/2016 Sb. týkající se termínu vyúčtování dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice a plynárenství.

The rights and obligations of energy markets participants are governed by **Act No. 458/2000 Coll.**, on Business Conditions and Public Administration in the Energy Sectors and on Amendments to Certain Acts, as amended (the Energy Act), and the relevant implementing regulations.

The **energy sector** is also governed by **ERO Decree No. 408/2015 Coll.**, on Electricity Market Rules (“Electricity Market Rules”), which was in 2017 amended with Decree **No. 127/2017 Coll.** (effective as of 1 June 2017). The Electricity Market Rules were amended in response to the dynamically developing electricity market. The changes included, inter alia, procedures for registration of OPMs, change of supplier and processes related to unauthorized offtake. Furthermore, the scope of data submitted by the distribution system operator for the purposes of determining and settlement of imbalances and the method of calculating regulated payments of the local distribution system operator has been modified. Other changes related to determining advances for the payment of the component of the price of the distribution system service and the component of the price of the transmission system service for support for electricity between the transmission system operator and the regional distribution system operator and the reservation of capacity and waiving payments for reserved capacity or input power for 1st category producers.

In the **gas sector**, key legislation related to the Energy Act is **ERO Decree No. 349/2015 Coll.**, on Gas Market Rules (“Gas Market Rules”), as amended by **ERO Decree No. 416/2016 Coll.**, in effect as of 1 January 2017. The updated Gas Market Rules expanded the options for accessing gas storage facilities and modified the mechanisms for congestion management with procedures for managing contractual exceeding of capacity. In 2017, two more decree amendments were published: Decree No. 418/2017 Coll., amending Decree No. 345/2012 Coll., on the gas system supervisory control and data transmission for supervisory control, and Decree No. 236/2017 Coll., amending Decree No. 108/2011 Coll., on gas metering and the method of stipulating compensation for damage arising from unauthorized consumption, unauthorized supply, unauthorized storage, unauthorized transmission or unauthorized distribution of gas, as amended by Decree No. 289/2013. **Decree No. 418/2017 Coll.** (effective as of 1 January 2019) aims to improve the estimates of the expected system imbalance in gas consumption, forecasts of gas accumulation at the end of the gas day, and the possibility of publishing a continuously updated forecast of the aggregated balance of balancing positions within allocated flexibility of all balance responsible parties. **Decree No. 236/2017 Coll.** (effective as of 19 August 2017) sets out a reduced timeframe for processing metered data for selected metering devices (type S and C). In contrast to the original 18 months, new metered data are usually processed once every 12 calendar months. This timeframe is in accordance with the provisions of Decree No. 70/2016 Coll., on the billing of supplies and related services in energy sectors.

Dále namísto doposud používané pevné denní ceny plynu za chybějící vyrovnávací plyn pro účely výpočtu výše náhrady škody při neoprávněném odběru plynu se stanovuje používat cenu Index OTE (POTE) zveřejňovanou na webu OTE.

Náležitosti a členění regulačních výkazů, stanovených vyhláškou **č. 262/2015 Sb.**, o regulačním výkaznictví, byly upřesněny vyhláškou **č. 50/2017 Sb.** Tato novela účinná od 1. 3. 2017 upravila vzory regulačních výkazů, pravidla pro jejich sestavování a termíny pro jejich předkládání tak, aby korespondovaly s účetními výkazy podle novelizovaného zákona č. 563/1991 Sb., o účetnictví, resp. zákona č. 221/2015 Sb.

Významnou úlohu Pravidel provozování přenosové soustavy, Pravidel provozování distribuční soustavy, Řádu provozovatele přepravní soustavy, Řádu provozovatele distribuční soustavy, Řádu provozovatele zásobníku plynu a obchodních podmínek operátora trhu („Pravidla, Řády a obchodní podmínky“) pro fungování trhu s elektřinou a s plynem již v roce 2000 zakotvil energetický zákon. Pravidla, Řády a obchodní podmínky jsou provozně-technickými předpisy, které upravují činnosti provozu jednotlivých soustav nebo zásobníku plynu. Obsahové náležitosti Pravidel, Řádů a obchodních podmínek stanovil ERÚ ve vyhlášce č. 401/2010 Sb., která byla v roce 2017 novelizována **vyhláškou č. 330/2017 Sb.** s účinností od 1. 1. 2018.

Mezi další předpisy s dopadem na trh s elektřinou a plynem v roce 2017, které byly zveřejněny ve Sbírce zákonů a nabyly účinnosti v roce 2016, případně byly v roce 2017 novelizovány, patří zejména:

> **nařízení vlády**

- **č. 172/2016 Sb.**, o stanovení finančních limitů a částek pro účely zákona o zadávání veřejných zakázek (účinné od 1. 10. 2016), Novela: č. 471/2017 (účinná od 1. 1. 2018)
- **č. 296/2016 Sb.**, kterým se mění nařízení vlády č. 361/2014 Sb., o stanovení dodání zboží nebo poskytnutí služby pro použití režimu přenesení daňové povinnosti, ve znění pozdějších předpisů (účinné od 1. 10. 2016),
- **č. 363/2016 Sb.**, o zavedení letního času v letech 2017 až 2021 (účinné od 23. 11. 2016).

> **vyhlášky ERÚ**

- **č. 8/2016 Sb.**, o podrobnostech udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích (účinná od 1. 2. 2016),
- **č. 16/2016 Sb.**, o podmínkách připojení k elektrizační soustavě (účinná od 1. 2. 2016),
- **č. 70/2016 Sb.**, o vyúčtování dodávek a souvisejících služeb v energetických odvětvích (účinná od 1. 7. 2016) – zrušila vyhlášku č. 210/2011 Sb.,
- **č. 404/2016 Sb.**, o náležitostech a členění výkazů nezbytných pro zpracování zpráv o provozu soustav v energetických odvětvích, včetně termínů, rozsahu a pravidel pro sestavování výkazů (**statistická vyhláška** účinná od 1. 1. 2017),

Furthermore, it stipulates to use the OTE Index (POTE) prices posted on OTE's website instead of hitherto used fixed daily gas prices for the missing balancing gas for the purposes of calculating the amount of compensation for unauthorized gas offtake.

The requirements for and layout of regulatory reports set out in **Decree No. 262/2015 Coll.**, on regulatory reporting, were more specified in **Decree No. 50/2017 Coll.** This amendment, effective as of 1 March 2017, modified the model regulatory reports, rules for their preparation and the deadlines for their submission so as to correspond with the financial statements pursuant to the amended Act No. 563/1991 Coll., on Accounting, or Act No. 221/2015 Coll.

In 2000, the Energy Act laid down the importance of the Transmission System Operation Rules, the Distribution System Operation Rules, the Transmission System Operator Code, the Distribution System Operator Code, the Gas Storage Operator Code and the Market Operator Business Terms (“Rules, Codes and Business Terms” for the functioning of the electricity and gas markets. The Rules, Codes and Business Terms are operating and technical regulations governing the operations of specific systems or gas storage. The contents requirements of the Rules, Codes and Business Terms were defined by the ERO in Decree No. 401/2010 Coll., which was amended in 2017 by **Decree No. 330/2017 Coll.**, effective as of 1 January 2018.

Other legislation affecting the electricity and gas markets in 2017 that was published in the Collection of Laws and came into force in 2016, or was amended, comprised in particular:

> **Government regulations**

- **No. 172/2016 Coll.**, on determination of thresholds and amounts for the purposes of the Act on Public Contracts (in effect as of 1 October 2016) Amendment: No. 471/2017 Coll. (in effect as of 1 January 2018),
- **No. 296/2016 Coll.**, amending Government Regulation No. 361/2014 Coll., on determination of delivery of goods or provision of services for the purposes of the reverse charge system, as amended (in effect as of 1 October 2016),
- **No. 363/2016 Coll.**, on the introduction of summer time in 2017–2021 (in effect as of 23 November 2016).

> **ERO Decrees**

- **No. 8/2016 Coll.**, on the details of awarding business licences in energy sectors (in effect as of 1 February 2016),
- **No. 16/2016 Coll.**, on the conditions of connection to the electric power system (in effect as of 1 February 2016),
- **No. 70/2016 Coll.**, on the billing of supplies and related services in energy sectors (in effect as of 1 July 2016 – repealed Decree No. 210/2011 Coll.),
- **No. 404/2016 Coll.**, on the requirements and layout of reports required for reporting on the systems operation in energy sectors, including timeframes, scope and rules for preparing reports (**Statistical Decree** – in effect as of 1 January 2017).

> vyhlášky MPO

- **č. 152/2016 Sb.**, kterou se mění vyhláška č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění vyhlášky č. 476/2012 Sb. (účinná od 1. 6. 2016),
- **č. 309/2016 Sb.**, kterou se mění vyhláška č. 480/2012 Sb., o energetickém auditu a energetickém posudku (účinná od 11. 10. 2016).

CENOVÁ ROZHODNUTÍ ERÚ

ERÚ stanovil v roce 2016 regulované ceny pro elektroenergetiku a plynárenství a ceny podpory podporovaných zdrojů energie v následujících cenových rozhodnutích **platných od 1. 1. 2017** (aktuální znění jsou dostupná na <http://www.eru.cz>):

- > **CR č. 3/2016**, kterým se stanovují některé regulované ceny podle zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů,
- > **CR č. 5/2016** (zrušilo od 1. 1. 2017 CR č. 5/2015 a jeho novelu CR č. 4/2016 a též CR č. 9/2015)
Novely: **CR č. 9/2016** ze dne 14. 12. 2016 a **CR č. 11/2016** ze dne 22. 12. 2016,
- > **CR č. 6/2016** (zrušilo od 1. 1. 2017 CR č. 6/2015) a jeho novely – CR č. 1/2016 a CR č. 2/2016),
- > **CR č. 7/2016** (zrušilo od 1. 1. 2017 CR č. 7/2015)
Novela: **CR č. 10/2016** ze dne 14. 12. 2016,
- > **CR č. 8/2016** (zrušilo od 1. 1. 2017 CR č. 8/2015).

ERÚ stanovil v roce 2017 regulované ceny pro elektroenergetiku a plynárenství a ceny podpory podporovaných zdrojů energie v těchto Cenových rozhodnutích **platných od 1. 1. 2018** (aktuální znění jsou dostupná na <http://www.eru.cz>):

pro oblast elektroenergetiky:

- > **CR č. 6/2017** (zrušilo od 1. 1. 2018 CR č. 7/2016 a jeho novelu – CR č. 10/2016),
- > **CR č. 7/2017** (zrušilo od 1. 1. 2018 CR č. 8/2016).

pro oblast plynárenství:

- > **CR č. 1/2017** – novela CR č. 6/2016,
- > **CR č. 5/2017** (zrušilo od 1. 1. 2018 CR č. 6/2016 i jeho novelu – CR č. 1/2017).

> MPO Decrees

- **No. 152/2016 Coll.**, amending Decree No. 82/2011 Coll., on the measurement of electricity and determination of damages from unauthorized collection, unauthorized delivery, unauthorized transfer or unauthorized distribution of electricity, as amended by Decree No. 476/2012 Coll. (in effect as of 1 June 2016),
- **No. 309/2016 Coll.**, amending Decree No. 480/2012 Coll., on energy audit and energy assessment (in effect as of 11 October 2016).

ERO PRICE DECISIONS

In 2016 the ERO set out regulated prices for the power and gas sectors and subsidy rates for supported energy sources in the following price decisions (PD) **effective as of 1 January 2017** (applicable versions of the documents can be downloaded from <http://www.eru.cz>):

- > **PD No. 3/2016**, laying down certain regulated prices pursuant Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources and on Amendments to Certain Laws,
- > **PD No. 5/2016** (as of 1 January 2017 repealed PD No. 5/2015 and its amendment – PD No. 4/2016 and also PD No. 9/2015)
Amendments: **PD No. 9/2016** of 14 December 2016 and **PD No. 11/2016** of 22 December 2016,
- > **PD No. 6/2016** (as of 1 January 2017 repealed PD No. 6/2015) and its amendments – PD No. 1/2016 and PD No. 2/2016),
- > **PD No. 7/2016** (as of 1 January 2017 repealed PD No. 7/2015)
Amendment: **PD No. 10/2016** of 14 December 2016,
- > **PD No. 8/2016** (as of 1 January 2017 repealed PD No. 8/2015).

In 2017 the ERO set out regulated prices for the power and gas sectors and subsidy rates for supported energy sources in the following price decisions **effective as of 1 January 2018** (applicable versions of the documents can be downloaded from <http://www.eru.cz>):

For the power sector:

- > **PD No. 6/2017** (as of 1 January 2018 repealed PD No. 7/2016 and its amendment – PD No. 10/2016),
- > **PD No. 7/2017** (as of 1 January 2018 repealed PD No. 8/2016).

For the gas sector:

- > **PD No. 1/2017** – amendment to PD No. 6/2016,
- > **PD No. 5/2017** (as of 1 January 2018 repealed PD No. 6/2016 and its amendment – PD No. 1/2017).

pro oblast podporovaných zdrojů energie:

- > **CR č. 5/2016**, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie,
- > **CR č. 8/2017** – novela CR č. 5/2016 – účinnost od 21. 12. 2017,
- > **CR č. 3/2017** (zrušilo od 1. 1. 2018 CR č. 5/2016 a jeho novely – CR č. 9/2016, CR č. 11/2016, CR č. 2/2017 a CR č. 8/2017),
- > **CR č. 9/2017** – novela CR č. 3/2017 (účinnost od 1. 1. 2018),
- > **CR č. 4/2017**, kterým se od 1. 1. 2018 stanovují některé regulované ceny podle zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů (zrušilo od 1. 1. 2018 CR č. 3/2016).

PODPORA A VÝROBNÍ ZDROJE

V roce 2017 došlo ke schválení 2 novel zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů – **zákon č. 103/2017 Sb.** a zákon č. 183/2017 Sb., kterým se mění některé zákony v souvislosti s přijetím zákona o odpovědnosti za přestupky a řízení o nich a zákona o některých přestupcích. **Zákon č. 103/2017 Sb.** upravil postup dodatečného vyrovnání podpory za elektřinu vyrobenou v rekonstruovaných MVE v období od 1. 1. 2016 do 30. 9. 2016 a stanovil nárok na výplatu rozdílu podpory stanovené od 1. 10. 2016 ve výši výkupní ceny pro elektrárny skutečně zařazené do kategorie dle CR platného do 31. 12. 2015 podle data skutečného uvedení MVE do provozu po rekonstrukci nebo modernizaci.

V roce 2017 vstoupily v platnost následující legislativní předpisy:

- > **nařízení vlády č. 310/2016 Sb.**, o stanovení prostředků státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona o POZE pro rok 2017, s účinností od 1. 1. 2017,
- > **nařízení vlády č. 266/2017 Sb.**, o podpoře elektřiny a tepla z podporovaných zdrojů energie, s účinností od 2. 9. 2017,
- > **vyhláška ERÚ č. 266/2016 Sb.**, – novela vyhlášky č. 296/2015 Sb., o technickoekonomických parametrech pro stanovení výkupních cen pro výrobu elektřiny a zelených bonusů na teplo a o stanovení doby životnosti výroben elektřiny a výroben tepla z obnovitelných zdrojů energie (vyhláška o technickoekonomických parametrech), s účinností od 1. 1. 2017.

V roce 2017 bylo zveřejněno ve Sbírce zákonů nařízení vlády **č. 311/2017 Sb.**, o stanovení prostředků státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona o podporovaných zdrojích energie pro rok 2018.

For supported energy sources:

- > **PD No. 5/2016**, laying down subsidies for supported energy sources,
- > **PD No. 8/2017** – amendment to PD No. 5/2016 – in effect as of 21 December 2017,
- > **PD No. 3/2017** (as of 1 January 2018 repealed PD No. 5/2016 and its amendments – PD No. 9/2016, PD No. 11/2016, PD No. 2/2017 and PD No. 8/2017),
- > **PD No. 9/2017** – amendment to PD No. 3/2017 (in effect as of 1 January 2018),
- > **PD No. 4/2017**, laying down as of 1 January 2018 certain regulated prices pursuant to Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources and amendments to certain acts (as of 1 January 2018 repealed PD No. 3/2016).

SUPPORT AND PRODUCTION SOURCES

In 2017 two amendments to Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources and on amendments to certain acts, as amended were passed: **Act No. 103/2017 Coll.** and Act No. 183/2017 Coll., amending certain acts in connection with the passing of the Act on the Liability for Offences and Related Proceedings and Act on Certain Offences. **Act No. 103/2017 Coll.** sets out procedures for additional settlement of support for electricity generated in reconstructed MVEs in the period from 1 January 2016 to 30 September 2016 and establishes eligibility to payment of the difference in support provided from 1 October 2016 in the amount of the purchase price (feed-in-tariff) for power plants classified in the relevant category pursuant to the price decision that was in effect until 31 December 2015, according to the date of the actual commissioning of the MVE after reconstruction or modernization.

The following legislation came into force in 2017:

- > **Government Regulation No. 310/2016 Coll.**, on the earmarking of state budget funds pursuant to Section 28(3) of the Act on Supported Energy Sources for 2017, in effect as of 1 January 2017,
- > **Government Regulation No. 266/2017 Coll.**, on support for electricity and heat from supported energy sources, in effect as of 2 September 2017,
- > **ERO Decree No. 266/2016 Coll.** – amendment to Decree No. 296/2015 Coll., on technical and economic parameters for determining feed-in-tariffs for generation of electricity and green bonuses for heat and establishing the life cycle of installations producing power and heat from renewable energy sources (Decree on Technical and Economic Parameters), in effect as of 1 January 2017.

In 2017 Government Regulation **No. 311/2017 Coll.**, on the earmarking of state budget funds pursuant to Section 28(3) of the Act on Supported Energy Sources for 2018 was published in the Collection of Laws.

V roce 2018 je připravovaná novelizace **zákona č. 201/2012 Sb.**, o ochraně ovzduší, ve znění pozdějších předpisů, a to z důvodu transpozice směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) **2016/2284** o snížení národních emisí některých látek znečišťujících ovzduší, o změně směrnice 2003/35/ES a o zrušení směrnice 2001/81/ES. Z uvedené směrnice vyplývá pro ČR především nutnost nově upravit obsahové náležitosti národního programu snižování emisí ČR a některé podmínky jeho aktualizace. Dále pak je nutné provést příslušné změny ve způsobu vypracování národních emisních inventur a emisních projekcí a jejich reportování a nově monitorovat také dopady znečištění ovzduší na ekosystémy. Členské státy EU odhlasovaly 28. 4. 2017 v rámci tzv. revidovaného Referenčního dokumentu o nejlepších dostupných technikách (BREF) **přísnější limity pro emise NO_x, SO_x, rtuti a prachových částic** vypouštěných z velkých spalovacích zařízení, které vejdou v platnost v průběhu roku 2021.

V roce 2017 byla novelizována vyhláška MŽP č. 415/2012 Sb., o přípustné úrovni znečišťování a jejím zjišťování a o provedení některých dalších ustanovení zákona o ochraně ovzduší, ve znění vyhlášek č. 155/2014 Sb., č. 406/2015 Sb. a č. 171/2016 Sb., a to vyhláškou č. **452/2017 Sb.** účinnou od 1. 1. 2018. Také v návaznosti na přijetí zákona č. 89/2017 Sb., kterým byl novelizován zákon č. 73/2012 Sb., o látkách, které poškozují ozonovou vrstvu, a o fluorovaných skleníkových plynech, vyvstala potřeba **novelizace vyhlášky č. 257/2012 Sb.**, o předcházení emisí látek, které poškozují ozonovou vrstvu, a fluorovaných skleníkových plynů.

LEGISLATIVA EVROPSKÉ UNIE

Evropská komise (EK) již koncem roku 2016 zveřejnila návrhy změn, které mají významný dopad na budoucí strukturu a fungování evropského energetického trhu. Soubor návrhů legislativy EU s názvem „Zimní legislativní balíček EU – Čistá energie pro všechny Evropany“ je komplexní sada opatření vydaných na podporu přechodu k čisté energii a zavedení modelu „**Energy-only market**“, ve kterém jsou ceny tvořeny výhradně tržním způsobem a nikoli státními zásahy. Cílem je snaha o efektivnější a transparentnější fungování trhu s elektřinou, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v energetice, vyšší energetické úspory a posílení postavení spotřebitelů.

Konečná podoba jednotlivých aktů bude předmětem vyjednávání členských států.

Stěžejním procesem v ochraně životního prostředí je realizace dokumentů z pařížské XXI. mezinárodní konference OSN o klimatu, tzv. Pařížská dohoda oficiálně vstoupila v platnost 4. 11. 2016; krátce poté, co ji ratifikovalo 55 smluvních stran Rámcové úmluvy OSN, jejichž souhrnný podíl na globálních emisích skleníkových plynů dosahuje 55%. Pařížská dohoda upravuje mezinárodní rámec ochrany

An amendment to **Act No. 201/2012 Coll.**, on Air Protection, as amended, is being drafted in 2018 due to the transposition of Directive (EU) **2016/2284** of the European Parliament and of the Council on the reduction of national emissions of certain atmospheric pollutants, amending Directive 2003/35/EC and repealing Directive 2001/81/EC. For the Czech Republic, the aforementioned directive necessitates a review of content requirements of the national emission reduction program of the Czech Republic and of some conditions for its updating. Furthermore, it is necessary to make relevant changes in the method of preparing national emission inventories and emission projections and their reporting and to monitor the effects of air pollution on ecosystems. On 28 April 2017, EU Member States voted within the revised Reference Document on Best Available Techniques (BREF), for **stricter limits for NO_x, SO_x, mercury and dust emissions** produced by large combustion plants that will come into force in 2021.

In 2017, Decree of the Ministry of the Environment No. 415/2012 Coll., on the permissible level of pollution and its detection and on implementation of some other provisions of the Act on Air Protection, as amended by Decree No. 155/2014 Coll., No. 406/2015 Coll. and No. 171/2016 Coll., was amended by **Decree No. 452/2017 Coll.**, in effect as of 1 January 2018. The passing of Act No. 89/2017 Coll., amending Act No. 73/2012 Coll., on Substances Depleting the Ozone Layer and on Fluorinated Greenhouse Gases, necessitated an **amendment to Decree No. 257/2012 Coll.**, on the prevention of emissions of substances depleting the ozone layer and of fluorinated greenhouse gases.

EUROPEAN UNION LEGISLATION

At the end of 2016, the European Commission (EC) published proposals for changes that have a significant impact on the future structure and functioning of the European energy markets. The EU draft legislation known as the EC Winter Package – Clean Energy for All Europeans is a complex set of measures adopted to facilitate transition to clean energy and to implement an “**Energy-only market**” model where prices are determined entirely on a market basis and not through government interventions. The measures aim to promote more energy efficient and transparent energy market, an increase in the share of renewable energy sources in the power sector, greater energy conservation and strengthening of the position of customers.

The final version of the proposals is subject to negotiations of individual Member States.

A key process in environmental protection is the implementation of documents from the twenty-first session of the UN Conference of the Parties on climate in Paris. The so-called Paris Agreement entered into force on 4 November 2016, shortly after it was ratified by 55 Parties to the Framework Convention of the United Nations, accounting in total for at least 55% of the total global greenhouse gas emissions. The Paris Agreement sets out an international framework for climate protection

klimatu po roce 2020, kdy nahradí svého předchůdce – Kjótský protokol. Hlavním cílem Pařížské dohody je přispět k výraznému snížení produkce emisí skleníkových plynů, udržet nárůst průměrné globální teploty výrazně pod hranici 2°C v porovnání s obdobím před průmyslovou revolucí a usilovat o to, aby nárůst teploty nepřekročil hranici 1,5 C. Pařížská dohoda přináší změnu i v tom, že si všechny státy bez rozdílu musí stanovit konkrétní příspěvek ke snižování emisí skleníkových plynů a tento příspěvek naplnit (pozn.: ČR se společně s EU a jejími členskými státy zavázala v porovnání s rokem 1990 snížit emise skleníkových plynů o 40 % do roku 2030). V souvislosti s Pařížskou dohodou předložila EK již začátkem roku 2016 balíček **k bezpečnosti dodávek energie**, který se skládal z:

- > Nařízení o bezpečnosti dodávek zemního plynu (Rada a EP dosáhly 27. 4. 2017 shody na znění návrhu nařízení o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek plynu, schváleno 12. 9. 2017 EP a 9. 10. 2017 Radou),
- > Rozhodnutí o mezivládních dohodách v oblasti energetiky,
- > Strategie pro zkapalněný zemní plyn (LNG) a skladování plynu,
- > Strategie pro vytápění a chlazení.

Návrh na reformu směrnice o vnitřním trhu s plynem zveřejnila EK 8. 11. 2017.

V roce 2017 byly zveřejněny tyto legislativní předpisy EU:

- > **prováděcí rozhodnutí Komise (EU) č. 2017/89**, ze dne 17. ledna 2017, o vytvoření ročních seznamů priorit pro vypracování kodexů sítě a rámcových pokynů na rok 2017(EU),
- > **nařízení Komise**
 - **č. 2017/459**, ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013,
 - **č. 2017/460**, ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn,
 - **č. 2017/1485**, ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav.

Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. **1227/2011** o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (nařízení **REMIT**) a **prováděcí nařízení Komise (EU) č. 1348/2014 o oznamování údajů** za účelem provedení čl. 8 odst. 2 a 6 nařízení REMIT (**prováděcí nařízení**) zavedla pro účastníky trhu povinnost registrace v Národním registru účastníků trhu vedeném ERÚ a oznamování obchodních a technických dat do celoevropské databáze spravované Agenturou pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER), která vykonává monitoring oznámených transakcí a provádění kontroly nad dodržováním nařízení REMIT.

Další zveřejněné a přijaté dokumenty EK, EP a Rady jsou dostupné na <http://eur-lex.europa.eu/>.

after 2020, when it will replace its predecessor – the Kyoto Protocol. The central aim of the Paris Agreement is to contribute to a substantial reduction in the production of greenhouse gas emissions, keep a global temperature rise this century well below 2 degrees Celsius above pre-industrial levels and pursue efforts to limit the temperature increase even further to 1.5 degrees Celsius. The Paris Agreement brings change in that all Parties are required to determine their contribution to the reduction in greenhouse gas emissions and to meet the set target (Note: the Czech Republic together with the EU and its Member States has committed to cut total greenhouse gas emissions by 40% below 1990 levels by 2030. In connection with the Paris Agreement, in early 2016 the European Commission presented its **energy security package** comprised of:

- > Security of Gas Supply Regulation (on 27 April 2017, the Council and the EP reached an agreement on the text of the proposal for a Regulation on measures to safeguard security of gas supply, approved on 12 September 2017 by the EP and on 9 October 2017 by the Council),
- > A decision on Intergovernmental Agreements in energy,
- > Liquefied natural gas (LNG) and gas storage strategy,
- > Heating and Cooling strategy.

The EC published the proposal for the reform of the intraday gas market directive on 8 November 2017.

The following EU legislation was also published in 2017:

- > **Commission Implementing Decision (EU) 2017/89** of 17 January 2017 on the establishment of the annual priority lists for 2017 for the development of network codes and guidelines,
- > **Commission Regulation (EU)**
 - **No. 2017/459** of 16 March 2017 establishing a network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) No. 984/2013,
 - **No. 2017/460** of 16 March 2017 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas,
 - **No. 2017/1485** of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

Regulation (EU) **No. 1227/2011** of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency (**REMIT**) and **Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 on data reporting** implementing Article 8(2) and Article 8(6) of REMIT (Implementing Regulation) require market participants to register in the National Register of Market Participants maintained by the ERO and to report trade and technical data to the European central database administered by the Agency for the Cooperation of European Regulators (ACER) which monitors reported transactions and oversees compliance with the REMIT.

Other published and adopted EC, EP and Council documents are available at <http://eur-lex.europa.eu/>.

TRH S ELEKTŘINOU

ELECTRICITY MARKET

Obchodování s elektřinou v ČR probíhá prostřednictvím:

- > dvoustranného obchodování,
- > organizovaného krátkodobého trhu:
 - blokového trhu (BT),
 - denního spotového trhu (DT),
 - vnitrodenního trhu (VDT).

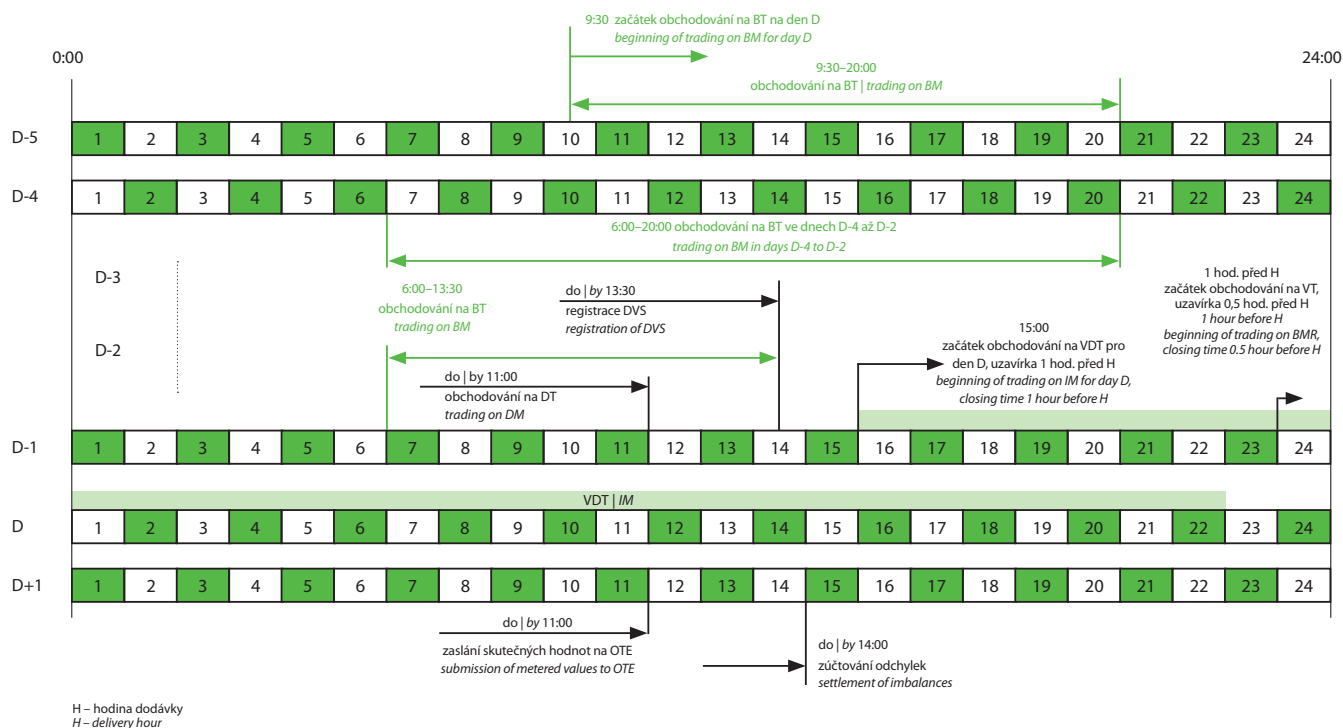
Energetická legislativa vyžaduje od účastníků trhu – subjektů zúčtování – registrovat jejich dvoustranné obchody v systému OTE prostřednictvím tzv. realizačních diagramů (ERD). Součástí obchodování s elektřinou v ČR je i zúčtování odchylek (včetně obchodování s regulační energií a vyrovnávacího trhu s regulační energií). Časové úseky jednotlivých činností jsou uvedeny na obrázku 1.

Electricity is traded in the Czech Republic through:

- > bilateral trading,
- > organized short-term market,
 - block market (BM),
 - day-ahead spot market (DM),
 - intraday market (IM).

Energy legislation requires market participants – balance responsible parties (BRPs) – to register their bilateral transactions in the OTE system through internal nominations diagrams (ERD). Electricity trading in the CR comprises also settlement of imbalances (including trading with regulating energy and the balancing market with regulating energy). Timeframes of specific activities are presented in Figure 1.

Obrázek 1 **Časové uspořádání trhu s elektřinou**
Figure 1 **Electricity market schedule**



REALIZAČNÍ DIAGRAMY

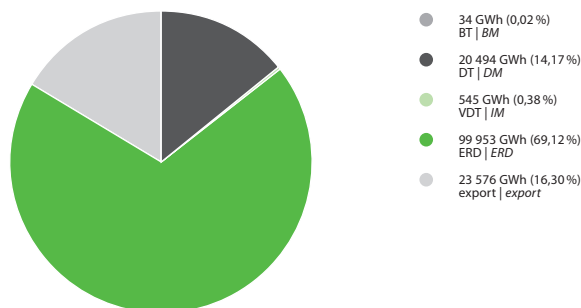
Jak již bylo uvedeno výše, v případě, že účastníci trhu prodávají nebo nakupují elektřinu prostřednictvím dvoustranných obchodů, jsou povinni tyto obchody registrovat v systému OTE. Do těchto dvoustranných obchodů se započítávají:

- > dvoustranné vnitrostátní smlouvy (DVS klasické, burzovní¹),
- > dvoustranné smlouvy na dodávku pro vývoz elektřiny do zahraničí (export) a pro dovoz elektřiny ze zahraničí (import)².

Dvoustranné vnitrostátní obchody na dodávku elektřiny byly operátorovi trhu k registraci předkládány jednotlivými subjekty zúčtování (SZ) v podobě realizačních diagramů (ERD) nejpozději do 13:30 hodin dne předcházejícímu dni, ve kterém měla být dodávka uskutečněna, přičemž tento čas byl rovněž uzávěrkou dvoustranného obchodování. V systému OTE je registrováno pouze množství dvoustranně obchodované elektřiny bez uvedení její ceny. Finanční vyrovnání těchto obchodů je prováděno přímo mezi stranami obchodu, mimo systém OTE, přičemž společnost OTE není centrální protistranou těchto obchodů. Nezbytnou podmínkou registrace těchto realizačních diagramů je mimo jiné i splnění podmínky finančního zajištění SZ z pohledu vzniku možných odchylek SZ, které by tyto obchody mohly vyvolat.

V roce 2017 bylo v systému OTE registrováno v podobě domácích (vnitrostátních) realizačních diagramů 69 % prodané, resp. 78 % nakoupené elektřiny, což znázorňují obrázky 2 a 3. Celkový objem vnitrostátních dvoustranných obchodů prostřednictvím realizačních diagramů dosáhl v roce 2017 hodnoty 100,0 TWh.

Obrázek 2 **Množství zobchodované elektřiny – prodej, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2017**
Figure 2 **Volumes of traded electricity – sale – (GWh; %) processed in OTE system in 2017**



¹ Pojmem burzovní DVS zde rozumíme obchody zobchodované na Power Exchange Central Europe, a.s., (PXE) a zadané tímto subjektem do systému OTE za jednotlivé účastníky obchodování pro zúčtování odchylek.

² Do exportu a importu jsou v tomto případě zahrnuty i exporty a importy vyplývající z propojeného denního trhu s elektřinou, z tzv. Market Coupling (MC).

INTERNAL NOMINATIONS

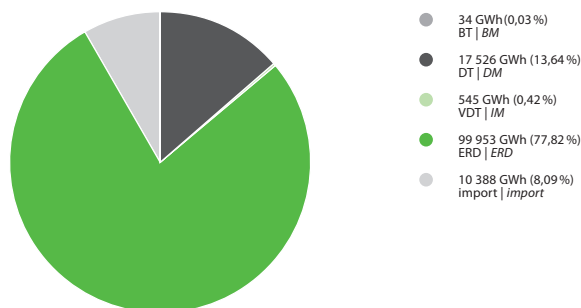
As mentioned above, when market participants sell or buy electricity through bilateral transactions, they are required to register these transactions in the OTE system. Bilateral transactions include the following contract types:

- > bilateral intra-state contracts (traditional DVS, exchange DVS¹),
- > bilateral contracts for electricity export and import².

Each balance responsible party (BRP) submits bilateral intra-state contracts for electricity supplies to the Market Operator for registration as internal nominations (ERD) by 13:30 on the day preceding the day on which the delivery should take place. This deadline also applies for the close of bilateral trading. The OTE system registers only volumes of bilaterally traded electricity without the prices charged. Financial settlement of these transactions is carried out directly between the trading parties outside of the OTE system as OTE is not central counterparty to these transactions. A necessary condition for the registration of internal nominations is, inter alia, meeting the financial security condition by the respective BRP due to possible imbalances arising from these transactions.

In 2017, 69% of sold electricity and 78% of purchased electricity was registered in the OTE system in the form of internal (intra-state) nominations, as documented in Figure 2 and 3. The total volume of intra-state bilateral transactions through internal nominations amounted to 100.0 TWh in 2017.

Obrázek 3 **Množství zobchodované elektřiny – nákup, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2017**
Figure 3 **Volumes of traded electricity – purchase – (GWh; %) processed in OTE system in 2017**



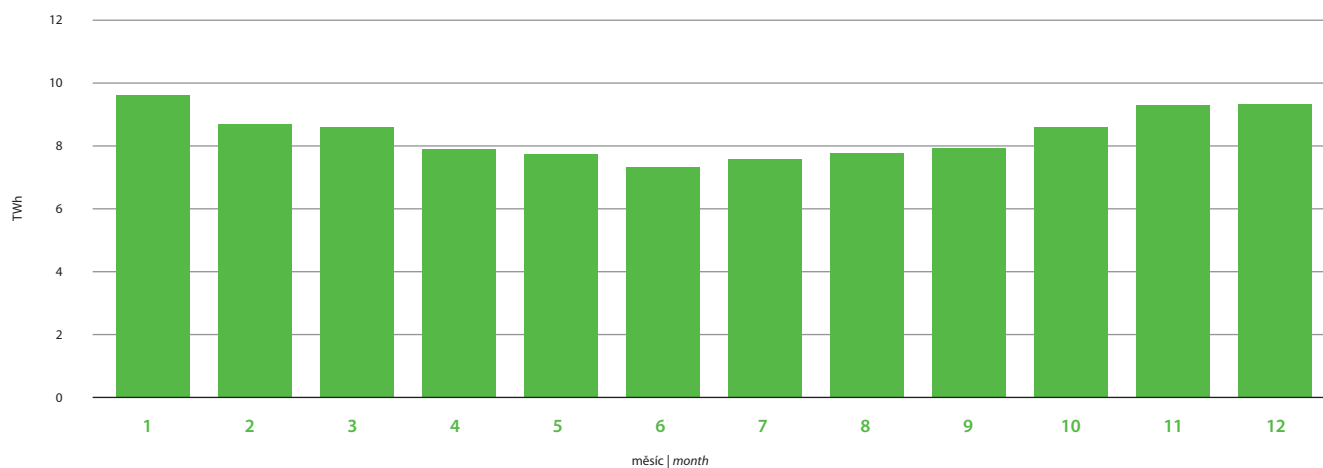
¹ The term "Exchange DVS" (BUR) means transactions executed on Power Exchange Central Europe, a.s. (PXE) and submitted to the OTE system by PXE on behalf of specific participants in trading for settlement of imbalances.

² Export and import include volumes of export and import ensuing from day-ahead electricity market coupling (MC).

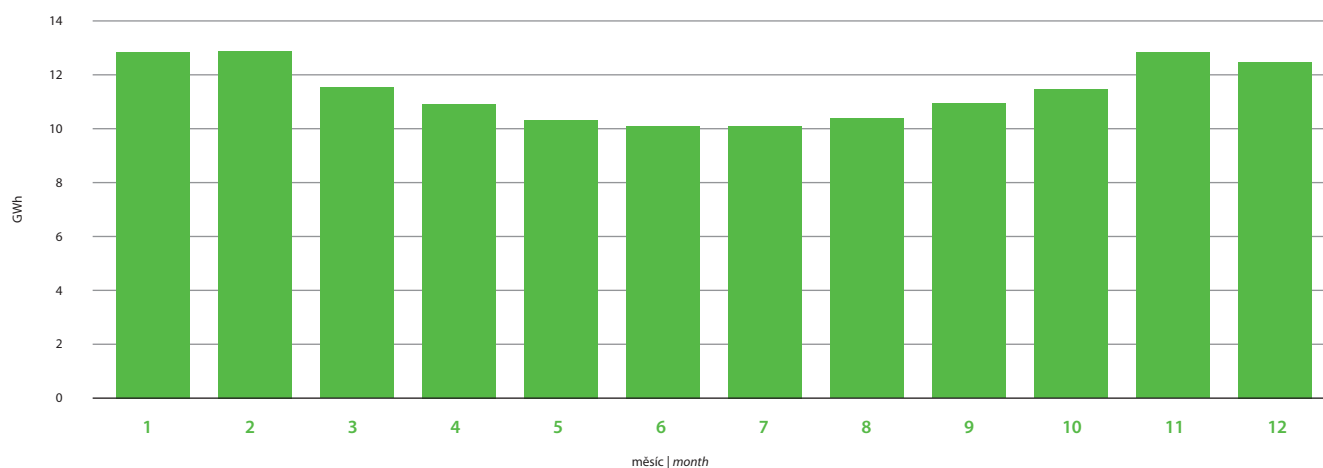
Obrázky 4 a 5 znázorňují statistiku těchto registrovaných dvoustranných vnitrostátních obchodů po jednotlivých měsících roku 2017.

Figures 4 and 5 show statistics of registered bilateral intra-state transactions in specific months of 2017.

Obrázek 4 Množství zobchodované elektřiny prostřednictvím vnitrostátních realizačních diagramů po jednotlivých měsících roku 2017
Figure 4 Volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2017



Obrázek 5 Průměrné hodinové množství elektřiny zobchodované prostřednictvím realizačních diagramů v jednotlivých měsících roku 2017
Figure 5 Average hourly volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2017



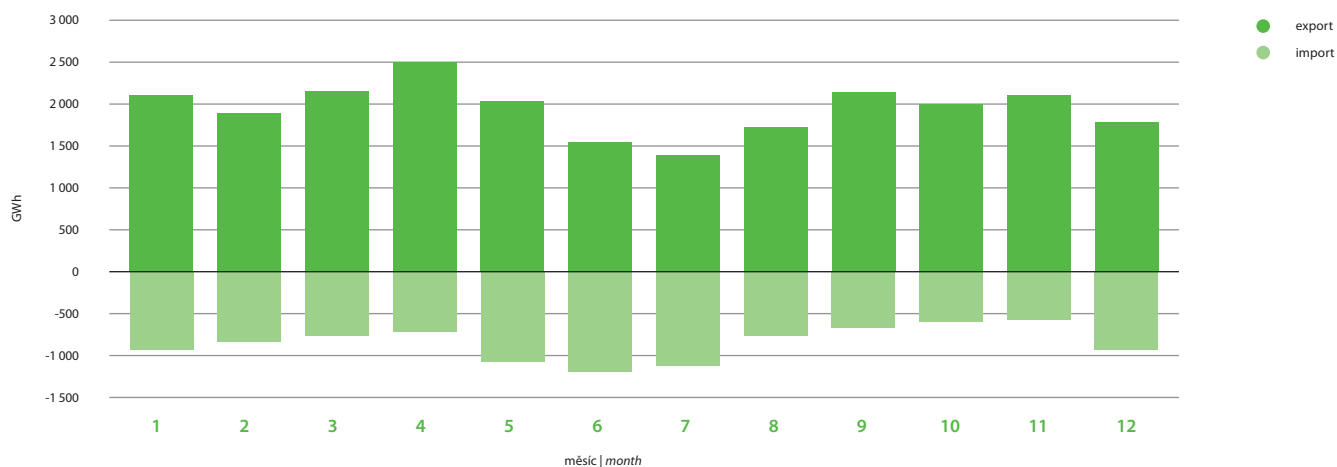
Technická pravidla zadávání údajů z dvoustranných smluv prostřednictvím realizačních diagramů na vývoz nebo dovoz byla nastavena odlišně od vnitrostátního obchodování. Při vyhodnocování odchylek SZ se zohledňovaly hodnoty diagramů přeshraničních obchodů odsouhlasených a předaných provozovatelem přenosové soustavy.

Obrázek 6 ukazuje množství vyvezené a dovezené elektřiny v jednotlivých měsících roku 2017. Hodnoty exportu/importu odpovídají hodnotám smluvně uzavřených, a tedy plánovaných přeshraničních obchodů a nerespektují skutečné fyzické toky elektřiny (navýšené/ponížené například o kruhové toky), které reálně protekly přes hraniční profily přenosové soustavy ČR.

Technical rules for the submission of data from bilateral contracts through external nominations for export or import varied from intra-state trading. In the evaluation of BRP's imbalances, the values of cross-border exchanges, matched and handed over by the transmission system operator, were taken into account.

Figure 6 shows volumes of exported and imported electricity in each month of 2017. The export/import values match the values of contracted and therefore planned cross-border exchanges and do not correspond to the actual physical electricity flows (increased or reduced by e.g. circular flows) that actually flowed through the border profiles of the Czech transmission system.

Obrázek 6 **Množství zobchodované elektřiny prostřednictvím exportu a importu v jednotlivých měsících roku 2017**
Figure 6 **Volumes of electricity traded through export and import in specific months of 2017**



Hodnoty smluvně uzavřených přeshraničních obchodů na straně exportu činily za rok 2017 celkem 23 576 GWh, hodnoty importu v roce 2017 představovaly 10 388 GWh.

In 2017, the volume of contracted cross-border exchanges related to export totalled 23,576 GWh; the volume of exchanges related to import amounted to 10,388 GWh.

ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

Popis modelu

Jednou ze základních činností, které operátor trhu vykonává, je vyhodnocování a finanční ocenění odchylek. Každý odběr elektřiny ze soustavy a každá dodávka elektřiny do soustavy musí být přiřazeny některému z účastníků trhu. Účastníky trhu s elektřinou, pro něž OTE zúčtovává a finančně vypořádává odchylky, legislativa definuje jako tzv. subjekty zúčtování (SZ). Legislativa rovněž definuje postup výpočtu velikosti odchylek subjektů zúčtování a způsob stanovení ceny odchylky a částky, kterou subjekty zúčtování za odchylku mají buď zaplatit, nebo obdržet.

Odchylkou SZ pro každou obchodní hodinu je součet odchylky za závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a odchylky za závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy. Odchylkou SZ za závazek dodat elektřinu do soustavy je rozdíl mezi skutečně dodaným množstvím a sjednaným množstvím dodávky. Odchylkou SZ za závazek odebrat elektřinu ze soustavy je rozdíl mezi skutečně odebraným množstvím a množstvím sjednaným k odběru. Sjednaná množství dodávek elektřiny do soustavy a odběrů elektřiny ze soustavy jsou pro každou obchodní hodinu subjektu zúčtování stanovena operátorem trhu na základě zaregistrovaných domácích (vnitrostátních) a zahraničních (export/import) realizačních diagramů a výsledků organizovaného krátkodobého trhu. Skutečná množství dodané nebo odebrané elektřiny jsou evidována na základě dat obchodního měření, která jsou operátorovi trhu poskytována provozovateli distribučních soustav a provozovatelem přenosové soustavy.

Účastníci trhu s elektřinou mohou vyrábět elektřinu, dodávat ji konečným zákazníkům, prodávat jiným účastníkům trhu nebo ji nakupovat od jiných účastníků, a to buď formou dvoustranných kontraktů uvnitř ČR, formou přeshraničních obchodů, na organizovaném krátkodobém trhu nebo na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Další možností dodávky elektřiny do soustavy je poskytování regulační energie prostřednictvím zdroje, který poskytuje podpůrné služby za podmínek stanovených Pravidly provozování přenosové soustavy.

Základní pravidlo zpoplatnění všech odchylek určuje, že každý účastník trhu je buď sám odpovědný za odchylku, tedy je subjektem zúčtování, nebo předává odpovědnost za odchylku jinému subjektu zúčtování. V Centrálním systému operátora trhu (CS OTE) je rovněž umožněno subjektu zúčtování převést svou výši odchylky na jiný subjekt zúčtování, což znamená, že po stanovení odchylky subjektu zúčtování (v technických jednotkách) je tato odchylka automaticky převedena na zvolený SZ. U tohoto SZ je pak odchylka vyhodnocena celkově za daný subjekt i za subjekty zúčtování, které na něj převádějí svou vlastní výši odchylky.

SETTLEMENT OF IMBALANCES

Model Description

One of the Market Operator's key activities is evaluation and settlement of imbalances. Each electricity consumption from and supply to the power system must be assigned to a market participant. Legislation defines market participants for which OTE settles imbalances as "balance responsible parties" (BRP) and stipulates the method of calculation of the volume of imbalances of balance responsible parties and the method of fixing the price of imbalances and the amount that each BRP should either pay or receive for their imbalances.

The balance responsible party's imbalance for every trading hour is the sum of imbalances for the obligation to supply electricity to the power system and for the obligation to take electricity from the system. The BRP's imbalance for the obligation to supply electricity to the power system is the difference between the actually supplied and contracted volumes of electricity. The BRP's imbalance for the obligation to take electricity from the power system is the difference between actually consumed and contracted volumes of electricity. Contracted electricity volumes supplied to the power system and taken from the power system are determined by the Market Operator for each trading hour of the balance responsible party on the basis of registered internal (intra-state) and external (export/import) nominations and results of the organized short-term electricity market. Actual volumes of supplied or consumed electricity are determined on the basis of business metering data provided to the Market Operator by distribution system operators and the transmission system operator.

Market participants may generate electricity, supply it to final customers, sell it to other market participants or purchase it from other market participants, either in the form of bilateral contracts within the Czech Republic, or in the form of cross-border exchanges, or on the organized short-term market or the balancing market with regulating energy. Another way of supplying electricity to the system is to supply regulating energy through a source providing ancillary services under the terms defined in the Grid Code.

The basic rule applied to payment for all imbalances stipulates that either each market participant is responsible for its imbalances, i.e. is deemed a balance responsible party, or it transfers imbalance responsibility to another BRP. The Central System of the Market Operator (CS OTE) also allows for balance responsible parties to transfer their imbalances to another balance responsible party, meaning that after the BRP's imbalance is determined (in technical units), it is automatically transferred to the designated BRP. For the designated BRP, the total imbalance is then evaluated for both the relevant party and all BRPs that transferred their imbalances to the party.

Princip zúčtování odchylek není příjmově neutrální, ale generuje v hodinách s příjmem z odchylek vyšším, než jsou náklady na regulační energii, přebytek finančních prostředků, které OTE poskytuje provozovateli elektroenergetické přenosové soustavy (společnosti ČEPS) na úhradu části nákladů na systémové služby. Z tohoto přebytku jsou hrazeny náklady na regulační energii i v těch hodinách, které negenerují dostatečný příjem z odchylek. Na stanovení velikosti zúčtovací ceny se vedle ceny regulační energie ze zdrojů poskytujících podpůrné služby či opatřené na vyrovnávacím trhu (VT) nebo v zahraničí podílí za určitých okolností i limitní cena stanovená ERÚ. Regulační elektřina ze zdrojů poskytujících podpůrné služby je ohodnocena nabídkovými cenami. Ohodnocení regulační energie, pořízené na vyrovnávacím trhu s regulační energií, je závislé na směru poskytnuté regulační energie a na směru systémové odchylky.

Systémovou odchylkou v každé obchodní hodině se rozumí saldo všech dodávek a odběrů SZ. Je rovna součtu odchylek všech SZ a je průběžně vyrovnávána prostřednictvím regulační energie. Velikost výsledné zúčtovací ceny odchylky SZ je závislá na systémové odchylce. Stejně jako v předchozích letech byla i v roce 2017 zúčtovací cena odchylky stanovena následovně:

- > byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena regulační elektřiny dodaná v této obchodní hodině pro vyrovnání záporné systémové odchylky a uhrazená operátorem trhu poskytovateli regulační elektřiny; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,
- > byla-li systémová odchylka kladná, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena regulační elektřiny dodaná v této obchodní hodině pro vyrovnání kladné systémové odchylky a uhrazená operátorem trhu poskytovateli regulační elektřiny; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,
- > v případě, že pro některou obchodní hodinu nebyla obstarána žádná elektřina jako regulační energie prostřednictvím aktivací podpůrných služeb, ani na vyrovnávacím trhu s regulační energií nebo ze zahraničí na základě smlouvy, použila se zúčtovací cena podle cenového rozhodnutí ERÚ.

The method of the settlement of imbalances is not income neutral, but generates a surplus at hours with income from imbalances exceeding the costs of regulating energy. OTE then provides the surplus to the power transmission system operator (ČEPS) to cover part of the system services costs. The surplus has also been used to cover the costs of regulating energy at hours which do not generate sufficient income from imbalances. The settlement price is derived from the price of regulating energy from sources providing ancillary services, or acquired on the balancing market (BMR) or from abroad, and also, under certain circumstances, from the limit price set by the ERO. Regulating energy from sources providing ancillary services is assessed against prices of sale bids. The assessment of regulating energy acquired on the balancing market with regulating energy depends on the direction of provided regulating energy and on the direction of the system imbalance.

The system imbalance at each trading hour is defined as the balance of all supplies and overall consumption of all balance responsible parties. It equals the sum of imbalances of all BRPs and is continuously compensated for with regulating energy. The resulting settlement price of the BRP's imbalances is derived from system imbalances. Similarly to the previous years, in 2017 the settlement price of imbalances was calculated as follows:

- > in the event the system imbalance is negative or equals zero, the settlement price is the highest sale bid price of regulating energy supplied at the respective trading hour to offset the negative system imbalance and paid by the Market Operator to the regulating energy provider; if the resulting price is lower than the price set by the ERO price decision, the ERO price shall apply,
- > in the event the system imbalance is positive, the settlement price is the highest sale bid price of regulating energy supplied at the respective trading hour to offset the positive system imbalance and paid by the Market Operator to the regulating energy provider; if the resulting price is lower than the price set by the ERO price decision, the ERO price shall apply,
- > in the event no electricity was provided at some of trading hours as regulating energy through activation of ancillary services, or on the balancing market with regulating energy, or from abroad under a contract, the settlement price set in the ERO price decision shall apply.

Zároveň je stanovována i cena protiodchylky, již se rozumí taková odchylka SZ, která jde proti směru systémové odchylky. Zúčtovací cena této protiodchylky je pro každou obchodní hodinu stanovena operátorem trhu následovně:

- > byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, zúčtovací cenou protiodchylky byl vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu); nebyla-li v této obchodní hodině dodána žádná elektřina pro zajištění výkonové rovnováhy, byla použita cena podle cenového rozhodnutí ERÚ,
- > byla-li systémová odchylka kladná, zúčtovací cenou protiodchylky byl vážený průměr cen z aktivované záporné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu); nebyla-li v této obchodní hodině dodána žádná elektřina pro zajištění rovnováhy elektrizační soustavy, byla použita cena podle cenového rozhodnutí ERÚ.

Pro příslušný rok je křivka závislosti zúčtovací ceny odchylky (C) na velikosti systémové odchylky pro každou obchodní hodinu stanovována cenovým rozhodnutím ERÚ.

Pro rok 2017 byla zúčtovací cena odchylky (C) stanovena následujícím vzorcem:

- > v případě, že je v dané obchodní hodině systémová odchylka (SO) záporná nebo rovna nule:
$$C = 2\,350 + 5,5 \cdot |SO| \text{ [Kč/MWh; MWh]},$$
- > v případě, že v dané obchodní hodině je systémová odchylka (SO) kladná:
$$C = 1 + 3,5 \cdot |SO| \text{ [Kč/MWh; MWh]}.$$

Finanční ohodnocení odchylek

Zúčtování a finanční vypořádání odchylek, prováděné operátorem trhu, zajišťuje mezi účastníky trhu s elektřinou úhradu elektřiny, která byla dodána do elektrizační soustavy nebo odebrána z elektrizační soustavy nad rámec sjednaného množství, nebo nebyla dodána do elektrizační soustavy či nebyla odebrána z elektrizační soustavy, přestože byla ve smlouvách sjednána.

Způsob stanovení zúčtovacích cen odchylky a protiodchylky pro jednotlivé obchodní hodiny je popsán v předchozí kapitole. Na základě zúčtování odchylek, prováděného pro každý subjekt zúčtování za každou obchodní hodinu, určuje operátor trhu výši platby subjektu zúčtování za odchylku v každé obchodní hodině. Platba subjektu zúčtování za odchylku se stanoví jako součin velikosti odchylky a zúčtovací ceny.

Výpočet velikostí odchylek všech SZ a jejich ocenění je v systému OTE prováděn každý kalendářní den vždy za předcházející den. Jelikož toto denní vyhodnocení obsahuje skutečná měřená data pouze z odběrných míst s měřením typu „A“ u ostatních typů měření legislativa umožňuje použít předběžná data, provádí operátor trhu po skončení měsíce tzv. měsíční vyhodnocení odchylek, v němž již jsou zahrnuty došlé opravy skutečných měřených dat a předběžných hodnot použitých v rámci denních vyhodnocení.

The price of the counter-imbalance is also determined; the counter-imbalance is an imbalance of the balance responsible party that is in opposite direction than the system imbalance. The Market Operator sets the settlement price of the counter-imbalance for each trading hour as follows:

- > if the system imbalance is negative or equals zero, the settlement price of the counter-imbalance is the weighted average of prices of enabled positive regulating energy (including the balancing market); if no electricity is supplied at the relevant trading hour to ensure the power balance, the price stipulated in the ERO price decision shall apply,
- > if the system imbalance is positive, the settlement price of the counter-imbalance is the weighted average of prices of enabled negative regulating energy (including the balancing market); if no electricity is supplied at the relevant trading hour to ensure the electric power system balance, the price stipulated in the ERO price decision shall apply.

For the specific year, the correlation curve of the settlement price of imbalances (C) with the system imbalance volume is determined for each trading hour by the ERO's price decision.

The following formula was used to determine the settlement price of imbalances (C) for 2017:

- > for a negative or zero system imbalance (SI) using the following formula:
$$C = 2,350 + 5.5 \cdot |SI| \text{ [CZK/MWh; MWh]},$$
- > for a positive system imbalance (SI) using the following formula:
$$C = 1 + 3.5 \cdot |SI| \text{ [CZK/MWh; MWh]}.$$

Settlement of Imbalances

The Market Operator carries out settlement of imbalances to ensure that electricity market participants pay for electricity supplied to the power system or consumed from the power system outside the scope of the contracted volume, or was not supplied to or consumed from the power system in breach of contracts.

The method of determining settlement prices of imbalance and counter-imbalance for specific trading hours is described in the previous chapter. Based on the settlement of imbalances performed for each balance responsible party for each trading hour, the Market Operator determines the balance responsible party's payment for the imbalance at each trading hour. The BRP's payment for the imbalance is set as a product of the imbalance volume and settlement price.

The calculation of the volumes of imbalances of all balance responsible parties and their evaluation is carried out in the OTE system each calendar day for the preceding day. Since the daily evaluation comprises actual metered data only from type "A" points of consumption – legislation allows using preliminary data for other types of metering – the Market Operator carries out monthly evaluation of imbalances at the end of the month, including received adjustments of actual metered data and preliminary values used for daily evaluations.

Na základě vyřízení případných reklamací měsíčního vyhodnocení pak provádí operátor trhu závěrečné měsíční vyhodnocení, a to ve 4. měsíci po skončení měsíce, jehož se vyhodnocení týká.

Obdobně i finanční vypořádání odchylek provádí operátor trhu ve třech etapách:

- > denní vypořádání ve formě zálohové platby,
- > měsíční vypořádání, ve kterém se zúčtovávají zálohy z denního vypořádání a na které se vystavuje daňový doklad, je provedeno po skončení kalendářního měsíce,
- > závěrečné měsíční vypořádání, které se provádí pro všechny dotčené subjekty zúčtování po uplynutí lhůty pro podávání reklamací podle obchodních podmínek operátora trhu.

Výsledky výpočtu jsou pro každý SZ dostupné přes internetovou adresu <https://portal.ote-cr.cz> a souhrnné hodnoty jsou zveřejňovány i na veřejném webu OTE.

Dosažené hodnoty zúčtovací ceny odchylky a ceny protiodchylky v roce 2017 v závislosti na velikosti systémové odchylky jsou graficky znázorněny, viz obrázek 7. Progresivní cena odchylky, závislá na velikosti systémové odchylky, i rozdíl mezi cenou odchylky a cenou protiodchylky, jsou dostatečným impulsem pro subjekty zúčtování k minimalizaci jejich odchylek i k poskytnutí případného přebytku či nedostatku elektřiny na vyrovnávacím trhu s regulační energií.

After settling any claims pertaining to monthly evaluation, the Market Operator performs final monthly evaluation in the fourth month after the end of the month subject to evaluation.

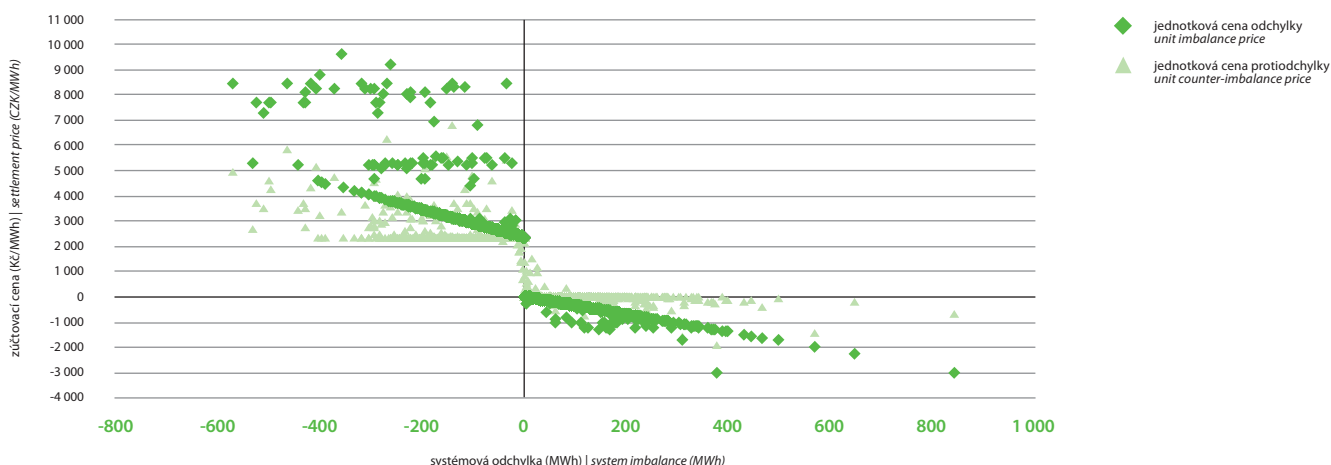
The Market Operator carries out settlement of imbalances in a similar manner in three stages:

- > daily settlement in the form of an advance payment,
- > monthly settlement, in which advance payments from daily settlement are reconciled and for which tax documents are issued, is carried out after the end of the calendar month,
- > final monthly settlement carried out for all involved balance responsible parties after the expiry of the period for filing claims under the Market Operator's Business Terms.

Each BRP can access the results of the calculation at <https://portal.ote-cr.cz>, whereas summarized values are posted on OTE's public website.

Settlement prices of imbalances and counter-imbalances in 2017 in relation to the volume of system imbalances are documented in Figure 7. Progressive imbalance prices in relation to the volume of system imbalances and the difference between the imbalance price and the counter-imbalance price provide a sufficient incentive for balance responsible parties to minimize their imbalances and to put any electricity excess or shortage thereof on the balancing market with regulating energy.

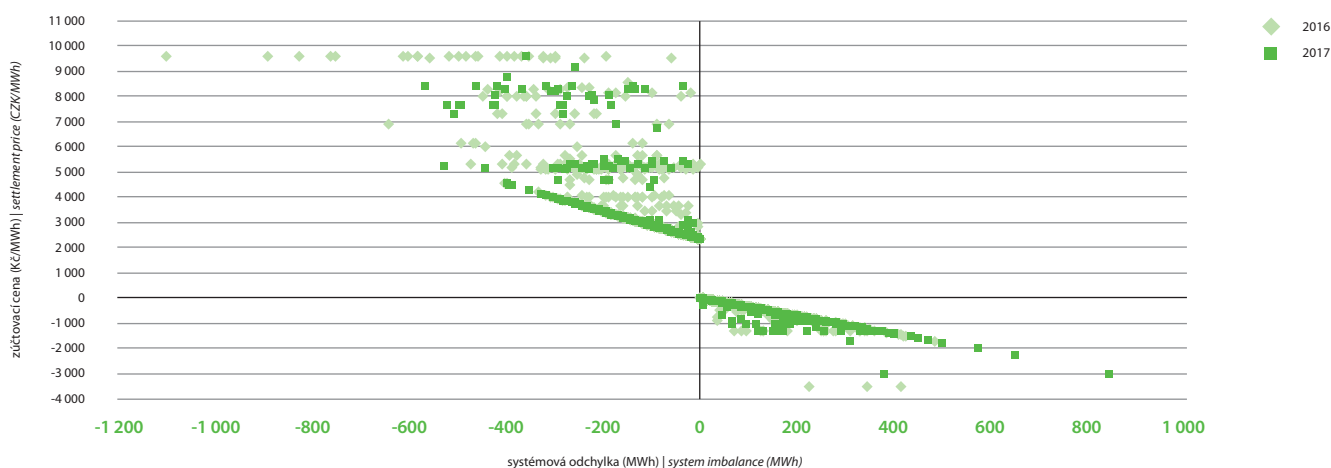
Obrázek 7 **Zúčtovací cena odchylky a protiodchylky v roce 2017**
Figure 7 **Settlement prices of imbalances and counter-imbalances in 2017**



Pro porovnání jsou na obrázku 8 zobrazeny hodnoty zúčtovací ceny odchylky za uplynulé dva roky (2016 a 2017). Z grafu je zřejmá stále těsnější závislost zúčtovací ceny na systémové odchylce odpovídající nastavení omezující křivky ERÚ.

For comparison, Figure 8 shows imbalance settlement prices for the past two years (2016 and 2017). The chart illustrates a growing correlation between settlement prices and system imbalances corresponding to the ERO limit curve.

Obrázek 8 **Zúčtovací cena odchylky v letech 2016 a 2017**
Figure 8 **Settlement prices of imbalances in 2016 and 2017**



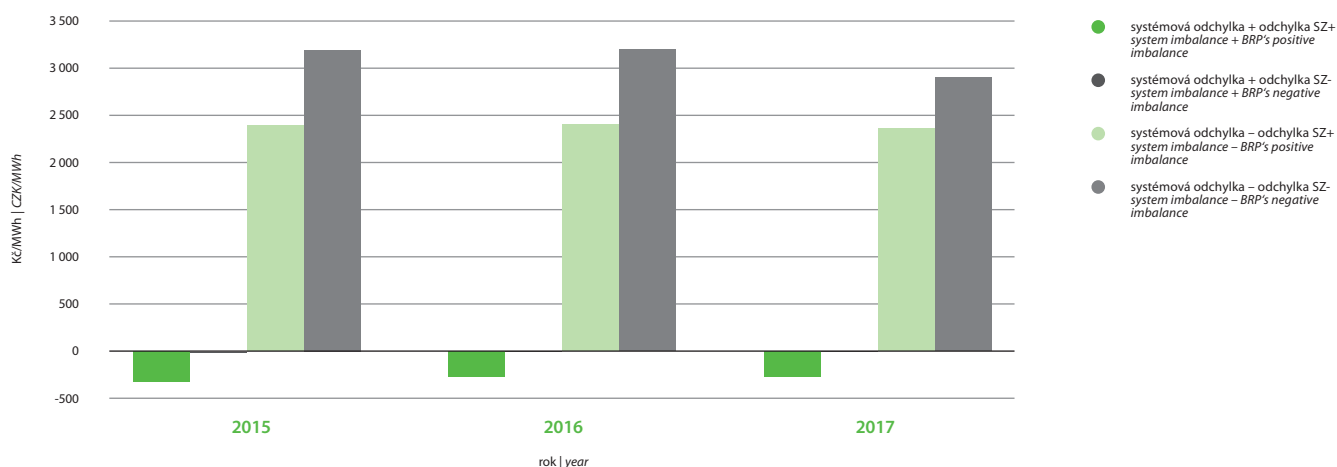
Průměrná cena odchylek v letech 2015 až 2017 je znázorněna jak v tabulce 1, tak v grafické podobě na obrázku 9. V porovnání s předchozím rokem je patrné, že ve sledovaných případech se průměrné ceny odchylek při záporné systémové odchylce snížily, naopak při systémové odchylce kladné se mírně zvýšily. Průměrná cena kladné odchylky při systémové odchylce kladné se zvýšila pouze o 1,49 Kč/MWh, průměrná cena záporné odchylky při systémové odchylce záporné se snížila meziročně v průměru téměř o 300 Kč/MWh. Průměrná cena protiodchylky, tzn. odchylky SZ ve směru opačném vůči systémové odchylce, se sice v případě záporné protiodchylky nepatrně zvýšila o 2,68 Kč/MWh, ale v případě kladné protiodchylky se snížila o přibližně 44 Kč/MWh.

Table 1 and Figure 9 show average prices of imbalances in 2015–2017. Compared with the previous year, average prices of imbalances decreased in case of negative system imbalances and moderately increased in case of positive system imbalances. Average prices of positive imbalances rose by a mere CZK 1.49/MWh in the event of positive system imbalances; average prices of negative imbalances in the event of negative system imbalances declined by nearly CZK 300/MWh year-on-year. Although average prices of counter-imbalances, i.e. BRP's imbalances in the opposite direction to system imbalances, slightly increased by CZK 2.68/MWh in the event of negative counter-imbalances, they fell by CZK 44/MWh in the event of positive counter-imbalances.

Tabulka 1 **Průměrná platba subjektu zúčtování za odchylku (Kč/MWh)**
Table 1 Average payments of balance responsible parties for imbalances (CZK/MWh)

	systémová odchylka kladná positive system imbalance		systémová odchylka záporná negative system imbalance	
	odchylka SZ + BRP's positive imbalance	odchylka SZ - BRP's negative imbalance	odchylka SZ + BRP's positive imbalance	odchylka SZ - BRP's negative imbalance
2015	-322,29	-4,46	2 409,35	3 218,80
2016	-272,52	-0,96	2 426,69	3 221,66
2017	-274,01	-3,64	2 382,71	2 928,15

Obrázek 9 **Průměrná cena odchylky v závislosti na znaménku systémové odchylky v letech 2015–2017**
Figure 9 Average prices of imbalances depending on the sign of the system imbalance in 2015–2017



Obrázky 10 a 11 prezentují statistické ukazatele kladných a záporných odchylek SZ za roky 2015 až 2017. Pro posouzení vývoje odchylek SZ, a tím i vývoje celkového chování subjektů zúčtování, jsou použity následující statistické ukazatele:

Střední hodnota – parametr rozdělení náhodné veličiny, který je definován jako vážený průměr daného rozdělení.

Medián – hodnota, jež dělí řadu podle velikosti seřazených výsledků na dvě stejné početné části.

Modus – hodnota, která se v daném statistickém souboru vyskytuje nejčastěji (hodnota znaku s největší relativní četností). Představuje jakousi typickou hodnotu sledovaného souboru, určení předpokládá rozřídění souboru podle obměn znaku.

Figures 10 and 11 present statistical indicators of positive and negative imbalances of balance responsible parties in 2015–2017. To assess the trend in BRP's imbalances and overall behaviour of balance responsible parties, the following statistical indicators were used:

Arithmetic mean – the value of division of a random quantity defined as the weighted mean of the given division.

Median – the value separating a list of numbers arranged in the order of size into two equal parts.

Mode – the value that occurs the most frequently in a statistical data set (the value of the character with the highest relative frequency). It represents a kind of typical value of the observed population; its determination presumes classification of the population according to variations of the character.

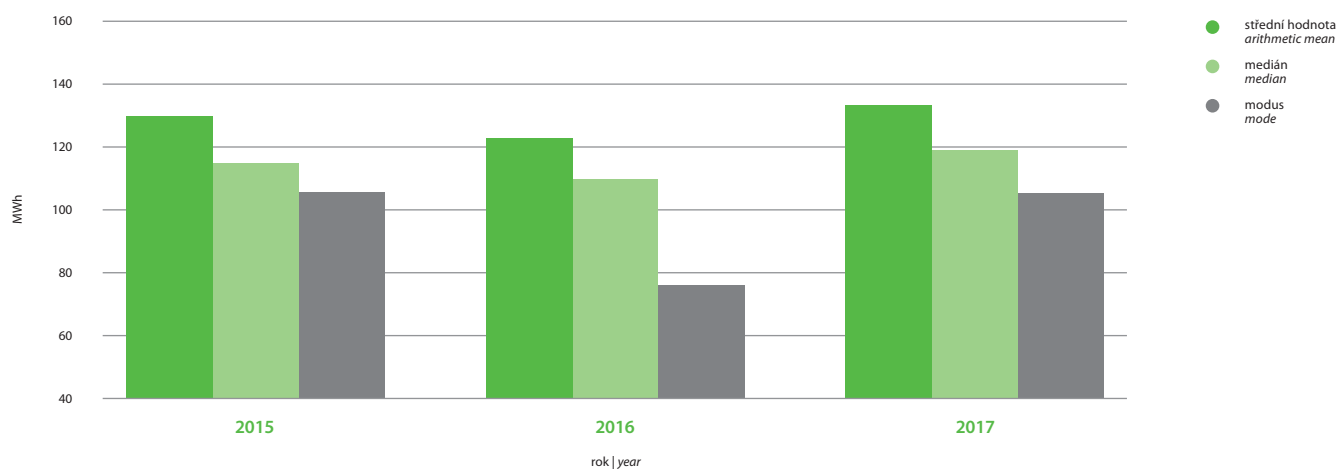
Pro tyto ukazatele platí, že čím více se jejich hodnoty vzájemně blíží, tím je symetričtější rozdělení četností dané veličiny.

Z hlediska velikosti kladných i záporných odchylek došlo v roce 2017 ke snížení těchto statistických ukazatelů ve srovnání s předchozími 2 roky. Symetričnost těchto ukazatelů se nemění, a pokračuje tak v trendu z posledních let.

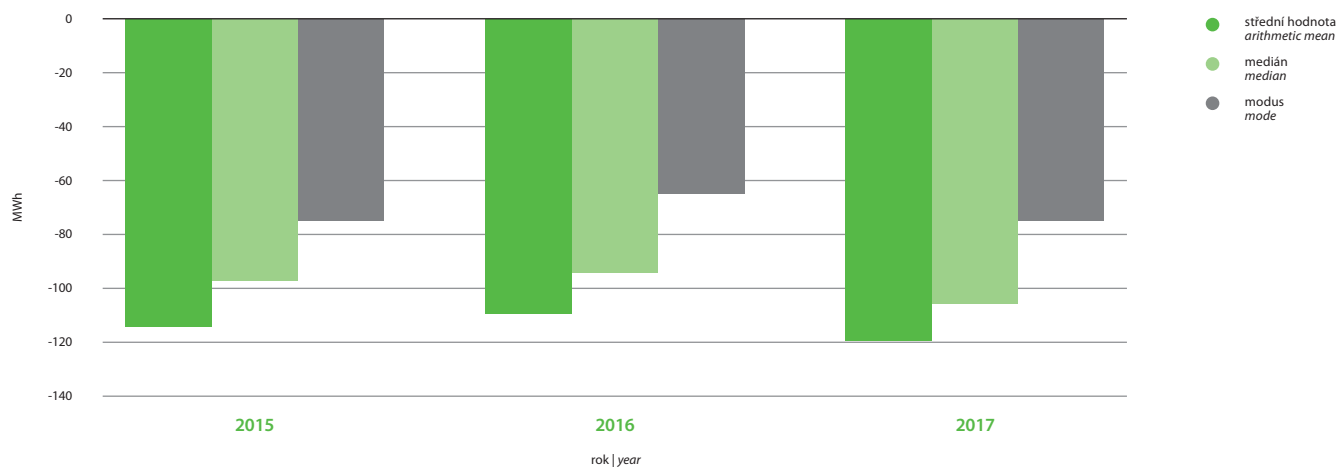
It applies that the more similar are the values of these indicators, the more symmetrical is the division of frequency of the specific indicator.

With regard to volumes of positive and negative imbalances, in 2017 these statistical indicators decreased in comparison with the previous two years. The symmetry of the indicators did not change, reflecting the trend of the past years.

Obrázek 10 **Statistické ukazatele pro hodinový součet kladných odchylek SZ**
Figure 10 **Statistical indicators of the hourly sum of BRP's positive imbalances**



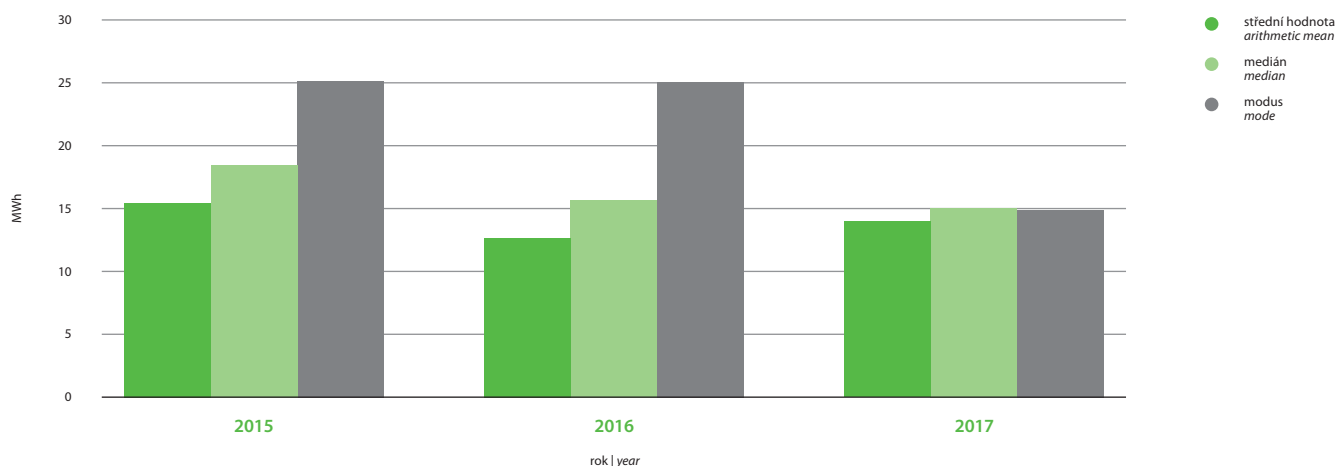
Obrázek 11 **Statistické ukazatele pro hodinový součet záporných odchylek SZ**
Figure 11 **Statistical indicators of the hourly sum of BRP's negative imbalances**



Vývoj symetrie u systémové odchylky je zobrazen na následujícím obrázku 12.

Figure 12 below shows the trend in system imbalance symmetry.

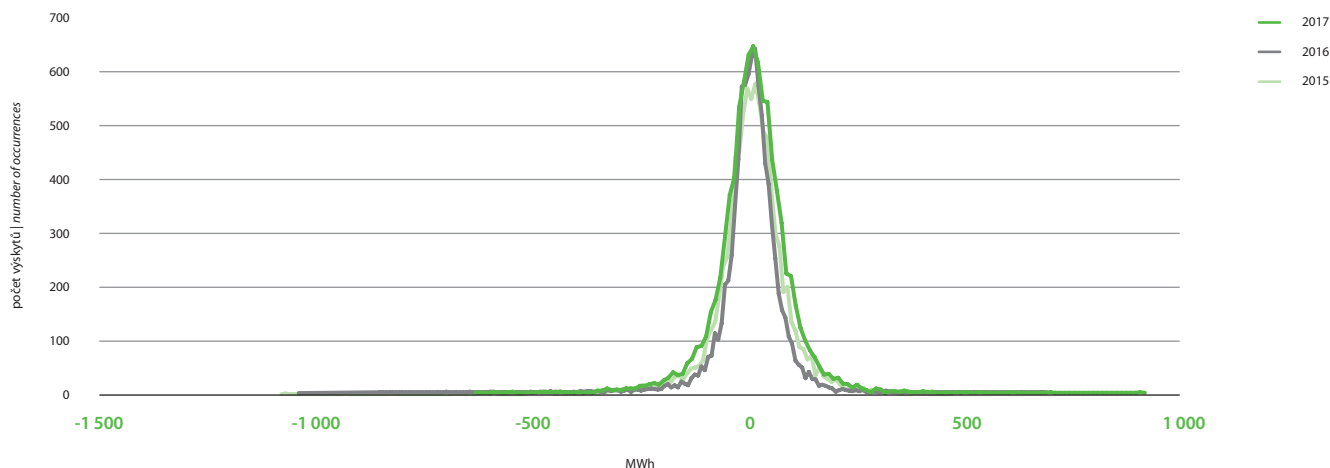
Obrázek 12 **Statistické ukazatele systémové odchylky**
Figure 12 **Statistical indicators of system imbalances**



Vliv progresivní závislosti ceny odchylky na velikost systémové odchylky a její pozitivní dopad na chování subjektů zúčtování s cílem minimalizovat jejich odchylku je patrný na obrázku 13, kde je porovnávána četnost výskytu velikosti systémové odchylky za předcházející léta. Z grafu je patrný nárůst četností velikosti systémové odchylky blížíící se hodnotě „0“ v roce 2017.

The impact of progressive correlation between the imbalance price and the volume of system imbalances and its positive impact on the behaviour of balance responsible parties with the aim to minimize their imbalances is illustrated in Figure13, comparing the frequency of occurrence of system imbalance volumes in previous years. The graph shows an apparent increase in frequency of system imbalance volumes nearing “0” in 2017.

Obrázek 13 **Četnost velikosti systémové odchylky v letech 2015–2017**
Figure 13 **Frequency of system imbalance volumes in 2015–2017**

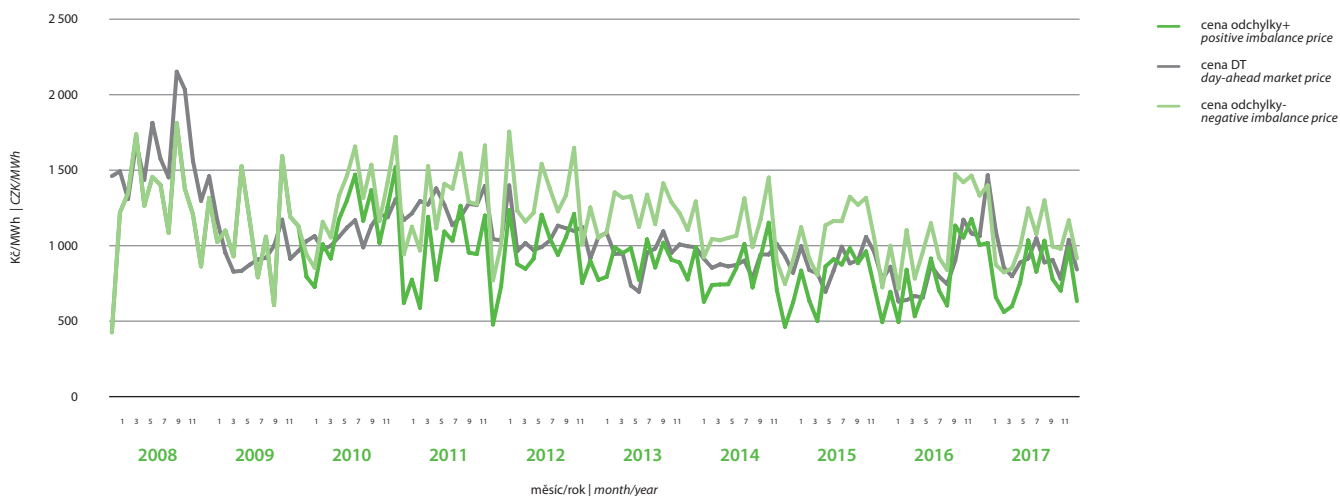


Průběh průměrných měsíčních cen kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v posledních deseti letech dokumentuje obrázek 14.

Figure 14 documents the development of average monthly prices of positive and negative imbalances on the day-ahead market over the past ten years.

Obrázek 14
Figure 14

Průměrné měsíční ceny kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v letech 2008–2017
Average monthly prices of positive and negative imbalances and average monthly prices on the day-ahead market in 2008–2017



CELKOVÉ ROČNÍ OBJEMY ODCHYLEK A POSKYTNUTÉ REGULAČNÍ ENERGIE

Regulační energii opatřuje provozovatel přenosové soustavy (PPS) aktivací podpůrných služeb (PpS), nákupem na vyrovnávacím trhu s regulační energií a dále nákupem regulační energie ze zahraničí. Celkovou bilanci objemů odchylek a objemů regulační energie zúčtovaných v OTE v roce 2017 ukazuje obrázek 15, odpovídající platby jsou znázorněny na obrázku 16.

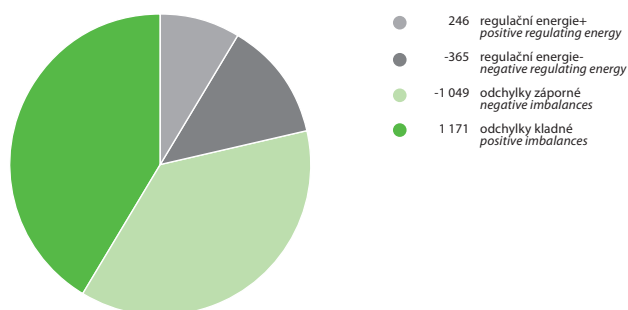
TOTAL ANNUAL VOLUMES OF IMBALANCES AND REGULATING ENERGY PROVIDED

The transmission system operator (TSO) acquires regulating energy by enabling ancillary services (AS), purchases on the balancing market with regulating energy and purchases of regulating energy abroad. Figure 15 shows the total balance of volumes of imbalances and of regulating energy settled by OTE in 2017. The corresponding payments are documented in Figure 16.

Obrázek 15

Figure 15

Celkové roční objemy odchylek SZ a regulační energie (GWh) účtované v CS OTE v roce 2017
Total annual volumes of BRP's imbalances and regulating energy (in GWh) settled in CS OTE in 2017



Porovnání celkových ročních objemů odchylek a regulační energie za poslední tři roky je znázorněno na obrázku 17, porovnání dle celkových ročních objemů plateb za odchylky a regulační energii v Kč je pak patrné z obrázku 18.

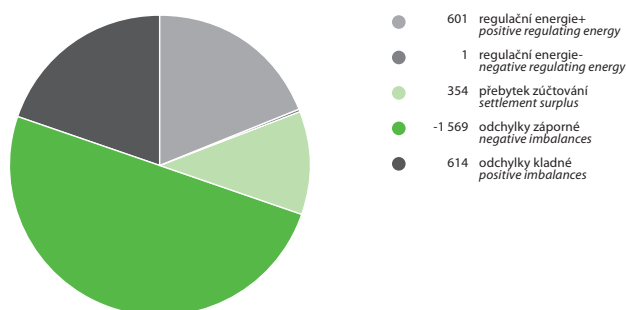
V roce 2017 se objem záporné odchylky SZ oproti roku 2016 zvýšil o 85 GWh, nicméně i přes tuto skutečnost se výdaje subjektů zúčtování za tento typ odchylky poměrně výrazně snížily – meziročně o cca 117 mil. Kč. Objem kladné odchylky SZ se v roce 2017 zvýšil o 96 GWh ve srovnání s předchozím rokem a souběžně s tím se zvýšily i platby za kladnou odchylku (o cca 30 mil. Kč proti roku 2016). Objem regulační energie, využitý pro vyrovnaní záporné systémové odchylky, se v roce 2017 mírně snížil (246 GWh v 2017 oproti 265 GWh ve 2016), což se promítlo i do snížení nákladů na její pořízení – v roce 2016 činily 699 mil. Kč, v roce 2017 však již jen 601 mil. Kč. Rovněž objem regulační energie, využitý pro vyrovnaní kladné systémové odchylky, se v roce 2017 ve srovnání s předchozím rokem snížil o 10 GWh (365 GWh v 2017, 375 GWh v 2016), což vedlo ke snížení nákladů subjektů zúčtování na pořízení tohoto typu regulační energie, používané pro vyrovnaní kladné systémové odchylky (v roce 2016 činily cca 2 mil. Kč, v roce 2017 však činily již pouze 1 mil. Kč). Stejně jako v předchozích letech tedy platilo, že výdaje za regulační energii, použitou pro vyrovnaní kladné systémové odchylky, byly podstatně nižší než výdaje za regulační energii použitou pro vyrovnaní záporné systémové odchylky.

Saldo výdajů a příjmů subjektů zúčtování za odchylku v roce 2017 bylo o 147 mil. Kč nižší než v roce 2016. Poskytovatelům regulační energie bylo za regulační energii ve stejném období vyplaceno cca o 100 mil. Kč méně. Přebytek zúčtování regulační energie v roce 2017 dosáhl 354 mil. Kč, a byl tak o 46 mil. Kč nižší než v roce 2016.

Obrázek 16

Figure 16

Celkové roční objemy plateb zaplacených nebo inkasovaných za odchylky a regulační energii v roce 2017 v mil. Kč
Total annual volumes of payments executed or collected for imbalances and regulating energy in 2016 in CZK million

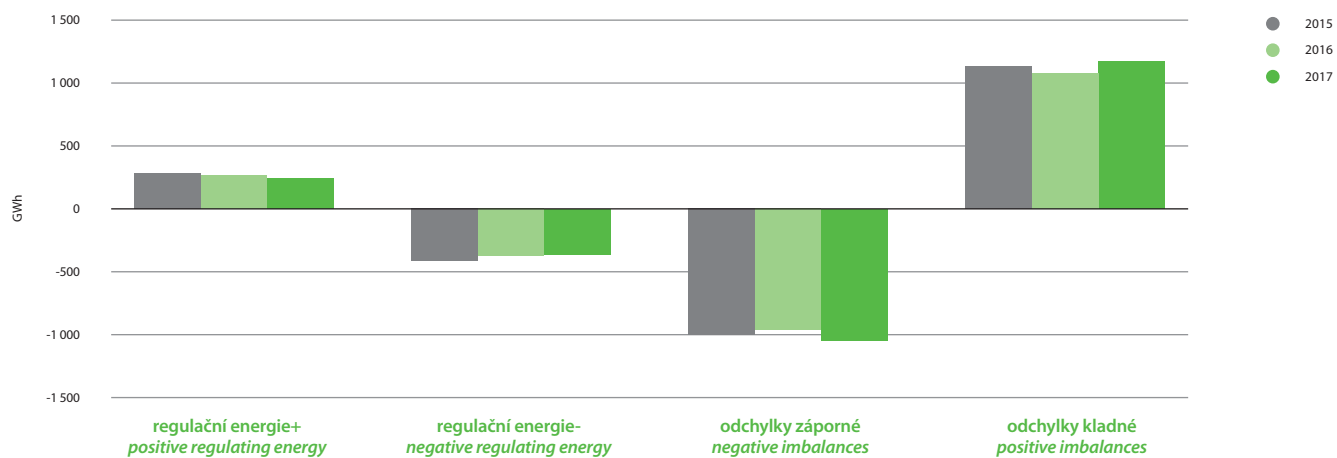


Comparisons of total yearly volumes of imbalances and regulating energy volumes for the past three years are illustrated in Figure 17 and comparisons of total yearly payments for imbalances and regulating energy in CZK are shown in Figure 18.

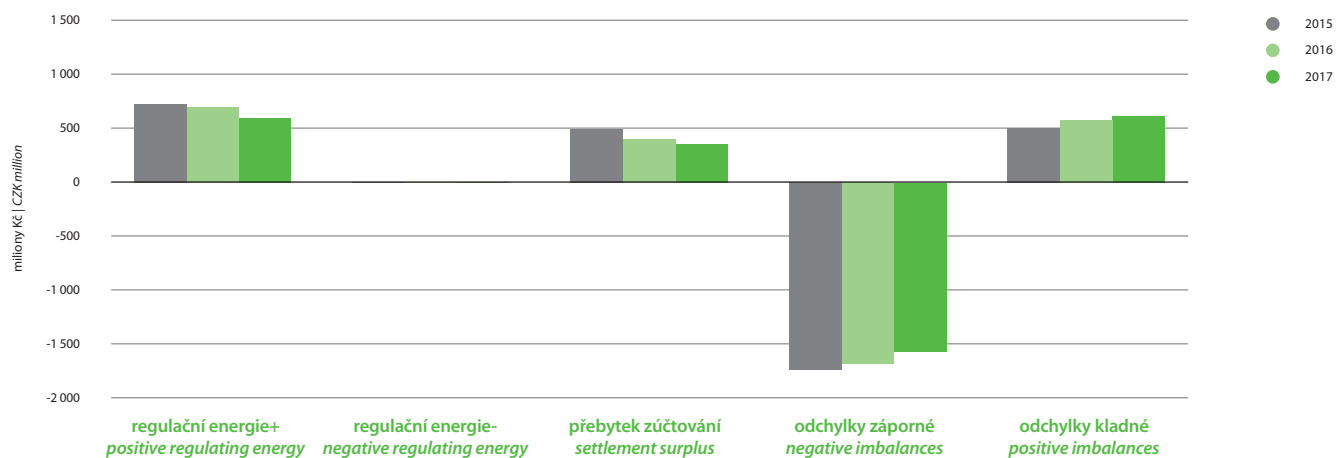
In 2017 the volume of negative imbalances of balance responsible parties increased by 85 GWh year-on-year, however, despite this increase expenses incurred by BRPs for this type of imbalances fell significantly by CZK 117 million year-on-year. The volume of positive imbalances of BRPs in 2017 climbed by 96 GWh compared to the previous year and, as a result, payments made by balance responsible parties for positive imbalances also increased by CZK 30 million year-on-year. The volume of regulating energy used for offsetting negative system imbalances slightly declined to 246 GWh in 2017 from 265 GWh in 2016, resulting in a drop in acquisition costs: in 2016 these costs amounted to CZK 699 million, in 2017 they fell to CZK 601 million. The volume of regulating energy used for offsetting positive system imbalances decreased by 10 GWh year-on-year to 365 GWh in 2017 from 375 GWh in 2016, again resulting in a drop in the costs incurred by balance responsible parties to acquire this type of regulating energy to offset positive system imbalances: in 2016 these costs amounted to CZK 2 million, in 2017 they fell to only CZK 1 million. Similarly to prior years, the costs of regulating energy used to offset positive system imbalances were still significantly lower than the costs of regulating energy used to offset negative system imbalances.

The expenditure and revenue balance of BRPs for imbalances in 2017 declined by CZK 147 million year-on-year. Payments received by regulating energy providers in the same period decreased by approximately CZK 100 million. The surplus of regulating energy settlement fell by CZK 46 million year-on-year to CZK 354 million in 2017.

Obrázek 17 **Celkové roční objemy odchylek a regulační energie – srovnání uplynulých tří let**
 Figure 17 **Total annual volumes of imbalances and regulating energy in the past three years**



Obrázek 18 **Celkové roční objemy plateb za odchylky a regulační energii v letech 2015–2017**
 Figure 18 **Total annual volumes of payments for imbalances and regulating energy in 2015–2017**

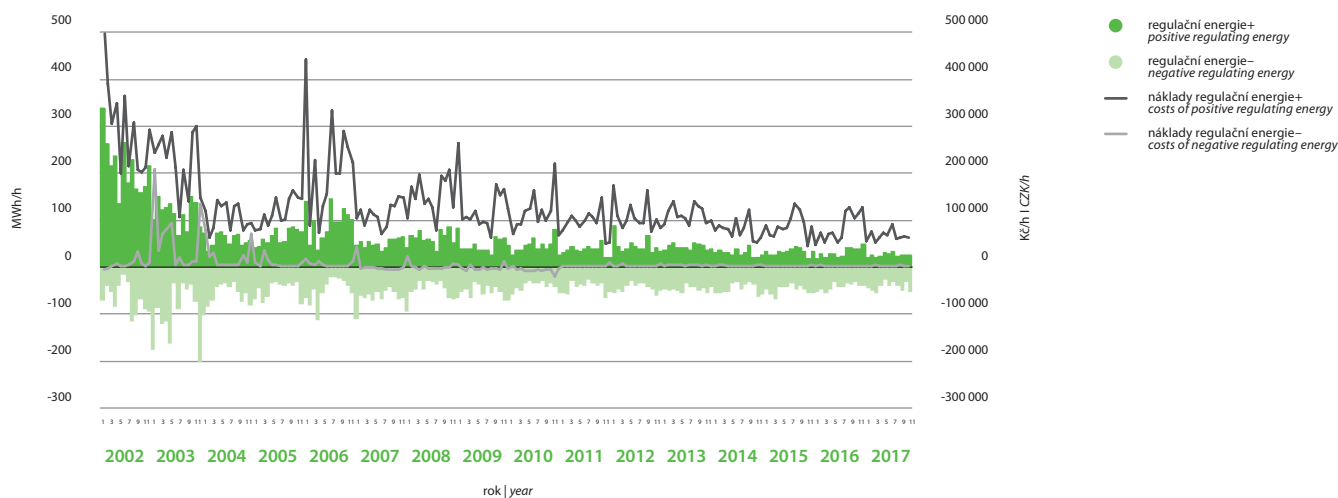


Vývoj průměrných hodinových plateb za poskytnutou kladnou a zápornou regulační energii ukazuje obrázek 19. Na pozadí tohoto obrázku je vidět hodinový průměr poskytnutého množství regulační energie v jednotlivých měsících let 2002 až 2017.

Figure 19 documents the trend in average hourly payments for positive and negative regulating energy rendered. The chart also shows average hourly volumes of provided regulating energy in specific months of 2002–2017.

Obrázek 19 **Vývoj průměrných hodinových plateb za poskytnutou regulační energii a průměrného hodinového objemu využité regulační energie v jednotlivých měsících v letech 2002–2017**

Figure 19 **Average hourly payments paid for regulating energy rendered and average hourly volumes of utilized regulating energy in specific months in 2002–2017**



ZMĚNA DODAVATELE

Od 1. 1. 2006 je trh s elektřinou v ČR otevřený všem odběratelům, každý z nich si může vybrat dodavatele elektřiny podle svého rozhodnutí. V Centrálním systému operátora trhu (CS OTE) je každá změna dodavatele vztažena ke konkrétnímu odběrnému místu (OPM), tj. k měřenému místu, kde dochází k předání a převzetí elektřiny mezi dvěma účastníky trhu, resp. k odběru elektrické energie. Každá změna dodavatele, kterou je nahrazený obchodník vertikálně integrovaného podnikatele, si tak vyžádá novou registraci odběrného místa v systému operátora trhu. Tím je zajištěná evidence měřených dodávek a odběrů elektrické energie jednotlivých dodavatelů do soustavy České republiky a jejich přiřazení k příslušným subjektům zúčtování. Vývoj počtu výrobních a spotřebních OPM dle jednotlivých typů měření je znázorněn na obrázku 20. Významný nárůst počtu odběrných míst, registrovaných v CS OTE, který je z grafu patrný zejména ve druhé polovině roku 2017, je způsoben postupnou registrací odběrných míst v CS OTE i v případech, kdy dodávku elektřiny do těchto odběrných míst zajišťuje tzv. obchodník vertikálně-integrovaného podnikatele. V roce 2017 bylo takto jednotlivě zaregistrováno v CS OTE více jak 1 mil. odběrných míst připojených do distribučních soustav, provozovaných společností E.ON Distribuce, a.s., do kterých dodávku elektřiny zajišťuje společnost E.ON Energie, a.s.

CHANGE OF SUPPLIER

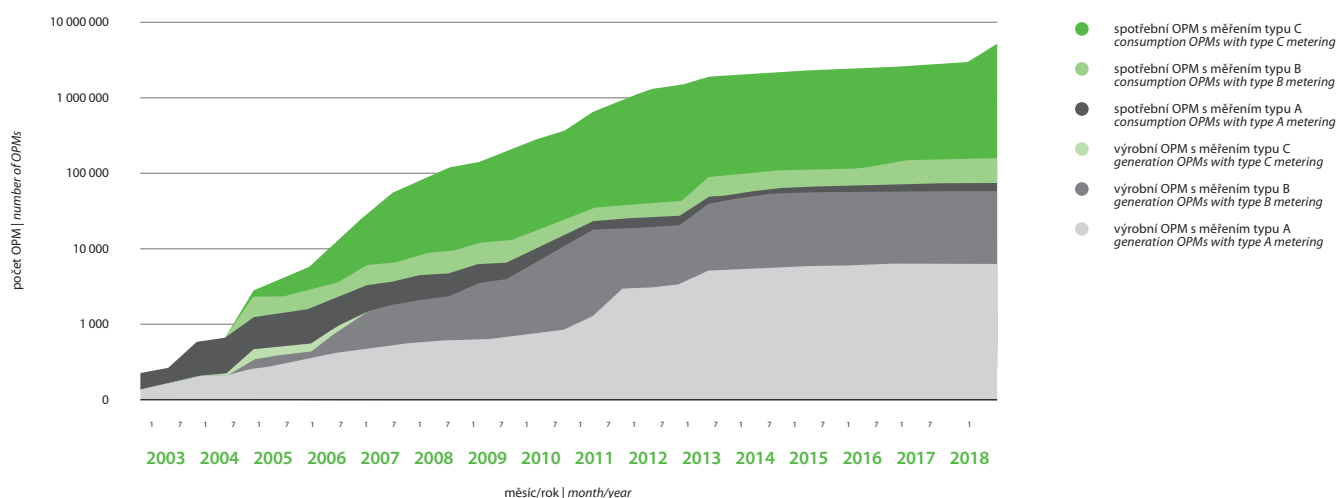
Since 1 January 2006, the electricity market in the Czech Republic has been open for all customers. Each consumer may select a supplier of his choice. In the Central System of the Market Operator (CS OTE), each change of supplier is assigned to a specific point of delivery/transfer (OPM), i.e. to the place of metering electricity supplied and taken between two market participants, or electricity consumption. Each change of supplier, which results in the replacement of the trader of a vertically integrated entity, necessitates new registration of OPM in the Market Operator's system. This ensures recording of specific suppliers' metered electricity supplied to and taken from the power system of the Czech Republic and their allocation to respective balance responsible parties. Figure 20 shows the numbers of generation and consumption OPMs according to types of metering. A significant increase in the number of points of delivery registered in CS OTE, which can be seen in the chart in particular in the second half of 2017, is due to the ongoing registration of points of delivery in CS OTE even in cases where supply of electricity to these points of delivery is provided by traders of vertically integrated entities. In 2017, over one million points of delivery were separately registered in CS OTE; these points of delivery were connected to the distribution systems operated by E.ON Distribuce, a.s., to which electricity is supplied by E.ON Energie, a.s.

Obrázek 20

Figure 20

Počet výrobních a spotřebních OPM v registrovaných v Centrálním systému operátora trhu

Number of generation and consumption OPMs registered with the Central System of the Market Operator



Tabulka 2 udává počty OPM, na kterých v daném roce a měsíci došlo ke změně dodavatele.

Table 2 shows the number of OPMs where changes of supplier occurred in the specific year and month.

Tabulka 2 **Počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny**
Table 2 **Number of executed changes of electricity supplier**

měsíc month	počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny number of executed changes of electricity supplier			
	rok year			
	2003–2014	2015	2016	2017
leden January	439 309	98 499	116 140	100 449
únor February	147 267	14 883	20 966	19 468
březen March	148 833	14 550	19 446	24 268
duben April	155 088	18 371	22 276	22 104
květen May	137 569	12 305	17 604	23 718
červen June	141 398	12 631	20 434	22 183
červenec July	142 200	14 989	24 046	27 449
srpen August	157 949	13 606	20 055	24 574
září September	146 148	18 010	27 852	28 022
říjen October	152 072	19 259	26 394	22 230
listopad November	166 081	18 830	23 650	21 170
prosinec December	162 762	21 823	20 673	22 212
celkem total	2 096 676	277 756	359 536	357 847
celkem 2003–2017 total 2003–2017		3 091 815		

V roce 2017 bylo v systému operátora trhu registrováno 357 847 změn dodavatele elektrické energie na jednotlivých OPM. Z porovnání údajů o uskutečněných změnách dodavatele v posledních letech je patrné, že maloobchodní trh s elektřinou zažil z pohledu změn dodavatelů v roce 2016 velké oživení. Jak vyplývá ze statistiky počtu změn dodavatele, evidovaných v Centrálním systému operátora trhu, zájem spotřebitelů o změnu dodavatele elektřiny se v posledních dvou letech držel téměř na stejné úrovni. V posledních letech je patrný nárůst velkoobchodních cen elektřiny na energetických burzách a řada zejména menších prodejců, kteří dosud nabízeli elektřinu levněji než velcí dodavatelé, byla nucena tento vývoj ve svých cenových nabídkách zohlednit. Konkurenční boj na trhu s elektřinou tak neustále nutí jednotlivé dodavatele zkvalitňovat nabídku svých obchodních produktů. Při změně dodavatele elektřiny kromě samotné ceny komodity jsou pro konečného spotřebitele důležité kromě ceny i doprovodné služby a poskytovaný servis. Zákazníci mají na výběr z poměrně velkého množství nabídek zajišťujících dodávku elektřiny a lépe mezi nimi naleznou optimální produkt pro své potřeby. To se následně promítá i do zvýšené motivace zákazníků – změnit dodavatele elektřiny.

A total of 357,847 changes of electricity supplier at OPMs were registered in the Market Operator's system in 2017. Statistics of the executed changes of electricity supplier over the past years clearly show that the retail segment of the electricity market saw a major boost in 2016 in terms of change of supplier. As is evident from the statistics of the number of changes of supplier registered in the Central System of the Market Operator, demand of consumers for change of electricity supplier has been stable in the past two years. Rising wholesale electricity prices at energy exchanges in the recent years have forced a number of smaller sellers offering electricity cheaper than large suppliers to take this development into account in their pricing. Competition in the electricity market keeps driving suppliers to improve their range of business products. When changing the electricity supplier, ancillary services and customer services are also important factors for final consumers, apart from the price of the commodity. Customers may choose from a relatively broad range of offers for electricity supply and can more easily find the best product to meet their needs, which is then reflected in the increased customer motivation to change electricity supplier.

Tradičně se nejvíce změn dodavatele uskutečňuje k 1. 1., ať už z důvodu ročních výběrových řízení, či obchodní politiky jednotlivých dodavatelů, ale i v ostatních měsících je patrná snaha dodavatelů získat další zákazníky, což potvrzuje poměrně rovnoměrné rozložení počtu změn dodavatele během roku. Konkurenční boj se projevil i v opačném smyslu, a to dopadem na samotné obchodníky. Trh s elektřinou v roce 2017 tak muselo opustit několik společností, jejichž zákazníci byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele. Mezi důvody patřilo nezajištění služby distribuční soustavy a následné zrušení licence pro obchod s elektřinou nebo neplnění finančních podmínek zúčtování odchylek. Dodavatel poslední instance má zákonnou povinnost dodávat elektřinu zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců, během této doby si však dotčení zákazníci, převedení k dodavateli poslední instance, mají možnost zvolit jiného dodavatele elektřiny. Kumulovaný počet uskutečněných změn dodavatele registrovaných v systému operátora trhu od roku 2008 je znázorněn na obrázku 21.

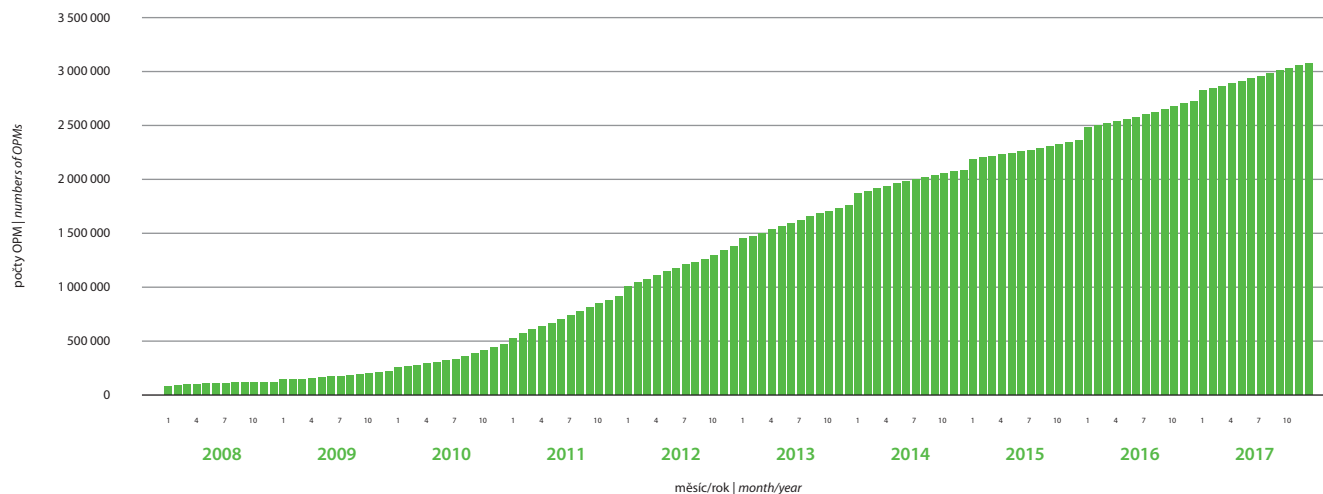
Typically, most changes occur as of 1 January due to annual tenders and business policies of suppliers, nonetheless, suppliers endeavour to win over more customers in other months of the year as well, which is evidenced by a relatively even distribution of change of supplier numbers during the year. Another side of the competition was manifest in terms of its impact on electricity traders. Some suppliers, whose customers were transferred to a supplier of last resort or they opted for a different supplier, had to terminate their operations on the electricity market in 2017. The reasons included failure to provide distribution system services and the subsequent revocation of licences for electricity trading or non-compliance with the financial terms of imbalance settlement. The supplier of last resort has a legal obligation to supply electricity to customers for a maximum period of six months; during this time the customers assigned to the supplier of last resort have the option to select another electricity supplier. The cumulated number of executed changes of supplier registered in the Market Operator's system since 2008 is documented in Figure 21.

Obrázek 21

Kumulovaný nárůst počtů změn dodavatele (údaje k 31. 12. 2017)

Figure 21

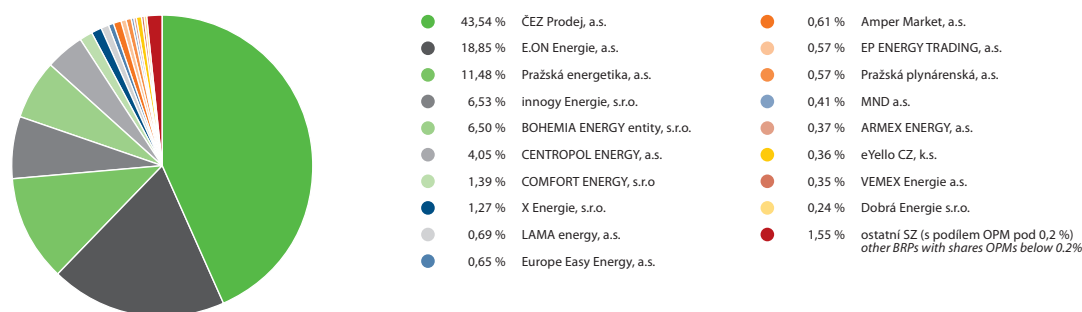
Cumulated number of registered changes of supplier (data as available at 31 December 2017)



Obrázek 22 ukazuje přibližný podíl dodavatelů elektřiny na počtu odběrných a předacích míst v elektroenergetice k 31. prosinci 2017. Vzhledem k tomu, že v systému operátora trhu nejsou v současné době registrována všechna odběrná místa, byl počet OPM zákazníků, kterým dodává původní (regionální) dodavatel v odpovídající síti a dosud nemá v CS OTE registrována všechna svá odběrná místa jednotlivě, odvozen z dostupné statistiky ERÚ.

Figure 22 shows approximate shares of electricity suppliers in the number of points of delivery/transfer in the power sector as at 31 December 2017. Since not all points of delivery are currently registered in the Market Operator system, the number of OPM customers buying electricity from the original (regional) supplier within the relevant network, who has not yet separately registered all points of delivery in CS OTE, was derived from the available ERO statistics.

Obrázek 22 **Podíl dodavatelů na počtu OPM k 31. 12. 2017**
Figure 22 **Shares of suppliers in the number of OPMs at 31 December 2017**

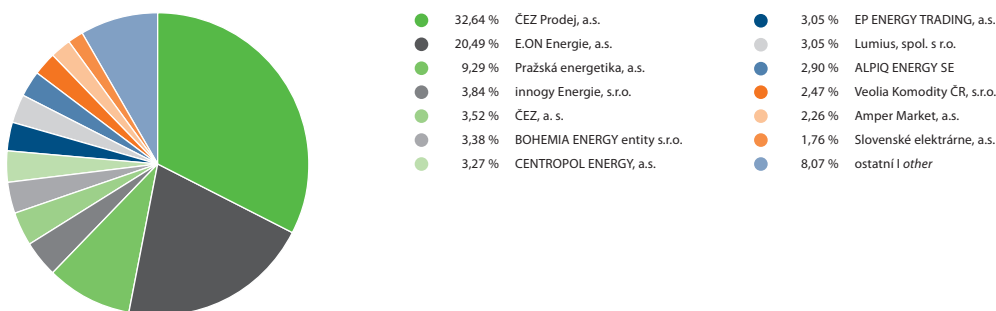


V souladu s legislativou musí být každému odběrnému nebo předacímu místu účastníka trhu s elektřinou přiřazen subjekt zúčtování. Jinými slovy – odběr elektřiny nebo dodávka elektřiny do předávacího místa bez smlouvy o zúčtování odchylek nebo smlouvy, jejímž předmětem je přenesení odpovědnosti za odchylku na subjekt zúčtování, který trvá déle než deset pracovních dní, je považován za neoprávněný odběr elektřiny z elektrizační soustavy nebo za neoprávněnou dodávku elektřiny do elektrizační soustavy. Obrázek 23 zachycuje podíly jednotlivých SZ na spotřebě elektřiny v ČR v roce 2017 po zohlednění předání zodpovědnosti za odchylky v odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ.

In accordance with legislation, each point of delivery/transfer of the market participant must have assigned a balance responsible party. In other words, consumption of electricity from the point of delivery or supply of electricity to the point of delivery without an Agreement on settlement of imbalances or an Agreement for transfer of responsibility for imbalances to the balance responsible party, for the duration of more than ten business days, are deemed unauthorized offtake of electricity from the electric power system or unauthorized supply of electricity to the electric power system. Figure 23 shows shares of individual BRPs in electricity consumption in the Czech Republic in 2017 after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs.

Obrázek 23
Figure 23

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě elektřiny v ČR za rok 2017 (graf zobrazuje jen SZ s podílem vyšším než 1 %)
Shares of specific BRPs in electricity consumption in CR in 2017 (the chart shows only BRPs with shares larger than 1%)



Podle energetického zákona je od 1. 1. 2016 za neoprávněný odběr elektřiny z elektrizační soustavy považován mj. i odběr elektřiny bez smlouvy o zúčtování odchylek nebo smlouvy, jejímž předmětem je přenesení odpovědnosti za odchylku na subjekt zúčtování trvající déle než 10 pracovních dní. Pokud u odběrného místa registrovaného u operátora trhu dojde ke změně dodavatele, je od 1. 1. 2016 dle platných právních předpisů tento nový dodavatel a příslušný subjekt zúčtování v informačním systému operátora trhu přiřazen k odběrnému místu zákazníka také až na bezprostředně předcházejících 10 pracovních dní, pokud v tomto období dané odběrné místo u operátora trhu nemá registrovaného žádného dodavatele. V roce 2017 byl tento postup, řešící registraci nenavazující dodávky, uplatněn operátorem trhu u 15 352 odběrných míst. Z příloženého obrázku 24 je zřejmé, že nejčastěji byla tímto způsobem řešena jednodenní „přetržka“, u vícedenních „přetržek“ je pak rozložení těchto případů poměrně rovnoměrné.

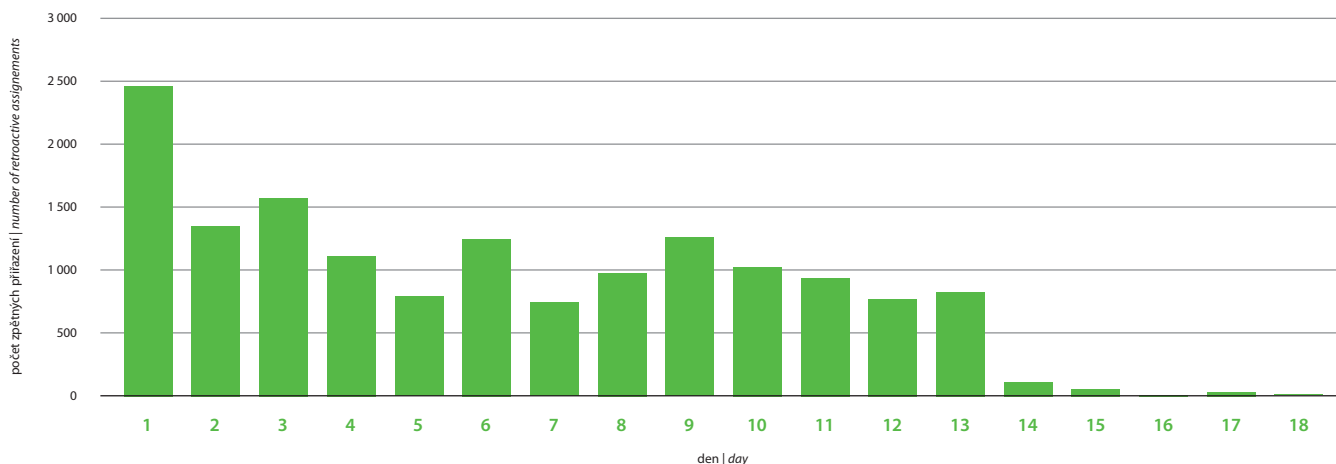
As of 1 January 2016, under the Energy Act, unauthorized consumption of electricity from the power system shall be deemed, inter alia, consumption of electricity without a contract for settlement of imbalances or a contract for transfer of imbalance responsibility to the balance responsible party for more than ten business days. If a point of delivery registered with the Market Operator changes its supplier, as of 1 January 2016 pursuant to applicable regulations the new supplier and the relevant balance responsible party shall be assigned in the Market Operator's information system to the customer point of delivery also for immediately preceding ten business days, provided the relevant point of delivery has not registered any supplier with the Market Operator in this period. In 2017 the Market Operator applied the procedure addressing registration of discontinued supply for 15,352 points of delivery. The attached Figure 24 demonstrates that this procedure was most often used for one-day "supplier's registration interruption", distribution is fairly uniform in cases of supplier's registration interruptions lasting more than one day.

Obrázek 24

Počet zpětných přiřazení dodavatele k odběrnému místu v roce 2017 dle délky období (1 až 18 dnů), v němž ke zpětnému přiřazení dodavatele došlo

Figure 24

Number of retroactive assignments of suppliers to points of delivery/transfer in 2017 according to the length of the period (1–18 days), in which the retroactive assignment of the supplier occurred



ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTŘINOU

Na trhu s elektřinou působí aktivně tito licencovaní účastníci:

- > subjekt zúčtování (SZ),
- > dodavatel,
- > účastník s přístupem na vyrovnávací trh (VT),
- > poskytovatel podpůrných služeb,
- > provozovatel distribuční soustavy (PDS),
- > provozovatel přenosové soustavy,
- > výrobci (viz kapitola Podporované zdroje energie a záruky původu).

Obchodníky na trhu s elektřinou mohou být buď dodavatelé koncovým zákazníkům s přenesenou odpovědností za svou odchylku, nebo subjekty zúčtování, kterým je kromě dodávky elektřiny umožněno také obchodovat na krátkodobých trzích s elektřinou.

Pokračující vývoj energetického trhu nabízí mnoho příležitostí nejen pro velké obchodníky, ale také pro malé a střední společnosti, které působí na trhu nejčastěji v roli dodavatele energií. Tento trend potvrzuje významný nárůst počtu dodavatelů elektřiny v roce 2017, který dosahoval až 23 % oproti předešlému roku. Mírný nárůst nastal i u ostatních kategorií registrovaných účastníků trhu, např. u podpůrných služeb či provozovatelů lokálních distribučních soustav, kde byl zaznamenán nárůst o 2 %, přičemž někteří provozovatelé lokálních distribučních soustav jsou zároveň dodavateli do vlastní distribuční soustavy. Počet účastníků trhu, kteří mohou obchodovat na vyrovnávacím trhu s regulační energií, se v roce 2017 zvýšil o 8 %.

ELECTRICITY MARKET PARTICIPANTS

The following licenced participants take an active part in the electricity market:

- > Balance responsible party (BRP),
- > Supplier,
- > Participant with access to the balancing market (BMR),
- > Provider of ancillary services (AS),
- > Distribution system operator (DSO),
- > Transmission system operator (TSO),
- > Producers (see chapter Supported Energy Sources and Guarantees of Origin).

Electricity market traders may be suppliers to final customers with transferred responsibility for their imbalances or balance responsible parties that, in addition to supplying electricity, are also licenced to trade on short-term electricity markets.

The continuous development of the energy market provides many opportunities for both large traders and small and medium-sized companies that operate on the market mostly as energy suppliers. This trend is evidenced by a significant increase in the number of suppliers of electricity in 2017, which accounted for 23% year-on-year. Moderate growth was recorded also in other groups of registered market participants, such as ancillary services providers or local distribution system operators; the latter saw a 2% increase, whereby some of the local distribution system operators are also suppliers to their own distribution systems. The number of market participants that are licenced to trade on the balancing market with regulating energy climbed by 8% in 2017.

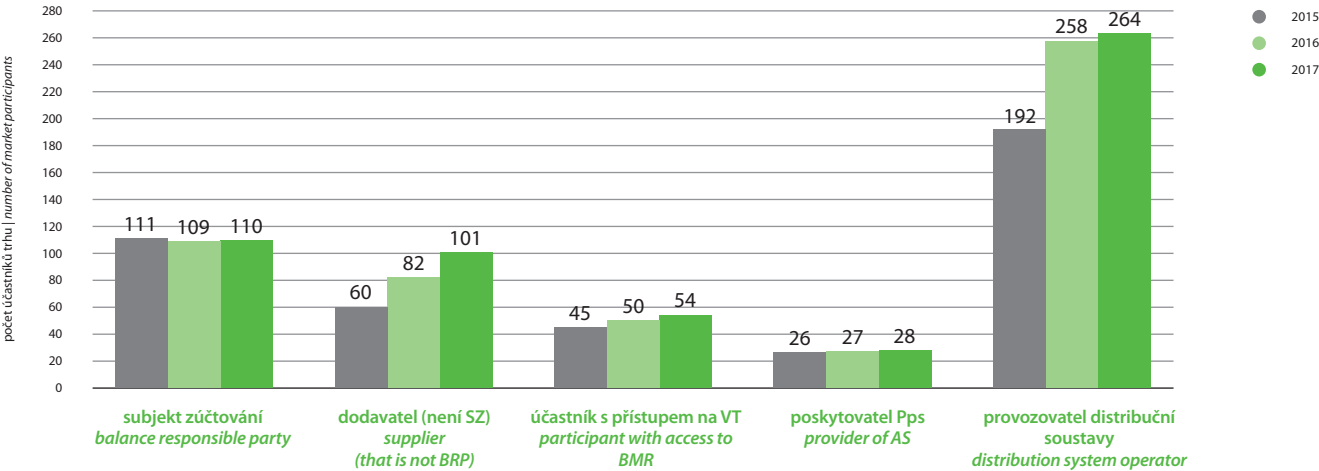
Tabulka 3 ukazuje počet registrovaných účastníků trhu s elektřinou podle typu účastníka ke konci roku 2017 a meziroční změnu oproti roku 2016.

Table 3 provides an overview of registered electricity market participants according to the type of participant at the end of 2017 and year-on-year changes.

Tabulka 3 **Počet účastníků trhu s elektřinou ke konci roku 2017**
Table 3 Number of electricity market participants at the end of 2017

typ účastníka type of participant	počet k 31. 12. 2017 number at 31 December 2017	meziroční změna year-on-year change
subjekt zúčtování balance responsible party	110	+1
dodavatel supplier	101	+19
účastník s přístupem na VT participant with access to BMR	54	+4
poskytovatel PPS AS provider	28	+1
provozovatel distribuční soustavy distribution system operator	264	+6
provozovatel přenosové soustavy transmission system operator	1	0

Obrázek 25 **Počet účastníků na trhu s elektřinou registrovaných u OTE v letech 2015–2017**
Figure 25 Number of electricity market participants registered with OTE in 2015–2017





„Zkrocená síla větru pracuje pro lidstvo.“ “The tamed power of the wind works for humanity.”

TRH S PLYNEM GAS MARKET

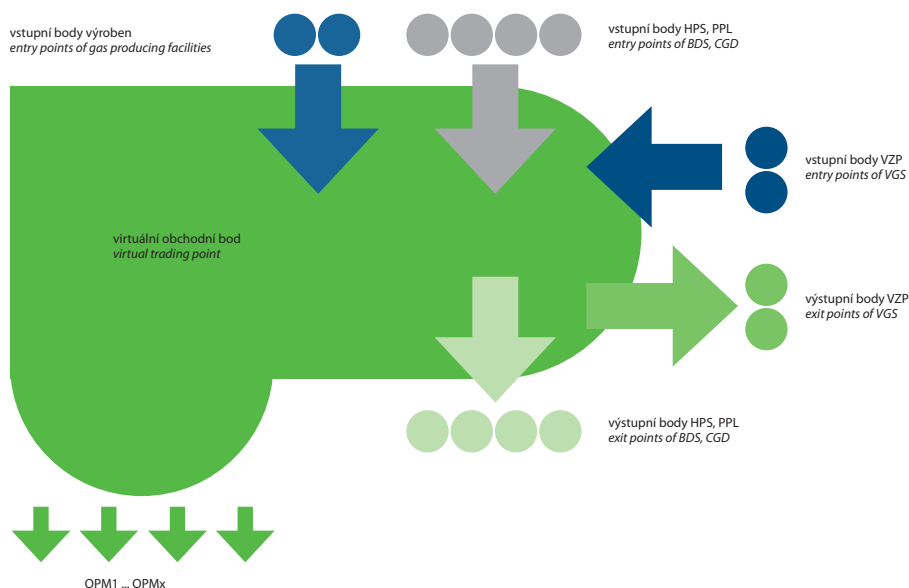
Rok 2017 byl rokem osmým, ve kterém operátor trhu prováděl vypořádání a zúčtování odchylek subjektů zúčtování působících na liberalizovaném trhu s plynem. Každý takový subjekt musí registrovat své požadavky na plyn dodaný do soustavy a odebraný ze soustavy. Odchýlení se od požadavků nebo nezohlednění přesné výše spotřeby zákazníků je přirozenou součástí procesu a vytváří odchylku, za kterou je subjekt zodpovědný (stejně jako na trhu s elektřinou). Princip stanovení odchylek a jejich vypořádání vyplývá z technického charakteru soustav – tj. z požadavku na vyvážení nabídky (dodávky) a poptávky (odběru) plynu za určité časové období.

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 26.

2017 was the eighth year for the Market Operator to provide settlement of imbalances for balance responsible parties operating on the liberalized gas market. Each balance responsible party must register its requests for gas supplied to and taken from the gas system. Any aberration from the requests or failure to factor in exact volumes of customer consumption is a natural part of the process, creating imbalances for which the balance responsible parties are responsible (similarly to the electricity market). The principle of calculation and settlement of imbalances ensues from the technical nature of the systems, i.e. from the principle of balancing offer (supply) and demand (consumption) of gas for a defined period.

The entire territory of the Czech Republic is one balancing zone, the so-called Virtual Trading Point (VTP), at which all gas transactions are registered (excluding old transit contracts, for which the Entry-Exit rule does not apply), as Figure 26 illustrates.

Obrázek 26 **Bilanční zóna ČR pro trh s plynem**
Figure 26 **Czech Republic's balancing zone for gas trading**



Obchodní jednotkou je jeden plynárenský den, který začíná v 6:00 hodin daného kalendářního dne a končí v 6:00 hodin následujícího kalendářního dne.

Registrace obchodů a přepravovaných množství plynu se uskutečňuje zasláním tzv. nominací. Nominace se dělí na:

- > **nominace přepravy** – příkaz k přepravě plynu ve vstupních a výstupních bodech hraničních předávacích stanic (HPS), neboli export a import plynu z/do přepravní soustavy na území ČR, příkaz k přepravě plynu ve 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/den³,
- > **nominace uskladnění** – příkaz k vtlačení nebo čerpání uvedeného množství plynu do nebo z virtuálního zásobníku plynu,
- > **nominace distribuce** – příkaz k distribuci plynu ve vstupních bodech výroby plynu a na vstupních a výstupních bodech přeshraničních plynovodů (PPL), neboli export a import plynu z/do dané distribuční soustavy na území ČR⁴,
- > **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 předcházejícího začátku plynárenského dne dodávky. 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 jednotlivými subjekty zúčtování. Tím 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 den⁵. Obrázek 27 ukazuje časové uspořádání trhu s plynem v ČR z pohledu vybraných činností OTE, platné pro rok 2018.

³ Nominace přepravy do odběrných míst zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou nižší než 5 000 MWh/den se nepodává

⁴ Nominace přepravy a distribuce plynu k zákazníkům není uplatňována vzhledem k tomu, že celá plynárenská soustava ČR tvoří jednu bilanční zónu.

⁵ Nominace přepravy na HPS je možné zadat též po jednotlivých hodinách plynárenského dne. Tyto hodnoty jsou využity pouze pro sesouhlasení nominací přepravy mezi provozovateli.

The trading unit is one gas day, which begins at 6:00 of the relevant calendar day and ends at 6:00 of the following calendar day.

Registration of trades and transmitted quantities of gas is carried out through submission of nominations. Nominations are grouped as follows:

- > **transmission nomination** – a request for gas transmission at entry and exit points of border delivery stations (BDS), i.e. gas export from and import to the transmission system in the Czech Republic; a request to transmit gas at entry and exit points of virtual gas storage facilities (VGS); or a request to transmit gas to the customer delivery point directly connected to the transmission system with a reserved capacity of above or equal to 5,000 MWh/day³,
- > **storage nomination** – a request for injection or withdrawal of a specified quantity of gas into/from the virtual gas storage;
- > **distribution nomination** – a request for gas distribution at entry points of gas producing facilities and entry and exit points of cross-border gas ducts (CGD), i.e. gas export from or import to the relevant distribution system in the Czech Republic⁴,
- > **nominations of obligation to supply (OS) and obligation to take (OT)** – transactions executed through VTP between traders (gas delivery at VTP), whereby it applies that all that is nominated at VTP is actually supplied/taken.

Balance responsible parties register all nominations with the Market Operator or relevant operators by 14:00 on the day preceding the beginning of the gas day of delivery. After the deadline, gas transmission nominations are matched between neighbouring TSOs, distribution nominations are matched between neighbouring DSOs or TSOs, storage nominations are matched between the TSO and gas storage operators, and nominations at the Virtual Trading Point are matched between individual BRPs. However, market participants have more options to adjust their trading positions. Almost until the end of the gas day “D”, balance responsible parties may adjust their positions by sending renominations, i.e. corrective nominations of their obligations. The quantity for one whole gas day shall be always nominated at once⁵. Figure 27 shows the gas market schedule in the Czech Republic in terms of OTE’s selected activities that is in effect for 2018.

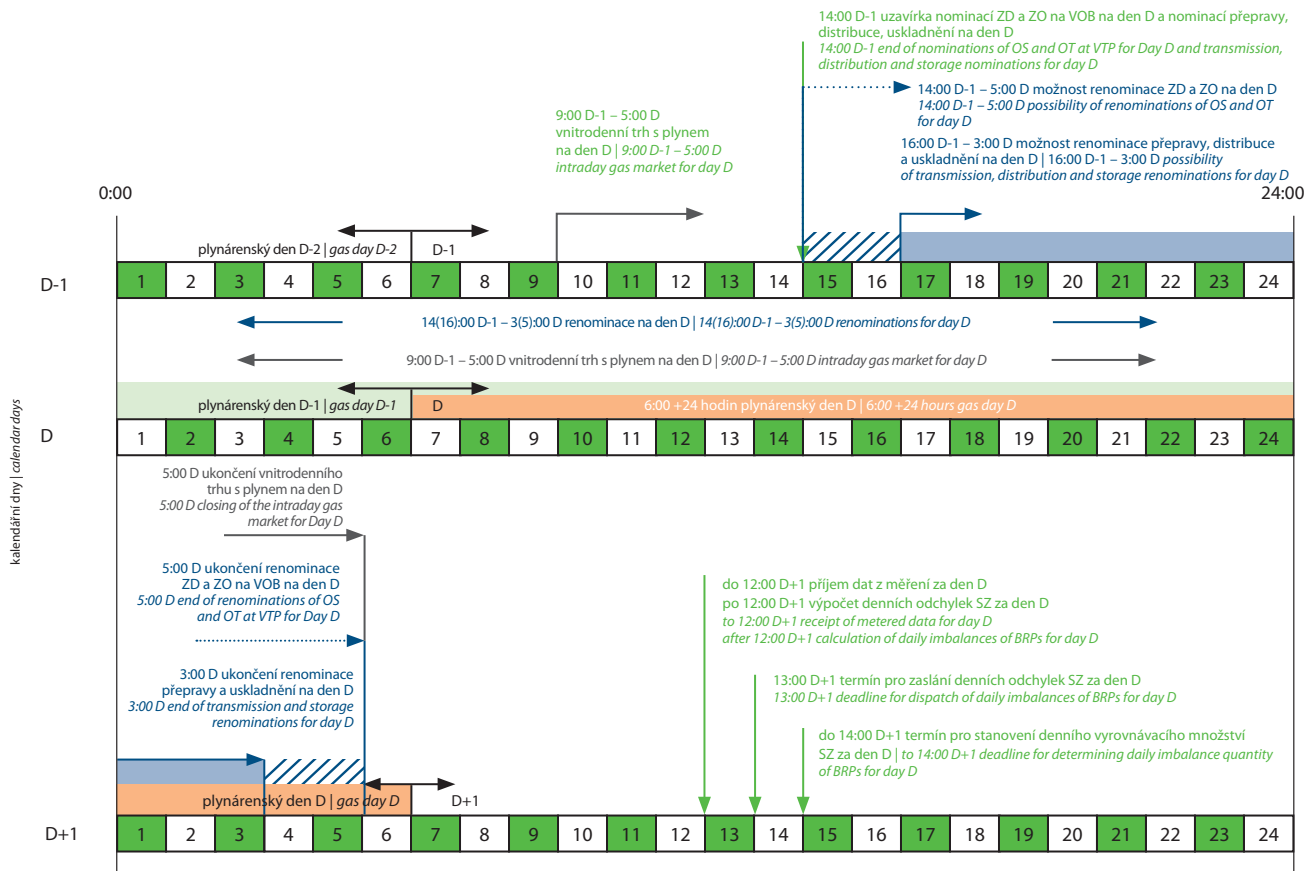
³ Transmission nomination to customer points of delivery directly connected to the transmission system with a reserved capacity of below 5,000 MWh/day is not submitted.

⁴ Transmission nomination and gas distribution to customers do not apply since the entire gas system of the Czech Republic is a single balancing zone.

⁵ Transmission nominations at BDS may be submitted for each separate hour of the gas day. These values are used solely for matching of transmission nominations between operators.

Obrázek 27
Figure 27

Časové uspořádání trhu s plynem platné pro rok 2018 Gas market schedule in effect for 2018



DVOUSTRANNÉ OBCHODOVÁNÍ

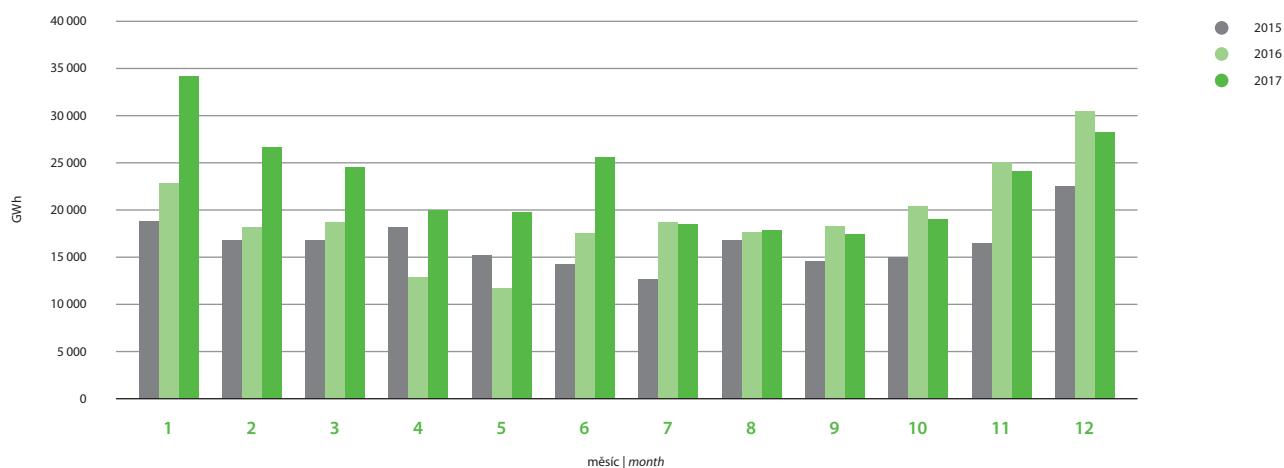
Pro výměnu plynu mezi subjekty zúčtování byly i v roce 2017 nejvíce využívány závazky dodat a odebrat ve formě dvoustranných kontraktů. Dvoustranné kontrakty nemají, stejně jako obchody na krátkodobých trzích s plynem, fyzikální odraz v soustavě. Při jejich realizaci nedochází k toku plynu, jen se virtuálně převede disponibilní právo k plynu mezi subjekty zúčtování. OTE z dvoustranných kontraktů registruje pro účely vyhodnocení odchylek pouze technické údaje, tj. množství převedeného plynu v energetických jednotkách, bez udání ceny. Finanční vypořádání těchto obchodů probíhá mezi jednotlivými subjekty a OTE v tomto případě není centrální protistranou. Objemy registrovaných dvoustranných kontraktů realizovaných subjekty zúčtování na virtuálním obchodním bodě v CS OTE za roky 2015 až 2017 jsou znázorněny po jednotlivých měsících na obrázku 28. Celkové množství takto zobchodovaného plynu v roce 2017 bylo 275 088 GWh (v roce 2016: 231 946 GWh). Obchodování prostřednictvím krátkodobých trhů s plynem v roce 2017 se podrobněji věnuje kapitola Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem.

BILATERAL TRADING

In 2017, most gas exchanges between BRPs were executed through obligations to supply and obligations to take under bilateral contracts. Similarly to trading on short-term gas markets, bilateral contracts do not have any physical impact on the system. Their performance does not encompass any gas flow, the right to gas is only virtually transferred between BRPs. For the purpose of imbalance evaluation, OTE registers only technical data from these contracts, i.e. the quantity of transferred gas in energy units, without any price indication. Financial settlement of these transactions is carried out between specific entities, whereby OTE is not the central counterparty in this case. Volumes of registered bilateral contracts executed by balance responsible parties at the Virtual Trading Point in CS OTE in 2015–2017 are shown for specific months in Figure 28. The total volume of gas traded in this way in 2017 was 275,088 GWh (231,946 GWh in 2016). Trading on the short-term gas market in 2017 is described in more detail in the chapter Organized Short-term Electricity and Gas Markets.

Obrázek 28
Figure 28

Objem dvoustranných kontraktů (GWh) registrovaných v systému OTE v letech 2015–2017
Volumes of bilateral contracts (in GWh) registered in OTE system in 2015–2017



V případě nominace závazku dodat (prodej plynu) se kontroluje v systému OTE při uzavírce nominací a v rámci daného renominčního okna mimo jiné i splnění podmínky finančního zajištění SZ pro tyto obchody z pohledu možných odchylek SZ.

Export a import plynu realizuje SZ prostřednictvím nominace přepravy plynu přes hraniční předávací stanice v přepravní soustavě nebo prostřednictvím nominace distribuce plynu přes přeshraniční plynovody, které se nacházejí v distribučních soustavách. Nominace přepravy či distribuce na rozdíl od nominace závazku dodat a odebrat znamená tok plynu v soustavě. Nominace přepravy nebo distribuce do výstupního bodu plynárenské soustavy je zkontrolována v systému OTE z hlediska finančního zajištění a teprve poté je odeslána příslušnému provozovateli k sesouhlasení se sousedními provozovateli.

Přeprava plynu se v současnosti realizuje prakticky pouze na principu Entry–Exit, tedy takovým modelem pro přístup k plynárenské soustavě, který umožňuje obchodníkům rezervovat přepravní kapacitu nezávisle na všech vstupních a výstupních bodech soustavy. Jinými slovy, přeprava plynu na principu Entry–Exit je realizována skrze obchodní zónu jako celek, nikoli (jako tomu bylo dříve) konkrétní smluvně ošetřenou přepravní trasou⁶. Nezávislost vstupních a výstupních kapacit vůči sobě navzájem je podporována existencí virtuálního obchodního bodu, kde obchodník může dovezený plyn přímo prodat, nebo naopak nakoupit těsně před jeho vývozem. V tomto systému mohou být také jednoduše měněna vlastnická práva k plynu, což napomáhá rozvoji celého trhu s plynem.

⁶ Tento model přístupu k plynárenské soustavě se označoval jako Point-to-Point, vycházel ze starých tranzitních kontraktů a v současnosti jej již nelze v souladu se směrnicemi EU aplikovat na nové smlouvy o přepravě.

In the event of obligation to supply (sale of gas), the OTE system checks, at the time of the nomination close and within the specific renomination window, whether the condition of the balance responsible party's financial security is met for such transactions in terms of possible imbalances of the relevant BRP.

Balance responsible parties carry out gas export and import through gas transmission nominations via border delivery stations in the transmission system or through gas distribution nominations via cross-border gas ducts within the distribution systems. Unlike nominations of obligation to supply or take, transmission or distribution nominations refer to the gas flow in the system. Transmission or distribution nominations for gas system exit points are checked in the OTE system in respect of financial security and then sent to the respective operator for matching with neighbouring operators.

Currently gas transmission is carried out almost solely using the Entry-Exit model. This model for access to the gas network allows traders to reserve transmission capacity independently at all entry and exit points of the gas system. In other words, gas transmission using the Entry-Exit model is carried out via a trade area as a whole instead of via (previous) contracted transmission routes⁶. Mutual independence of entry and exit capacities is further supported by the existence of the virtual trading point where the trader can directly sell imported gas or, conversely, buy it just before it is exported. This system also allows for simple change of ownership rights to gas, which contributes to the development of the entire gas market.

⁶ This model of access to the gas system was called Point-to-Point and was executed under old transit contracts. According to EU directives, it can no longer be applied for new transmission contracts.

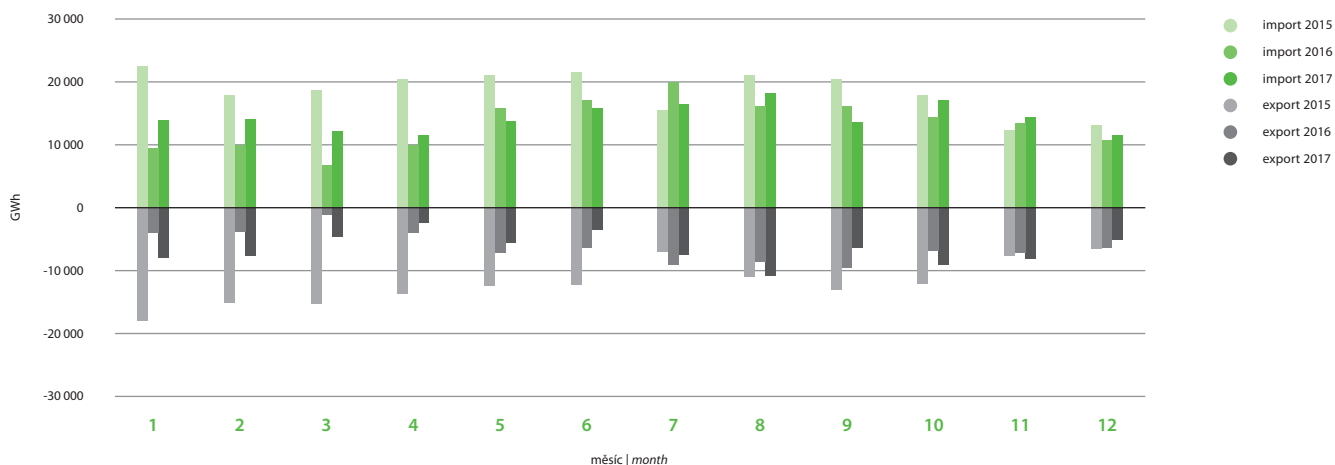
Přeprava plynu modelem Entry–Exit je realizována buď subjekty zúčtování, nebo zahraničními účastníky, kteří nejsou subjekty zúčtování ve smyslu energetického zákona (tzv. čistí tranzitěři). Systém OTE registruje od roku 2013 množství přepraveného a uskladněného plynu modelem Entry–Exit všech přepravujících obchodníků.

Obrázek 29 ukazuje množství dovezeného (importovaného) a vyvezeného (exportovaného) plynu do/z plynárenské soustavy ČR modelem Entry–Exit (vnitrostátní i tranzitní přeprava) přes hraniční předávací stanice a přeshraniční plynovody v jednotlivých měsících roku 2017 v porovnání s roky 2015 a 2016 (bez toku plynovodem Gazela, který je vyjmut z přístupu třetích stran). Hodnoty importu a exportu odpovídají hodnotám uzavřených přeshraničních obchodů a nemusí respektovat skutečné fyzické toky plynu. Celkové množství importovaného plynu v roce 2017 bylo 170 999 GWh (v roce 2016: 159 406 GWh), celkové množství exportovaného plynu bylo 77 744 GWh (v roce 2016: 73 105 GWh).

Gas transmission via the Entry–Exit model is carried out either by balance responsible parties or by foreign participants that are not balance responsible parties pursuant to the Energy Act (gas traders with transit contracts only). Since 2013 the OTE system has been using only the Entry–Exit model for registering volumes of transmitted and stored gas of all transmitting traders.

Figure 29 shows volumes of imported and exported gas to/from the Czech gas system, using the Entry–Exit model (intra-state and transit transmission) via border delivery stations and cross-border gas ducts in specific months of 2017 in comparison with 2015 and 2016 (without flows via the Gazelle gas pipeline that is excluded from third-party access). The import/export values correspond to the values of contracted cross-border transactions and may not reflect the actual physical gas flows. The total volume of imported gas in 2017 was 170,999 GWh (159,406 GWh in 2016), and the total volume of exported gas was 77,744 GWh (73,105 GWh in 2016).

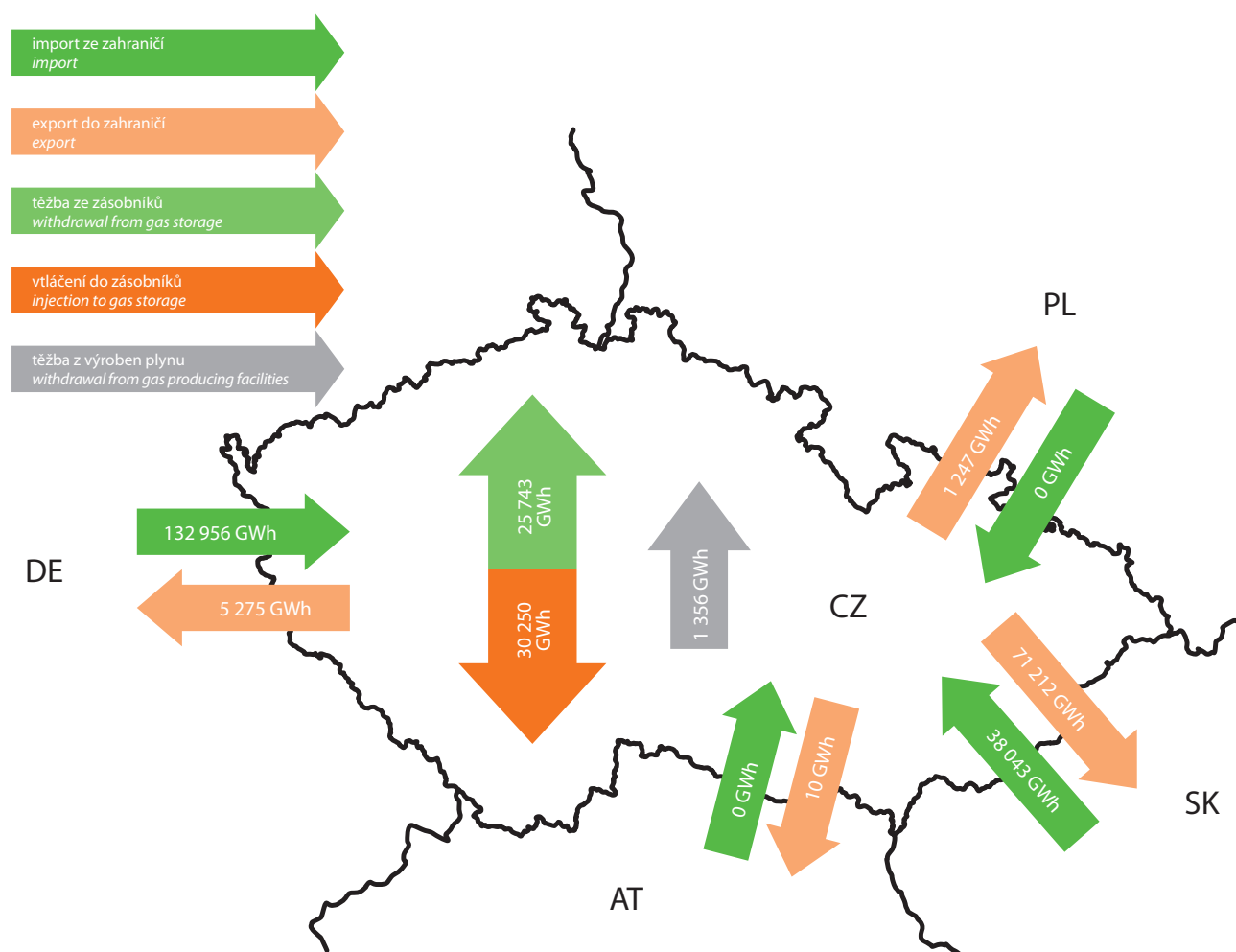
Obrázek 29 **Množství importovaného a exportovaného plynu v jednotlivých měsících let 2015–2017**
Figure 29 **Volumes of imported and exported gas in specific months of 2015–2017**



Obrázek 30 ukazuje celkovou bilanci plynárenské soustavy včetně tranzitních toků (opět bez přepravy plynovodem Gazela) za rok 2017. Z obrázku je zřejmé, že největší objemy toků plynu jsou realizovány na hranicích s Německem (profil Entry CZ–DE) a významné množství plynu je dodáno též na území Slovenska (profil Exit CZ–SK).

Figure 30 shows the total balance of the gas system including transit flows (again without the Gazela pipeline transmission) for 2017. The chart demonstrates the largest volumes of gas flows at the border with Germany (Entry CZ–DE profile); a substantial volume of gas is also delivered to Slovak territory (Exit CZ–SK profile).

Obrázek 30 **Množství plynu vstupujícího/vystupujícího do/z plynárenské soustavy ČR v roce 2017**
 Figure 30 **Volumes of gas supplied to/taken from the Czech gas system in 2017**



TĚŽBA A VTLÁČENÍ

Plyn lze na rozdíl od elektřiny efektivně skladovat. Ke konci roku 2017 se nacházelo na území ČR celkem devět zásobníků plynu (ZP), přičemž celková technická kapacita zásobníků plynu, provozovaných v rámci české plynárenské soustavy,⁷ činila přibližně 3,2 mld. m³. Obchodníci s plynem, kteří mají zajištěnu kapacitu v zásobnících plynu, realizovali těžbu a vtláčení plynu z/do zásobníků prostřednictvím nominací uskladňování. Souběžně s těmito nominacemi musí předkládat nominace přepravy, aby mohlo dojít k sesouhlasení nominací mezi provozovatelem zásobníku plynu a provozovatelem přepravní soustavy. Pro zasilání a zpracování nominací přepravy a uskladnění proto platí podobná pravidla.

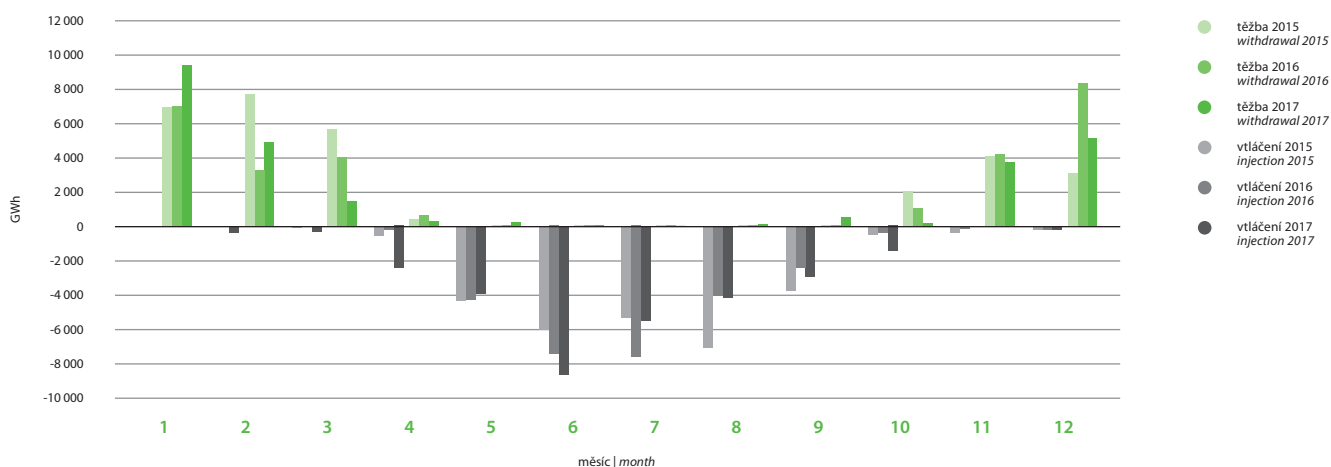
Obrázek 31 ukazuje množství vytěženého a vtačeného plynu do zásobníků plynu modelem Entry–Exit v jednotlivých měsících let 2015 až 2017. Z obrázku je patrný typický průběh obou řad, tj. téměř výhradní vtláčení plynu do zásobníků v letních měsících a téměř výhradní čerpání plynu v zimním období. Celkové množství vtačeného plynu v roce 2017 bylo 30 250 GWh (v roce 2016: 26 986 GWh), celkové množství vytěženého plynu bylo 25 743 GWh (v roce 2016: 28 471 GWh).

WITHDRAWAL AND INJECTION

Unlike electricity, gas can be effectively stored. There were nine gas storage facilities (GS) in Czech Republic territory at the end of 2017 and the total technical capacity of gas storage facilities operated within the Czech gas system⁷ was approximately 3.2 billion m³. Gas traders with secured capacity in storage facilities carried out withdrawals and injections of gas from/to gas storage through storage nominations. In parallel with the storage nominations, they are required to submit transmission nominations to allow matching between gas storage operators and transmission system operator. As a result, similar rules apply for sending and processing transmission and storage nominations.

Figure 31 documents volumes of withdrawn and injected gas from and into gas storage facilities using the Entry–Exit model in specific months of 2015–2017. The figure shows a typical trend in both lines, i.e. almost exclusive injection of gas into storage facilities in summer months and almost exclusive withdrawal of gas in winter months. In 2017, the total volume of injected gas was 30,250 GWh (26,986 GWh in 2016), and the total volume of withdrawn gas was 25,743 GWh (28,471 GWh in 2016).

Obrázek 31 **Množství vytěženého a vtačeného plynu z/do zásobníků plynu v jednotlivých měsících let 2015–2017**
Figure 31 **Volumes of withdrawn and injected gas from/to gas storage facilities in specific months of 2015–2017**



⁷ Se zahrnutím všech zásobníků na území ČR by šlo o technickou kapacitu ve výši 3,8 mld. m³.

⁷ The technical capacity, including all gas storage facilities in Czech territory, totals 3.8 billion m³.

ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

Obecný popis modelu

Vyhodnocení a vypořádání odchylek na trhu s plynem v roce 2017 prováděl OTE na základě energetického zákona a postupoval podle Pravidel trhu s plynem. Odchylky účastníků trhu s plynem se vyhodnocují:

- > každý den za předcházející plynárenský den (denní odchylky),
- > po skončení měsíce za předchozí plynárenský měsíc (měsíční odchylky),
- > po skončení příjmu reklamací dat, tedy ve 4. měsíci po vyhodnocovaném měsíci (závěrečné měsíční odchylky).

Denní odchylka jednoho obchodníka v jednom plynárenském dni se vypočítá podle následujícího vzorce:

$$O = \Sigma \text{AlokaceEntry} - \Sigma \text{ZD} + \Sigma \text{ZO} - \Sigma \text{AlokaceExit},$$

kde

AlokaceEntry je součet změřeného množství plynu vstupujícího do plynárenské soustavy z hraničních předávacích stanic, přeshraničních plynovodů, virtuálních zásobníků plynu a z výroby plynu v plynárenském dni,

ZD je součet všech závazků dodat v daném plynárenském dni do VOB, tedy např. prodej plynu druhému obchodníkovi nebo prodej na krátkodobém trhu,

ZO je součet všech závazků odebrat v daném plynárenském dni z VOB, tedy např. nákup plynu od druhého obchodníka nebo nákup na krátkodobém trhu,

AlokaceExit je 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.

SETTLEMENT OF IMBALANCES

General Model Description

OTE performed evaluation and settlement of imbalances on the gas market in 2017 pursuant to the Energy Act in accordance with the Gas Market Rules. Market participants' imbalances are evaluated as follows:

- > daily for each preceding gas day (daily imbalances);
- > after the end of the month for the previous gas month (monthly imbalances);
- > after the end of the receipt of data-related claims, i.e. the fourth month following the evaluated month (final monthly imbalances).

Any trader's daily imbalance for one gas day is calculated according to the following formula:

$$I = \Sigma \text{AllocationEntry} - \Sigma \text{OS} + \Sigma \text{OT} - \Sigma \text{AllocationExit},$$

where

AllocationEntry is the sum of metered volumes of gas entering the gas system from border delivery stations, cross-border gas ducts, virtual gas storage facilities and gas producing facilities on the relevant gas day;

OS is the sum of all obligations to supply at VTP on the relevant gas day, such as sale of gas to another trader or sale on the short-term gas market,

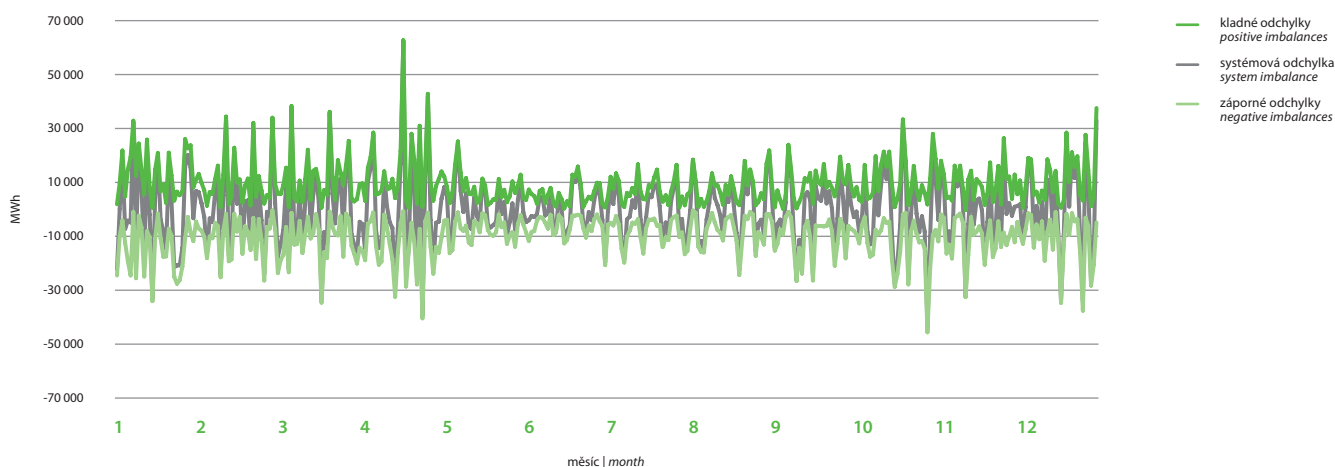
OT is the sum of all obligations to take at VTP on the relevant gas day, such as purchase of gas from another trader or purchase on the short-term gas market,

AllocationExit is the sum of metered volumes of gas exiting the gas system through border delivery stations, cross-border gas ducts, virtual gas storage facilities, and volumes of gas consumed by the trader's customers on the relevant gas day;

Systémová odchylka (SO) celé plynárenské soustavy v daném plynárenském dni je pak rovna součtu odchylek všech obchodníků v tomto dni, a to včetně tranzitujících obchodníků, kteří nejsou SZ. Výsledky výpočtu jsou každému SZ dostupné na internetové adrese <https://portal.ote-cr.cz> a souhrnné hodnoty jsou zveřejňovány i na veřejném webu OTE. Obrázek 32 ukazuje vývoj systémové odchylky a součtu kladných a záporných odchylek v průběhu roku 2017. Suma záporných odchylek činila -3 643 GWh, suma kladných odchylek činila 3 731 GWh.

The system imbalance (SI) of the entire gas system on the relevant gas day equals a sum of all traders' imbalances on the same gas day, including traders with transit contracts only that are not BRPs. Results of the calculation are available for each balance responsible party at <https://portal.ote-cr.cz>, and summarized values are also posted on OTE's public website. Figure 32 provides an overview of the system imbalance and the sum of positive and negative imbalances in the course of 2017. The sum of negative imbalances amounted to -3,643 GWh and the sum of positive imbalances amounted to 3,731 GWh.

Obrázek 32 **Vývoj kladných a záporných odchylek a systémové odchylky v průběhu roku 2017**
Figure 32 **Overview of positive and negative imbalances and system imbalance in 2017**



Spotřeba plynu v celé ČR je značně závislá na teplotě vzduchu. Obrázek 33 ukazuje tuto závislost na konkrétních hodnotách spotřeby plynu, které byly stanoveny v rámci agregace měřených dat a následného vyhodnocení odchylek jednotlivých SZ v průběhu roku 2017. Zvláště v zimních měsících je zřejmý prudký nárůst spotřeby při propadu teplot. Naopak v letních měsících je závislost spotřeby na teplotě minimální; spotřeba se ustaluje na denní hodnotě kolem 100 000 MWh, na které se podílejí zejména technologická spotřeba plynu v podnicích a dále spotřeba plynu na vaření a ohřev teplé užitkové vody. V tomto období lze rovněž pozorovat vliv pracovního týdne na průběh spotřeby. Obrázek poskytuje též srovnání skutečných a normálových teplot⁸.

Gas consumption in the Czech Republic largely depends on air temperature. Figure 33 illustrates this dependence on the specific values of gas consumption determined within the framework of metered data aggregation and subsequent evaluation of imbalances of the particular balance responsible parties in 2017. Notably in winter there is demonstrably rapid growth in consumption when temperatures decline. Conversely, in summer months the dependence of consumption on temperature is very low; consumption is at around 100,000 MWh a day, which includes in particular technological gas consumption in businesses and also gas consumption for cooking and hot water preparation. During this period the effect of business week on the consumption trend may also be observed. In addition, the chart provides a comparison of actual and normal temperatures⁸.

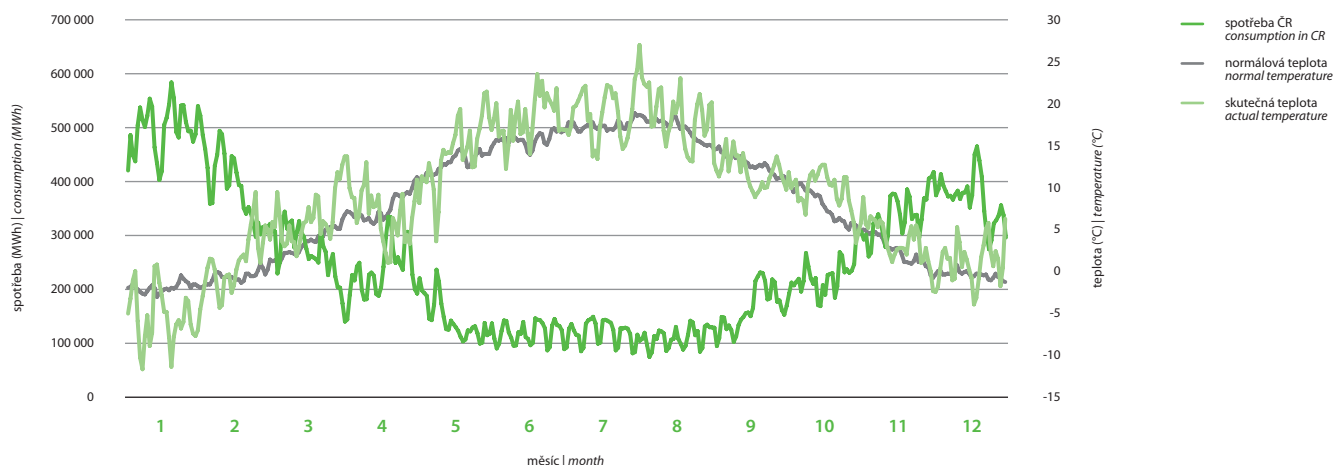
⁸ Normálovou teplotou v plynárenství se rozumí průměr denních teplot vzduchu z let 1971–2000 vypočítaný z údajů všech měřících stanic ČHMÚ položených v nadmořské výšce do 700 m n. m.

⁸ Normal temperature in the gas sector means the average of daily air temperatures from 1971–2000 calculated from data of all CHMU measuring stations located below 700 metres above sea level.

Celková skutečná spotřeba všech subjektů zúčtování dosáhla v roce 2017 hodnoty 90 625 028 MWh⁹, tj. po zaokrouhlení 90,6 TWh, což je o 2,5 TWh více než v roce 2016 (88,1 TWh).

The total consumption of all balance responsible parties in 2017 amounted to 90,625,028 MWh⁹, rounded to 90.6 TWh, representing an increase of 2.5 TWh year-on-year (88.1 TWh in 2016).

Obrázek 33 **Spotřeba plynu v průběhu roku 2017 v porovnání se skutečnou a normálovou teplotou**
Figure 33 **Gas consumption in 2017 compared to actual and normal temperatures**



Od roku 2011 přijímá OTE každý den od Českého hydrometeorologického ústavu (ČHMÚ) předpověď teplot vzduchu pro celé území ČR na následujících sedm dnů. Obrázek 34 ukazuje statistiku přesnosti těchto předpovědí vzhledem ke skutečným teplotám. Graf respektuje normální (Gaussovo) rozdělení se střední hodnotou kolem nuly a s klesajícím rozptylem s přibližujícím se dnem, pro který je předpověď provedena. Statistika byla vypracována za 731 dnů v období od 1. 1. 2016 do 31. 12. 2017. Je zřejmé, že předpovědní model je obecně chladnější. To je způsobeno tím, že skutečné denní teploty pro plynárenství jsou vypočítány z údajů všech měřicích stanic ČHMÚ položených v nadmořské výšce do 700 m n. m., zatímco předpověď teplot s tímto omezením nepracuje.

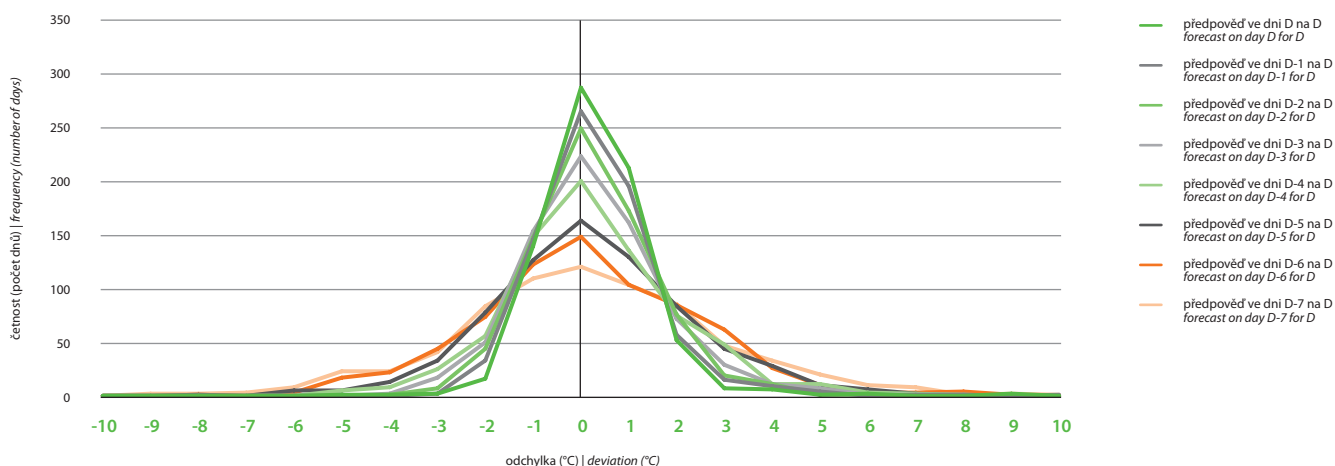
Since 2011 OTE has been receiving from the Czech Hydrometeorological Institute (ČHMÚ) daily forecasts of air temperatures for the entire territory of the Czech Republic for the next seven days. Figure 34 presents statistics of the forecast accuracy in relation to actual temperatures. The chart observes standard (Gaussian) normal distribution with the mean value around zero and with a descending variance as the day of forecast approaches. The statistics were prepared for 731 days in the period from 1 January 2016 to 31 December 2017. It appears that the forecast model generally predicts colder temperature. This is due to the calculation of actual daily temperatures for the gas market from data of all ČHMÚ measuring stations located below 700 metres above sea level, whereby temperature forecasts are not limited in this way.

⁹ Hodnota spotřeby publikovaná ERÚ může zahrnovat i spotřebu v ostrovních provozech, proto se mohou údaje OTE a ERÚ mírně odlišovat.

⁹ Volumes of consumption published by ERO may include consumption in island operations, therefore OTE and ERO data may slightly differ.

Obrázek 34
Figure 34

Statistika přesnosti předpovědi skutečné teploty v průběhu let 2016–2017 Statistics of accuracy of forecasts of actual temperatures for 2016–2017



Principy vyhodnocování a zúčtování odchylek

Na rozdíl od trhu s elektřinou, kde jsou veškeré odchylky vypořádány finančně za cenu stanovenou v závislosti na směru a velikosti systémové odchylky, je v plynárenství možné při vyhodnocování a vypořádávání odchylek využít tzv. flexibilitu 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, který umožňuje subjektům zúčtování využívat přirozenou vlastnost plynárenské soustavy, a to změnu akumulace, která nemá vliv na bezproblémové a bezpečné provozování plynárenské soustavy. Tato flexibilita je poskytována zdarma 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 OBA zajišťující rovnost nominace a alokace), a subjektům zúčtování odpovědným za odchylku v jednotlivých odběrných místech zákazníků. 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.

Tabulka 4 udává alokační pravidla, která platila ke konci roku 2017 na hraničních předávacích stanicích, přeshraničních plynovodech a virtuálních zásobnících plynu (VZP). Na vstupních a výstupních bodech hraničních předávacích stanic a VZP je flexibilita poskytována ve výši 0,6 % z rezervované kapacity na daném bodě, na výstupních bodech přeshraničních plynovodů 4,3 % a v odběrných místech zákazníků 5,0 % z rezervované kapacity na daném bodě. Přesná výše flexibility v roce 2017 nezávisela na míře využití této kapacity obchodníkem v daném plynárenském dni.

Principles of Evaluation and Settlement of Imbalances

Unlike imbalance settlement in the electricity market, where all imbalances are subject to financial settlement at a price determined in accordance with the direction and quantity of the system imbalance, the gas market allows to evaluate and settle imbalances using a linepack flexibility service. It facilitates oscillations of trading positions of balance responsible parties within the flexibility limit so that no additional costs of managing gas imbalances are incurred unless these limits are exceeded. The linepack flexibility service is, therefore, the only tool allowing balance responsible parties to make use of the inherent capability of the gas system, which is linepack change that has no impact on the smooth and secure operation of the gas system. The flexibility service is provided free to those balance responsible parties that have a reserved capacity at border points or at gas storage points (unless the allocation rule OBA ensuring nomination and allocation balance applies for the relevant gas day), and those balance responsible parties responsible for imbalances at specific customer points of delivery. The amount of the provided flexibility is derived from the volume of the reserved capacities and their utilization, or by employing a substitute method for the point of delivery with non-interval type of metering C or CM.

Table 4 specifies allocation rules applicable at the end of 2017 at border delivery stations, cross-border gas ducts and virtual gas storage facilities (VGS). Flexibility at entry and exit points of border delivery stations and VGS is provided at 0.6% of the reserved capacity at the relevant point, at exit points of cross-border gas ducts at 4.3%, and at customer points of delivery at 5.0% of the reserved capacity at the relevant point. The exact flexibility amount in 2017 did not depend on the rate of the trader's use of this capacity on the given gas day.

Tabulka 4 **Alokační pravidla na HPS, PPL a VZP ke konci roku 2017**
Table 4 Allocation rules at BDS, CGD and VGS at the end of 2017

HPS/PPL/VZP BDS/CGD/VGS	vstup entry	výstup exit
HPS Hora Sv. Kateřiny – Sayda BDS Hora Sv. Kateřiny – Sayda	OBA	OBA
HPS Hora Sv. Kateřiny – Olbernhau BDS Hora Sv. Kateřiny – Olbernhau	OBA	OBA
HPS Waidhaus – OGE BDS Waidhaus – EGT	OBA	OBA
HPS Lanžhot BDS Lanžhot	OBA	OBA
HPS Brandov OPAL BDS Brandov OPAL	OBA	OBA
HPS Brandov STEGAL BDS Brandov STEGAL	OBA	OBA
HPS Český Těšín BDS Český Těšín	OBA	OBA
PPL Laa CZ–AT CGD Laa CZ–AT	Pro rata	Pro rata
PPL Branice CZ–PL CGD Branice CZ–PL	Pro rata	Pro rata
PPL Bärenstein CZ–DE CGD Bärenstein CZ–DE	Pro rata	Pro rata
VZP MND Gas Storage VGS MND Gas Storage	OBA	OBA
VZP innogy Gas Storage VGS innogy Gas Storage	OBA	OBA
VZP Moravia Gas Storage VGS Moravia Gas Storage	OBA	OBA

Každému subjektu zúčtování je v systému OTE evidován tzv. „účet flexibility“ a „bilanční účet odchylek“. Každému novému subjektu zúčtování je při registraci nastaven výchozí stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na nulovou hodnotu, přičemž stav tohoto účtu je každý den operátorem trhu aktualizován podle výsledku vyhodnocení odchylek.

Počáteční stav účtu odchylek subjektu zúčtování pro daný plynárenský den dodávky je roven stavu účtu odchylek subjektu zúčtování po předcházejícím plynárenském dni. Lze říci, že stav účtu odchylek subjektu zúčtování odpovídá množství plynu, které má subjekt zúčtování do/ze soustavy dodat/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 denní odchylky subjektu zúčtování, pokud je tento součet v rámci flexibility subjektu zúčtování.

V případě, že je stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování mimo flexibility 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 flexibility v potřebné výši (tj. na pokrytí celého denního vyrovnávacího množství) na trhu s nevyužitou flexibility.

Each balance responsible party has a “flexibility account” and an “aggregated account of imbalances” registered in the OTE system. Upon registration, the default balance of the aggregated account of imbalances is set at zero value for each BRP, whereby the Market Operator updates the balances of the account each day based on the results of the evaluation of imbalances.

The initial balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party for the relevant gas day of delivery equals the balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances after the previous gas day. It can be said that the balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances corresponds to the quantity of gas that the balance responsible party supply to/offtake from the gas system to make its gas balance in the gas system equal zero.

The final balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party at the end of the gas day is defined as the sum of the initial balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances at the beginning of the gas day and the daily imbalance of the balance responsible party provided the sum is within the flexibility limit of the respective balance responsible party.

In the event the balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party exceeds the flexibility limit of that balance responsible party, the excess amount equals the daily imbalance quantity of the balance responsible party and this amount is settled financially at an applicable price. This procedure does not apply if the balance responsible party purchases the necessary amount of unused flexibility (i.e. to cover the entire daily imbalance quantity) on the unused flexibility market.

Trh s nevyužitou flexibilitou představuje platformu, která umožňuje tržním způsobem přímo mezi jednotlivými subjekty zúčtování vypořádat 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 předejít finančnímu vypořádání denního vyrovnávacího množství. Pokud však bude existovat taková systémová odchylka (suma všech denních odchylek subjektů zúčtování a zahraničních účastníků), 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 její pokrytí), a subjekt zúčtování tak zaplatí za 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 uzávěrkou trhu s nevyužitou flexibilitou) a velikostí flexibility poskytované 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 vyrovnávacího množství subjektu zúčtování s respektováním znaménkové konvence. Pro názornost je práce s bilančním účtem odchylek, flexibilitou a denním vyrovnávacím množstvím ve čtyřech po sobě jdoucích dnech zjednodušeně znázorněna na obrázku 35.

Na obrázku 35 je zobrazena situace, při které je SZ přidělena, resp. vypočítána určitá velikost flexibility (viz zelená šrafovaná oblast). Subjekt zúčtování se na počátku dne D pohybuje svým účtem odchylek v kladné oblasti flexibility (viz počáteční stav účtu odchylek). Denní odchylka subjektu zúčtování je ve dni D záporná, čímž se jeho účet odchylek dostane do záporné oblasti flexibility (viz konečný stav účtu odchylek pro den D). Subjektu zúčtování zbývá za den D kladná a záporná nevyužitá flexibilita, kterou může prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Ve dni D+1 subjekt zúčtování způsobí opět zápornou denní odchylku (například obchodník nakoupil méně, než činila spotřeba jeho zákazníků). Tím se však jeho účet odchylek ve dni D+1 dostane mimo svou (základní) flexibilitu. Aby se vyvaroval finančního vypořádání denního vyrovnávacího množství ve dni D+1, musel tento subjekt zúčtování nakoupit prostřednictvím trhu s nevyužitou flexibilitou volnou zápornou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování (viz modrá šrafovaná oblast). Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D+1 je tedy na hranici

The unused flexibility market is a platform that enables individual balance responsible parties to use market approach for settling directly between them imbalances exceeding the flexibility limit of the balance responsible party, but in view of the overall position of the gas system the imbalances do not represent a situation that would require a balancing action of the TSO. Balance responsible parties are motivated to participate in the unused flexibility market to prevent financial settlement of the daily balancing amount. However, if a system imbalance (the sum of all daily imbalances of balance responsible parties and foreign participants) occurs that could lead to the gas system requiring a balancing action of the transmission system operator, the rules of the unused flexibility market ensure that such an imbalance cannot be used on the unused flexibility market (i.e. it will not be possible to acquire unused flexibility of other balance responsible parties to cover the imbalance), and the balance responsible party will pay an applicable price for this imbalance exceeding the flexibility limit. Therefore, the unused flexibility market offers another business opportunity for balance responsible parties.

Unused flexibility of every balance responsible party is determined for the relevant gas day as the difference between the current balance of the flexibility account of the relevant balance responsible party (prior to the close of the unused flexibility market) and the amount of flexibility provided for the relevant day to this balance responsible party, while respecting the direction of the purchased and sold flexibility.

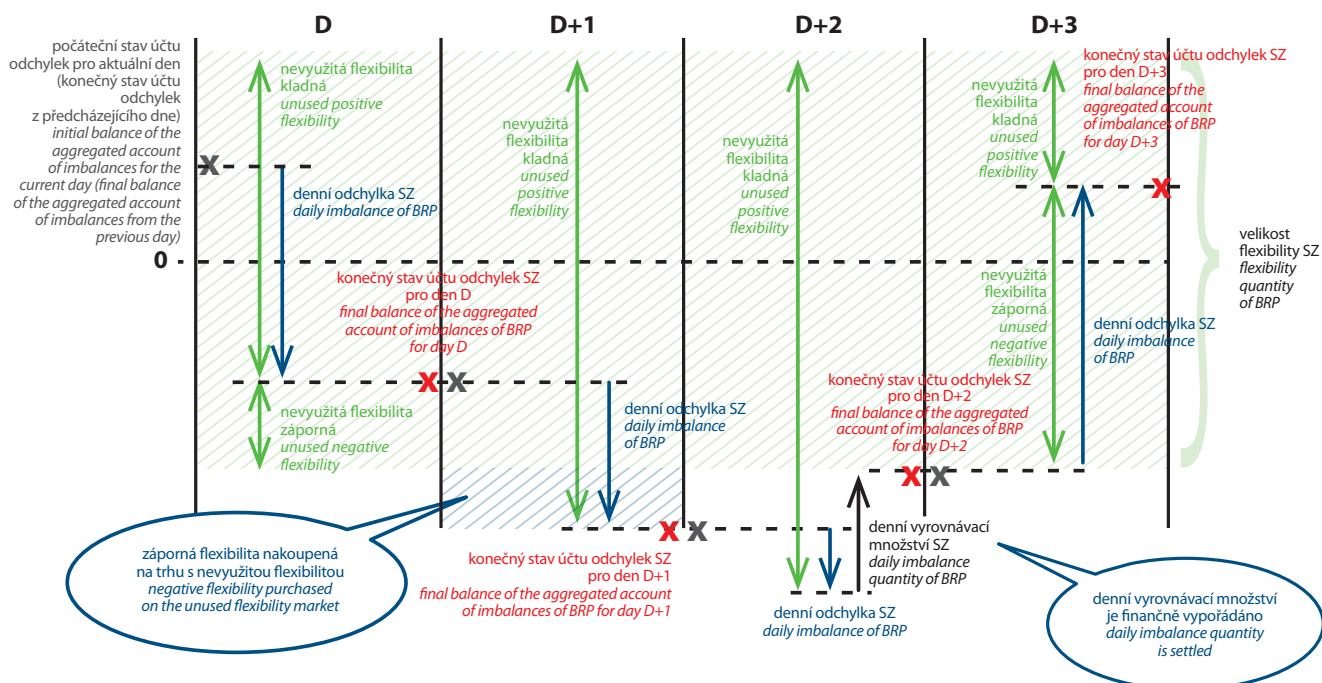
The final balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party is thus the sum of the initial balance of the aggregate account of imbalances of the balance responsible party at the beginning of the gas day, daily imbalances of the balance responsible party and the daily imbalance quantity of the balance responsible party, while respecting the convention for positive/negative signs. For illustration, Figure 35 documents in a simplified manner how to work with the aggregated account of imbalances, flexibility and daily imbalance quantity on four consecutive days.

Figure 35 shows a situation where a certain flexibility amount (see the green shaded field) is assigned to or calculated for a BRP. At the beginning of day D, the balance responsible party's aggregated account of imbalances is in the positive flexibility range (see the initial balance of the aggregated account of imbalances). The daily imbalance of the balance responsible party on day D is negative, which shifts the imbalance account to the negative flexibility range (see the final balance of the aggregated account of imbalances for day D). On day D, the balance responsible party has both positive and negative unused flexibility available, which it may sell on the organized unused flexibility market. On day D+1 the balance responsible party again causes a negative daily imbalance (e.g. a trader purchased less than the volume of consumption of its customers). This, however, will shift its imbalance account on day D+1 outside its (basic) flexibility range. To avoid financial settlement of the daily imbalance quantity on day D+1, the balance responsible party had to purchase on the unused flexibility market

celkové (součet základní a dokoupené) flexibility subjektu zúčtování. Ve dni D+2 subjekt zúčtování opět způsobil mírnou zápornou denní odchylku, čímž se ještě více vzdálil svému pásmu flexibility. Nicméně, v tomto dni se subjektu zúčtování nepodařilo nakoupit zápornou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování – vzniklo denní vyrovnávací množství subjektu zúčtování, které musí subjekt zúčtování vypořádat s operátorem trhu finančně za tzv. použitelnou cenu. Za povšimnutí stojí, že ve dni D+2 zbyla subjektu zúčtování velká kladná nevyužitá flexibilita, kterou může prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Aby se účet odchylek subjektu zúčtování nedostal ve dni D+3 znovu mimo svou (základní) flexibilitu, musí být subjekt zúčtování ve dni D+3 buď vyrovnaný (jeho denní odchylka bude nulová), nebo musí způsobit menší kladnou denní odchylku. Pokud by byla tato denní odchylka záporná nebo velká kladná, subjekt zúčtování by se dostal svým účtem odchylek opět mimo svou flexibilitu s rizikem potřeby opětovného dokoupení buď záporné, nebo kladné nevyužité flexibility. Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D+3 je opět v rámci jeho (základní) flexibility.

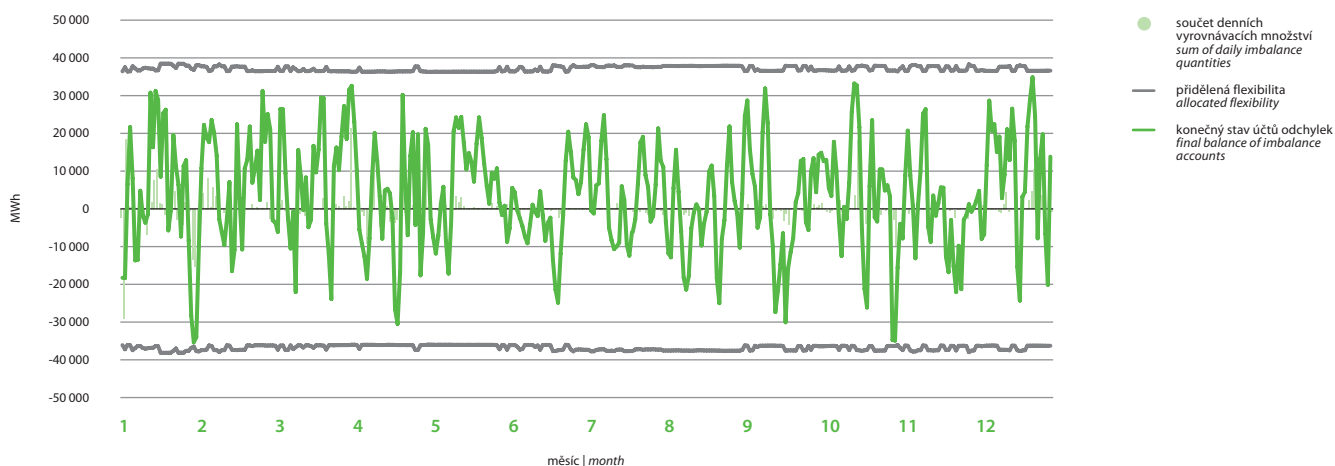
free unused negative flexibility of another balance responsible party (see the blue shaded field). The final balance of the imbalance account of the balance responsible party on day D+1 is therefore just within the limit of the overall (the sum of basic and purchased) flexibility of the balance responsible party. On day D+2 the balance responsible party again caused a moderate daily negative imbalance and exceeded even more its flexibility range. However, on this day the balance responsible party failed to purchase unused negative flexibility of another balance responsible party, resulting in the balance responsible party's daily imbalance quantity that the balance responsible party had to settle with the Market Operator at an applicable price. It should be noted that on day D+2 the balance responsible party had a large quantity of unused positive flexibility that could be sold on the organized unused flexibility market. To keep the aggregate account of imbalances of the balance responsible party on day D+3 within the (basic) flexibility range, the balance responsible party must be either balanced on day D+3 (its daily imbalance quantity is zero), or it must cause a lesser positive daily imbalance. Should the daily imbalance be negative or, conversely, large positive, the balance responsible party's aggregate account of imbalances would not stay within its flexibility limit and there would be a risk of the need to repeatedly purchase either negative or positive unused flexibility. The final balance of the aggregated account of imbalances of the balance responsible party on day D+3 is back within the (basic) flexibility range.

Obrázek 35 Účet odchylek s dokoupenou nevyužitou flexibilitou
Figure 35 Imbalance account with purchased unused flexibility



Obrázek 36

Figure 36

Přídělená flexibilita, konečný stav účtů odchylek a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu roku 2017**Allocated flexibility, final balances of imbalance accounts and the sum of daily imbalance quantities of all BRPs in 2017**

Obrázek 36 ukazuje vývoj konečných bilančních účtů odchylek všech SZ, množství přidělené flexibility a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu roku 2017. Součet konečných stavů účtů odchylek nikdy nemůže překročit hranici přidělené flexibility. Veškeré odchylky, přesahující dostupnou flexibilitu v rámci daného plynárenského dne, představují denní vyrovnávací množství.

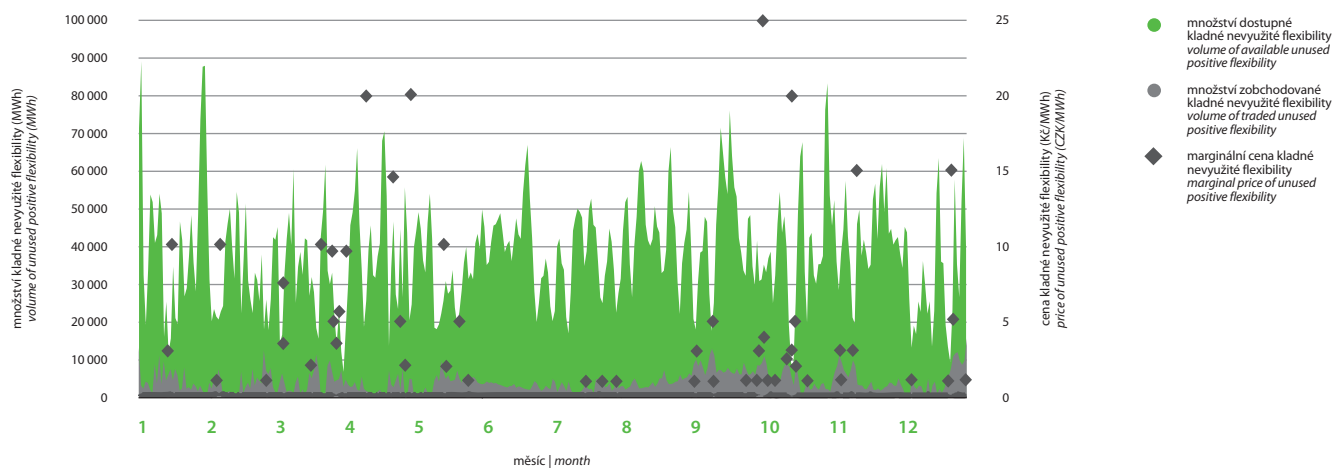
Trh s nevyužitou flexibilitou organizuje OTE v měně Kč na principu sesouhlasení křivek nabídky a poptávky každý plynárenský den za předchozí plynárenský den. Jde v podstatě o 2 samostatné trhy – trh s kladnou nevyužitou flexibilitou a trh se zápornou nevyužitou flexibilitou, kde může dojít k nákupu i prodeji kladné/záporné nevyužité flexibility mezi subjekty zúčtování. Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2017 ukazuje obrázek 37, výsledky trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou jsou znázorněny na obrázku 38.

Figure 36 shows the development of the final balances of aggregate accounts of imbalances of all balance responsible parties, the quantity of allocated flexibility, and the sum of daily imbalance quantities of all balance responsible parties in 2017. The sum of the final balance of aggregated accounts of imbalances may never exceed the allocated flexibility limit. Any imbalance exceeding the available flexibility limit within the relevant gas day constitutes the daily imbalance quantity.

OTE organizes the unused flexibility market in CZK currency on the principle of matching supply and demand curves each gas day for the preceding gas day. Essentially, there are two separate markets – the unused positive flexibility market and the unused negative flexibility market where balance responsible parties can buy and sell positive/negative unused flexibility from/to each other. Figure 37 documents the results of trading on the unused positive flexibility market and Figure 38 documents the results of trading on the unused negative flexibility market in 2017.

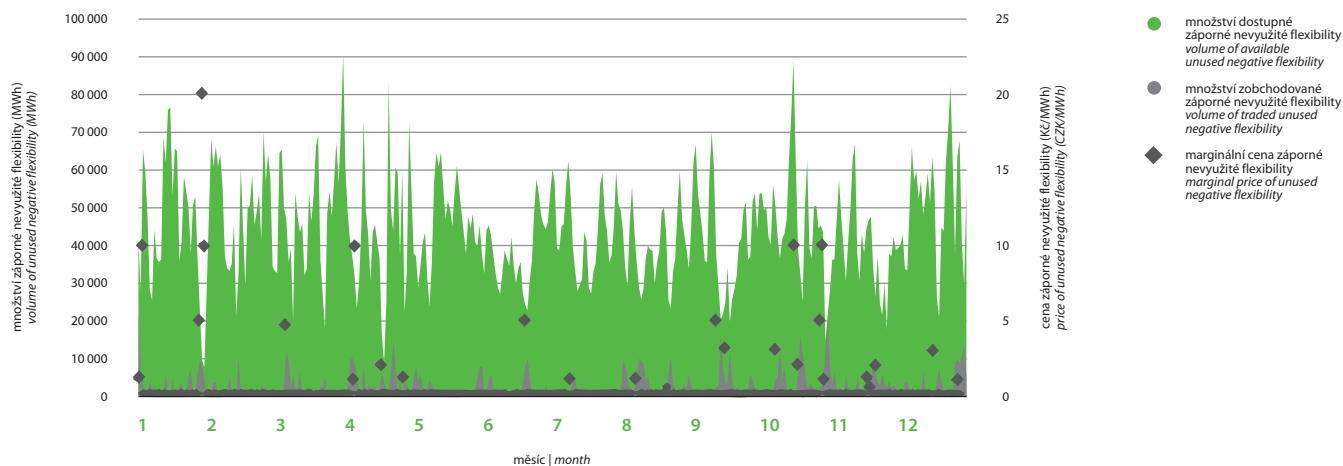
Obrázek 37
Figure 37

Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou průběhu roku 2017
Results of trading on the unused positive flexibility market in 2017



Obrázek 38
Figure 38

Výsledky obchodování na trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2017
Results of trading on the unused negative flexibility market in 2017



Shrneme-li výše popsané principy, model vyhodnocování a zúčtování odchylek je koncipován tak, aby do jisté míry umožnil existenci „bezplatných“ odchylek subjektům zúčtování. Obchodníkům s plynem tak nemusejí vznikat (velké) dodatečné náklady na vyrovnávání jejich portfolií s dopadem na ceny plynu pro konečné zákazníky. Tento přístup bere ohled na přijatý informační model podle základního scénáře¹⁰, kdy obchodníkům s plynem sice vznikají odchylky, které nelze ani při využití sofistikovaných predikčních mechanismů ovlivnit, nicméně poskytnutou flexibilitou a možností s ní dále obchodovat dochází k snížení nebo eliminaci vzniku denních vyrovnávacích množství, která by byla předmětem finančního vypořádání. Pravidla vyhodnocování a zúčtování odchylek jsou tedy nastavena protržně a nevytvářejí malým obchodníkům bariéry, které by jim bránily v účasti na trhu s plynem v České republice.

Finanční vypořádání 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 EUR:
 - 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 OTE¹¹ pro příslušný den, která je zvýšena o malou cenovou úpravu, jež 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 EUR:
 - 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 %).

Pro potřeby finančního vypořádání denního vyrovnávacího množství je použitelná cena přepočtena na Kč denním kurzem Kč/EUR vyhlášeným ČNB pro daný den (tj. pro den, za který tato cena vznikla).

¹⁰ Viz článek 3 odst. 19 nařízení 312/2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích.

¹¹ Metodika stanovení indexu OTE je určena Pravidly trhu.

Summing up the foregoing rules, the model of evaluation and settlement of imbalances is designed to allow to an extent the existence of “free” imbalances of balance responsible parties. As a result, gas traders need not incur (substantial) additional costs of balancing their portfolios with an impact on gas prices for final customers. This approach takes into account the adopted information model under the base case¹⁰, where gas traders have to deal with imbalances that even the use of sophisticated prediction mechanisms cannot influence, but the available flexibility and options to trade it help to reduce or eliminate the occurrence of daily imbalance quantities subject to financial settlement. The rules of evaluation and settlement of imbalances are therefore defined to have a pro-market effect and to avoid creating barriers for small-scale traders preventing them from participating in the gas market in the Czech Republic.

Settlement of Imbalances

To determine the amount of applicable price for managing the daily imbalance quantity of the balance responsible party, the following rules apply:

- > For negative daily imbalance quantity, the higher of the two prices below shall be applied in EUR:
 - the highest price of the relevant purchase of the transmission system operator (relevant shall mean the purchase of gas by the transmission system operator in organized markets associated with a balancing action) if such price exists,
 - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index¹¹ for the relevant day, increased by a minor price adjustment that represents the function of a system imbalance (the price adjustment is in the range of 2% – 5%).
- > For positive daily imbalance quantity, the lower of the two prices below shall be applied in EUR:
 - the lowest price of the relevant sale of the transmission system operator (relevant shall mean the sale of gas by the transmission system operator in organized markets associated with a balancing action) if such price exists,
 - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index for the relevant day, reduced by a minor price adjustment that represents the function of a system imbalance (the price adjustment is in the range of 2% – 5%).

For the needs of financial settlement of the daily imbalance quantity, the applicable price is translated into CZK, using the daily EUR/CZK exchange rate published by the Czech National Bank (CNB) for the relevant day (i.e. for the day on which the price was established).

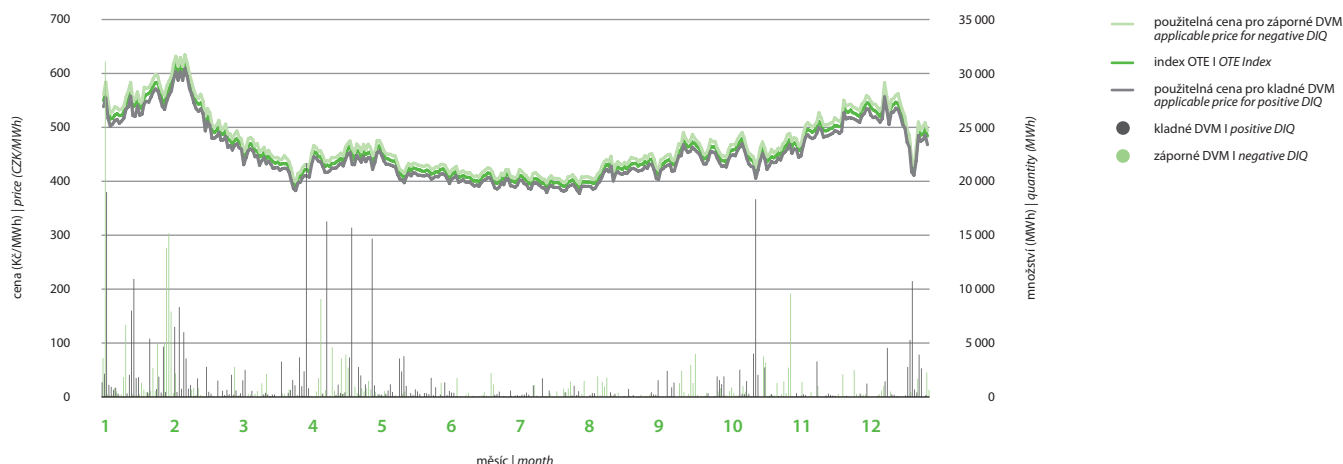
¹⁰ See Article 3 (19) of Regulation No. 312/2014, establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks.

¹¹ The methodology of determining the OTE Index is governed by the Gas Market Rules.

Na obrázku 39 je znázorněn průběh finančně vypořádaných denních vyrovnávacích množství (DVM). Kladné denní vyrovnávací množství znamená pro subjekt zúčtování přebytek plynu, za který dostane zaplacen, záporné denní vyrovnávací množství znamená pro subjekt zúčtování nedostatek plynu, který musí uhradit. Součet všech kladných denních vyrovnávacích množství v roce 2017 činil 332 243 MWh; subjektům zúčtování bylo za toto množství operátorem trhu vyplaceno celkem 154 006 477 Kč. Součet všech záporných denních vyrovnávacích množství ve stejném období činil -241 288 MWh; subjekty zúčtování za toto množství zaplatily operátorovi trhu celkem 123 875 366 Kč.

Figure 39 documents the development of settled daily imbalance quantities (DIQ). For a balance responsible party, positive DIQ means excess gas for which the BRP gets paid, whereas negative DIQ means missing gas that must be paid for. The sum of all positive daily imbalance quantities amounted to 332,243 MWh in 2017 and the Market Operator paid balance responsible parties a total of CZK 154,006,477 for these quantities. The sum of all negative daily imbalance quantities in the same period amounted to -241,288 MWh and balance responsible parties paid the Market Operator a total of 123,875,366 for these quantities.

Obrázek 39 **Denní vyrovnávací množství (DVM) a jejich ceny v průběhu roku 2017**
Figure 39 **Daily imbalance quantities (DIQ) and their prices in 2017**



Platby plynoucí z finančního vypořádání denních vyrovnávacích množství mezi subjekty zúčtování a operátorem trhu za použitelnou cenu jsou následně souhrnně vypořádány mezi operátorem trhu a provozovatelem přepravní soustavy. Vznik denního vyrovnávacího množství nemusí nutně vyvolat neodkladné řešení ze strany provozovatele přepravní soustavy (tj. vyrovnávací akce). Saldo denních vyrovnávacích množství je kumulováno do tzv. konta PPS¹², které obhospodařuje provozovatel přepravní soustavy i s ohledem na aktuální stav přepravní soustavy. V souladu s NC BAL musí pravidla vyrovnávání odrážet skutečné potřeby soustavy.

Payments arising from the settlement of daily imbalance quantities between balance responsible parties and the Market Operator at an applicable price are subsequently settled in aggregate between the Market Operator and the TSO. Any emergence of daily imbalance quantity does not create an immediate need for the transmission system operator to provide a solution (i.e. a balancing action). The balance of daily imbalance quantities is cumulated into a TSO's account¹² administered by the transmission system operator with regard to the current state of the transmission system. In accordance with the NC BAL, the balancing rules must meet the actual system needs.

¹² Více o kontu provozovatele v části Vyrovnávací akce

¹² For more information on the Operator's account, see chapter Balancing Action.

Index OTE je stanovován na základě cen dosažených na vnitrodenním trhu s plynem organizovaném operátorem trhu. Na obrázku 40 je znázorněn průběh Indexu OTE a ceny realizované na burzách EEX v Německu (Daily Reference Price pro zónu NCG¹³) a CEGH v Rakousku v průběhu roku 2016 a 2017. Vysoká korelace cen plynu na trhu OTE a burze EEX je dokladem dostatečných přeshraničních kapacit a vyspělosti českého krátkodobého organizovaného trhu s plynem, ačkoli je porovnáván s nepoměrně větším trhem.

The OTE Index is determined on the basis of prices obtained on the intraday gas market organized by the Market Operator. Figure 40 documents the trend in the OTE Index and prices realized at exchanges EEX in Germany (Daily Reference Price for NCG zone¹³) and Central European Gas Hub AG (CEGH) in Austria in 2016 and 2017. A high correlation of gas prices on the OTE market and EEX exchange testifies to the sufficient cross-border capacity and maturity of the Czech organized short-term gas market, even in comparison with a disproportionately larger market.

Obrázek 40 **Porovnání Indexu OTE a cen realizovaných na burzách EEX (zóna NCG) a CEGH v roce 2016 a 2017**
Figure 40 **Comparison of OTE Index and EEX (NCG zone) and CEGH prices in 2016 a 2017**



Obrázek 41 ukazuje četnosti rozdílů cen spotových burz EEX a CEGH proti ceně OTE v roce 2016 a 2017. Obecně lze konstatovat, že ceny plynu v ČR v podstatné většině dnů odpovídají cenám v Německu, ceny v Rakousku jsou v průměru o čtyřicet až šedesát eurocentů vyšší. Velkoobchodní cena plynu v ČR je tedy poměrně úzce navázána na cenu plynu v sousedním Německu.

Figure 41 shows the frequency of price differences between EEX and CEGH spot exchanges and OTE in 2016 and 2017. In general, gas prices in the Czech Republic correspond with gas prices in Germany for most of the gas days, whilst gas prices in Austria are on average higher by forty to sixty eurocents. Wholesale gas prices in the Czech Republic are demonstrably closely linked to gas prices in the neighbouring Germany.

¹³ Net Connect Germany, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav v Německu

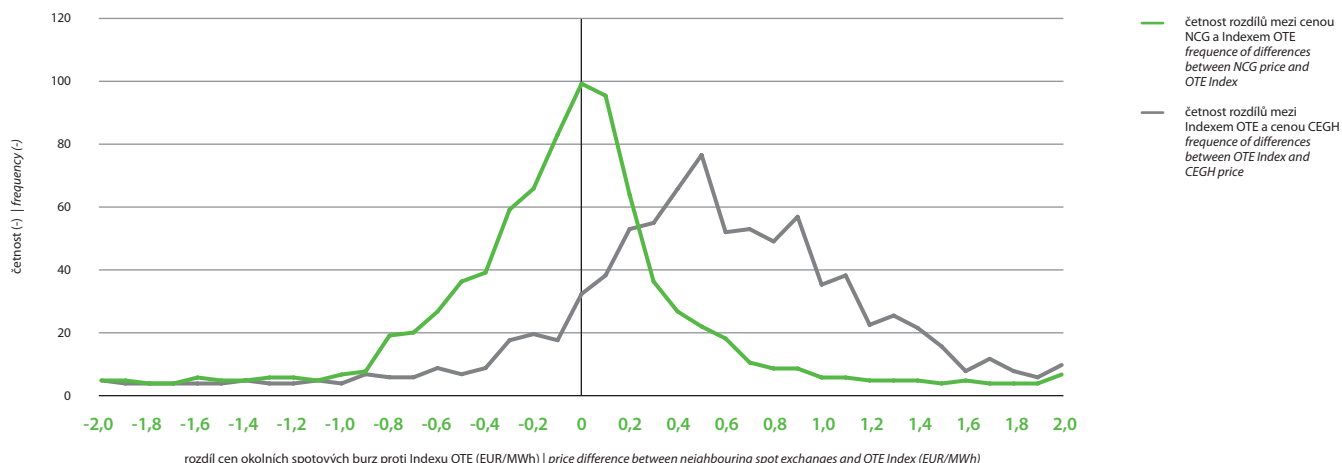
¹³ Net Connect Germany, a joint trade area of several transmission system operators in Germany.

Obrazek 41

Figure 41

Četnosti rozdílů mezi cenami OTE, EEX a CEGH v roce 2016 a 2017

Frequency of price differences between OTE, EEX and CEGH in 2016 and 2017



Všechny ceny za vypořádání rozdílů mezi denními a měsíčními odchylkami a mezi měsíčními a závěrečnými měsíčními odchylkami (řešení chyb měření včetně chyb na vstupu do distribučních zón) odpovídají denní hodnotě Indexu OTE, jelikož jde o realokaci již dodaného a spotřebovaného plynu mezi subjekty zúčtování. Vypořádání rozdílů mezi skutečnými a alokovanými hodnotami spotřeby za měření typu C (clearing TDD) probíhá po jednotlivých měsících za cenu stanovenou jako průměr hodnot Indexu OTE za odpovídající měsíc. Pro potřeby finančního vypořádání je cena Indexu OTE přepočtena kurzem ČNB pro daný den z měny EUR na měnu Kč. Veškeré finanční vypořádání tedy probíhá v měně Kč.

Vyrovnávací akce

Na potřebu fyzicky vyrovnávat soustavu reaguje PPS nákupem nebo prodejem vyrovnávacího plynu. Důvodů pro takový nákup nebo prodej může mít PPS hned několik, od technických (např. změny tlakových poměrů v soustavě v návaznosti na směr toku plynu) po obchodní. Činnosti PPS související se skutečným nebo očekávaným vyrovnáváním obchodních odchylek subjektů zúčtování se považují za vyrovnávací akce. V případě její realizace PPS využívá vnitrodenního trhu s plynem organizovaného OTE, jiných dostupných krátkodobých trhů (včetně zahraničních) nebo aktivace vyrovnávací služby¹⁴.

All prices for settlement of differences between daily and monthly imbalances and between monthly and final monthly imbalances (resolving metering errors, including errors at the entry to distribution zones) correspond to the daily value of the OTE Index, since it constitutes a reallocation of already delivered and consumed gas between balance responsible parties. Settlement of differences between the actual and allocated consumption values for the type C metering (LP clearing) is carried out for each month at the price calculated as the average of OTE Index values for the relevant month. For the purpose of financial settlement, the price of the OTE Index is translated into the CZK currency, using the CNB exchange rate for the relevant day. Hence all financial settlements are executed in CZK.

Balancing Action

The TSO responds to the need to physically balance the system by purchasing or selling balancing gas. There are several reasons for the TSO to buy or sell gas, ranging from technical issues (such as changes in pressure in the system in relation to the direction of the gas flow), to commercial reasons. The TSO's activities associated with the actual or anticipated balancing of balance responsible parties' trade imbalances are deemed to be balancing actions. To undertake balancing actions, the TSO uses the intraday gas market organized by OTE, other available short-term markets (including foreign markets) or activation of the balancing service¹⁴.

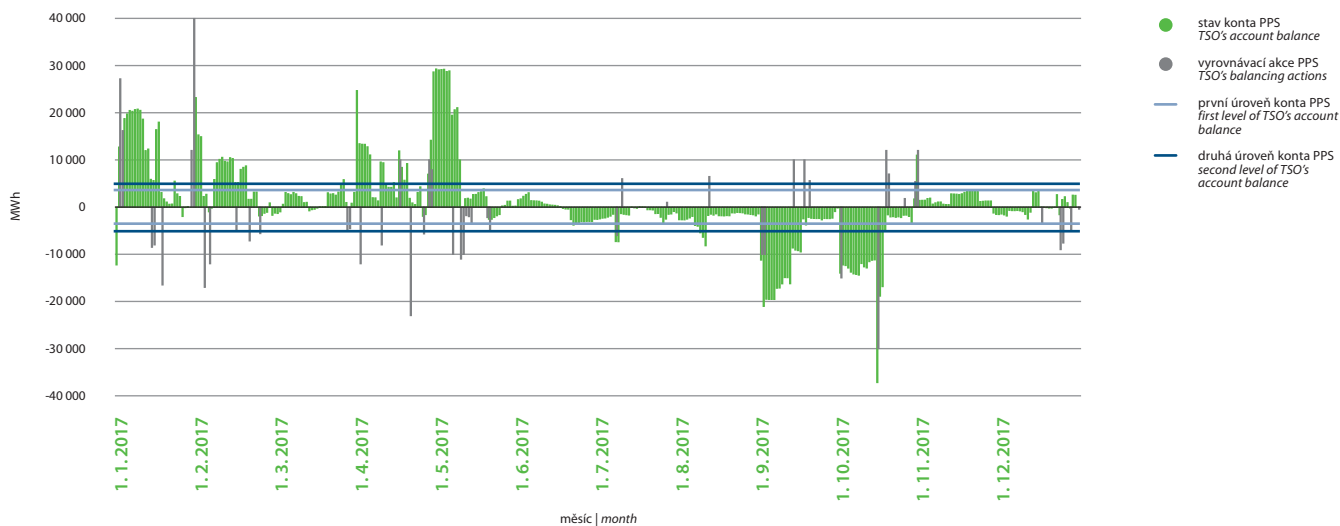
¹⁴ V prioritách podle uvedeného pořadí

¹⁴ Prioritized according to the given order.

Pro účely vypořádání fyzického vyrovnávání odchylek operátor trhu na základě Pravidel trhu s plynem vede tzv. konto PPS, jehož hodnota se mění na základě finančně vypořádaných denních vyrovnávacích množství subjektů zúčtování a realizací vyrovnávacích akcí. Dále jsou v rámci konta PPS stanoveny dvě úrovně stavu konta, které slouží provozovateli přepravní soustavy jako signál pro provedení vyrovnávací akce. Zjednodušeně řečeno, pokud stav konta PPS nedosahuje první úrovně, provozovatel přepravní soustavy nemusí za běžných podmínek realizovat žádnou vyrovnávací akci. V případě, že konto PPS překročí první úroveň, může provozovatel přepravní soustavy realizovat vyrovnávací akci nákupem nebo prodejem plynu v režimu na následující plynárenský den (day-ahead), a srovnat tak stav konta PPS na hodnotu blízkou nule. Při překročení druhé úrovně může být vyrovnávací akce realizována v režimu na probíhající plynárenský den (within-day). Vývoj konta PPS spolu se znázorněním jednotlivých úrovní a vliv vyrovnávacích akcí na stav konta ukazuje obrázek 42. Vyrovnávací akce jsou na obrázku znázorněny v plynárenských dnech, ve kterých došlo k uskutečnění nákupu (kladná hodnota), resp. prodeje (záporná hodnota), což nemusí odpovídat samotnému plynárenskému dni dodávky.

For purposes of the settlement of physical balancing of imbalances in the gas system, the Market Operator maintains the TSO's account pursuant to the Gas Market Rules. The account balance varies according to settled daily imbalance quantities of balance responsible parties and executed balancing actions. Furthermore, there are two balance levels stipulated for the TSO's account that signal the TSO to undertake a balancing action. To put it simply, if the TSO's account balance is below the first level, under normal conditions the transmission system operator does not need to undertake any balancing action. If the account balance exceeds the first level, the transmission system operator may undertake a balancing action by buying or selling gas under the day-ahead regime and restore the TSO's account balance to near zero. When exceeding the second level of the account balance, a balancing action may be executed under the within-day regime. Figure 42 shows the trend in the TSO's account balance with account levels and the impact of balancing actions on the account balance. Balancing actions are shown on gas days on which gas was purchased (positive value) or sold (negative value); the balancing action might not correspond to the actual gas day of delivery.

Obrázek 42 **Vývoj konta PPS, první a druhá úroveň a přehled vyrovnávacích akcí roce 2017**
Figure 42 **Trend in TSO's account, first and second levels and overview of balancing actions in 2017**



Vyrovnávací služba je poskytována těmi subjekty zúčtování, které splní požadavky PPS na tuto službu a registrují se u OTE jako nominace vyrovnávací služby mezi subjektem zúčtování a PPS. Jde o specifický typ dvoustranného kontraktu, který je promítnut do fyzického toku plynu (alokace) ve virtuálním bodě PPS. V roce 2017 k aktivaci vyrovnávací služby nedošlo, a to zejména díky vysoké likviditě vnitrodenního trhu s plynem, na kterém se prioritně realizují veškeré vyrovnávací akce provozovatele přepravní soustavy.

The balancing service is provided by the balance responsible parties that meet the TSO's requirements for this service. It is registered with OTE as balancing service nomination between the balance responsible party and the TSO. This involves a specific type of bilateral contract, reflected in the physical gas flow (allocation) at the TSO virtual point. The balancing service was not activated in 2017, primarily due to high liquidity of the intraday gas market which is the priority market for all balancing actions of the transmission system operator.

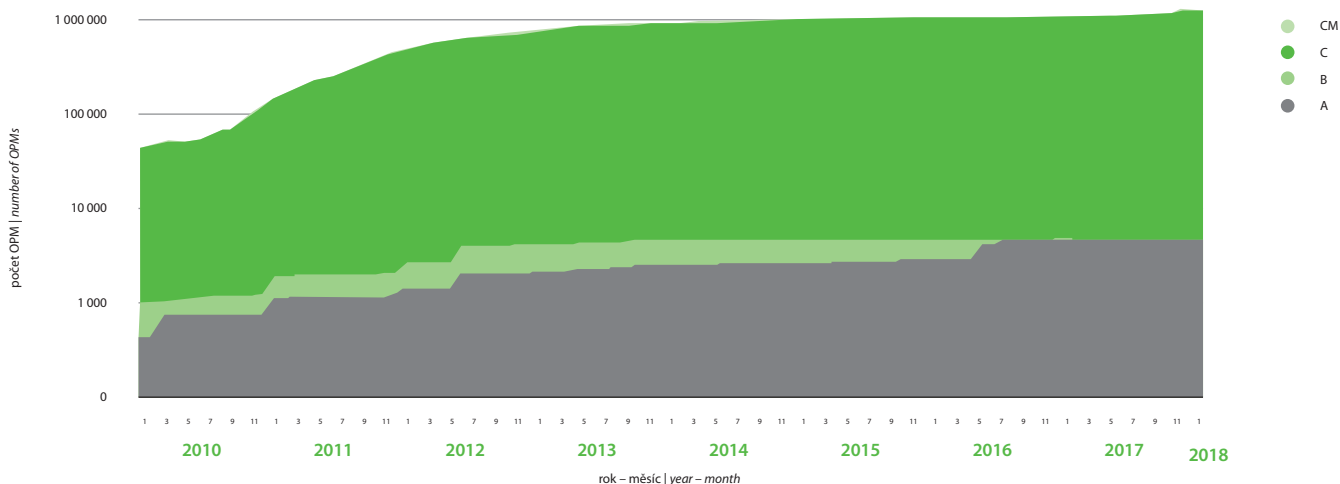
ZMĚNA DODAVATELE

Od 1. ledna 2007 mají všichni koneční odběratelé plynu právo na bezplatnou změnu dodavatele, a tím také možnost ovlivnit část svých celkových nákladů za dodávku plynu. Rok 2017 tak byl již jedenáctým rokem fungování otevřeného trhu s plynem, na kterém si každý odběratel plynu mohl zvolit dodavatele podle svého rozhodnutí. V systému operátora trhu jsou jednotlivě registrována všechna odběrná místa zákazníků (OPM), u kterých byl změnou dodavatele nahrazen obchodník příslušející k dané síti nebo byla jejich registrace explicitně tímto obchodníkem vyžádána. Zbývá OPM (tj. odběrná místa obchodníka příslušejícího k dané síti) jsou registrována v systému operátora trhu v sumě. Tím je zajištěna evidence všech měřených dodávek a odběrů plynu jednotlivých dodavatelů a současně jejich přiřazení subjektům zúčtování. Obrázek 46 znázorňuje vývoj počtu spotřebních OPM dle jednotlivých typů měření, jejichž registrace předcházela první změně dodavatele (od počátku roku 2010). Údaje jsou vždy k poslednímu dni měsíce, údaj za rok 2018 je ke dni 31. 1. 2018. K tomuto dni evidoval operátor trhu přibližně 1 263 tis. spotřebních OPM, což činí 44,4 % z celkového počtu cca 2 843 tis. spotřebních OPM v ČR¹⁵. V průběhu roku 2017 došlo v CS OTE ke skokovému nárůstu počtu odběrných míst s měřením typu C, a to z důvodu zaregistrování všech odběrných míst v soustavě E.ON distribuce.

CHANGE OF SUPPLIER

As of 1 January 2007, all final consumers of gas are entitled to free change of supplier, i.e. they also have an opportunity to influence some of their total costs of gas supply. 2017 was the eleventh year of a fully open gas market where each gas consumer could choose a supplier according to his decision. The Market Operator's system registers separately all consumer points of delivery (OPM) where change of supplier resulted in change of the trader assigned to the respective system, or where registration was explicitly requested by this trader. The remaining OPMs (i.e. points of delivery of the trader assigned to the respective system) are registered in the Market Operator's system as a sum. This ensures records of metered gas supply and consumption of separate suppliers and, at the same time, their assignment to balance responsible parties. Figure 43 shows numbers of consumer OPMs according to types of metering that were registered prior to the first change of supplier (since the beginning of 2010). The data are valid as at the last day of the month, data for 2018 are valid at 31 January 2018. At this date, the Market Operator registered approximately 1,263 thousand consumer OPMs, which accounted for 44.4% of the total number of 2,843,000 consumer OPMs in the Czech Republic¹⁵. In 2017 there was a steep increase in the number of points of delivery with C type metering due to registration of all points of delivery in the E.ON distribution system.

Obrázek 43 **Vývoj počtu spotřebních OPM registrovaných u OTE od roku 2010**
Figure 43 **Trend in numbers of consumer OPMs registered with OTE since 2010**



¹⁵ Převzato ze statistik ERÚ

¹⁵ Sourced from ERO statistics

Měřením typu A se rozumí průběhové měření s denním dálkovým přenosem dat. Tímto typem měření jsou podle energetického zákona vybavena odběrná místa, jejichž odběr plynu byl v předcházejícím kalendářním roce vyšší než 15 mil. m³ (cca 157 GWh).

Měřením typu B se rozumí ostatní průběhové měření a jsou jím vybavena odběrná místa, jejichž odběr plynu byl v předcházejícím kalendářním roce vyšší než 400 tis. m³ (cca 4 200 MWh).

Měřením typu C se rozumí neprůběhové měření, které je nainstalováno u zákazníků, jejichž roční odběr plynu v jednom odběrném místě nepřesáhne 400 tis. m³. Časový průběh měření pro vyhodnocování spotřeb a odchylek subjektů zúčtování je u tohoto typu měření nahrazen typovým diagramem dodávek (TDD). Od roku 2011 existuje celkem 12 tříd TDD v závislosti na charakteru a velikosti ročního odběru plynu zákazníkem s neprůběhovým měřením.

Měřením typu CM se rozumí měření typu C s pravidelným měsíčním odečtem.

Tabulka 5 udává počty OPM podle kategorie odběru, u kterých došlo v jednotlivých měsících roku 2017 ke změně dodavatele. Za rok 2017 proběhlo 227 545 změn, což je přibližně o 23,5 tis. více než v roce 2016 (203 950 změn). Jedná se tak o téměř 12% meziroční nárůst počtu změn dodavatele. Tabulka 5 v členění podle typu měření je k dispozici na www.ote-cr.cz.

Trh s plynem v roce 2017 muselo opustit také několik společností, jejichž zákazníci byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele. Mezi důvody patřilo pozbytí možnosti dodávat plyn nebo pozbytí oprávnění dodávat plyn nebo nezajištění související služby v plynárenství na základě smlouvy o sdružených službách dodávky plynu. Dodavatel poslední instance má zákonnou povinnost dodávat plyn zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců, během této doby si však dotčení zákazníci mají možnost zvolit standardní dodávky plynu od jiných dodavatelů.

Na obrázku 44 jsou pro srovnání graficky znázorněny počty změn dodavatele v letech 2007 až 2017¹⁶. Operátor trhu do konce roku 2017 zaregistroval (kumulativně od roku 2010) celkem 1 901 336 schválených změn dodavatele plynu na odběrných místech.

Type A metering refers to interval metering with daily remote data transfer. Pursuant to the Energy Act, this type of metering is used at points of delivery where gas consumption exceeded 15 million m³ (approx. 157 GWh) in the previous calendar year.

Type B metering refers to other types of interval metering and is used at points of delivery where gas consumption exceeded 400 thousand m³ (approx. 4,200 MWh) in the previous calendar year.

Type C metering refers to non-interval metering, installed for customers whose yearly gas consumption at a single point of delivery does not exceed 400 thousand m³. In this type of metering, the interval character of metering for evaluation of consumption and imbalances of balance responsible parties is replaced with load profiles (LP). Since 2011, 12 LP classes have been used depending on the nature and volume of annual gas consumption by customers with non-interval metering.

Type CM metering refers to type C metering with regular monthly readings.

Table 5 shows the number of OPMs according to the type of supply, where a change of supplier was registered in specific months of 2017, totalling 227,545 changes in 2017. The figure grew by 23,500 changes since 2016 (203,950 changes), which accounts for a 12% year-on-year increase in changes of supplier. Table 5 listing OPMs according to type of metering is posted on www.ote-cr.cz.

Some suppliers, whose customers were transferred to a supplier of last resort or they opted for a different supplier, had to terminate their operations on the gas market in 2017. The reasons included a loss of the capacity to supply gas or a revoked licence to supply gas or failure to provide related gas supply services under the Agreement on the provision of bundled gas supply services. The supplier of last resort has a legal obligation to supply gas to customers for a maximum period of six months; during this time the customers assigned to the supplier of last resort have the option to select standard gas supplies from other suppliers.

For comparison, Figure 44 illustrates numbers of changes of supplier in 2007–2017¹⁶. Until the end of 2017, the Market Operator registered (cumulatively since 2010) a total of 1,901,336 approved changes of gas supplier at points of delivery.

¹⁶ Do statistik nejsou započítány převody OPM k dodavateli poslední instance.

¹⁶ The statistics do not include transfers of OPMs to a supplier of last resort.

Tabulka 5

Počet změn dodavatele plynu u OPM podle kategorie odběru v jednotlivých měsících roku 2017

Table 5

Number of changes of gas supplier at OPMs according to type of supply in specific months of 2017

měsíc month	celkem total	kategorie odběru customer supply category			
		VO	SO	MO	DOM
leden 2017 January 2017	36 730	250	1 050	11 536	23 894
únor 2017 February 2017	13 750	2	25	1 189	12 534
březen 2017 March 2017	15 832	2	24	1 165	14 641
duben 2017 April 2017	16 404	2	11	1 311	15 080
květen 2017 May 2017	18 519	1	17	1 440	17 061
červen 2017 June 2017	15 260	2	23	1 023	14 212
červenec 2017 July 2017	16 639	1	24	1 287	15 327
srpen 2017 August 2017	14 828	3	42	1 444	13 339
září 2017 September 2017	18 069	7	61	1 867	16 134
říjen 2017 October 2017	17 495	0	28	1 378	16 089
listopad 2017 November 2017	24 614	24	26	1 449	23 115
prosinec 2017 December 2017	19 405	11	26	1 116	18 252
celkem za 2017 total in 2017	227 545	305	1 357	26 205	199 678

Kategorií odběru VO se rozumí zákazníci z řad velkoodběratelů, jejichž odběrná plynová zařízení jsou připojena k přepravní nebo distribuční soustavě a jejichž roční odběr plynu v odběrném místě přesahuje 4 200 MWh.

Kategorií odběru SO se rozumí zákazníci z řad středních odběratelů, jejichž odběrná plynová zařízení jsou připojena k přepravní nebo distribuční soustavě a jejichž plánovaná roční spotřeba plynu v odběrném místě přesahuje 630 MWh a roční odběr plynu nepřesahuje 4 200 MWh.

Kategorií odběru DOM se rozumí zákazníci z řad domácností, kteří odebírají plyn k uspokojování svých osobních potřeb souvisejících s bydlením nebo osobních potřeb členů jejich domácnosti.

Kategorií odběru MO se rozumí zákazníci, kteří nespádají do kategorií VO, SO, DOM.

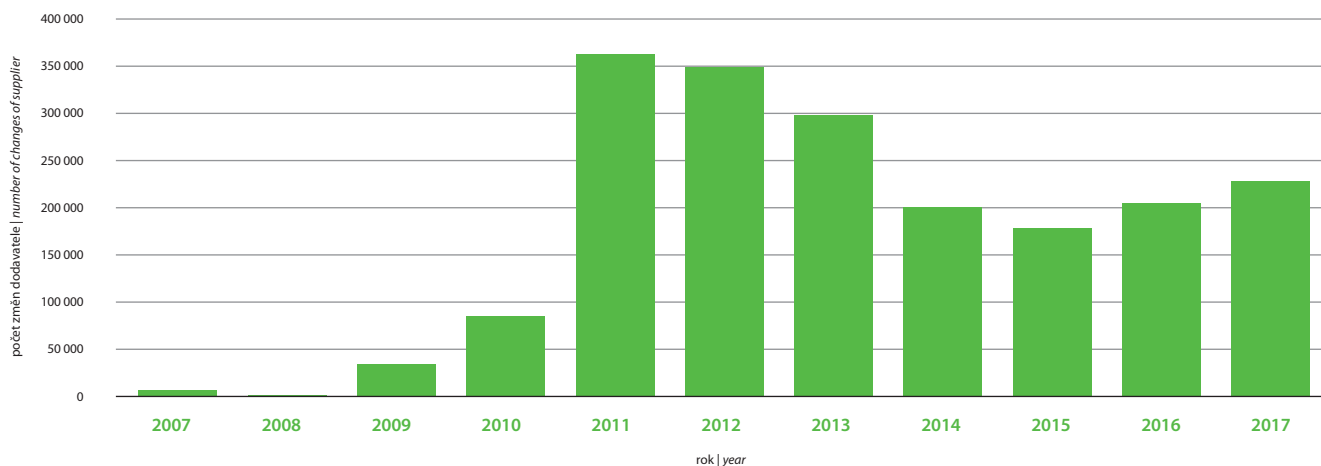
The "VO" supply category means wholesale customers whose gas installations are connected to a transmission or distribution system and whose annual gas consumption at the point of delivery exceeds 4,200 MWh.

The "SO" supply category means medium-sized customers whose gas installations are connected to a transmission or distribution system and whose planned annual gas consumption at the point of delivery exceeds 630 MWh and the annual gas consumption does not exceed 4,200 MWh.

The "DOM" supply category means household customers who buy gas to meet their personal needs related to housing or to personal needs of household members.

The "MO" supply category means customers who are not included in the VO, SO or DOM category.

Obrázek 44 **Počet změn dodavatele plynu v letech 2007–2017**
Figure 44 Number of changes of gas supplier in 2007–2017



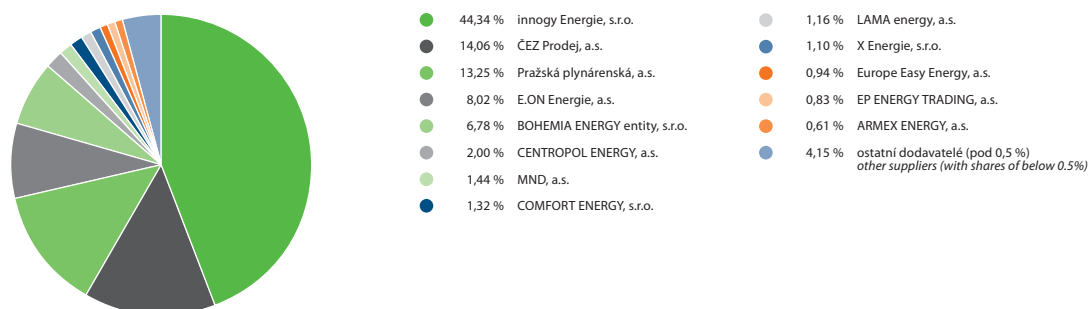
Obrázek 45 ukazuje přibližný podíl dodavatelů plynu na počtu odběrných míst v plynárenství k 1. lednu 2018. Vzhledem k tomu, že v systému operátora trhu nejsou v současné době registrována všechna odběrná místa, byl počet OPM zákazníků, kterým dodává původní (regionální) dodavatel v odpovídající síti, odvozen z dostupné statistiky ERÚ.

V souladu s legislativou musí být ke každému jednotlivému odběrnému místu zákazníka přiřazen právě jeden subjekt zúčtování. Není-li subjekt zúčtování k odběrnému místu přiřazen, jsou odběry plynu v daném odběrném místě posuzovány v souladu s aktuálním zněním energetického zákona jako hrozící neoprávněný odběr nebo neoprávněný odběr plynu z plynárenské soustavy. Na obrázku 46 jsou znázorněny podíly jednotlivých SZ na spotřebě plynu v ČR za celý rok 2017 (po zohlednění předání zodpovědnosti za odchylky na odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ).

Figure 45 shows the approximate shares of gas suppliers in the number of points of delivery in the gas sector as at 1 January 2018. Since not all points of delivery are currently registered in the Market Operator system, the number of points of delivery of customers buying gas from the original (regional) supplier within the relevant network was derived from the available ERO statistics.

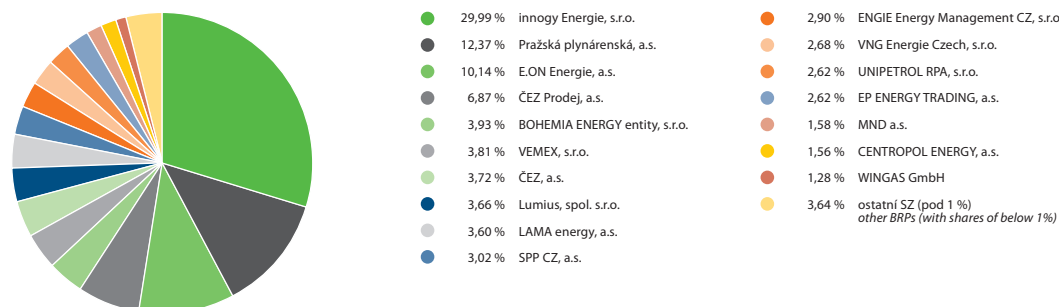
In accordance with legislation, each point of delivery of the customer must have assigned a balance responsible party. If no balance responsible party is assigned to the point of delivery, pursuant to the applicable Energy Act consumption of gas at the point of delivery is deemed impending unauthorized consumption of gas or unauthorized consumption of gas from the gas system. Figure 46 shows shares of individual BRPs in gas consumption in the Czech Republic in 2017 after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs.

Obrázek 45 **Podíl dodavatelů na počtu odběrných míst k 1. lednu 2018**
Figure 45 Shares of suppliers in the number of points of delivery as at 1 January 2018



Obrázek 46
Figure 46

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě plynu v ČR za rok 2017 Shares of specific BRPs in gas consumption in CR in 2017



ÚČASTNÍCI TRHU S PLYNEM

Pro účely zúčtování odchylek jsou u operátora trhu registrovány tyto typy účastníků:

- > subjekt zúčtování,
- > dodavatel,
- > provozovatel distribuční soustavy,
- > provozovatel přepravní soustavy,
- > provozovatel zásobníku plynu,
- > výrobci.

Z pohledu operátora trhu má subjekt zúčtování právo nominovat přepravu, distribuci a uskladnění, může obchodovat na krátkodobých trzích, uzavírat bilaterální kontrakty s ostatními subjekty zúčtování a dodávat plyn zákazníkům. Oproti tomu účastník v roli dodavatele může pouze dodávat plyn svým zákazníkům. Pro výkon této činnosti musí mít předanou odpovědnost za odchylku na alespoň jeden subjekt zúčtování. Zaslání dat měření pro vyhodnocení odchylek subjektů zúčtování zajišťují příslušní provozovatelé – provozovatel distribuční soustavy a provozovatel přepravní soustavy. Provozovatel zásobníku plynu umožňuje přístup subjektů zúčtování k zásobníkům plynu¹⁷.

¹⁷ Uvedený výčet činností licencovaných účastníků je pouze orientační. Plný rozsah činností je dán energetickým zákonem a vyhláškami.

GAS MARKET PARTICIPANTS

For the purpose of settlement of imbalances, the following types of participants are registered with the Market Operator:

- > balance responsible party,
- > supplier,
- > distribution system operator,
- > transmission system operator,
- > gas storage operator,
- > producer.

From the Market Operator's perspective, the balance responsible party has the right to nominate transmission, distribution and storage, trade on the short-term gas markets, enter into bilateral contracts with other balance responsible parties, and supply gas to customers. Conversely, a market participant in the role of supplier may only supply gas to its customers. To be permitted to do so, it must transfer imbalance responsibility to at least one balance responsible party. Sending of metered data for evaluation of imbalances of balance responsible parties is ensured by respective operators – distribution system operators and the transmission system operator. The gas storage operator provides access for balance responsible parties to gas storage facilities¹⁷.

¹⁷ The listed activities of licenced participants are indicative only. A full scope of activities is determined by the Energy Act and applicable regulations.

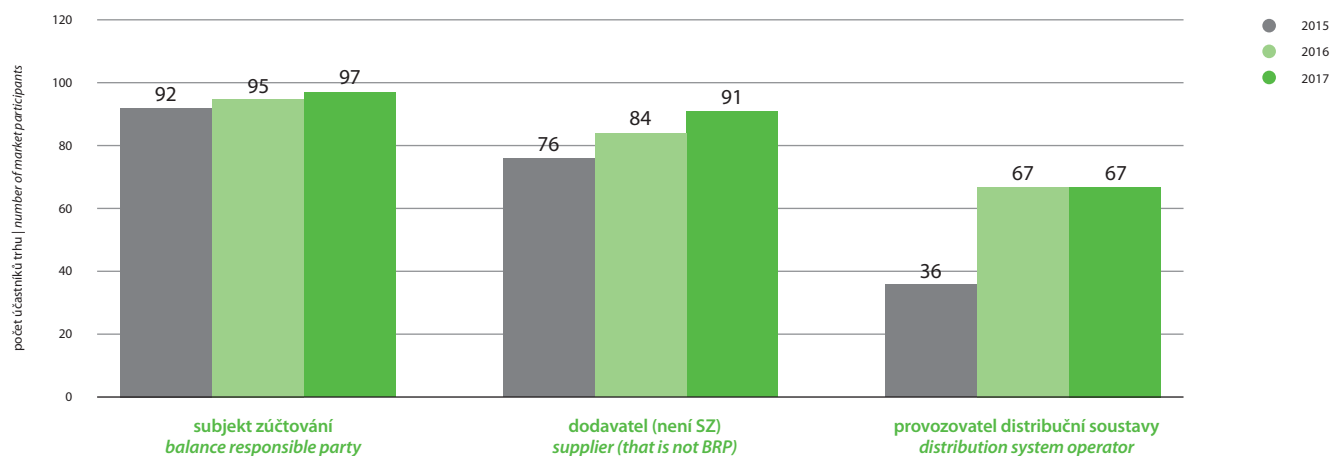
Tabulka 6 ukazuje počet registrovaných účastníků trhu s plynem podle typu účastníka ke konci roku 2017 a meziroční změny vzhledem k roku 2016.

Table 6 shows numbers of registered gas market participants according to the type of participant at the end of 2017 and year-on-year changes.

Tabulka 6 **Počet účastníků trhu s plynem ke konci roku 2017**
Table 6 **Numbers of gas market participants at the end of 2017**

typ účastníka type of participant	počet k 31. 12. 2017 at 31 December 2016	meziroční změna year-on-year change
subjekt zúčtování <i>balance responsible party</i>	97	+2
dodavatel <i>supplier</i>	91	+7
provozovatel distribuční soustavy <i>distribution system operator</i>	67	0
provozovatel přepravní soustavy <i>transmission system operator</i>	1	0
provozovatel zásobníku plynu <i>gas storage operator</i>	4	0

Obrázek 47 **Počet účastníků na trhu s plynem registrovaných u OTE v letech 2015–2017**
Figure 47 **Number of gas market participants registered with OTE in 2015–2017**





„Podle vědců se rychlost větru na planetě Zemi zvyšuje.“ “According to scientists, the speed of wind on Earth is increasing.”

ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTŘINOU A PLYNEM

ORGANIZED SHORT-TERM ELECTRICITY AND GAS MARKETS

Rok 2017 opětovně potvrdil trend nárůstu krátkodobého obchodování s energetickými komoditami (konkrétně s elektřinou a plynem) nejen v České republice, ale i napříč Evropou. Neustále rostoucí podíl produkce z obnovitelných zdrojů, jejíž predikce výroby je obtížná a samotná výroba vysoce závislá na přírodních podmínkách, se stává jedním z důvodů nárůstu likvidity na krátkodobých trzích a současně vyvolává potřebu věnovat těmto trhům i jejich kapacitním a spolehlivostním parametrům maximální pozornost.

Organizovaný krátkodobý trh v ČR představuje důležitou formu obchodování s elektřinou a plynem. Pro účastníky energetického trhu je díky podstatnému nárůstu likvidity v posledních letech spolehlivou zárukou, že mohou i v době krátce před termínem dodávky (den, hodina) v reakci na aktuální situaci v soustavě nebo ve svém výrobním, resp. odběratelském portfoliu nakoupit či prodat příslušnou komoditu. Cílem a účelem krátkodobého trhu je nejen snížení rizika vzniku odchylky, ale také zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek obou komodit. Podstatný význam likvidních krátkodobých trhů je také v jejich cenotvornosti, kdy ceny obchodů na těchto trzích jsou využívány jako podklad pro vypořádání finančních instrumentů obchodovaných na komoditních burzách či slouží jako vodítko cen jiných kontraktů mezi dodavatelem a odběratelem. Tyto skutečnosti OTE maximálně reflektuje, mimo jiné také v integračních aktivitách, kterých se aktivně účastní.

Flexibilita obchodování a nabízené portfolio produktů přesvědčily již 106 tuzemských a zahraničních společností ke vstupu na krátkodobý trh s elektřinou a přes 97 společností ke vstupu na krátkodobý trh s plynem. Zatímco převážnou většinu evidovaných účastníků tvoří výrobci elektřiny nebo obchodníci, stále častěji zvažují možnost zapojit se i velcí spotřebitelé z řad energeticky náročných podniků, kteří se snaží diverzifikovat své portfolio nákupů energií, a snižovat tak náklady na jejich pořízení. Zatímco ještě před deseti lety pořizovaly podniky veškeré energie prostřednictvím dlouhodobých, někdy i dlouholetých smluv, nyní pro ně může být ekonomicky výhodnější nakupovat značnou část spotřeby variabilně – po čtvrtletích, měsíčně nebo po ještě kratších úsecích. Krátkodobé trhy OTE nabízejí možnost nakupovat i prodávat energie ve velmi krátkém čase před termínem dodávky – v řádech dnů i hodin.

Operátor trhu prostřednictvím krátkodobých trhů nejen zajišťuje obchodování s komoditami, ale poskytuje také jistotu finančního vypořádání uzavřených obchodů. Vystupuje v nich jako centrální protistrana, čímž umožňuje zajistit účastníkům anonymitu obchodů, a výrazně tak snižuje možné riziko obchodujících stran.

Velkou výhodou je pro účastníky trhu skutečnost, že veškeré obchody, uzavřené na těchto trzích, jsou zároveň automaticky zahrnuty do jejich obchodních pozic. Na rozdíl od externích platformů účastník již nemusí provádět další dodatečnou registraci vzniklého obchodu.

2017 reaffirmed the trend of growth in short-term trading of energy commodities (specifically electricity and gas) in the Czech Republic and across Europe. One of the reasons for a record increase in liquidity in short-term markets is a constantly growing proportion of energy generation from renewable sources where production prediction is difficult and production itself is highly dependent on natural conditions. This incentivises OTE to pay close attention to these markets and their capacity and reliability parameters.

The organized short-term market in the Czech Republic is an important form of electricity and gas trading. Due to significant liquidity growth in particular in the past years, it provides market participants with a solid guarantee that they are able to purchase or sell the respective commodity even at short notice before the delivery date (day, hour) in response to the current situation in the system or in their production or consumption portfolio. The objective and purpose of the short-term market is to reduce imbalance risk and to increase security and reliability of supply in both commodities. In addition, liquid short-term markets are highly important in terms of pricing, where prices of transactions executed on these markets are used as a basis for settlement of financial instruments traded on commodity exchanges, or as guidelines for prices in other contracts between suppliers and customers. OTE makes the maximum effort to reflect these factors, among other in its integration activities in which it participates.

The flexibility of trading and the portfolio of offered products have already attracted 106 domestic and foreign companies to enter the short-term electricity market and 97 companies to enter the short-term gas market. While the vast majority of registered participants are electricity producers or traders, also large consumers from the ranks of energy-intensive businesses are increasingly considering the possibility to engage in the markets with the aim to diversify their portfolio of energy purchases and therefore reduce the acquisition costs. Ten years ago, businesses sourced all energies through long-term contracts, sometimes spanning years, but today they may find it more economical to buy a substantial portion of consumption in a more flexible manner – in quarterly, monthly or even shorter intervals. OTE's short-term markets offer the opportunity to buy and sell energies a very short time before the delivery – in the order of days or hours.

In addition to commodity trading, the Market Operator ensures, through the short-term markets, a secure financial settlement of closed transactions. It acts as the central counterparty to all transactions, which allows anonymous trading, and it significantly reduces potential risks for the traders.

Of great advantage for market participants is that all deals closed on these markets are also automatically added to their positions. Contrary to external platforms, the participants do not need to perform additional registration of their transactions.

Mezi základní zásady, kterými se obchodování na krátkodobých trzích OTE řídí, patří:

- > poskytnutí neutrálního a bezpečného prostředí jednotlivým účastníkům trhu,
- > podpora konkurence na trhu,
- > poskytování informací o trhu,
- > funkce centrální protistrany obchodů prováděných na principu anonymity,
- > zajištění rizik na straně finančního vypořádání transakcí i na straně fyzické dodávky komodity,
- > zajištění nediskriminačních podmínek obchodování všem účastníkům,
- > omezování bariér pro vstup nových účastníků na trh,
- > poskytování cenových signálů trhu.

Porovnání základních parametrů jednotlivých trhů je zobrazeno v tabulce 7.

Key rules governing trading on OTE's short-term markets comprise:

- > ensuring a neutral and secure environment for market participants,
- > support for market competition,
- > provision of market-related information,
- > acting as a central counterparty for transactions executed anonymously,
- > hedging risks in respect of financial settlement of transactions and physical supply of the commodity,
- > ensuring non-discriminatory trading conditions for all participants,
- > reducing barriers preventing market entry for new participants,
- > providing price signals to the market.

Table 7 provides an overview of key specifics of short-term markets.

Tabulka 7 **Srovnání základních parametrů jednotlivých trhů**
Table 7 **Overview of key specifics of short-term markets**

	elektřina <i>electricity</i>				plyn <i>gas</i>
	BT <i>BM</i>	DT <i>DM</i>	VDT <i>IM</i>	VT <i>BMR</i>	VDT <i>IM</i>
forma trhu <i>type of market</i>	kontinuální párování <i>continuous matching</i>	denní aukce <i>daily auction</i>	kontinuální párování <i>continuous matching</i>	kontinuální párování <i>continuous matching</i>	kontinuální párování <i>continuous matching</i>
obchodovaná perioda <i>traded period</i>	12 nebo 24 hod. <i>12 or 24 hours</i>	1 hod. <i>1 hour</i>	1 hod. <i>1 hour</i>	1 hod. <i>1 hour</i>	**24 hod. <i>**24 hours</i>
minimální možné obchodovatelné množství <i>minimum tradable volume</i>	1 MW × 12, nebo 24 hod. <i>1 MW × 12 or 24 hours</i>	1 MWh	1 MWh	1 MWh	0,1 MWh
maximální možné obchodovatelné množství <i>maximum tradable volume</i>	*50 MW × 12, nebo 24 hod. <i>*50 MW × 12 or 24 hours</i>	99 999 MWh	99 999 MWh	99 999 MWh	99 999,9 MWh
nejmenší možný inkrement množství <i>smallest quantity increment</i>	1 MW × 12, nebo 24 hod. <i>1 MW × 12 or 24 hours</i>	0,1 MWh	0,1 MWh	0,1 MWh	0,1 MWh
měna obchodování <i>trading currency</i>	Kč <i>CZK</i>	EUR	EUR	Kč <i>CZK</i>	EUR
minimální možná cena <i>minimum price</i>	1 Kč/MWh <i>CZK 1/MWh</i>	-500 EUR/MWh	-3 500 EUR/MWh	-99 999 Kč/MWh <i>CZK -99,999/MWh</i>	0,01 EUR/MWh
maximální možná cena <i>maximum price</i>	9 999 Kč/MWh <i>CZK 9,999/MWh</i>	***3 000 EUR/MWh	3 500 EUR/MWh	99 999 Kč/MWh <i>CZK 99,999/MWh</i>	4 000 EUR/MWh
nejmenší možný inkrement ceny <i>smallest price increment</i>	1 Kč/MWh <i>CZK 1/MWh</i>	0,01 EUR/MWh	0,01 EUR/MWh	1 Kč/MWh <i>CZK 1/MWh</i>	0,01 EUR/MWh
možnost nulové ceny <i>zero price option</i>	NE <i>NO</i>	ANO <i>YES</i>	ANO <i>YES</i>	NE <i>NO</i>	NE <i>NO</i>
čas otevření trhu <i>market opens at</i>	9:30 D-5	neomezené <i>unlimited</i>	15:00 D-1	H-1:00	10:30 D-1
čas uzavření trhu <i>market closes at</i>	13:30 D-1	11:00 D-1	H-1:00	H-0:30	5:00 D+1

* V rámci jedné nabídky | *Within one bid.*

** Plynárenský den od 6:00 do 6:00 hod. | *Gas day from 6:00 to 6:00.*

*** Druhá aukce je vyhlášována při dosažení či překročení dolní meze ceny -150 EUR/MWh nebo horní meze ceny 500 EUR/MWh.
Second auction is announced whenever the bottom price limit of EUR -150/MWh or the top price limit of EUR +500/MWh are reached or exceeded.

Integrace trhů s elektřinou v Evropě

OTE je aktivní nejen v několika regionálních či celoevropských projektech směřujících k integrovanému obchodování na krátkodobých trzích s elektřinou, ale také v aktivitách spojených s naplňováním nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (nařízení CACM), a to ve funkci Nominovaného organizátora trhu s elektřinou (NEMO).

Spolupráce energetických burz v rámci projektu Price Coupling of Regions (PCR) je příslibem vytvoření jednotného evropského denního trhu s elektrickou energií dle nařízení CACM. PCR projekt poskytuje jednotný algoritmus známý pod názvem EUPHEMIA a sjednocené operační postupy pro efektivní stanovení cen elektrické energie a využití přeshraniční přenosové kapacity. V roce 2017 došlo v projektu PCR k významnému posunu s cílem nejen zvýšit efektivnost a bezpečnost celého řešení, ale také uzpůsobit řešení EUPHEMIA tak, aby lépe vyhovovalo požadavkům na algoritmus pro sesouhlasení propojených denních trhů dle nařízení CACM.

V rámci EU existovaly v roce 2017 dva klíčové regionální projekty propojující dotčené denní trhy s využitím řešení vyvinutých v rámci projektu PCR. První region je označován jako Multi-Regional Coupling (MRC). Pokrývá více než 85 % spotřeby elektřiny v EU a zahrnuje propojené trhy Německa/Rakouska, Francie, Belgie, Nizozemska, Lucemburska, Dánska, Finska, Švédska, Norska, Velké Británie, Španělska, Portugalska, Litvy, Lotyšska, Polska, Itálie a Slovinska.

V regionu střední a východní Evropy probíhalo obchodování na integrovaných denních trzích s elektrickou energií České republiky, Slovenska, Maďarska a Rumunska v rámci tak zvaného 4M MC, které bylo spuštěno 19. listopadu 2014 a nahradilo do té doby provozovaný CZ-SK-HU Market Coupling.

V průběhu roku 2017 pokračovaly přípravy na připojení regionu 4M MC k řešení MRC, a to v rámci regionálního projektu CORE na principu implicitní flow-base alokace přeshraničních kapacit. Tento projekt je však do značné míry závislý na vypracování a schválení společné metodiky výpočtu kapacit, kterou dle nařízení CACM společně připravují všichni provozovatelé přenosových soustav v regionu CORE.

Cílem společnosti OTE je co nejdříve zprostředkovat svým účastníkům trhu možnost implicitní alokace přeshraniční kapacity na co největším množství přeshraničních profilů ČR.

Integration of Electricity Markets in Europe

OTE is active not only in several regional and Europe-wide projects aimed at integrated trading on short-term electricity markets, but also in the implementation of Commission Regulation (EU) No. 2015/1222 of 24 July 2015 laying down framework guidelines for capacity allocation and congestion management (CACM) in its capacity of Nominated Electricity Market Operator (NEMO).

Cooperation of power exchanges within the Price Coupling of Regions (PCR) project aims to create a single European day-ahead energy market in accordance with CACM. The PCR project provides a single algorithm known as EUPHEMIA and unified operating procedures for effective electricity pricing and efficient allocation of cross-border transmission capacities. The PCR project again made progress in 2017 with the aim to enhance effectiveness and security of the solution and to tailor EUPHEMIA to better meet the requirements for the algorithm for matching integrated day-ahead markets in compliance with CACM.

Two key regional projects in the EU were aimed at coupling relevant day-ahead markets in 2017 using the solutions developed within the PCR project. The first region is referred to as Multi-Regional Coupling (MRC). It covers more than 85% of the electricity consumption in the EU and comprises integrated markets in Germany/Austria, France, Belgium, the Netherlands, Luxembourg, Denmark, Finland, Sweden, Norway, Great Britain, Spain, Portugal, Lithuania, Latvia, Poland, Italy and Slovenia.

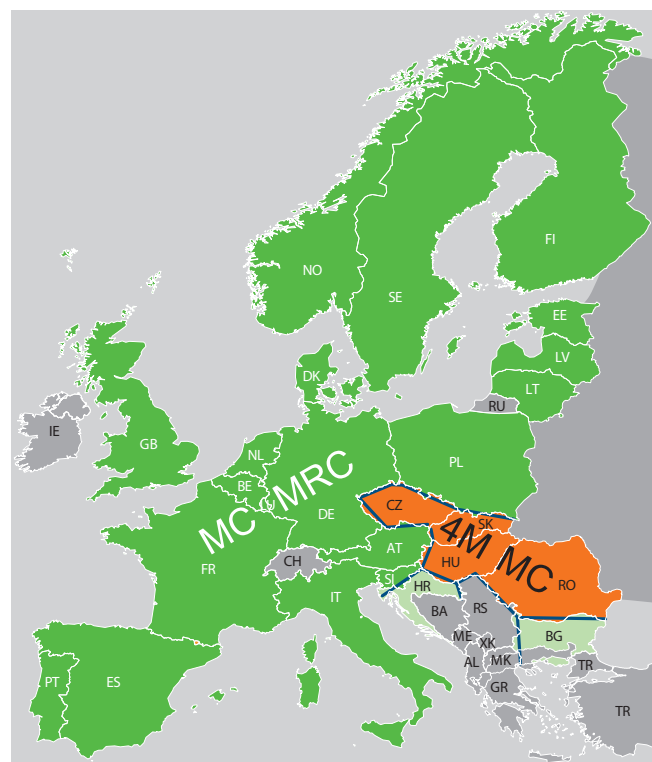
In the Central and Eastern Europe region, trading continued on the integrated day-ahead electricity markets of the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania within the scope of the 4M MC scheme launched on 19 November 2014, which has replaced the previous CZ-SK-HU Market Coupling.

In 2017 preparations went on to connect the 4M MC scheme to the MRC solution as part of the CORE regional project on the basis of implicit flow-base allocation of cross-border capacities. However, this project depends to a large extent on the development and approval of a common methodology for capacity calculation, which is jointly prepared by all transmission system operators in the CORE region in accordance with CACM.

OTE's goal is to offer its market participants as soon as possible an option of implicit allocation of cross-border capacity at the largest number of cross-border profiles of the Czech Republic.

Obrázek 48
Figure 48

Integrace spotových trhů v Evropě v závěru roku 2017 Integration of spot markets in Europe at the end of 2017



● MC MRC

— explicitní alokace
explicit auction

● 4M MC

● společné vypořádání s MC MRC
common clearing together with MC MRC

- 1996** první propojení mezinárodního trhu NordPool
first interconnected electricity market NordPool
- 2006** spojení trhů FR, BE a NL na principu Market Coupling
market coupling of FR, BE and NL based on Market Coupling principle
- 2007** společný trh Španělska a Portugalska – MIBEL
common market of Spain and Portugal – MIBEL
- 2009** propojení CZ–SK
coupling of CZ–SK markets
- 2010** spojení trhů CWE NordPool a Pobaltí do Market Couplingu
CWE, NordPool and Baltics connected with Market Coupling
- 2012** propojení CZ–SK–HU
coupling of CZ–SK–HU markets
- 2014** vznik MC MRC a 4M MC
MC MRC and 4M MC established
- 2015** připojení Itálie do MC MRC – celkem 19 zemí
Italy joins MC MRC – 19 countries in total
- 2018** (plánováno)
spuštění projektu XBID – propojení vnitrodenních trhů
launched of XBID project – common intraday market

Hlavním (a jediným) celoevropským integračním projektem pro vnitrodenní obchodování s elektřinou se stala iniciativa Cross-border intraday coupling (XBID), která bude využita jako základ pro vytvoření jednotného vnitrodenního trhu s elektřinou dle nařízení CACM.

Zavedení implicitního obchodování na jednotlivých přeshraničních profilech je realizováno prostřednictvím lokálních implementačních projektů, které sdružují nominované organizátory trhu a provozovatele přenosových soustav v rámci jednoho nebo více přeshraničních profilů.

Spuštění provozu technického řešení XBID, a tedy následné zahájení implicitního obchodování pro první vlnu lokálních implementačních projektů, je očekáváno v prvním čtvrtletí roku 2018. Projekt XBID se proto v roce 2017 nesl v duchu finalizace technických řešení, vyjednávání potřebných smluvních vztahů a realizace nezbytných testů, tak aby bylo zajištěno pokud možno maximálně bezpečné zahájení produkčního provozu.

The main (and only) Europe-wide integration project for intraday electricity trading is the Cross-border intraday coupling (XBID) initiative, which will be used as the basis for creating a single intraday electricity market in accordance with CACM.

Implicit trading at individual cross-border profiles is implemented through local implementation projects that associate NEMOs and transmission system operators within one or more cross-border profiles.

The launch of the XBID technical solution and the subsequent launch of implicit trading for the first wave of local implementation projects is anticipated in the first quarter of 2018. In 2017 the XBID project saw finalizing technical solutions, negotiating the necessary contractual relations and performing the required tests in order to ensure the safest possible launch of the production operation.

V květnu roku 2017 byl zahájen lokální implementační projekt č. 15 (tzv. LIP 15), prostřednictvím něhož příslušní Nominovaní operátoři trhu a provozovatelé přenosových soustav vyjádřili svůj zájem o realizaci kontinuálního přeshraničního obchodování a zavedení implicitního přidělování vnitrodenních přeshraničních přenosových kapacit na česko-německé, česko-rakouské, rakousko-maďarské, maďarsko-rumunské, maďarsko-chorvatské a chorvatsko-slovenské hranici. Strany projektu LIP 15 plánují zahájit provoz až po úspěšném zprovoznění první vlny lokálních implementačních projektů. Podle prvotního harmonogramu projektu XBID, který ještě může doznat dodatečných úprav, je provozní zapojení druhé vlny předpokládáno v první polovině roku 2019.

V roce 2017 bylo značné úsilí všech nominovaných organizátorů trhu věnováno finalizaci plánu na společné zavedení a výkon funkcí subjektu provádějícího sesouhlasení pro propojení trhů (MCO plán) podle čl. 7 odst. 2 nařízení CACM. Společný MCO plán, který má představovat komplexní schéma spolupráce, byl schválen v červnu 2017 všemi národními regulačními orgány a stal se pilířem pro vytvoření jednotného denního a vnitrodenního trhu. Současně byly zahájeny kroky nezbytné k implementaci MCO Plánu, které jsou rozvrženy na období do června roku 2018.

V roce 2017 probíhaly rovněž aktivity spojené s přípravou návrhu metodik předepsaných článkem 7 nařízení CACM, které zahrnují:

- a) Společný návrh algoritmu pro sesouhlasení propojených denních trhů a algoritmus pro párování při kontinuálním obchodování, který zohledňuje společný soubor požadavků algoritmu pro sesouhlasení propojených denních trhů a algoritmus pro párování při kontinuálním obchodování, v souladu s čl. 37 odst. 4 nařízení CACM;
- b) Společný návrh produktů, jež byly vzaty v úvahu pro jednotné propojení denních trhů a jednotné propojení vnitrodenních trhů, v souladu s čl. 40 odst. 3 a čl. 53 odst. 4 nařízení CACM;
- c) Návrh metodiky náhradních postupů ke splnění povinností stanovených v článcích 39 a 52, v souladu s čl. 36 odst. 3 nařízení CACM;
- d) Návrh harmonizovaných a maximálních a minimálních zúčtovacích cen, jež se použijí ve všech nabídkových zónách, které se účastní jednotného propojení denních trhů a jednotného propojení vnitrodenních trhů, v souladu s čl. 41 odst. 1 a čl. 54 odst. 1 nařízení CACM.

Na základě veřejné konzultace byly návrhy těchto metodik 14. února 2017 předloženy národním regulačním orgánům ke schválení.

Poslední zmiňovaný návrh byl předán regulačními orgány agentuře ACER, která 14. listopadu 2017 vydala finální rozhodnutí obsahující platnou a konečnou verzi harmonizovaných maximálních a minimálních zúčtovacích cen, které mají být použity ve všech nabídkových zónách jednotného denního a vnitrodenního propojování trhů.

In May 2017 a Local Implementation Project 15 (LIP 15) was launched. It served for Nominated Market Operators and Transmission System Operators to express their interest in the implementation of continuous cross-border trading and the introduction of the implicit allocation of intraday cross-border transmission capacities at the Czech-German, Czech-Austrian, Austro-Hungarian, Hungarian-Romanian, Hungarian-Croatian and Croatian-Slovenian borders. Parties to the LIP 15 plan to start operations after the successful launch of the first wave of local implementation projects. According to the XBID initial timeline, which can still be modified, the operational launch of the second wave is expected in the first half of 2019.

In 2017, all NEMOs made significant efforts to finalize the plan for the joint implementation and performance of the functions of the entity that carries out matching for market coupling (MCO Plan) under Article 7(2) of CACM. The joint MCO Plan, which is intended to represent a comprehensive cooperation scheme, was approved in June 2017 by all national regulators and became a pillar for the creation of a single day-ahead and intraday market. At the same time, steps necessary to implement the MCO Plan were initiated, which are scheduled for a period ending June 2018.

In 2017 activities related to drafting methodologies set out in Article 7 of the CACM included:

- a) A joint proposal for a price coupling algorithm and a continuous trading matching algorithm, reflecting a common set of requirements for the development of the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm in accordance with Article 37(4) of CACM;
- b) A joint proposal concerning products that were taken into account in the single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 40(3) and Article 53(4) of CACM;
- c) A proposal for a back-up methodology to comply with the obligations set out in Articles 39 and 52 respectively, in accordance with Article 36(3) of CACM;
- d) A proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices to be applied in all bidding zones which participate in single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 41(1) and Article 54(1) of CACM.

Following a public consultation and based on its outcome, the draft methodologies were submitted to national regulators for approval on 14 February 2017.

The regulators submitted the last-mentioned proposal to ACER, which on 14 November 2017 issued a final decision containing a valid and final version of the harmonized maximum and minimum clearing prices to be used in all bidding zones participating in single day-ahead and intraday coupling.

Ostatní výše uvedené návrhy podmínek a metodik byly v srpnu 2017 vráceny všem NEMO k přepracování. 13. listopadu 2017 tedy předložili nominovaní operátoři trhu s elektřinou návrhy podmínek a metodik upravených ve spolupráci s příslušnými provozovateli přenosových soustav, v souladu s požadavky od všech národních regulačních orgánů.

ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTRĚNOU A VYROVNÁVACÍ TRH S REGULAČNÍ ENERGIÍ

Krátkodobý trh s elektřinou sestává z obchodních platform blokového trhu, denního trhu a vnitrodenního trhu. Obchodování na všech trzích probíhá 7 dní v týdnu (tj. i v nepracovních dnech), 365 dnů v roce, přičemž jednotlivé trhy jsou koncipovány tak, aby na sebe možnost uzavírání obchodů a úpravy jejich obchodních pozic prostřednictvím těchto trhů časově navazovaly. Čtvrtým trhem, mírně odlišným od předcházejících, je vyrovnávací trh s regulační energií, který je organizován ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy – společností ČEPS. Jeho odlišnost od ostatních trhů spočívá ve skutečnosti, že jediným poptávajícím je vždy provozovatel přenosové soustavy, který na tomto trhu opatřuje kladnou nebo zápornou regulační energii pro regulaci přenosové soustavy.

Blokový trh s elektřinou

Organizovaný blokový trh s elektřinou umožňuje kontinuálním způsobem obchodovat pevně určené bloky elektřiny na daný obchodní den, konkrétně jde o standardní bloky typu Base (0:00–24:00 h.), Peak (8:00–20:00 h.) a Offpeak (0:00–8:00 h.; 20:00–24:00 h.).

Obchodování s bloky začíná již pět dní před dnem dodávky v 9:30 hodin a doba ukončení obchodování je shodná s uzavěrou dvoustranných smluv, tj. v 13:30 hodin dne před dnem dodávky. Mezi prvním a posledním dnem obchodování je trh otevřen od 6:00 do 20:00 hodin. Nejmenší obchodovatelnou jednotku na blokovém trhu tvoří 1 MW výkonu po dobu hodinově odpovídající typu bloku. Například u bloku Base jde o $1 \text{ MW} \times 24 \text{ hodin} = 24 \text{ MWh}$. Obdobným způsobem jsou definovány i ostatní obchodovatelné bloky.

Ceny na blokovém trhu jsou zadávány v celých Kč, přičemž minimální cena je 1 Kč/MWh a maximální cena činí 9 999 Kč/MWh. Rozhodujícím kritériem každé objednávky je tzv. limitní cena, která určuje hranici pro danou objednávku, nebo objednávka bez limitní ceny, která automaticky reprezentuje krajní cenové rozpětí objednávek. Další výhodou tohoto trhu je funkce automatického párování. Pomocí této funkcionality se automaticky spárují odpovídající objednávky v závislosti na limitních cenách v kombinaci s časovým údajem zavedení objednávky.

The other aforementioned draft conditions and methodologies were returned to all NEMOs in August 2017 for redrafting.

On 13 November 2017, the NEMOs submitted draft conditions and methodologies modified in cooperation with the relevant transmission system operators in line with the requirements of all national regulators.

ORGANIZED SHORT-TERM ELECTRICITY MARKET AND BALANCING MARKET WITH REGULATING ENERGY

The short-term electricity market comprises trading platforms of the block market, the day-ahead market and the intraday market. Trading on all markets takes place seven days a week (i.e. also on non-business days), 365 days a year. The markets are structured to ensure continuity and the possibility of closing deals and modifications of trading positions across the markets. The fourth, slightly different market is the balancing market with regulating energy, organized in cooperation with the transmission system operator, ČEPS. The difference from the other markets is that the only buyer is always the transmission system operator which acquires positive or negative regulating energy on this market for regulation of the transmission system.

Electricity Block Market

The organized electricity block market allows continual trading of fixed electricity blocks on specific trading days; this applies to types of standard blocks: Base (0:00–24:00), Peak (8:00–20:00) and Off-peak (0:00–8:00; 20:00–24:00).

Trading on the Block market begins five days before the day of delivery at 9:30 and the close of trading is the same as the closing time for bilateral contracts registration, i.e. at 13:30 on the day preceding the delivery day. Between the first and the last trading day the market is open from 6:00 to 20:00. The smallest tradable unit on the block market is 1 MW for the duration (in hours) corresponding to the type of block. For the Base block, for example, this means $1 \text{ MW} \times 24 \text{ hours} = 24 \text{ MWh}$. Other tradable blocks are defined in a similar manner.

Prices quoted on the block market are rounded to whole CZK; the minimum price is CZK 1 per MWh and the maximum price is CZK 9,999 per MWh. The key criterion for each order is the limit price which determines the limit for the specific order, or an order without a limit price that automatically represents the maximum possible price range of the orders. Another benefit of this market is automatic matching. This functionality facilitates automatic matching of corresponding orders in relation to limit prices and in combination with the time of submission of the orders.

Obchodovaný objem elektřiny na blokovém trhu v roce 2017 dosáhl hodnoty 34 GWh, což představuje meziroční pokles o 45,5%.

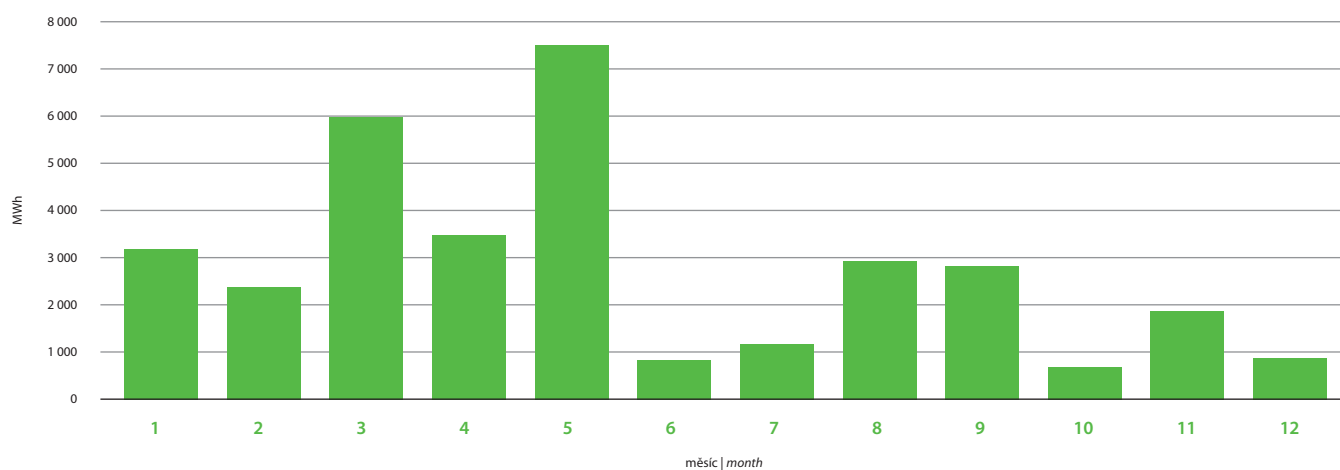
Obrázky 49 a 50 prezentují množství zobchodované elektřiny prostřednictvím blokového trhu.

The volume of electricity traded on the block market in 2017 amounted to 34 GWh, representing a year-on-year decline of 45.5%.

Figures 49 and 50 document volumes of electricity traded on the block market.

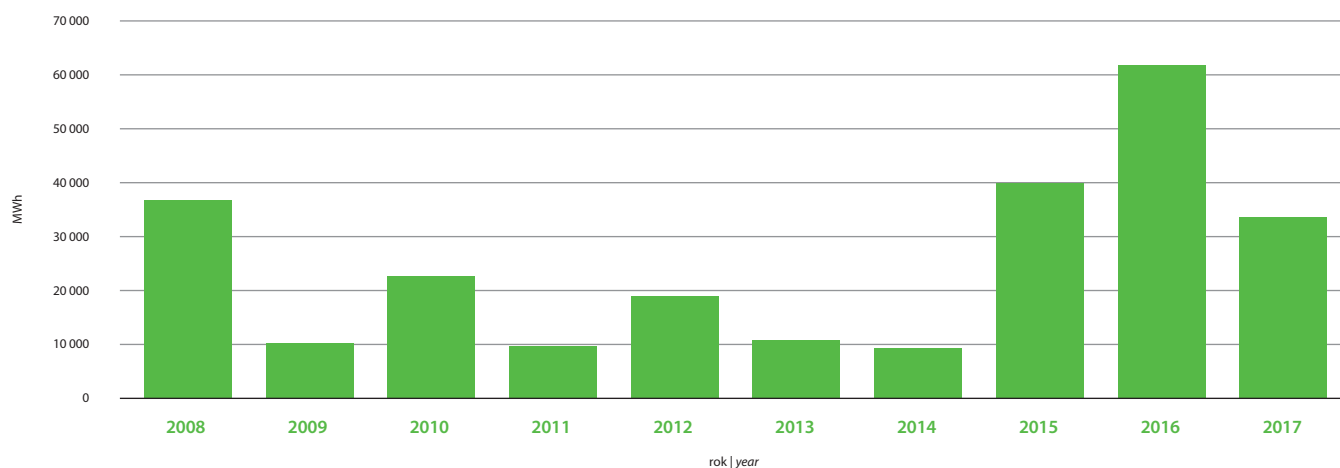
Obrázek 49 **Množství zobchodované elektřiny na blokovém trhu v průběhu roku 2017**

Figure 49 *Volumes of electricity traded on the block market in 2017*



Obrázek 50 **Vývoj zobchodovaného množství elektřiny na blokovém trhu v letech 2008–2017**

Figure 50 *Trend in volumes of electricity traded on the block market in 2008–2017*



Denní trh s elektřinou

Denní trh s elektřinou v ČR je založen na principu implicitní alokace přeshraničních kapacit (MC) a je provozován společně s trhem slovenským, maďarským a rumunským pod označením 4M MC. K propojení těchto čtyř denních trhů je využito řešení PCR, které je také implementováno v propojeném regionu MRC.

Na denním trhu ČR, provozovaném v rámci 4M MC na principu MC, mohou tedy účastníci trhu v ČR, SK, HU a RO uspokojit své požadavky na nákup či prodej elektřiny na následující den ve všech čtyřech tržních oblastech bez nutnosti explicitního získání přenosové kapacity.

Díky implementaci PCR řešení mohou účastníci trhu využít rozšířené struktury nabídek o blokové nabídky stejného typu, jaké znají účastníci trhu v západní Evropě. Mohou tedy vytvářet různé výrobní a spotřební scénáře v odlišných cenových úrovních, a zvýšit tak možnost realizovat svou obchodní strategii na denním trhu. Současně mohou obchodníci zadávat neomezený počet nabídek.

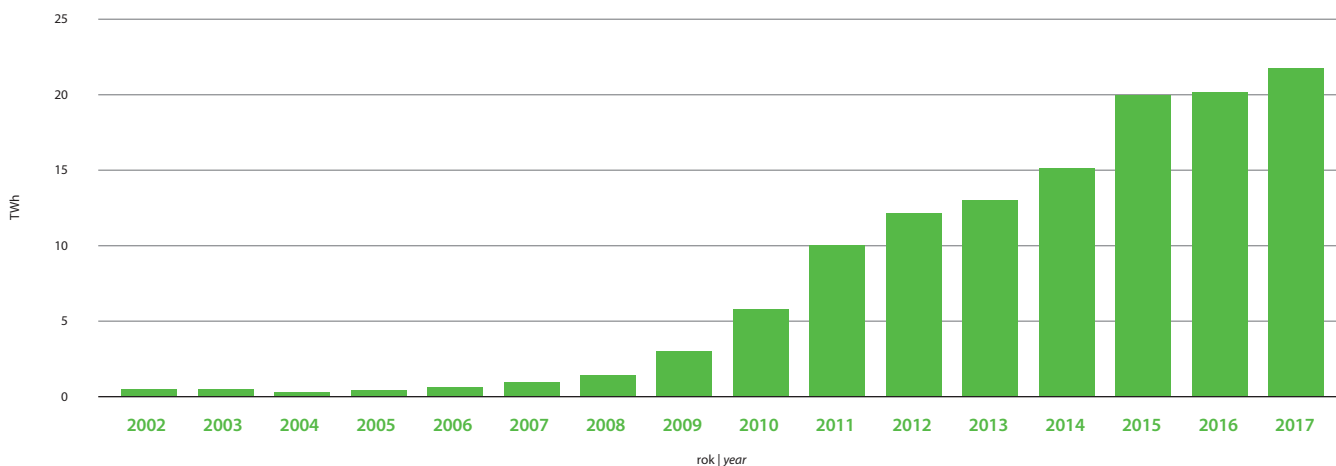
Day-Ahead Electricity Market

The day-ahead electricity market in the Czech Republic is based on the implicit allocation of cross-border capacities (MC) and is operated in conjunction with the Slovak, Hungarian and Romanian markets under the name 4M MC. To interconnect these four day-ahead national markets, it is required to use the PCR solution, which is also implemented in the MRC region.

Through the day-ahead spot electricity market in the Czech Republic, operated on the MC principle within the 4M MC framework, market participants in the CZ, SK, HU and RO may meet their requirements regarding the purchase or sale of electricity for the following day in all four trade areas without the need to explicitly acquire transmission capacity.

Due to the implementation of the PCR solution, market participants may use a broader bid structure, including also block bids of the same type, as known to market participants in Western Europe. This allows them to create different production and consumption scenarios at different price levels, and thus enhance the possibility to implement their business strategy on the day-ahead market. At the same time, traders can submit an unlimited number of bids.

Obrázek 51 **Vývoj objemů zobchodované elektřiny na DT v letech 2002–2017 (se zahrnutím EX/IM z DT)**
Figure 51 **Trend in volumes of electricity traded on day-ahead market in 2002–2017 (incl. EX/IM from DM)**



Zkušenosti z již integrovaných trhů potvrzují následující skutečnosti:

- > dochází k optimálnímu využití přeshraničních kapacit,
- > integrace napomáhá vyrovnání elektrizačních soustav jednotlivých zemí,
- > dochází ke stabilizaci cenových indexů a poklesu volatility spotových cen elektřiny,

Data gathered from the operation of integrated markets show the following:

- > cross-border capacity is used in an optimum way,
- > integration facilitates balancing of power supply systems of neighbouring countries,
- > price indices stabilize and spot prices of electricity are less volatile,

- > omezují se nákupy často nevyužitých kapacit přeshraničních profilů při explicitních aukcích,
- > klesají rizika spojená s nákupem přeshraniční kapacity bez vlastnictví elektřiny pro export/import a naopak.

Na DT je možné anonymně nabízet nebo poptávat elektřinu pro každou z 24 hodin obchodního dne. Výsledkem jsou uzavřené obchody na pevně stanovená množství elektřiny a vyhlášená cena pro každou obchodní hodinu obchodního dne. Podávat nabídky na dodávku/prodej a poptávky na odběr/nákup je možné do 11:00 hodin v den před obchodním dnem. Cena je pro každou hodinu stanovena jako marginální. Minimální množství, které lze na tomto trhu zobchodovat, je 1 MWh, maximální množství pak 99 999 MWh. Minimální cena nabídky na denním trhu činí -500 EUR/MWh. Maximální cena nabídky činí +3 000,00 EUR/MWh. Množství elektřiny se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo.

V případě, kdy výsledná spotová cena v některé obchodní hodině dne dosáhne definované prahové hodnoty nebo ji překročí (horní prahová hodnota: +500 EUR/MWh, dolní prahová hodnota: -150 EUR/MWh), je iniciována procedura tzv. druhé aukce, jejímž cílem je umožnit znovuotevření DT k aktualizaci nabídek/poptávek a případnou nápravu neobvyklého stavu na DT s elektřinou.

V průběhu roku 2017 dosahovaly ceny na denním trhu v převážné většině kladných hodnot, pouze v několika dnech dosáhly ceny vzhledem ke specifické situaci na trhu s elektřinou záporných hodnot. Obrázek 52 ukazuje pohyb cen v prosinci. Hodinové ceny v průběhu roku 2017 však nedosáhly hodnot, při nichž by byla iniciována procedura druhé aukce.

- > purchases of unused cross-border capacity in explicit auctions are reduced,
- > risks arising from cross-border capacity purchases without electricity ownership for export/import are mitigated and vice versa.

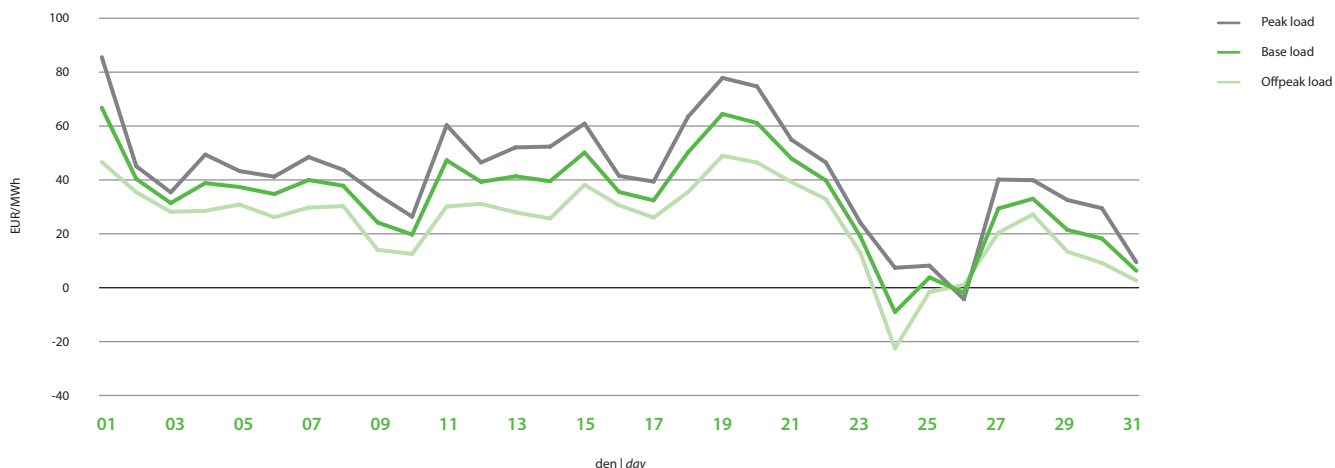
The day-ahead spot market allows offering or demanding electricity anonymously for every hour of the 24-hour trading day. The outcome is deals closed for fixed volumes of electricity and a set price for every trading hour of the trading day. Both sale bids and purchase bids may be submitted until 11:00 on the day preceding the trading day. Prices are set as market clearing prices for every hour. The minimum tradable volume is 1 MWh, the maximum volume is 99,999 MWh. The minimum bid price on the day-ahead market is EUR -500 per MWh. The maximum bid price is EUR +3,000.00/MWh. The volume of electricity is specified in MWh, with one decimal place.

In the event the resulting spot price at a trading hour reaches or exceeds the defined threshold values (top threshold value: EUR +500/MWh, bottom threshold value: EUR -150/MWh), a second auction procedure is initiated with the aim to enable reopening of DM for updating bids and, if needed, to correct any unusual situation on the day-ahead electricity market should it occur.

Prices on the day-ahead market showed mostly positive values in 2017, only on several days negative bid prices occurred due to specific conditions on the electricity market. Figure 52 documents the price movement in December. However, hourly prices in the course of 2017 did not reach the level required to initiate a second auction.

Obrázek 52 **Market spot index v průběhu prosince 2017**

Figure 52 **Market spot index in December 2017**



Na obrázcích 53 až 55 jsou prezentovány výsledky organizovaného denního trhu v roce 2017. Objem obchodů s elektřinou uzavřených na denním trhu OTE za rok 2017 dosáhl nového ročního maxima ve výši 21,75 TWh. Jde o meziroční nárůst ve výši 8,0% oproti roku 2016, v němž účastníci obchodování uzavřeli obchody o celkovém objemu 20,14 TWh. Celkový zobchodovaný objem na DT v ČR v roce 2017 představoval cca 1/3 tuzemské netto spotřeby.

Průměrná cena obchodů na denním trhu OTE dosáhla v roce 2017 hodnoty 36,46 EUR/MWh.

Figure 53, 54 and 55 show the results of the organized day-ahead spot market in 2017. The volume of electricity traded on OTE's day-ahead market totalled a new annual high of 21.75 TWh in 2017, accounting for an 8.0% increase compared to 2016, when trading participants executed transactions amounting to a total of 20.14 TWh. The overall volume of DM electricity trading in the Czech Republic accounted for about one-third of domestic net consumption in 2017.

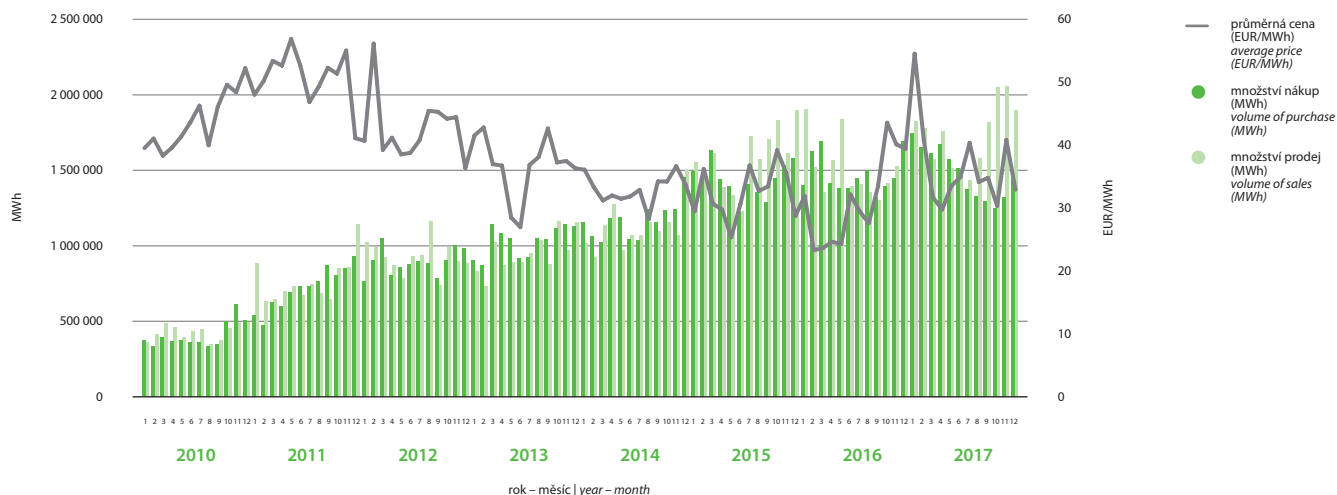
The average price of trades on OTE's day-ahead spot market in 2017 was EUR 36.46/MWh.

Obrázek 53

Figure 53

Množství zobchodované elektřiny a průběh průměrné ceny na denním trhu v jednotlivých měsících roku 2010–2017

Volumes of traded electricity and average prices on the day-ahead market in specific months of 2010–2017

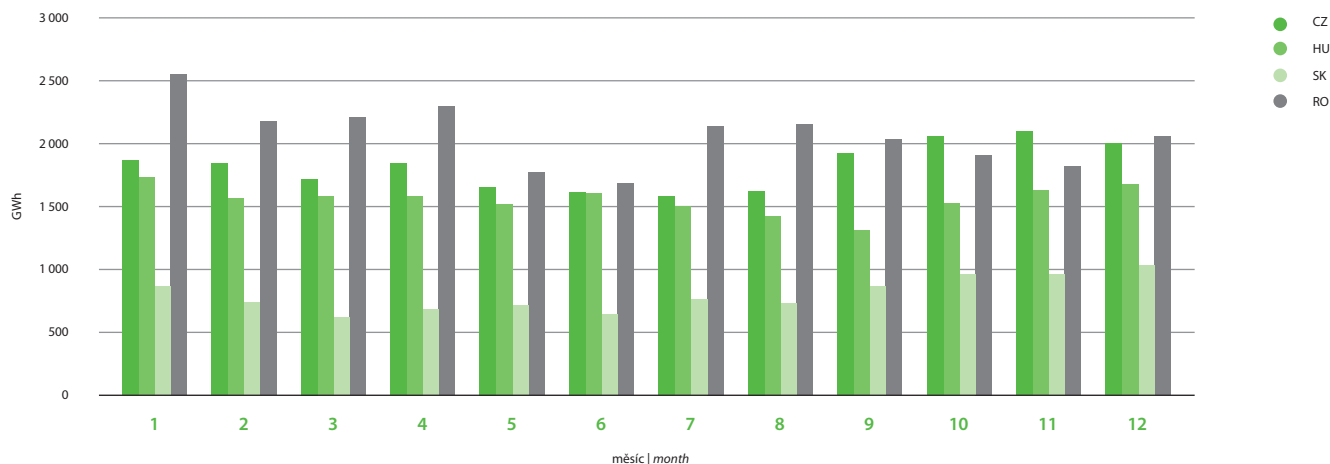


Obrázek 54

Figure 54

Zobchodované množství elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU a RO v jednotlivých měsících roku 2017

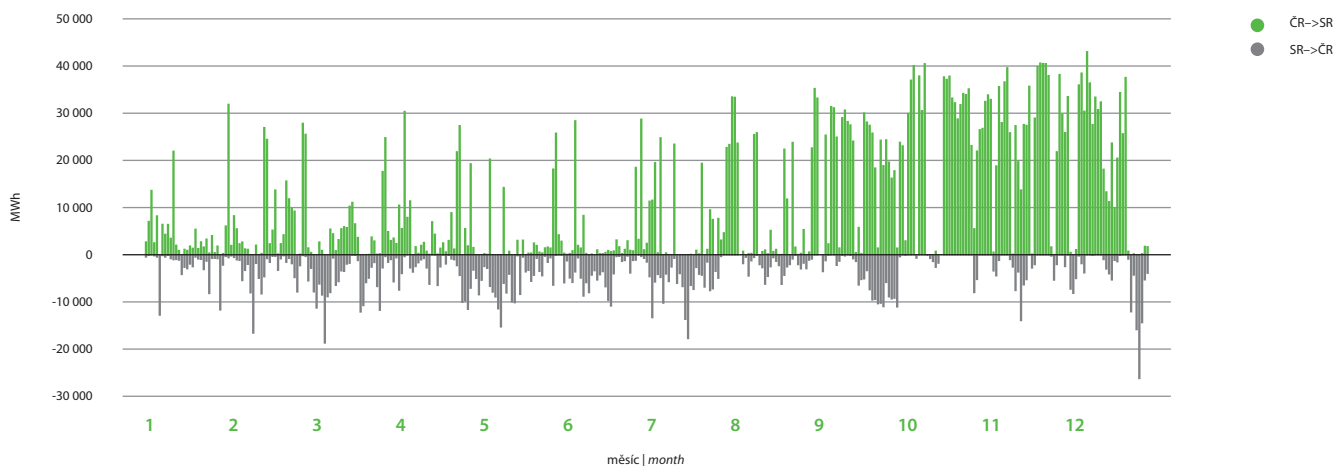
Volumes of electricity traded on CZ, SK, HU and RO day-ahead markets in specific months of 2017



Obrázek 55

Saldo přeshraničního toku na hranici CZ/SK po jednotlivých dnech roku 2017

Figure 55

Balance of CZ-SK cross-border flows on specific days of 2017

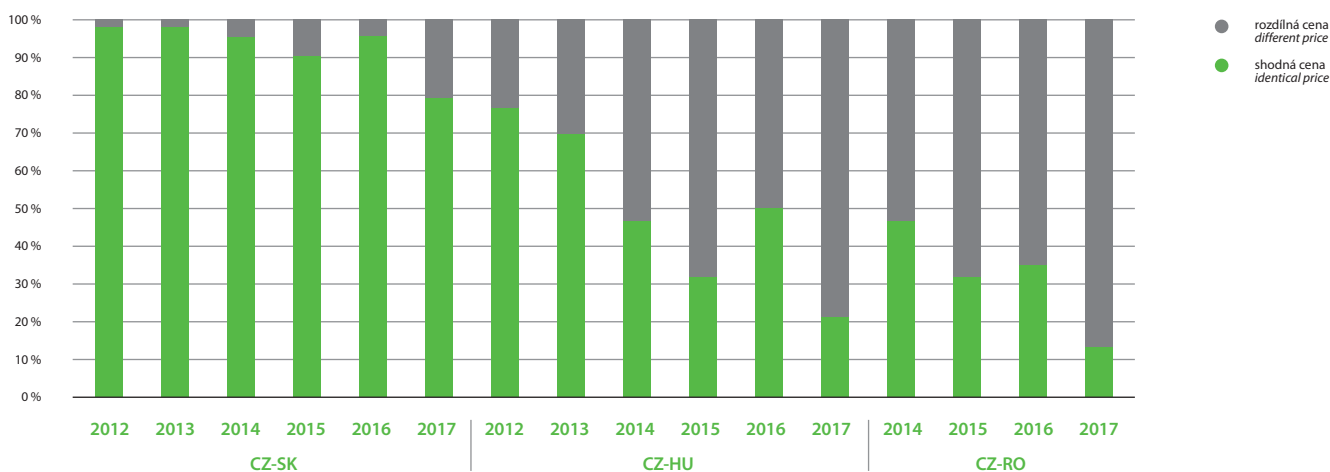
Pokud přidělená přeshraniční kapacita pro implicitní denní aukci nedostačuje požadovanému vypočtenému toku mezi dvěma oblastmi, dojde v dané oblasti a hodině ke vzniku rozdílné spotové ceny. Tato situace je rovněž označována pojmem „rozpojení trhů“. Jak je patrné z následujícího obrázku 56, k rozpojení českého a slovenského trhu došlo ve 22 % hodin uplynulého roku. Tento fakt svědčí o dostatku přeshraniční přenosové kapacity na profilu CZ/SK. Mezi denním trhem ČR a HU bylo v roce 2017 dosaženo rozdílných cen téměř v 79 % hodin tohoto období a rozdílných cen mezi oblastmi CZ a RO bylo dosaženo v 87 % obchodních hodin roku 2017.

If the allocated cross-border capacity for daily implicit auction does not meet the required calculated flow between two trade areas, it results in two different spot prices for the two areas at the specific hour. This situation is also described as “market decoupling”. The following Figure 56 demonstrates that decoupling of the Czech and Slovak markets occurred in about 22 % of the past year's hours. This trend testifies to sufficient CZ/SK cross-border transmission capacity. In 2017 different prices between the day-ahead markets in the CR and HU occurred in nearly 79 % of hours over the monitored period, and different prices between the CZ and RO trade areas occurred in 87 % of trading hours in 2017.

Obrázek 56

Konvergence cen mezi tržními oblastmi v roce 2017¹⁸

Figure 56

Price convergence between trade areas in 2017¹⁸

¹⁸ Konvergence cen mezi CZ a RO je vyhodnocena za rok 2014 pouze pro období po spuštění 4M MC.

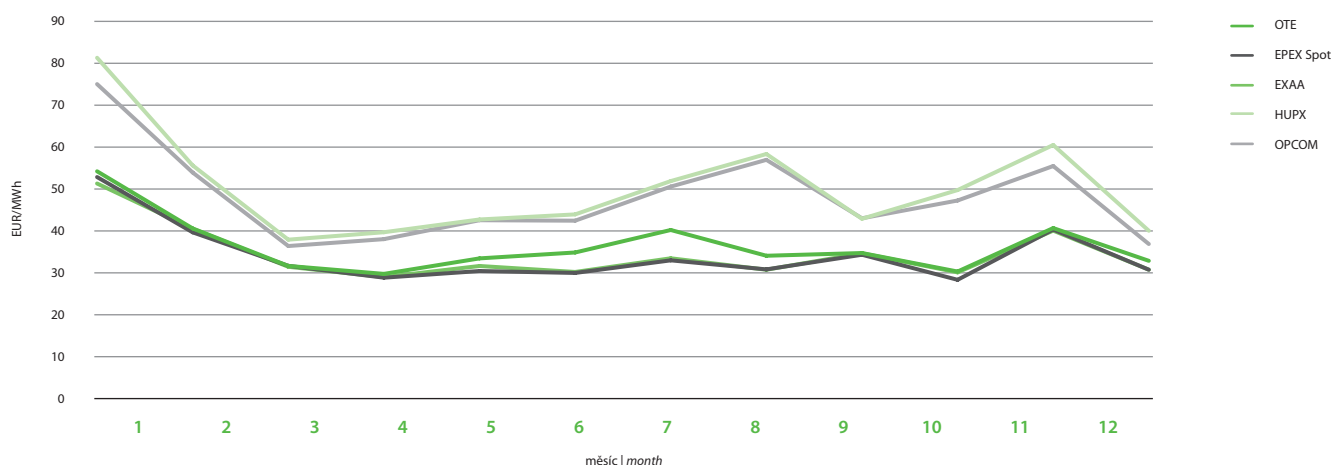
¹⁸ Convergence of prices between CZ and RO for 2014 is assessed only for the period following the launch of 4M MC.

Srovnání spotových cen v regionu je prezentováno na obrázku 57, který ukazuje průběhy průměrných měsíčních cen dosahovaných na denním trhu OTE (ČR), HUPX (HU), EPEX (oblast Německo/Rakousko), EXAA (oblast Německo/Rakousko) a OPCOM (RO). Opět se projevuje vysoká korelace cen OTE s cenami dosaženými na denních trzích v Německu a Rakousku.

Figure 57 provides comparison of spot prices in the region: the trend in average monthly prices on the day-ahead markets of OTE (Czech Republic), HUPX (Hungary), EPEX (Germany/Austria), EXAA (Germany/Austria) and OPCOM (Romania). High correlation of OTE prices with prices on day-ahead markets in Germany and Austria is again evident.

Obrázek 57 **Srovnání průměrných měsíčních cen na denním trhu OTE, HUPX, EPEX SPOT (Německo), EXAA a OPCOM v roce 2017**
(zdroj: OTE, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, OPCOM)

Figure 57 **Comparison of average monthly prices on the day-ahead market of OTE, HUPX, EPEX SPOT (Germany), EXAA and OPCOM in 2017**
(sources: OTE, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, OPCOM)



Vnitrodenní trh s elektřinou

Prostřednictvím organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou obchodníci anonymně nabízejí nebo poptávají elektřinu v průběhu obchodního dne, a to až do limitního času 60 minut před realizací dodávky či odběru. Obchodování na vnitrodenním trhu se otevírá v 15:00 hodin na všechny obchodní hodiny následujícího dne. Minimální obchodované množství je 1 MWh, maximální 99 999 MWh, množství elektřiny se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo. Obchodování probíhá na bázi kontinuálního párování nabídek a měnou obchodování je EUR. Minimální cena nabídky je -3 500 EUR/MWh a maximální cena +3 500 EUR/MWh.

Intraday Electricity Market

The organized intraday electricity market allows traders to offer or demand electricity anonymously on a trading day until the limit time of 60 minutes before the execution of the supply or consumption. Trading on the intraday market opens at 15:00 for all trading hours of the following day. The minimum traded volume is 1 MWh, the maximum volume is 99,999 MWh. The volume of electricity is specified in MWh, with one decimal place. The market operates on the basis of continuous matching and the trading currency is EUR. The minimum bid price is EUR -3,500/MWh and the maximum bid price is EUR +3,500/MWh.

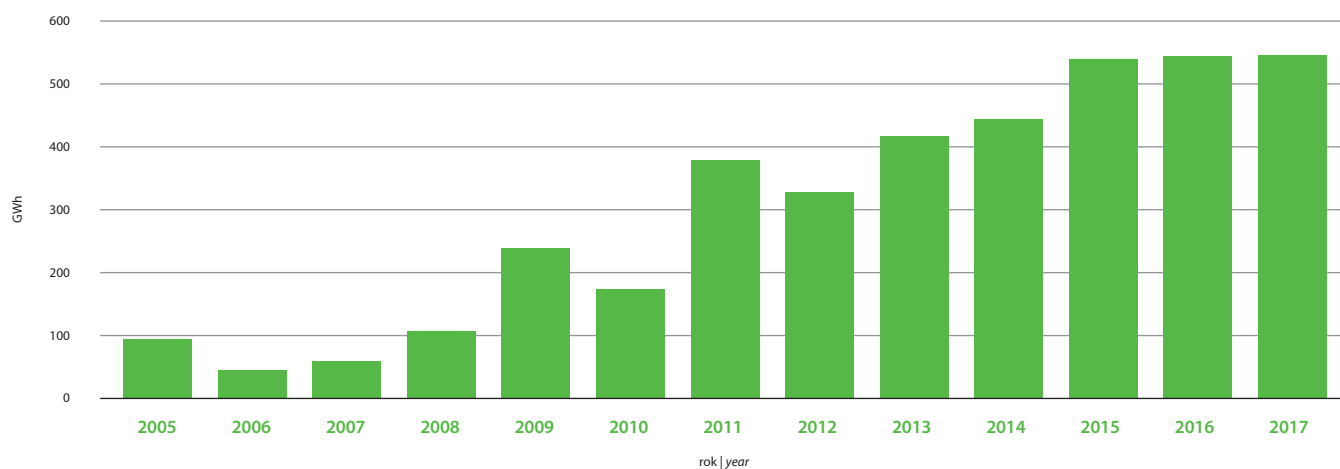
Objem obchodů uzavřených v roce 2017 na vnitrodenním trhu s elektřinou dosáhl hodnoty téměř 545 GWh, což představuje mírný meziroční nárůst a nové roční maximum. Na obrázcích 58 až 61 jsou prezentovány výsledky organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou v roce 2017.

Nutno podotknout, že vnitrodenní trh s elektřinou je vnitrostátním trhem ČR, avšak právě integrace evropských vnitrodenních trhů je nyní předmětem intenzivních jednání.

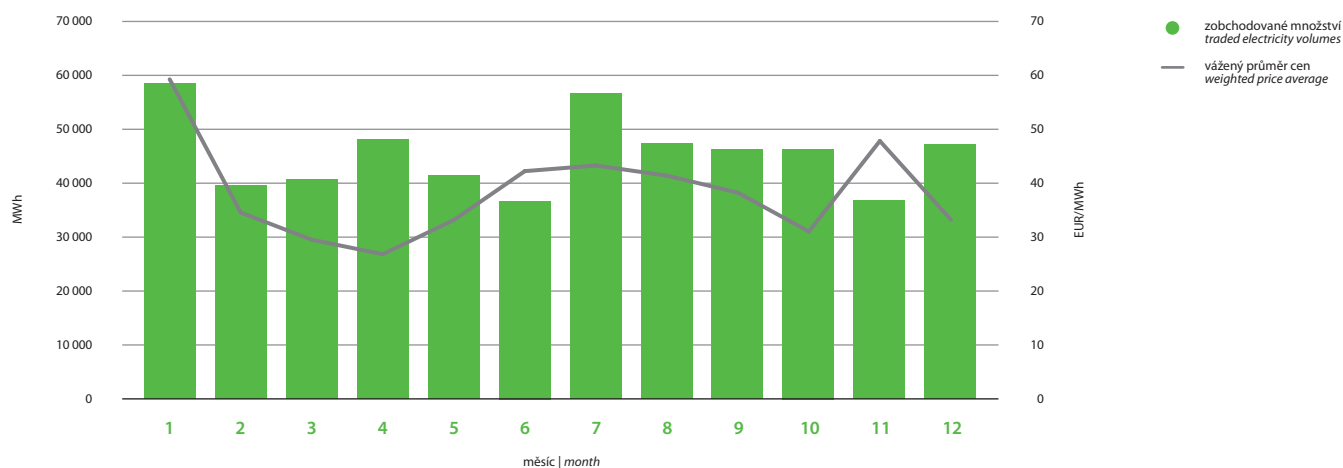
The volume of trades closed in 2017 on the intraday electricity market amounted to nearly 545 GWh, representing a moderate increase year-on-year and as new annual high. Figures 58–61 show the results of the organized intraday electricity market in 2017.

Note that the intraday electricity market is a Czech internal market; however, the integration of European intraday markets is currently being vigorously discussed.

Obrázek 58 **Množství zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2005–2017**
Figure 58 **Volumes of electricity traded on the intraday market in 2005–2017**

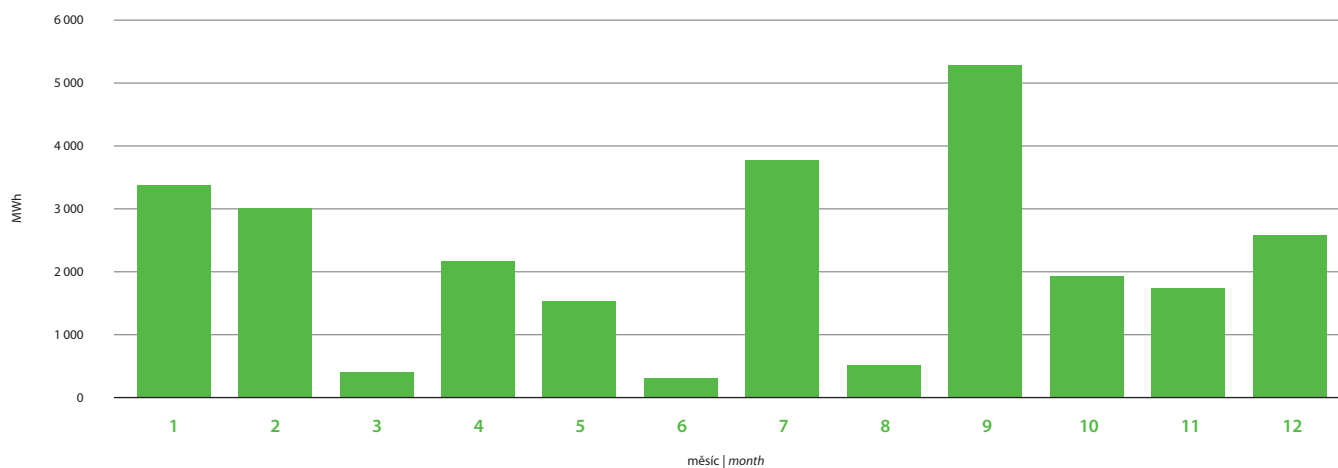


Obrázek 59 **Množství zobchodované elektřiny a průběh vážené průměrné ceny na vnitrodenním trhu v jednotlivých měsících roku 2017**
Figure 59 **Volumes of traded electricity and weighted average prices on the intraday market in specific months of 2017**



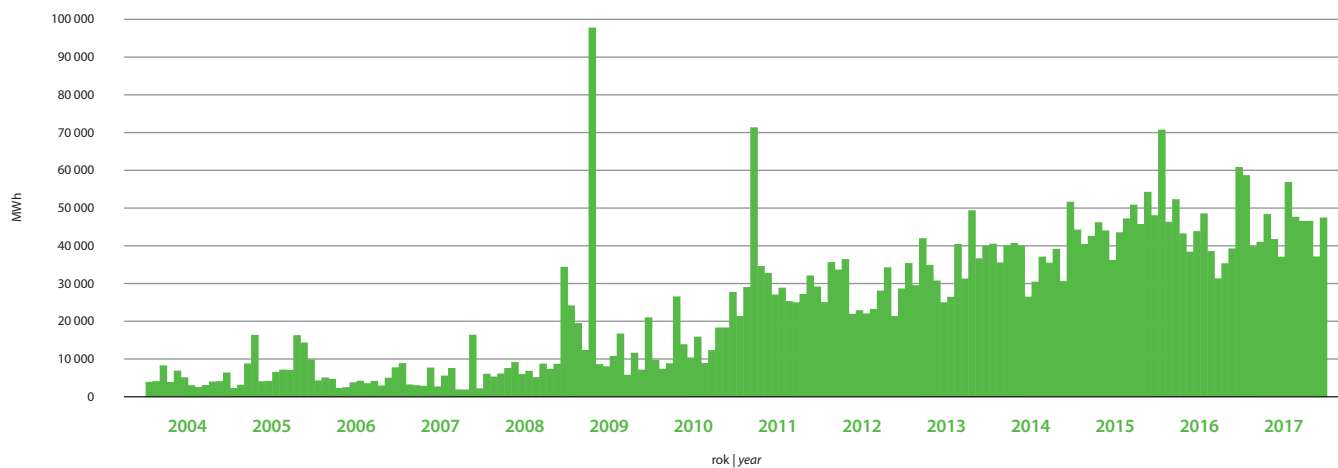
Obrázek 60
Figure 60

Množství zobchodované elektřiny v rámci blokových obchodů v jednotlivých měsících roku 2017
Volumes of electricity traded as block bids in specific months of 2017



Obrázek 61
Figure 61

Vývoj měsíčních objemů zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2004–2017
Monthly volumes of electricity traded on the intraday market in 2004–2017



Vyrovňovací trh s regulační energií

Specifickým místem pro obchodování bezprostředně před časem dodávky či odběru je platforma vyrovňovacího trhu s regulační energií. Na tomto trhu mohou účastníci v čase až 30 minut před obchodní hodinou nabízet či poptávat elektřinu již pouze v podobě kladné či záporné regulační energie, kde v obou případech představuje protistranu tohoto obchodu provozovatel přenosové soustavy. Pro účastníky trhu se tedy jedná o poslední možnost úpravy jejich obchodní pozice. Regulační energie obstaraná na tomto trhu pomáhá provozovateli přenosové soustavy v efektivním operativním řízení a bilancování výkonové rovnováhy elektrizační soustavy.

Obchodování na vyrovňovacím trhu s regulační energií se mohou na rozdíl od ostatních krátkodobých trhů účastnit také registrovaní účastníci trhu, kteří nejsou subjekty zúčtování odchylek. Musejí však splnit podmínky registrace k přístupu na tento trh.

Motivace účastníků tohoto trhu poskytovat kladnou nebo zápornou regulační energii je podpořena oceněním nabídek na vyrovňovacím trhu. Výsledná jednotková cena, která je účastníkovi zúčtována, je vždy minimálně rovna nabídkové ceně, se kterou účastník na vyrovňovací trh vstupoval. Pokud však regulační energie, nakoupená na VT, přispívá k vyrovnění systémové odchylky (převážná většina případů) a vážený průměr cen aktivované regulační energie je vyšší než cena obchodu, pak je výsledná jednotková cena zobchodované regulační energie na VT rovna tomuto váženému průměru. Druhým krokem ke zvýšení motivace k účasti na vyrovňovacím trhu je princip stanovení ceny protiodchylky, který je blíže popsán ve vyhlášce Pravidla trhu a v kapitole Trh s elektřinou.

Jak je zřejmé z obrázku 63, došlo v průběhu roku 2017 k mírnému nárůstu objemu regulační energie zobchodované na vyrovňovacím trhu. Množství zobchodované regulační energie na vyrovňovacím trhu v jednotlivých měsících roku 2017 je znázorněno na obrázku 62.

Na likviditu vyrovňovacího trhu s regulační energií má vliv několik faktorů. Za primární lze považovat snahu provozovatele přenosové soustavy o snižování výdajů za podpůrné služby. Ze strany účastníků trhu je to pak tlak zúčtovací ceny odchylek, který nutí SZ využít možnosti minimalizace své odchylky v době blízké obchodní hodině.

Balancing Market with Regulating Energy

The platform of balancing market with regulating energy represents a specific place for trading shortly before the time of supply or consumption. Participants in this market may offer or demand electricity up to 30 minutes before delivery hour, solely as positive or negative regulating energy where the transmission system operator in both cases acts as the counterparty of the transaction. The market participants have the last chance of adjusting their trade position. Regulating energy acquired on this market helps the transmission system operator to effectively manage the power balance of the electric power system.

Unlike other short-term markets, trading on the balancing market with regulating energy is accessible also for registered market participants that are not balance responsible parties. However, they must meet the registration requirements to access the market.

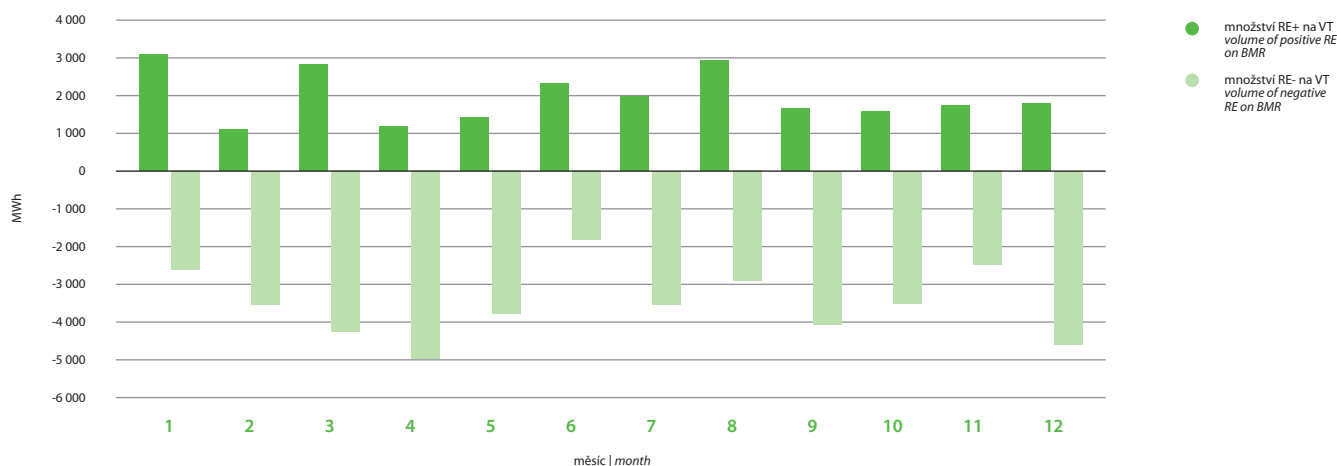
Motivation of the participants in this market to provide positive or negative regulating energy is supported by evaluation of bids on the balancing market. The resulting unit price paid to every market participant is always at least equal to the bid price that was entered by the market participant when submitting the bid to the balancing market. However, if the regulating energy purchased on BMR contributes to compensating for a system imbalance (which occurs in most cases) and the weighted price average of all activated regulating energy is higher than the price of the trade, the resulting unit price of the regulating energy traded on BMR equals that weighted price average. Another step boosting the participants' motivation to take part in the balancing market is the mechanism of determining the price of the counter-imbalance defined in the Market Rules and the chapter Electricity Market.

As Figure 63 documents, in 2017 the volume of regulating energy traded on the balancing market moderately increased. Figure 62 illustrates volumes of regulating energy traded on the balancing market in specific months of 2017.

Several factors contribute to liquidity of the balancing market with regulating energy. The primary factor is the transmission system operator's efforts to reduce expenses related to ancillary services. In addition, market participants are affected by the settlement price of imbalances, which forces them to use the opportunity to minimize their imbalances at the time close to the trading hour.

Obrázek 62
Figure 62

Množství zobchodované regulační energie na vyrovnávacím trhu v jednotlivých měsících roku 2017
Volumes of regulating energy traded on the balancing market in specific months of 2017



Obsahem následující tabulky 8 je vývoj obchodování s regulační energií na VT v jednotlivých letech. Ukazuje na zajímavý podíl záporné regulační energie na veškeré použité RE- pro vyrovnání systémové odchylky.

Table 8 below shows the trend in trading regulating energy on the balancing market in specific years. It documents the growing proportion of negative regulating energy in all RE- used for offsets of system imbalances.

Tabulka 8
Table 8

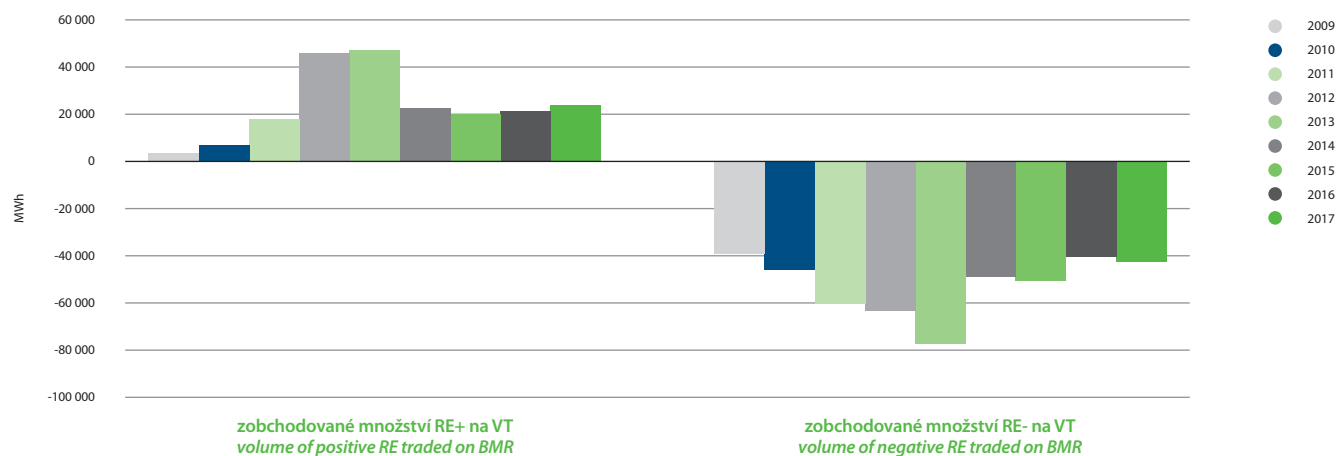
Porovnání množství a cen RE z VT v letech 2013–2017
Comparison of volumes and prices of RE on the balancing market in 2013–2017

	2013	2014	2015	2016	2017
zobchodované množství RE+ na VT (MWh) traded volume of RE+ on BMR (MWh)	46 855,3	22 382,4	19 925,7	21 244,8	23 683,9
zobchodované množství RE- na VT (MWh) traded volume of RE- on BMR (MWh)	-76 785,9	-48 777,1	-50 508,5	-40 473,8	-42 447,4
průměrná cena RE+ na VT (Kč/MWh) average price of RE+ on BMR (CZK/MWh)	2 486	2 420	2 550	2 505	2 432
průměrná cena RE- na VT (Kč/MWh) average price of RE- on BMR (CZK/MWh)	-38	-13	12	37	108
procento z celkové použité RE+ (%) share in total used RE+ (%)	12,41	8,01	7,01	8,01	9,63
procento z celkové použité RE- (%) share in total used RE- (%)	18,65	12,48	12,10	10,78	11,62

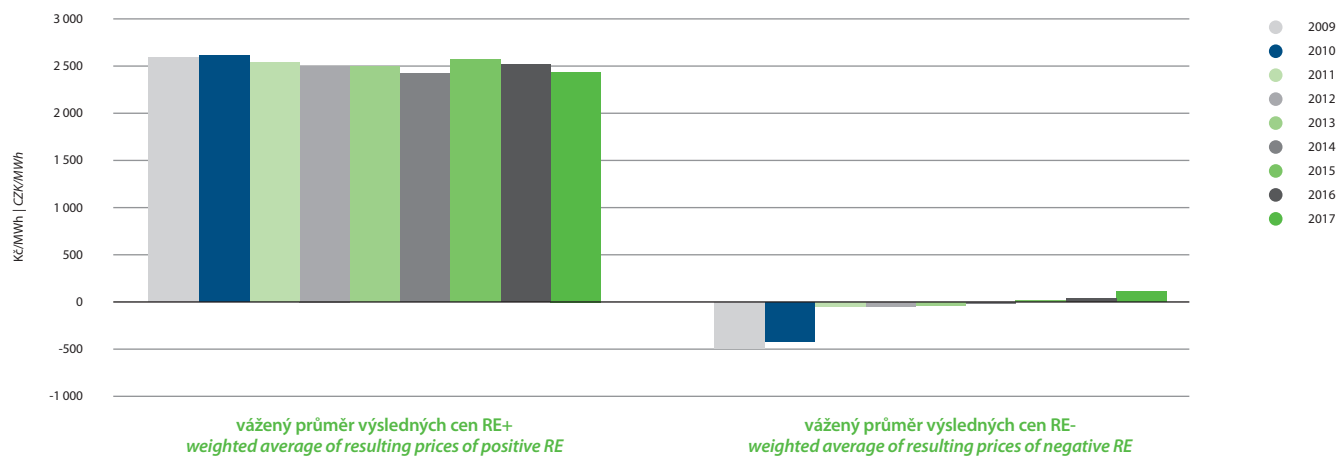
Zobchodovaná množství regulační energie a dosažené ceny na VT jsou zobrazeny na obrázcích 63 a 64.

Volumes of regulating energy traded on BMR and bid prices are documented in Figures 63 and 64.

Obrázek 63 **Množství zobchodované regulační energie na vyrovnávacím trhu v letech 2009–2017**
Figure 63 **Volumes of regulating energy traded on the balancing market in 2009–2017**



Obrázek 64 **Průměrná cena regulační energie na vyrovnávacím trhu v letech 2009–2017**
Figure 64 **Average prices of regulating energy on the balancing market in 2009–2017**



ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S PLYNEM

Organizovaný krátkodobý trh s plynem byl spuštěn operátorem trhu v roce 2010. Stejně jako při obchodování s elektřinou i zde probíhá obchodování 7 dní v týdnu (tj. i v nepracovních dnech), 365 dnů v roce, přičemž jednotlivé trhy na sebe časově navazují. Odlišností od organizovaného trhu s elektřinou je jednak obchodní jednotka – 1 obchodní den – a jednak doba plynárenského dne (6:00–6:00 hodin).

Krátkodobý trh s plynem v ČR je zastoupen vnitrodenním trhem s plynem. Tento trh je organizován v měně EUR.

Dalším z trhů organizovaných operátorem trhu je trh s nevyužitou tolerancí. Popis tohoto trhu a jeho výsledky jsou uvedeny v kapitole Trh s plynem.

Vnitrodenní trh s plynem

Organizovaný vnitrodenní trh s plynem umožňuje účastníkům trhu kontinuální obchodování i v průběhu plynárenského dne. Vnitrodenní trh s plynem pro daný den dodávky se otevírá v 9:00 hodin dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém dochází k dodávce, a je ukončen hodinu před ukončením plynárenského dne, ve kterém dochází k dodávce.

ORGANIZED SHORT-TERM GAS MARKET

The organized short-term gas markets were launched by the Market Operator in 2010. Similarly to electricity trading, trading on these markets takes place seven days a week (i.e. also on non-business days), 365 days a year, and the specific markets are structured to ensure continuity. Differences from the organized electricity market include the trading unit – 1 gas day, and the duration of the gas day (6:00–6:00).

The short-term gas market in the Czech Republic is represented by the intraday gas market. This market is organized in EUR.

Another market organized by the Market Operator is the unused tolerance market. This market and its results are described in more detail in the chapter Gas Market.

Intraday Gas Market

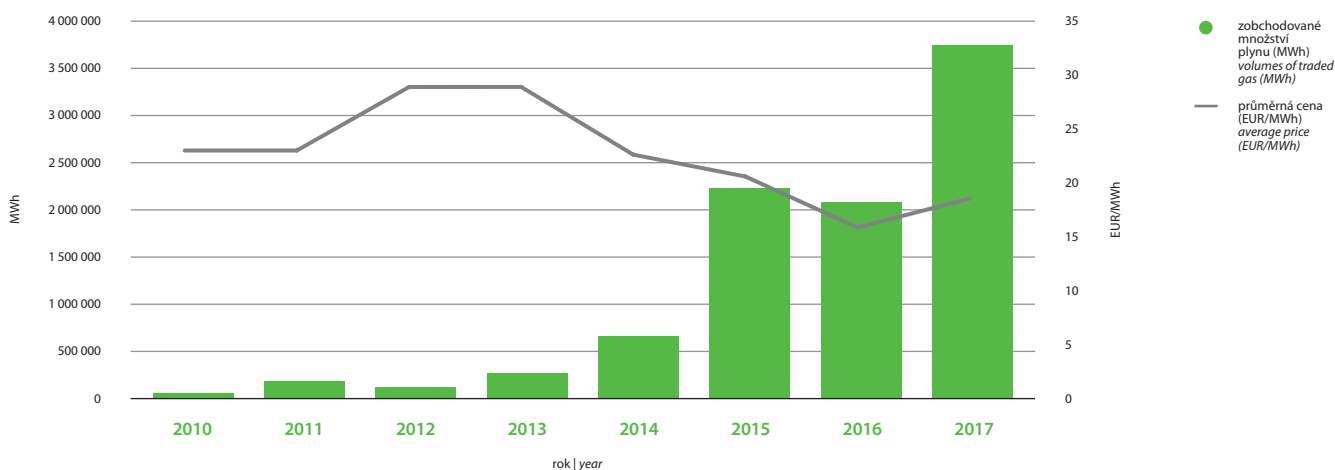
The organized intraday gas market allows market participants continuous trading in the course of a gas day. For the relevant delivery day, the intraday gas market opens at 9:00 on the day preceding the gas day, on which the gas is delivered. The market closes one hour before the close of the gas day on which the gas is delivered.

Obrázek 65

Figure 65

Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010–2017

Volumes of traded gas and average prices on the intraday gas market in 2010–2017



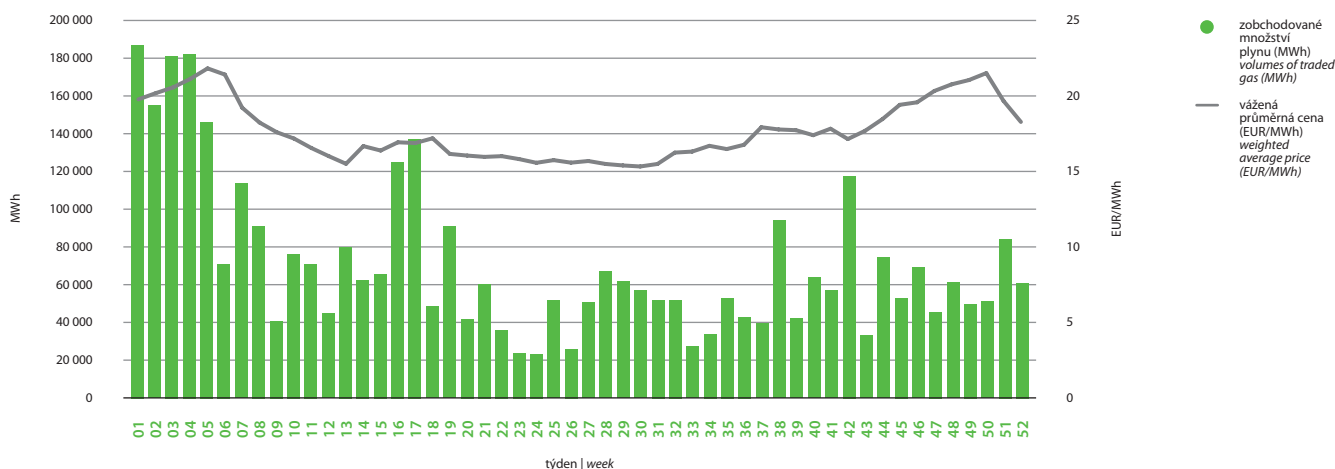
Uzavírání obchodů je založeno na principu automatického kontinuálního párování zadaných objednávek na základě ceny a časové známky zavedení objednávky. Minimální obchodované množství je 0,1 MWh, maximální 99 999,9 MWh, minimální cena nabídky na dodávku/prodej a poptávky na odběr/nákup činí 0,01 EUR/MWh, maximální cena nabídky 4 000 EUR/MWh. Množství plynu se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo.

Na vnitrodenním trhu s plynem bylo zobchodováno v roce 2017 celkem 3 747 GWh plynu za více než 67 mil. EUR. Jde o meziroční nárůst zobchodovaného objemu o 79,4 % oproti roku 2016 a nové roční maximum. Průměrná cena obchodovaného plynu na vnitrodenním trhu v roce 2017 činila 18,02 EUR/MWh. Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny jsou zobrazeny na obrázku 66.

The execution of trades is based on the principle of automatic continuous matching of submitted orders according to the price and the time identifier of the order submission. The minimum traded volume is 0.1 MWh, the maximum volume is 99,999.9 MWh, the minimum price of an ask to supply/sell and a bid to consume/buy is EUR 0.01 per MWh, and the maximum price of the ask/bid is EUR 4,000 per MWh. The volume of gas is specified in MWh, with one decimal place.

In 2017, a total of 3,747 GWh was traded on the intraday gas market in excess of EUR 67 million, representing an increase in the traded volume of 79.4% year-on-year and a new annual high. The average price of gas traded on the intraday market in 2017 amounted to EUR 18.02/MWh. Figure 66 documents volumes of traded gas and average prices.

Obrázek 66 **Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny na vnitrodenním trhu s plynem v jednotlivých týdnech roku 2017**
Figure 66 **Volumes of traded gas and average prices on the intraday gas market in specific weeks of 2017**



ÚČASTNÍCI KRÁTKODOBÉHO TRHU S ELEKTŘINOU A PLYNEM

Rostoucí zájem obchodníků o krátkodobé trhy OTE se projevuje jak v elektroenergetice, tak na trhu s plynem. Provázanost obou komodit vede obchodníky k rozšiřování jejich portfolií a aktivit na obou trzích. V roce 2017 mělo možnost obchodovat na krátkodobém trhu s elektřinou 106 účastníků a na krátkodobém trhu s plynem 97 účastníků trhu¹⁹.

¹⁹ Stav k 31. 12. 2017.

PARTICIPANTS IN SHORT-TERM ELECTRICITY AND GAS MARKETS

The growing interest of traders in OTE's short-term markets has been manifested both in the power sector and on the gas market. The inter-connection of both commodities incentivizes traders to expand their portfolios and activities on the two markets. In 2017, 106 participants had an opportunity to trade on the short-term electricity market and 97 participants on the gas market¹⁹.

¹⁹ As at 31 December 2017.

Řady účastníků jsou zastoupeny jak výrobci, dodavateli konečným zákazníkům či energeticky náročnými spotřebiteli nakupujícími pro svoji spotřebu, tak obchodními společnostmi, finančními institucemi a v neposlední řadě také provozovateli přenosové a přepravní soustavy.

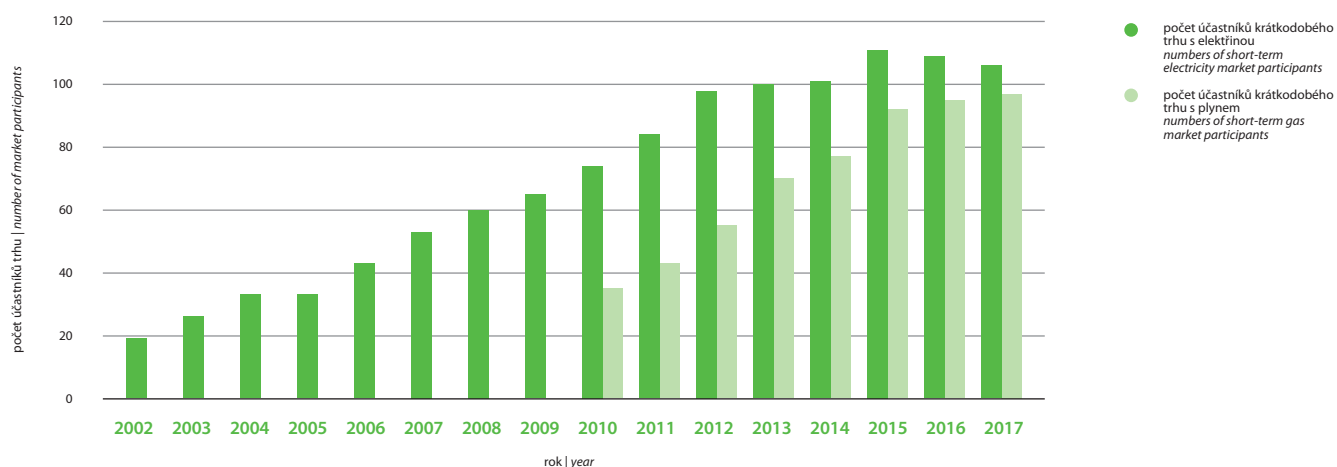
Na obrázku 67 je zobrazen vývoj počtu účastníků krátkodobého trhu s elektřinou a plynem v jednotlivých letech.

The ranks of market participants include producers, suppliers to final customers, and energy-intensive customers buying for their consumption, as well as businesses, financial institutions and also transmission system operators.

Figure 67 shows the number of market participants in the short-term electricity and gas markets in specific years.

Obrázek 67 Počet účastníků krátkodobého trhu s elektřinou a plynem v letech 2002–2017

Figure 67 Numbers of short-term electricity and gas market participants in 2002–2017

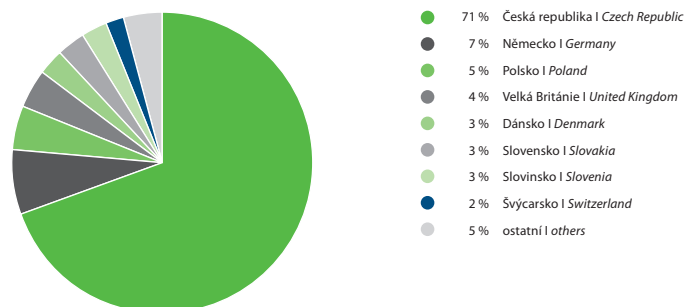


Krátkodobé trhy OTE jsou významnou obchodní platformou i pro zahraniční obchodníky, kteří představují téměř třetinu z celkového počtu účastníků na těchto trzích. Mezi zahraničními účastníky převažují obchodníci z Německa (7 %), Velké Británie, Polska, Dánska, Slovenska a Slovinska.

OTE's short-term markets provide a significant trading platform for foreign traders as well; they account for nearly one-third of the total number of market participants. Among the foreign traders, Germany tops the list with 7%, followed by the United Kingdom, Poland, Denmark, Slovakia and Slovenia.

Obrázek 68 Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s elektřinou dle jednotlivých zemí

Figure 68 Shares of short-term electricity market participants by country



Obrázek 69 prezentuje procentuální zastoupení českých a zahraničních účastníků krátkodobého trhu s plynem k 31. 12. 2017 dle jednotlivých zemí.

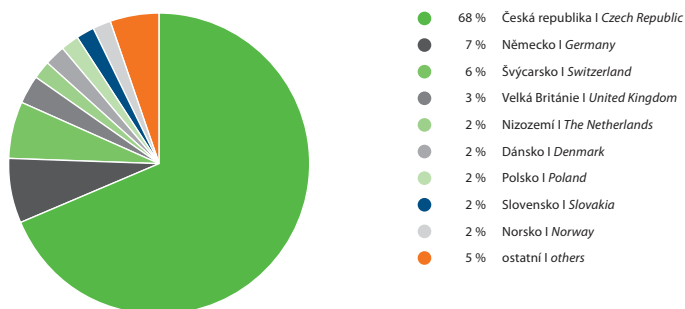
Figure 69 documents shares of Czech and foreign participants in the short-term gas market at 31 December 2017 grouped by country.

Obrázek 69

Figure 69

Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s plynem dle jednotlivých zemí

Shares of short-term gas market participants by country

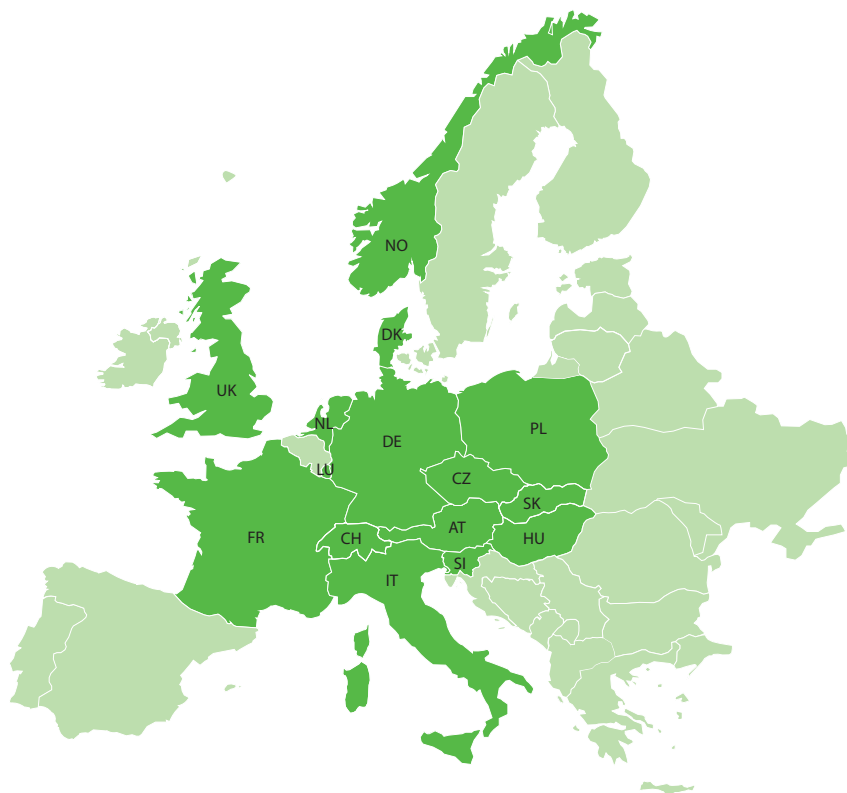


Obrázek 70

Figure 70

Geografické rozložení účastníků trhů s elektřinou a plynem

Geographical distribution of participants in the electricity and gas markets



Účastníci vyrovnávacího trhu s regulační energií

Obchodování na vyrovnávacím trhu s regulační energií se mohou účastnit, na rozdíl od ostatních krátkodobých trhů, také registrovaní účastníci trhu, kteří nejsou subjekty zúčtování odchylek. Musí však splnit podmínky registrace k přístupu na tento trh, kterými jsou licence na obchod s elektřinou či licence na výrobu elektřiny a současně zajištění převzetí odpovědnosti za odchylku.

Snaha účastníků trhu minimalizovat své odchylky a snižovat náklady na pořízení energií vyvolává rostoucí zájem o vyrovnávací trh s regulační energií. Na vyrovnávacím trhu s regulační energií jsou aktivní především účastníci z České republiky, postupně však o tento trh začínají projevovat zájem i zahraniční účastníci (např. z Dánska, Německa, Slovenska a Polska).

V roce 2017 se zvýšil počet účastníků přistupujících na vyrovnávací trh o 8 %, tj. o 4 nové účastníky. K 31. 12. 2017 působilo na vyrovnávacím trhu celkem 54 účastníků.

Na obrázku 71 je zobrazen vývoj počtu účastníků krátkodobého trhu s elektřinou v jednotlivých letech od roku 2003.

Participants in the balancing market with regulating energy

Unlike the other short-term markets, registered market participants that are not balance responsible parties, are permitted to take part in trading on the balancing market with regulating energy. However, they must meet the conditions of registration for access to this market, which comprise a licence for electricity trading or for electricity generation, and assumption of responsibility for imbalances.

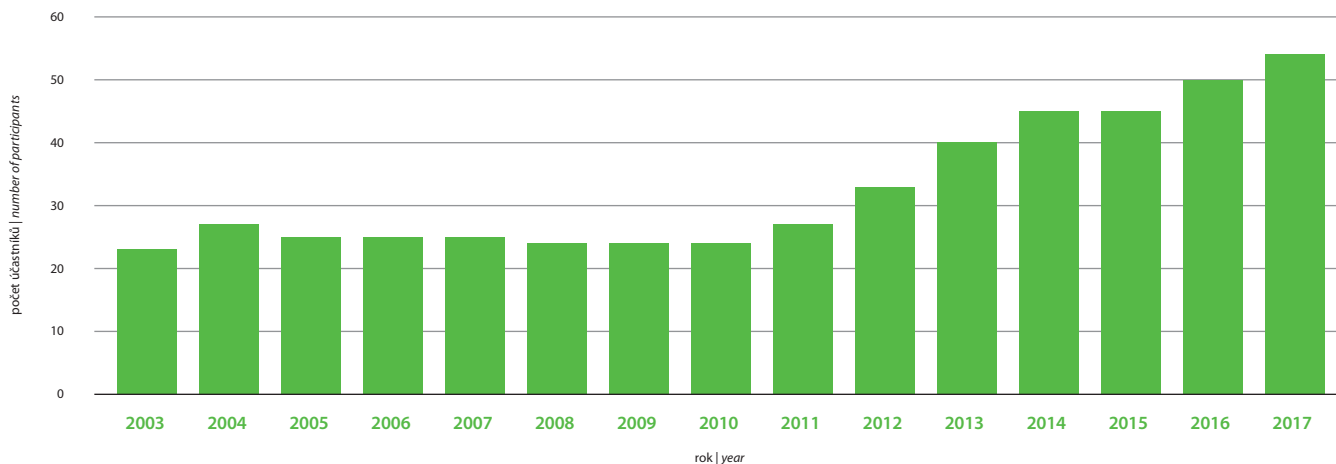
Market participants' efforts to minimize their imbalances and reduce acquisition cost of energies lead to growing interest in the balancing market with regulating energy. The most active participants on the balancing market with regulating energy are those from the Czech Republic, but foreign traders (e.g. from Denmark, Germany, Slovakia and Poland) have been showing increasing interest as well.

In 2017, the number of participants in the balancing market increased by 8%, i.e. by 4 new entities. In total, there were 54 participants in the balancing market as at 31 December 2017.

Figure 71 shows the trend in the number of short-term electricity market participants in respective years, starting in 2003.

Obrázek 71
Figure 71

Počet účastníků vyrovnávacího trhu s regulační energií v letech 2003–2017
Number of participants in the balancing market with regulating energy in 2003–2017



PODPOROVANÉ ZDROJE ENERGIE A ZÁRUKY PŮVODU

SUPPORTED ENERGY SOURCES AND GUARANTEES OF ORIGIN

Legislativní rámec pro podporu obnovitelných a druhotných zdrojů, podporu vysokoúčinné výroby elektřiny a tepla a výroby tepla z obnovitelných zdrojů energie (OZE) je dán zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie (dále jen „zákon“ nebo „zákon o POZE“). Tento zákon, přijatý v roce 2012, definuje důležitou roli operátora trhu v systému výplaty podpory podporovaným zdrojům energie od 1. 1. 2013 a zároveň ustanovuje dvě použité formy podpory – zelený bonus (ZB) a výkupní cenu (VC). Podporu formou výkupní ceny vyplácí výrobcům elektřiny tzv. povinně vykupující obchodník, kterým je do jeho určení Ministerstvem průmyslu a obchodu (MPO) příslušný dodavatel poslední instance.

Zákon prošel od roku 2013 několika novelami, v nichž byla mimo jiné výrazně omezena podpora zdrojů uváděným do provozu po 31. 12. 2013. Došlo také k upřesnění toků finančních prostředků na úhradu nákladů spojených s podporou výroby elektřiny. Elektřina, vyrobená v zařízeních uvedených do provozu v období od 1. ledna 2010 do 31. prosince 2010, je předmětem odvodu elektřiny vyrobené ze slunečního záření (dále jen „odvod“) v období od 1. ledna 2014 po dobu trvání práva na podporu elektřiny.

Novelizace zákona o POZE ze dne 5. 6. 2015 o podporovaných zdrojích přinesla několik zásadních změn, zejména nový systém výběru platby na podporu POZE, který je stanovován rovněž na základě rezervovaného příkonu (příp. hodnoty jističe). Současně byla s účinností od 1. 1. 2016 zrušena podpora decentralní výroby a nově byla zavedena podpora tepla z bioplynu u výroben do 500 kW elektrického výkonu, přičemž na výrobu nesmí být uplatněna podpora elektřiny.

Od 1. 1. 2016 je v platnosti novela zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. Tato novela ruší osvobození ekologicky šetrné elektřiny (elektřiny vyrobené z OZE) od daně z elektřiny. Pro výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů včetně provozovatelů fotovoltaických elektráren (FVE) nad 30 kW novelizace znamená povinnost odvádět daň z elektřiny z vlastní spotřeby.

Od roku 2016 operátor trhu vydává záruky původu nejen na elektřinu z obnovitelných zdrojů energie, ale také na elektřinu vyrobenou v režimu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Nově lze záruky původu převádět i mezinárodně díky plnohodnotnému členství operátora trhu v asociaci vydavatelských subjektů Association of Issuing Bodies (AIB).

The legal framework for support for renewable and secondary energy sources, support for combined heat and power and heat production from renewable energy sources (RES) is laid down in Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources (hereinafter the “Act” or “Act on SES”). The Act adopted in 2012 defines an important role of the Market Operator in the payment system for supported energy sources, starting from 1 January 2013, and also stipulates two used types of support, i.e. green bonus (GB) and purchase price (feed-in tariff, FIT). Support in the form of feed-in-tariff is paid to energy producers by the “mandatory purchaser”, i.e. currently the relevant last resort supplier until the Ministry of Industry and Trade determines a new purchaser.

Since 2013 the Act has been amended several times. Among other changes, the amendments significantly reduced support for energy sources commissioned after 31 December 2013 and specified cash flows to cover costs associated with support for electricity generation. Electricity generated at installations commissioned in the period from 1 January 2010 to 31 December 2010 is subject to a levy imposed on electricity produced from solar radiation (hereinafter the “levy”) in the period from 1 January 2014 for the duration of the right to support for electricity.

An amendment to the Act on SES of 5 June 2015 on supported sources has brought several major changes, especially the new selection system of payments for SES support, which is determined also on the basis of the reserved power input (or the circuit-breaker). In parallel with this change, support for decentralized generation was abolished, effective as of 1 January 2016, and support for heat from biogas produced in installations with an installed capacity of up to 500 kW electric power has been introduced, whereby support for electricity may not be claimed by these installations.

An amendment to Act No. 261/2007 Coll., on the Stabilization of Public Budgets, came into force as of 1 January 2016. This amendment abolishes the exemption of environmentally friendly electricity (electricity generated from renewable energy sources) from electricity tax. For producers of electricity from renewable energy sources, including operators of photovoltaic power plants (PVP) with an installed capacity of over 30 kW, the amendment stipulates an obligation to pay a tax on in-house electricity consumed by the relevant entity.

As of 2016, the Market Operator has issued guarantees of origin not just for electricity from renewable energy sources, but also for electricity from combined heat and power cogeneration. Guarantees of origin can now be transferred internationally thanks to the full membership of the Market Operator in the Association of Issuing Bodies (AIB).

V dubnu 2017 nabyl účinnosti zákon č. 103/2017 Sb., kterým se mění zákon č. 165/2012 Sb., jenž umožnil zpětnou výplatu podpory pro rekonstruované malé vodní elektrárny uvedené do provozu v letech 2013–2015, tj. za období, kdy podpora pro tyto zdroje čekala na schválení evropskými úřady (notifikace). Prostředky byly vyplaceny v květnu.

Dalším zdrojům, čekajícím na notifikaci, tj. malým vodním elektrárnám a výrobnám KVET s datem uvedení do provozu v roce 2016, byla doplacena podpora za rok 2016 v prosinci 2017 na základě nařízení vlády č. 266/2017 Sb. Současně bylo před koncem roku 2017 rozhodnuto o dodatečné výplatě za rok 2017 pro výrobní KVET uvedené do provozu mezi lety 2013–2015.

V listopadu 2017 byla spuštěna nová mobilní aplikace OTE POZE, která rozšiřuje možnosti zaslání dat do systému OTE. Mobilní aplikace umožňuje zasílat data z výkazů o vyrobené a spotřebované elektřině do informačního systému OTE prostřednictvím chytrého telefonu nebo tabletu. Další funkce umožňují sledovat stav zpracování zaslaných dat, stahování a prohlížení účetních dokladů o vyplacené provozní podpoře a příjem informací o důležitých novinkách, které se týkají systému evidence a výplaty provozní podpory.

REGISTRACE A NÁROK NA PODPORU

Od spuštění systému OTE pro administraci a výplatu podpory podporovaným zdrojům energie v roce 2013 pokračuje rozšiřování funkcionalit systému nejen podle požadavků daných úpravou legislativy, ale i na základě získaných zkušeností a námětů od uživatelů systému. Systém OTE pro administraci a výplatu podpory je propojen prostřednictvím externího rozhraní s databází licencí Energetického regulačního úřadu, které dále zjednodušilo procesy spojené s převody zdrojů mezi výrobci.

Registrace výrobců a zdrojů v systému CS OTE

Registrace výrobců, jejich zdrojů i jednotlivých osob (uživatelů) je možná pouze elektronicky prostřednictvím registračního formuláře s využitím kvalifikovaného bezpečnostního certifikátu (certifikační agentury: PostSignum nebo I.CA). K předání příslušných dat je poté možné využít webovou službu nebo datovou schránku. V případě využití webové služby jsou registrační data odesílána přímo z registračního formuláře v zabezpečeném datovém balíčku na server OTE a v případě využití datové schránky jsou registrační údaje načítány z registračního formuláře, který operátor obdržel v poštovní datové zprávě do své datové schránky.

In April 2017, Act No. 103/2017 Coll., amending Act No. 165/2012 Coll., which facilitated retroactive payments of support for reconstructed small hydropower plants commissioned in 2013–2015, i.e. for the period when support for these energy sources was pending approval by the European authorities (notification). The funds were disbursed in May.

Other sources awaiting notification, i.e. small hydropower plants and CHP installations with the date of commissioning in 2016, received support for 2016 in December 2017 pursuant to Government Regulation No. 266/2017 Coll. In addition, it was decided in late 2017 that CHP installations commissioned in the years 2013–2015 would receive additional support for 2017.

In November 2017, a new mobile application, “OTE POZE”, was launched, which expands the options for sending data to the OTE system. The Mobile app allows sending data from reports on generated and consumed electricity to the OTE information system via a smartphone or tablet. Other features enable tracking the status of processing submitted data, downloading and viewing accounting documents about disbursed operating aid and receiving important information about the system of registration and payment of operating aid.

REGISTRATION AND ELIGIBILITY FOR SUPPORT

Since the launch of the administration and payment system of OTE for supported energy sources in 2013, extension of the system functionalities has continued to meet the requirements of amended legislation and to utilize experience gained, as well as suggestions and ideas of system users. Through the external interface, OTE's administration and payment system is linked to the licence database of the Energy Regulatory Office, which has streamlined processes related to transfers of plants between producers.

Registration of Producers and Sources in CS OTE System

Registration of producers, their sources and individuals (users) is possible via an electronic registration form using the qualified secure certificate (certification authorities: PostSignum or I.CA). The required data may be submitted either through a web service or a data box. In case of using a web service, registration data is sent directly from the registration form in a secure data packet to the OTE server; in case of using a data box, registration information is retrieved from the registration form, which the Operator received as a post data message to its data box.

Údaje o výrobcích, kteří uplatňovali nárok na podporu za období do 31. prosince 2012 a dále i pro rok 2013, a to včetně údajů o jejich výrobních zdrojích elektřiny a zvolených formách podpory, byly v systému operátora trhu registrovány prostřednictvím migrace dat předaných provozovatelem přenosové soustavy a provozovateli regionálních distribučních soustav. Zákon č. 310/2013 Sb., kterým se mění zákon o podporovaných zdrojích energie, výrazně omezil podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů pro zdroje uvedené do provozu po 31. 12. 2013 a tím i počty nových registrací. Nové registrace se týkají zejména malých vodních elektráren (MVE) a jejich rekonstrukcí (MVER), převodů zdrojů mezi jednotlivými výrobci, rozdělení virtuálních zdrojů migrovaných z databází provozovatelů distribučních soustav (PDS), výroben tepla a nepodporovaných zdrojů. Nárůst počtu zdrojů v systému POZE je patrný z tabulky 9.

Information about producers that claimed support for the period until 31 December 2012 and also for 2013, including data on their power generation sources and selected types of support, was registered in the Market Operator's system through the migration of data supplied by the transmission system operator and distribution system operators. Act No. 310/2013 Coll., amending the Act on Supported Energy Sources, significantly restricted support for electricity from renewable sources for sources commissioned after 31 December 2013, and subsequently the number of new registrations. New registrations include primarily small hydropower plants (MVE) and their reconstruction (MVER), transfers of plants between producers, separation of virtual sources migrated from databases of distribution system operators (DSO), heat producing installations and unsupported sources. Table 9 documents an increase in the number of sources in the SES system.

Tabulka 9 **Počet zdrojů registrovaných v systému POZE v jednotlivých letech**
Table 9 **Number of sources registered in SES system in specific years**

zdroje registrované v roce sources registered in	podporovaný supported		nepodporovaný unsupported	
	počet zdrojů number of sources	instalovaný výkon (MW) installed capacity (MW)	počet zdrojů number of sources	instalovaný výkon (MW) installed capacity (MW)
2012	24 827	13 672	24	7 396
2013	29 351	13 976	26	8 062
2014	31 532	16 106	28	6 405
2015	31 878	16 141	27	6 365
2016	31 742	13 152	373	9 547
2017	32 003	12 251	467	9 806

Snížení instalovaného výkonu nepodporovaných zdrojů a zvýšení podporovaných mezi roky 2013 a 2014 (viz tabulka 9) bylo způsobeno případy, kdy některé zdroje, připojené k přenosové soustavě, mohly dodávat část jimi vyrobené elektřiny také do distribuční soustavy. Tímto způsobem mohly uplatnit nárok na podporu decentralní výroby. Od roku 2016 došlo, s ohledem na zrušení podpory na decentralní výrobu, k výraznému navýšení počtu zdrojů bez podpory a zároveň snížení počtu zdrojů podporovaných. Další snížení u výkonu podporovaných zdrojů v roce 2017 bylo důsledkem registrační vyhlášky č. 9/2016 Sb., kdy se průběžně opravovaly starší registrace a řada zdrojů již byla z evidence vyřazena. Také postupně docházelo k odstavení z provozu u některých uhelných zdrojů v teplárnách a elektrárnách, které byly dříve podporované jako zdroje KVET.

The reduction in installed capacity of unsupported sources and increased installed capacity of supported sources (see Table 9) in 2013 and 2014 resulted from cases where some sources connected to the transmission system could supply a portion of generated electricity also to the distribution system. That way they could claim support for decentralized electricity generation. With regard to the withdrawal of support for decentralized generation, since 2016 there has been an increase in unsupported sources and a decrease in the number of supported sources. Another reduction in installed capacity of supported sources in 2017 stemmed from the Registration Decree No. 9/2016 Coll., where older registrations were corrected and a number of sources were excluded from the records. In addition, some coal-firing heat plants and power plants that were previously supported as CHP installations, were gradually decommissioned.

Rekonstrukce malých vodních elektráren byly převedeny do kategorie MVER s nárokem na zvýšení výkupní ceny nebo zeleného bonusu zdroje (tabulka 10).

Reconstructed small hydro power plants were moved to the MVER category eligible for an increased feed-in-tariff or green bonus (Table 10).

Tabulka 10 **Převod MVE do kategorie rekonstruovaných MVER v jednotlivých letech**
Table 10 **Number of reconstructions of small hydro power plants in specific years**

období rekonstrukce reconstruction period	počet výroben number of installations	počet zdrojů number of sources	instalovaný výkon (MW) installed capacity (MW)
před 2013 before 2013	462	488	150
2013	65	89	9
2014	22	33	14
2015	17	26	5
2016	18	30	9
2017	9	13	4
celkem total	593	679	191

REGISTRACE NÁROKU NA PODPORU VYROBENÉ ELEKTŘINY V SYSTÉMU CS OTE A VYÚČTOVÁNÍ PODPORY

Vyplňování měsíčních výkazů – vykazování je dle vyhlášky ERÚ č. 408/2015 Sb. a vyhlášky č. 145/2016 Sb. povinné pro všechny výrobce bez ohledu na to, zda mají nárok na podporu či nikoli. V principu se neliší zadávání dat u jednotlivých forem podpory či typů zdrojů. Data z výkazů zadávají výrobci po jednotlivých měsících v návaznosti na příjem měřených dat elektřiny od příslušných provozovatelů soustav a nastavené termíny zúčtování jednotlivých druhů podpor (standardně v období mezi 5. pracovním dnem a 10. kalendářním dnem měsíce následujícího po konci vykazovacího období).

Proces zúčtování výkazů se liší podle formy podpory zvolené výrobcem. Výkazy výrobců, kteří zvolili jako formu podpory zelený bonus a kteří výkaz zadali v termínu podle obchodních podmínek, jsou zařazeny do pravidelného zúčtování. To probíhá od 10. do 15. kalendářního dne (případně 16. kalendářní den u KVET) měsíce následujícího po konci zúčtovacího období. V případě výrobců s výrobními do 10 kW instalovaného výkonu a výrobců podporovaného tepla je zúčtovacím obdobím čtvrtletí. Výsledkem zúčtování zadaných výkazů je vystavení dokladu o výplatě podpory.

REGISTRATION OF CLAIMS FOR SUPPORT FOR GENERATED ELECTRICITY IN CS OTE SYSTEM AND SETTLEMENT OF SUPPORT

Filling of monthly reports –pursuant to ERO Decree No. 408/2015 Coll. and Decree No. 145/2016 Coll., reporting is mandatory for all producers, regardless of whether they are eligible for support or not. In principle, reporting is essentially the same for different types of support or different types of energy sources. The producers report on a monthly basis, following the receipt of the metered electricity data from the relevant system operators and in line with the settlement periods for specific types of support (usually between the 5th business day and the 10th calendar day of the month following the end of the reporting period).

The process of settlement of reports varies according to the type of support chosen by the producer. The reports of producers, who selected the green bonus as their preferred support and who submit the report within the deadline specified in the business terms, are included in periodic settlement. It is carried out from the 10th to the 15th calendar day (or the 16th day for CHP) of the month following the end of the settle-ment period. Producers in power-generation installations with an installed capacity of up to 10 kW and producers of supported heat are subject to quarterly settlement. The outcome of the settlement of input reports is issuance of the proof of support payment.

Mechanismus výplaty podpory v případě, kdy si výrobce zvolil formu podpory výkupní cenou, je odlišný. Podpora se opět řídí výkazem zadaným do systému CS OTE, ale její zúčtování a výplatu provádí na základě automaticky zaslaného popisu povinně vykupující. Operátor trhu pouze zamkne ve stanoveném termínu výkazy k další editaci a vyčká, dokud od povinně vykupujícího neobdrží zprávu o zúčtování a výplatě výkupní ceny výrobcí. Na základě této zprávy hradí OTE povinně vykupujícímu částku rozdílu mezi výkupní cenou dle cenového rozhodnutí a tržní cenou reprezentovanou hodinovou cenou z denního trhu s elektřinou pro příslušné zúčtované období. Dále OTE hradí cenu za činnost povinně vykupujícího stanovenou dle zákona v cenovém rozhodnutí ERÚ.

Údaje z výkazů nepodporovaných výrobců nejsou společností OTE dále účetně zpracovávány, avšak slouží pro statistické účely, pro potřeby Energetického regulačního úřadu a provozovatelů distribučních soustav.

Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (OZE), druhotných zdrojů (DZ) a vyrobené v procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) za rok 2017 dosáhla hodnoty 45,235 mld. Kč. Proti roku 2016, kdy bylo podporovaným zdrojům energie vyplaceno 42,835 mld. Kč, došlo ke značnému nárůstu vyplacené podpory. Ten byl dán především nadprůměrnou výrobou elektřiny ze solárních elektráren, ale příznivé podmínky pro vyšší výrobu využily i ostatní obnovitelné zdroje. Rozdělení, včetně podporovaného množství, zobrazuje tabulka 11.

The mechanism of support payment is different where the producer's preferred support is the purchase price (feed-in tariff). Support is also governed by the report transmitted to the CS OTE system, but settlement and payment are carried out by the mandatory purchaser on the basis of an automatically generated copy of the report. The Market Operator only locks the reports for editing within the specified timeframe and waits until it receives a message from the mandatory purchaser about the settlement and payment of the feed-in tariff to the producer. Upon receipt of the message, OTE pays the mandatory purchaser the difference between the purchase price according to the relevant price decision and the market price represented by the hourly rate on the day-ahead electricity market for the relevant settlement period. In addition, OTE pays the charge for the mandatory purchaser's activities stipulated by law in the ERO price decision.

OTE does not process data from reports of unsupported producers, but uses them only for statistical purposes and for the needs of the ERO and DSOs.

Support for electricity generated from renewable energy sources (RES), secondary sources (Sec. S) and combined heat and power (CHP) amounted to CZK 45.235 billion in 2017, representing a perceptible increase in support compared to 2016 when a total of CZK 42.835 billion was paid to supported energy sources. The rise was primarily due to above average solar power plant generation; however other RES also took advantage of the beneficial conditions. The distribution of the amount, including supported quantities, is shown in Table 11.

Tabulka 11 **Výše vyplacené podpory elektřiny v roce 2017**
Table 11 **Amounts of support paid for electricity in 2017**

	podpora OZE (ZB + PV) support for RES (GB + MP)	podpora DZ support for Sec. S	podpora KVET support for CHP	celkem total
podporované množství (GWh) supported volumes (GWh)	8 487	632	7 299	16 418
vyplaceno (mil. Kč) paid (CZK million)	43 154	147	1 934	45 235

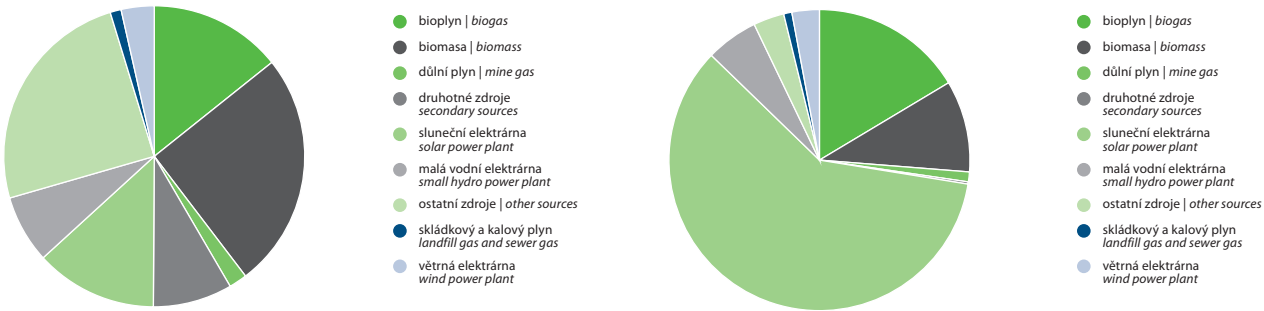
Částka vyplacená na podporu elektřiny z OZE, DZ a KVET po jednotlivých typech zdrojů za rok 2017 je uvedena v následující tabulce a poměrné vyjádření je znázorněno na obrázku 72.

The table below documents amounts paid in 2017 to support electricity from RES, Sec. S and CHP, broken down by types of sources. Figure 72 shows shares of supported production volumes.

Tabulka 12 Celková podpora OZE, DZ a KVET
Table 12 Total support for RES, Sec. S and CHP

typ zdroje type of source	podpora OZE support for RES		podpora DZ support for Sec. S		podpora KVET support for CHP	
	GWh	mil. Kč CZK mln	GWh	mil. Kč CZK mln	GWh	mil. Kč CZK mln
bioplyn biogas	2 239	7 421	0	0	105	5
biomasa biomass	1 995	4 115	0	0	2 167	336
důlní plyn mine gas	157	348	103	124	60	8
druhotné zdroje secondary sources	0	0	529	24	869	84
sluneční elektrárna solar power plant	2 156	27 002	0	0	0	0
malá vodní elektrárna small hydro power plant	1 200	2 541	0	0	0	0
ostatní zdroje other sources	0	0	0	0	4 061	1 497
skládkový a kalový plyn landfill and sewer gas	159	394	0	0	36	4
větrná elektrárna wind power plant	582	1 332	0	0	0	0
celkový součet total	8 487	43 154	632	147	7 299	1 934

Obrázek 72 Poměr podporovaného množství elektřiny a vyplacené podpory OZE, DZ a KVET v roce 2017
Figure 72 Shares of supported production volumes and support paid for RES, Sec. S and CHP in 2017



Z obrázku 72 je zřejmá disproporce mezi vyrobeným množstvím a vyplacenými finančními prostředky ve prospěch slunečních zdrojů.

The chart in Figure 72 shows a significant disproportion between the volumes produced and support paid in favour of solar sources.

Formy podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů

Podpora výroby elektřiny z OZE je poskytována formou zelených bonusů (ZB) nebo formou výkupních cen (VC), přičemž právo a pravidla volby formy jsou dány zákonem. Výrobce je povinen registrovat formu podpory v systému OTE při první registraci nároku. Pokud výrobce splňuje podmínky změny formy podpory, je možné změnu provést její registrací v systému pro následující rok nejpozději do 30. listopadu běžného roku.

Základní rozdíl v jednotlivých formách podpory elektřiny pro výrobce je ten, že v případě podpory formou výkupních cen je podpora poskytována na elektřinu dodanou do soustavy a výkupní cena obsahuje jak podporu, tak tržní cenu komodity. V případě podpory formou zelených bonusů na elektřinu cena zeleného bonusu zahrnuje pouze podporu na vyrobenou elektřinu, přičemž vlastní cena elektřiny dodané do soustavy spolu s odpovědností za odchylku jsou předmětem smluvního vztahu mezi výrobcem a obchodníkem. V obou případech je podporované množství sníženo o technologickou vlastní spotřebu.

Počet registrovaných zdrojů v systému POZE podle formy podpory v roce 2017 je uveden v tabulce 13. Údaje se týkají posledního dne v daném roce.

Tabulka 13 Forma podpory
Table 13 Type of support

	formy podpory types of support	
	zelený bonus green bonus	výkupní cena feed-in-tariff
počet zdrojů number of sources	27 166	4 837
instalovaný výkon [MW] installed capacity [MW]	11 007	1 244

Na obrázku 73 je zobrazeno vykázané množství elektřiny z OZE a tomu odpovídající zúčtovaná podpora pro formy podpory – zelený bonus a výkupní cena.

Types of Support for Electricity Generation from Renewable Energy Sources

Support for electricity generation from renewable energy sources is provided as green bonuses (GB) or purchase prices (feed-in tariffs, FIT), whereby the right and rules to choose the relevant type of support are set out in the law. Producers are required to register the chosen type of support in the OTE system during the first registration of the claim. If a producer meets the conditions for changing the type of support, it is possible to register the change in the system for the following year by 30 November of the current year.

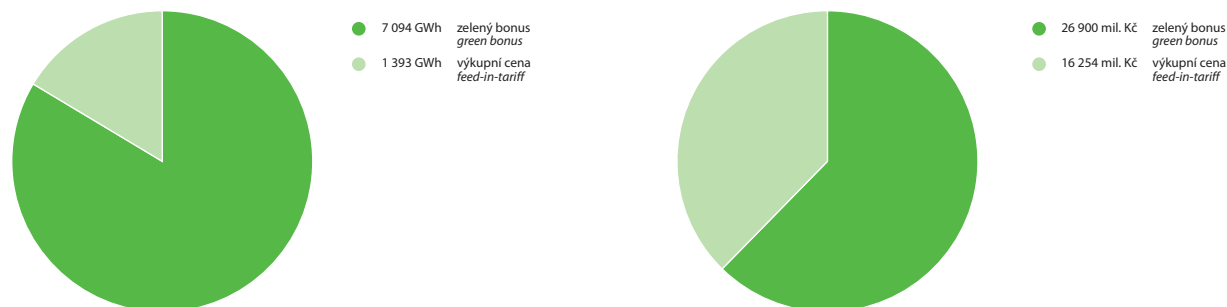
The basic difference in the various types of support for energy producers is that where support is provided in the form of feed-in tariff, it applies to electricity supplied to the grid and the purchase price includes both the support and the market price of the commodity. Where support is provided in the form of green bonuses, the green bonus price includes only the support for the generated electricity, whereas the price of electricity supplied to the grid together with responsibility for imbalances is subject to contractual relations between the producer and the trader. In both cases, the supported volumes are reduced by own technological consumption.

The number of sources registered in the RES system according to the type of support in 2017 is shown in Table 13 . The data relate to the last day of the year.

Figure 73 documents reported volumes of electricity from RES and the matching support after settlement for two types of support – green bonus and feed-in tariff.

Obrázek 73
Figure 73

Vykázané množství podporované elektřiny a zúčtovaná podpora podle formy podpory v roce 2017
Reported volumes of supported electricity and support after settlement according to types of support in 2017



Možnost změnit na rok 2018 formu podpory využilo stejně jako v předchozích letech pouze malé procento zdrojů. Počty změn zachycuje následující tabulka.

Similarly to previous years, only a few producers used the option to change the selected type of support for 2018. The number of changes is shown in the table below.

Tabulka 14
Table 14

Počet změn formy podpory pro rok 2018
Number of changes in type of support for 2018

typ zdroje type of source	PV -> ZB MP -> GB	ZB -> PV GB -> MP
bioplyn biogas	3	0
sluneční elektrárna solar power plant	31	26
malá vodní elektrárna small hydro power plant	8	9
skládkový a kalový plyn landfill and sewer gas	1	0
celkem total	43	35

Podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů

Právo na podporu elektřiny z OZE formou výkupních cen mají pouze výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů využívající energii vody, a to ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 10 MW včetně, a ostatní výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 100 kW včetně, a dále výrobci, jimž vznikl nárok na podporu formou výkupních cen dle předpisů platných před 1. lednem 2013.

Support for electricity from renewable energy sources

The right to receive support for electricity from RES in the form of feed-in tariffs applies solely to producers of electricity from renewable energy sources using water in a power-generating plant with an installed capacity of up to 10 MW, and other producers of electricity from renewable energy sources in a power-generating plant with an installed capacity of up to 100 kW, including producers who became eligible to receive support in the form of feed-in tariffs according to legislation valid before 1 January 2013.

Tabulka 15 **Podpora elektřiny z OZE v režimu výkupní ceny podle typu zdroje**
Table 15 Support for electricity from RES under feed-in tariff scheme, broken down by sources

typ zdroje type of source	GWh	mil. Kč CZK million
bioplyn biogas	35	110
biomasa biomass	0	0
sluneční elektrárna solar power plant	1 256	15 932
malá vodní elektrárna small hydro power plant	77	152
skládkový a kalový plyn landfill and sewer gas	2	4
větrná elektrárna wind power plant	23	57
celkový součet total	1 393	16 254

V ostatních případech (včetně elektřiny vyrobené ve výrobně elektřiny s instalovaným výkonem do 100 kW společně z obnovitelných zdrojů a neobnovitelných zdrojů) má výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů právo pouze na podporu elektřiny formou zelených bonusů na elektřinu.

In other cases (including electricity cogenerated in a power-generating plant with an installed capacity of up to 100 kW from renewable and non-renewable energy sources), producers of electricity from renewable energy sources are eligible only for support in the form of green bonuses for electricity.

Tabulka 16 **Podpora elektřiny z OZE v režimu zeleného bonusu po jednotlivých zdrojích**
Table 16 Support for electricity from RES under green bonus scheme, broken down by sources

typ zdroje type of source	GWh	mil. Kč CZK million
bioplyn biogas	2 204	7 312
biomasa biomass	1 995	4 115
důlní plyn mine gas	157	348
sluneční elektrárna solar power plant	900	11 071
malá vodní elektrárna small hydro power plant	1 123	2 390
skládkový a kalový plyn landfill and sewer gas	157	390
větrná elektrárna wind power plant	559	1 275
celkový součet total	7 094	26 900

Podpora elektřiny z druhotných zdrojů

Druhotnými zdroji se rozumí využitelné energetické zdroje, jejichž energetický potenciál vzniká jako vedlejší produkt při přeměně a konečné spotřebě energie, při uvolňování z bituminózních hornin včetně degazačního a důlního plynu nebo při energetickém využívání nebo odstraňování odpadů a náhradních paliv vyrobených na bázi odpadů nebo při jiné hospodářské činnosti. Výrobce elektřiny z druhotných zdrojů má právo pouze na podporu formou zelených bonusů na elektřinu.

Support for electricity from secondary sources

Secondary sources mean recoverable energy sources, the energy potential of which is a by-product of energy conversion and final energy consumption, upon release from bituminous rock, including drained and mine gas, or in the use or disposal of waste and alternative fuels produced from waste, or as a result of another economic activity. Producers of electricity from secondary sources are eligible only for support in the form of green bonuses for electricity.

Podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla

Podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla je poskytována formou zeleného bonusu na elektřinu vyrobenou ve společném procesu spojeném s dodávkou užitečného tepla v zařízení, na které ministerstvo vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Při její výrobě je nutno dosáhnout poměrné úspory vstupního primárního paliva potřebného na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla ve výši nejméně 10 % oproti oddělené výrobě, přičemž požadavek dosažení poměrné úspory vstupního primárního paliva se vztahuje pouze na elektřinu vyrobenou ve výrobě elektřiny s instalovaným elektrickým výkonem vyšším než 1 MW.

Na zelených bonusech za elektřinu vyrobenou v roce 2017 při procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla bylo vyplaceno 1 934 mil. Kč. Největší podíl na čerpání podpory mají zdroje spalující klasická fosilní paliva.

Stanovení výše podpory, výkupní ceny a zelených bonusů na elektřinu

ERÚ stanoví v daném kalendářním roce na následující kalendářní rok výkupní cenu samostatně pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů, popřípadě pro skupiny podle velikosti instalovaného výkonu výroby elektřiny nebo s ohledem na jejich umístění. Výkupní cena je stanovena tak, aby při podpoře elektřiny vyrobené ve výrobních elektřinách uvedených do provozu bylo dosaženo patnáctileté doby prosté návratnosti investic za podmínky splnění technických a ekonomických parametrů. Mezi tyto podmínky patří zejména náklady na instalovanou jednotku výkonu, účinnost využití primárního obsahu energie v obnovitelném zdroji, v případě výroby elektřiny využívající biomasu, bioplyn nebo biokapaliny pak náklady na pořízení paliva a doba využití jednotlivých výrobních zařízení. Současně musí být zachována minimální výše výnosů za jednotku elektřiny z obnovitelných zdrojů, při podpoře od roku uvedení výroby elektřiny do provozu po dobu trvání práva na podporu, s pravidelným ročním navýšením o 2 % s výjimkou pro výrobu elektřiny využívající biomasu nebo bioplyn nebo biokapaliny. Výkupní cena zahrnuje i předpoklad platby výrobce povinně vykupujícímu (PV) v případech dosažení záporné ceny na denním trhu s elektřinou či případy, kdy by na denním trhu, organizovaném operátorem trhu, nedošlo k stanovení ceny denního trhu.

Support for electricity from combined heat and power

Support for electricity from combined heat and power is provided as a green bonus for electricity cogeneration in the process comprising supply of useful heat in an installation for which the Ministry has issued a certificate of origin for electricity from combined heat and power. It is required that during the production process the pro-rata reduction in input primary fuel needed for electricity and heat cogeneration accounts for at least 10%, compared to the separated generation of electricity and heat, while the requirement for achieving the pro rata reduction in input primary fuel applies only for electricity generated in a power-generating plant with an installed capacity of over 1 MW.

In the process of combined heat and power, payments in the form of green bonuses for electricity generated in 2017 totalled CZK 1,934 million. Sources firing standard fossil fuels account for the largest share in support payments.

Determining amounts of support, feed-in tariff and green bonuses for electricity

The ERO determines in the current calendar year for the following calendar year the feed-in tariff separately for each type of renewable energy source or for groups of sources with regard to the size of the installed capacity of the power-generating plant or its location. The tariff is set with the aim to achieve a fifteen-year simple return on investment with support for electricity produced in power-generating installations that were commissioned subject to meeting technical and financial conditions. These conditions comprise in particular the cost per installed capacity unit, efficiency of the use of primary energy content in a renewable source, and the cost of fuel and period of the use of individual production installations in case of power-generating plants using biomass, biogas and bioliquids. At the same time, the minimum rate of revenue per unit of electricity from renewable energy sources must be retained with support received from the year of commissioning the power-generating installation for the duration of the installation's eligibility for support, with a regular annual increase of 2%, with the exception of power-generating installations using biomass or biogas or bioliquids. The feed-in tariff includes the assumed payment of the producer to the mandatory purchaser (MP) in the event of a negative price on the day-ahead electricity market or in the event the day-ahead market price is not determined on the day-ahead market organized by the Market Operator.

Výši ročního zeleného bonusu na elektřinu z obnovitelných zdrojů a postup pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu stanoví ERÚ tak, aby výše ročního zeleného bonusu na elektřinu pokryla pro daný druh obnovitelného zdroje alespoň rozdíl mezi výkupní cenou a očekávanou průměrnou roční hodinovou cenou a výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu pokryla pro daný druh obnovitelného zdroje alespoň rozdíl mezi výkupní cenou a dosaženou hodinovou cenou. V případech dosažení záporné hodinové ceny je hodnota hodinového zeleného bonusu na elektřinu rovna nejvýše hodnotě hodinového zeleného bonusu na elektřinu při dosažení nulové hodinové ceny na denním trhu.

Výše ročního zeleného bonusu na elektřinu pro podporu elektřiny z druhotných zdrojů je stanovena s ohledem na druh druhotného zdroje, umístění a velikost instalovaného výkonu výroby elektřiny a pro podporu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla s ohledem na umístění a velikost instalovaného elektrického výkonu výroby elektřiny, použité primární palivo a provozní režim výroby elektřiny. Úřad může stanovit odlišnou výši zeleného bonusu na elektřinu také pro rekonstruované výroby elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

Výše zelených bonusů na elektřinu je u elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů meziročně upravována v závislosti na změnách cen elektřiny na trhu, cen tepelné energie, cen primárních energetických zdrojů, efektivitě výroby a době využití výroby elektřiny.

Konkrétní sazbu podpory (zelený bonus i výkupní ceny) pro každý zdroj uvedený do provozu v určitém roce je možné dohledat v cenovém rozhodnutí ERÚ.

Podpora elektřiny z OZE, DZ a KVET je kryta z prostředků, které jsou hrazeny provozovateli regionálních distribučních soustav (PDS) a provozovatelem přenosové soustavy (PPS) složkou ceny služby distribuční soustavy a složkou ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny dle zákona č. 165/2012 Sb., která je hrazena koncovými spotřebiteli, a dále z prostředků státního rozpočtu.

The ERO determines the amount of annual green bonus for electricity from renewable energy sources and the procedure for determining an hourly green bonus for electricity so that the amount of annual green bonus for electricity shall cover for the relevant type of renewable source at least the difference between the purchase price and the expected average annual hourly price, and the amount of hourly green bonus for electricity shall cover for the relevant type of renewable source at least the difference between the purchase price and the hourly price achieved. Where the hourly price is negative, the amount of hourly green bonus for electricity equals at most the amount of hourly green bonus for electricity at the zero hourly price on the day-ahead market.

The annual green bonus for electricity pertaining to support for electricity generated from secondary sources is determined with regard to the type of secondary source, location and size of the installed capacity of the power-generating plant, and for support of electricity from high-efficiency electricity and heat cogeneration with regard to the location and size of the installed capacity of the power-generating plant, the used primary fuel and the operating mode of the power-generating plant. The ERO may also determine a different amount of green bonus for electricity for renovated installations using combined heat and power cogeneration.

Amounts of green bonuses for electricity pertaining to electricity from combined heat and power cogeneration and secondary sources are adjusted annually to reflect changes in the electricity market prices, thermal energy prices, prices of primary energy sources, production efficiency and the period of utilizing the power-generating installation.

Specific rates of support (green bonus and feed-in tariff) for each source commissioned in a given year are listed in the relevant ERO price decision.

Support for electricity from RES, Sec. S and CHP is funded from payments made by regional DSOs and the TSO as a component of the price of the distribution system service and a component of the transmission system service for support for electricity pursuant to Act 165/2012 Coll., paid by final consumers, and from the state budget funds.

PROVOZNÍ PODPORA TEPLA (BEZ INVESTIČNÍ PODPORY)

Podmínky pro získání provozní podpory tepla stanovil s platností od roku 2013 zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. Do té doby nebylo teplo z obnovitelných zdrojů provozně podporované. Zákon přímo určuje, jakou sazbu má Energetický regulační úřad stanovit ve svém cenovém rozhodnutí pro všechny tepelné zdroje, které splnily podmínky podpory. ERÚ stanovuje cenu pouze pro podporu tepla z výroben spalujících bioplyn.

Nárok na provozní podporu tepla má teplo dodané do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií vyrobené ze tří základních typů obnovitelných zdrojů:

1. z podporované biomasy (včetně společného spalování s druhotným zdrojem a včetně spalování bioplynu),
2. z biokapalin splňujících kritéria udržitelnosti,
3. z geotermální energie.

Pro provozní podporu tepla musejí být také splněny další podmínky:

- > výrobce musí být držitelem licence na výrobu tepla,
- > jmenovitý tepelný výkon výroby tepla musí být vyšší než 200 kW,
- > teplo musí být vyrobeno v zařízeních, která splňují minimální účinnost užití energie stanovenou vyhláškou č. 441/2012 Sb.,
- > v případě výroby tepla v procesu kombinované výroby elektřiny a tepla musí být instalovaný elektrický výkon výroby maximálně do 7,5 MW a musí se jednat o výrobu, na kterou Ministerstvo průmyslu a obchodu vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo z druhotných zdrojů,
- > v případě užitečného tepla z výroben využívajících bioplyn musí být instalovaný elektrický výkon výroby do 500 kW a bioplyn musí vznikat z více než 70 % ze statkových hnojiv a vedlejších produktů živočišné výroby anebo z biologicky rozložitelného odpadu.

Počet výrobců, žádajících o provozní podporu tepla v roce 2017, dosáhl počtu 56 společností, které splnily podmínky a uplatnily podporu na 68 tepelných zdrojích. V roce 2017 došlo k první registraci podpory výroby tepla z bioplynu. Vyúčtování a výplata zeleného bonusu na teplo probíhaly čtvrtletně na základě zaslaných výkazů.

Za rok 2017 byla vyplacena podpora na 4 109 TJ tepla z obnovitelných zdrojů v celkové výši 214 mil. Kč. Z toho podpora na teplo vyrobené z bioplynu byla 4 mil. Kč.

OPERATING AID FOR HEAT (WITHOUT INVESTMENT AID)

Conditions for obtaining operating aid for heat are set out in Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources, in effect as of 2013. Until then, operating aid was not provided for heat produced from renewable energy sources. The law directly stipulates the rate to be determined by the Energy Regulation Office in its price decision for all thermal sources that have met the conditions for operating aid. The ERO determines rates for subsidizing heat only from biogas firing plants.

Operating aid for heat applies to heat supplied to the heat distribution facility of the heat distribution system that was produced from three basic types of renewable energy sources:

1. supported biomass (including co-firing with a secondary source and including firing biogas),
2. bioliquids meeting sustainability criteria,
3. geothermal energy.

Other conditions must be met to apply for operating aid for heat:

- > the producer must be licenced for heat production,
- > the rated thermal output of the heat production plant must exceed 200 kW,
- > heat must be produced in installations that meet the minimum energy efficiency requirements set out in Decree No. 441/2012 Coll.,
- > where heat is produced in the process of electricity and heat cogeneration, the installed capacity of the production plant must not exceed 7,5 MW and the plant must have obtained a guarantee of origin of electricity from high-efficiency electricity and heat cogeneration or from secondary sources issued by the MPO,
- > in case of useful heat from biogas plants, the installed capacity of the installation may not exceed 500 kW and biogas must be produced from more than 70% of manure and animal by-products or from biodegradable waste.

The number of producers applying for operating aid for heat in 2017 amounted to a total of 56 entities that met the set conditions and the aid was distributed to 68 thermal energy sources. A first application for support for heat produced from biogas was registered in 2017. The settlement and payment of green bonuses for heat was carried out quarterly on the basis of received reports.

In 2017, aid was paid for 4,109 TJ of heat from renewable energy sources in the amount of CZK 214 million, of which aid for heat produced from biogas amounted to CZK 4 million.

ZÁRUKY PŮVODU

Povinnost vydávat záruky původu na písemnou žádost výrobce, vyrábějícího elektřinu z obnovitelných zdrojů, byla operátorovi trhu přidělena již na základě zákona č. 180/2005 Sb. V návaznosti na zákon č. 165/2012 Sb. však došlo v roce 2013 k zásadní změně ve správě těchto záruk původu, neboť nově bylo možno vydávat záruku původu na základě žádosti výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů pouze v elektronické podobě. Společnost OTE proto spustila 24. října 2013 systém Evidence záruk původu (EZP)²⁰. Jedná se o informační systém plně integrovaný s ostatními systémy CS OTE, který slouží k vydávání, držení, převádění a uplatňování záruk původu elektřiny, a to pouze elektronickou cestou. Záruky původu jsou pak po celou dobu svého životního cyklu evidovány v systému EZP na účtech svého držitele.

Vyhláška č. 403/2015 Sb., o zárukách původu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, poté stanovuje podmínky pro vydání a uznání záruky původu. O přístup do systému EZP mohou požádat držitelé licence na výrobu elektřiny nebo na obchod s elektřinou.

V návaznosti na zprovoznění systému EZP a přijetí operátora trhu za člena mezinárodní asociace vydavatelských subjektů Association of Issuing Bodies (AIB) v listopadu 2013 byl dne 25. dubna 2014 tento systém propojen s mezinárodním systémem asociace AIB. Toto napojení umožňovalo v průběhu roku 2015 držitelům účtů v EZP importovat záruky původu vydané v členských státech Evropské unie, které jsou zároveň členy této asociace.

Valná hromada asociace AIB však na svém řádném zasedání dne 4. 12. 2015 rozhodla o vyřazení akciové společnosti OTE z mezinárodního standardizovaného schématu European Electricity Certificate Scheme (EECS) a odpojení od komunikačního portálu AIB Hub ke dni 7. 1. 2016, což po většinu roku 2016 znemožnilo tuzemským subjektům, uživatelům systému EZP, provádět mezinárodní transakce se zárukami původu.

K výše zmíněnému rozhodnutí valná hromada asociace AIB přistoupila z důvodu nedokončené harmonizace při implementaci zásad směrnice EK č. 2009/28/ES (podpora využívání energie z obnovitelných zdrojů) a č. 2009/72/ES (společná pravidla pro vnitřní trh s elektřinou) v české legislativě. Zvláště se jednalo o nedostatečné legislativní ošetření práce se zárukami původu vyrobené elektřiny ze strany dodavatelů elektřiny a postupu při plnění povinnosti zveřejňovat použitý energetický mix dodavatelem elektřiny jeho koncovým spotřebitelům.

Díky našim aktivitám v oblasti harmonizace české legislativy s příslušnými evropskými směrnicemi a též úpravou našich obchodních podmínek byl operátor trhu dne 30. 9. 2016, na základě

GUARANTEES OF ORIGIN

The Market Operator was assigned the obligation to issue guarantees of origin upon written request of producers of electricity from renewable energy sources under Act No. 180/2005 Coll. The adoption of Act No. 165/2012 Coll. resulted in a fundamental change in the administration of guarantees of origin in 2013. In response to requests of producers of electricity from renewable energy sources, guarantees could be issued only electronically. For this purpose, on 24 October 2013 OTE launched a system of Registry of Guarantees of Origin (EZP)²⁰. It is an information system, fully integrated with other CS OTE systems, which serves to issue, hold, transfer and cancel guarantees of origin of electricity, all executed solely electronically. The guarantees of origin are recorded in their holder's accounts in the EZP system over their life cycle.

Decree No. 403/2015 Coll., on guarantees of origin of electricity from RES and electricity from CHP sets out conditions for issuance and recognition of guarantees of origin. Licenced electricity producers or traders may apply for access to the EZP system.

Following the launch of the operation of the EZP system and accession of the Market Operator to the Association of Issuing Bodies (AIB) in November 2013, the system was connected to the AIB international system on 25 April 2014. The system integration allowed EZP account holders in 2015 to import guarantees of origin issued in the European Union Member States, which are also members of the association.

At its general meeting held on 4 December 2015, the AIB decided to exclude the joint stock company OTE from the European Electricity Certificate Scheme (EECS) and disconnect it from its communication website AIB Hub as at 7 January 2016. This in effect prevented CR-based entities and EZP users from executing international transactions concerning guarantees of origin for most of 2016.

The AIB made the aforementioned decision on account of incomplete harmonization in the implementation of the principles of Directive No. 2009/28/EC (promotion of the use of energy from renewable sources) and Directive No. 2009/72/EC (common rules for the internal market in electricity) in Czech legislation. Notably, the decision referred to an insufficient legal framework for work with guarantees of origin of generated electricity by suppliers and slow progress in meeting the obligation for electricity suppliers to disclose the used energy mix to final consumers.

Thanks to our activities related to harmonizing Czech legislation with the relevant EU directives and modifying our business terms, on 30 September 2016 the AIB decided to readmit the Market Operator into the EECS. On 21 December 2016, the Market Operator restored the connection to the international communication website AIB Hub.

²⁰ Viz také <http://www.ote-cr.cz/poze/zaruky-puvodu>

²⁰ See also <http://www.ote-cr.cz/poze/zaruky-puvodu>.

rozhodnutí asociace AIB, opět zařazen do mezinárodního standardizovaného schématu EECS. Dne 21. 12. 2016 pak operátor trhu obnovil připojení k mezinárodnímu komunikačnímu portálu AIB Hub.

S okamžitou platností tak byl umožněn import záruk původu z ostatních států sdružených v této asociaci. Konkrétně se jedná o záruky původu vydané v těchto státech: Belgie, Chorvatsko, Dánsko, Estonsko, Finsko, Francie, Irsko, Island, Itálie, Kypr, Lucembursko, Nizozemsko, Norsko, Německo, Rakousko, Slovinsko, Španělsko, Švédsko a Švýcarsko, přičemž seznam zemí, ze kterých lze záruky původu dovážet, bude rozšiřován tak, jak se tyto země budou do asociace AIB zapojovat.

Po nezbytných úpravách operátora trhu na systému pro Evidenci záruk původu a doménového protokolu bylo v únoru 2017 uživatelům umožněno záruky původu také exportovat do ostatních členských států asociace v souladu s podmínkami AIB. Systém EZP je tak nyní plně harmonizován s ostatními systémy států sdružených v asociaci AIB a poskytuje uživatelům komplexní služby v oblasti práce se zárukami původu elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů.

Spolupráce operátora trhu s ostatními členy asociace AIB výrazně zvyšuje transparentnost celého systému záruk původu ve všech fázích jejich životního cyklu.

STATISTIKY ROKU 2017

V roce 2017 do systému EZP nově získalo přístup 188 společností. Celkem bylo 397 aktivním společností vydáno 2 897 117 záruk původu, což představuje více než čtyřnásobný nárůst počtu vydaných záruk původu oproti předchozímu roku 2016. Díky procesu uplatnění záruk původu byl transparentně garantován původ přibližně 1 343 GWh spotřebované elektřiny.

Detailní přehled uskutečněných transakcí se zárukami původu v roce 2017 zachycuje Tabulka 17.

With immediate effect, importing guarantees of origin from other countries associated in the AIB was enabled, specifically, guarantees of origin issued in the following countries: Austria, Belgium, Croatia, Cyprus, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Norway, Slovenia, Spain, Sweden and Switzerland. The list of countries from which guarantees of origin can be imported is to expand as more countries will become AIB members.

Following necessary modifications to the EZP system and the domain protocol carried out by the Market Operator, in February 2017 system users could resume exporting their guarantees of origin to other member states of the Association under the AIB terms. The EZP system is now fully harmonized with other AIB member states' systems and provides users with comprehensive services in respect of working with guarantees of origin of electricity generated from renewable energy sources.

The Market Operator's cooperation with AIB members significantly enhances the transparency of the entire system of guarantees of origin at all stages of their life cycle.

2017 STATISTICS

In 2017, 188 new entities gained access to the EZP system. A total of 2,897,117 guarantees of origin were issued for 397 active companies, which accounts for a four-fold year-on-year increase in the number of issued guarantees of origin. The process of cancellation of guarantees of origin transparently declared the origin of 1,343 GWh of consumed electricity.

Table 17 provides a detailed overview of transactions with guarantees of origin in 2017.

Tabulka 17 **Souhrnný přehled transakcí se zárukami původu v roce 2017**
Table 17 **Summary overview of transactions with guarantees of origin in 2017**

typ transakce type of transaction	počet záruk původu number of GOs
vydání issuance	2 897 117
vnitrostátní převod domestic transfer	2 146 249
mezinárodní příchozí převod international importing transfer	1 225 307
mezinárodní odchozí převod international exporting transfer	144 585
uplatnění cancellation	1 343 365
vyřazení z důvodu uplynutí platnosti withdrawal due to expiration	75 869
vyřazení na vyžádání withdrawal upon request	569

Uplatněním záruky původu držitel účtu deklaruje, že určitý objem elektřiny, reprezentovaný příslušným počtem záruk původu, byl dodán koncovému spotřebiteli. Dojde tak k převedení záruky původu na účet zrušených záruk původu, čímž její životní cyklus končí.

Vzhledem k tomu, že systém EZP umožňuje vydávání záruk původu za výrobu elektřiny až 12 měsíců zpětně, lze předpokládat, že určitá část záruk původu, vztahujících se k výrobě elektřiny v roce 2017, bude vydána a uplatněna až v roce 2018. Práce se zárukami původu elektřiny vyrobené v roce X se vždy plně projeví až koncem roku X+1.

Kompletní přehled vydaných záruk původu v roce 2017 zachycuje tabulka 18.

By cancellation of the guarantee of origin, the account holder proves that a given quantity of energy represented by the relevant number of guarantees of origin was supplied to a final customer. After that the guarantees of origin are transferred to the account for withdrawn guarantees of origin and their life cycle ends.

As the new EZP system allows the issuance of guarantees of origin for electricity generation retroactively up to 12 months, it may be assumed that a certain portion of the guarantees of origin relating to power generation in 2017 will not be issued and cancelled until 2018. The results of the administration of guarantees of origin for power generated in year X thus always become fully manifest only at the end of year X+1.

Table 18 shows a complete list of guarantees of origin issued in 2017.

Tabulka 18 **Přehled záruk původu vydaných v roce 2017**
Table 18 **Overview of guarantees of origin issued in 2017**

použitý zdroj energie u vydaných záruk původu used energy source with issued guarantees of origin	počet vydaných záruk původu number of issued GOs
biomasa – nespecifikováno biomass – unspecified	1 747
biomasa – zemědělské produkty biomass – agricultural products	16 525
dřevo – nespecifikováno wood – unspecified	30 933
dřevo – vedlejší produkty lesního hospodářství a odpady wood – forestry by-products and waste	598 397
komunální odpad – biogenní municipal waste – biogenic	5 582
plyn z organického odpadu a trávení – nespecifikováno gas from organic waste and digestion – unspecified	2 589
ropné produkty – topný olej s nízkým obsahem síry petroleum products – low sulphur fuel oil	17
rostlinný olej – nespecifikováno vegetable oil – unspecified	1 728
skládkový plyn – nespecifikováno landfill gas – unspecified	681
sluneční – nespecifikováno solar – unspecified	408 739
vítr – nespecifikováno wind – unspecified	187 107
voda & moře – nespecifikováno hydro & Sea – unspecified	778 537
zemědělský plyn – energetické plodiny agricultural gas – energy crops	767 436
zemědělský plyn – kejda drůbeže agricultural gas – poultry manure	281
zemědělský plyn – kejda prasat agricultural gas – pig manure	8 813
zemědělský plyn – kejda skotu agricultural gas – cattle manure	15 708
zemědělský plyn – nespecifikováno agricultural gas – unspecified	30 094
zemědělský plyn – ostatní kejda/hnůj agricultural gas – other manure	42 203
celkový součet total	2 897 117



„Sílu větru využívají lidé již tisíce let.“ “People have been using the power of wind for thousands of years.”

PROVOZ REJSTŘÍKU OBCHODOVÁNÍ S POVOLENKAMI NA EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

OPERATION OF THE EMISSION TRADING REGISTRY

OTE plní funkci národního správce rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, jenž slouží k zajištění přesné evidence vydávání, držení, převádění a odevzdávání emisních povolenek a kjótských jednotek. Tuto správu provádí na základě pověření Ministerstva životního prostředí České republiky již od roku 2005.

Povolenky a kjótské jednotky se evidují na jednotlivých účtech smluvní strany, účtech provozovatele zařízení, účtech provozovatele letadla, osobních nebo obchodních účtech.

Podle zákona č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, je povinností provozovatelů zařízení, která spadají do evropského systému emisního obchodování (EU ETS) na základě vydaného Povolení Ministerstva životního prostředí (MŽP) na vypouštění emisí skleníkových plynů do ovzduší, mít zřízen účet v rejstříku. Od ledna 2012 platí tato povinnost také pro provozovatele letadel, kteří mají provozní licenci vydanou v ČR nebo spadají pod správu České republiky podle seznamu provozovatelů letadel vydaného EK.

Osobní a obchodní účty jsou v rejstříku primárně určeny osobám (právníkům nebo fyzickým), které nejsou provozovateli zařízení, a nespádají tak povinně do EU ETS, ale mají rovněž zájem se zapojit do obchodování s emisními povolenkami. Tyto typy účtů si však mohou otevřít i provozovatelé zařízení nebo provozovatelé letadel.

Evropský systém obchodování s emisními povolenkami zřizuje směrnice EP a Rady 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Podle nařízení Komise (EU) č. 389/2013, o vytvoření registru Unie, má každý členský stát EU povinnost používat jednotný Rejstřík Unie, který je v provozu od roku 2012 a nahradil národní rejstříky členských států EU. Rejstřík Unie funguje také jako konsolidovaný rejstřík Kjótského protokolu.

Rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů je dostupný z veřejné stránky rejstříku <https://www.povolenky.cz>. Za účelem plnění povinností uzavírá OTE, jakožto správce rejstříku, smluvní vztahy s provozovateli zařízení emitujících CO₂ a s obchodníky. Na tomto základě je jednotlivým subjektům umožněn vstup do rejstříku.

Ke dni 31. 12. 2017 existovalo v rejstříku:

- > 314 účtů provozovatelů zařízení,
- > 34 osobních vkladových účtů,
- > 29 obchodních účtů a
- > 8 účtů provozovatelů letadla.

Účet v rejstříku mělo ke konci roku 2017 otevřeno celkem 248 subjektů. Řada subjektů má v rejstříku veden více než jeden účet.

OTE performs the function of a national administrator of the Union registry for emission trading that ensures accurate accounting of the issue, holding, transfer and cancellation of allowances and Kyoto units. OTE has performed such administration on the basis of the authorization of the Ministry of the Environment of the Czech Republic (MŽP) since 2005.

Records of allowances and Kyoto units are maintained in specific contractual party accounts, operator holding accounts, aircraft operator holding accounts, person holding accounts and trading accounts.

Pursuant to Act No. 383/2012 Coll., on the Terms of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading, operators of installations that have been included in the EU Emissions Trading System (EU ETS) and have been issued a Permit of the MŽP to emit greenhouse gas into the atmosphere are required to open a Registry account. Since January 2012, this obligation has applied also for aircraft operators whose operating licences have been issued in the Czech Republic or who are under the administration of the Czech Republic in accordance with the list of aircraft operators published by the EC.

Person holding accounts and trading accounts in the Registry are primarily designed for persons (natural and legal) that are not operators and as such are not required to observe the EU ETS, but are interested in pursuing allowances trading. Installation operators and aircraft operators may also establish these types of accounts.

The EU ETS was established pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading. Pursuant to Commission Regulation (EU) No 389/2013 establishing a Union registry, all Member States are required to use the standardized Union registry launched in 2012, which replaced the Member States' national registries. In addition, the Union registry is operated as a consolidated registry system under the Kyoto Protocol.

The Union registry can be accessed from the public website <https://www.povolenky.cz>. OTE, a.s., meets its obligations as Registry administrator by making contractual arrangements with operators of installations producing CO₂ and allowance traders and facilitates their access to the Registry.

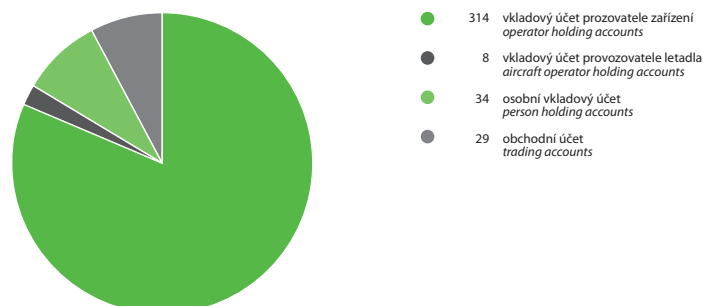
As at 31 December 2017, the Registry comprised:

- > 314 operator holding accounts
- > 34 person holding accounts
- > 29 trading accounts, and
- > 8 aircraft operator holding accounts.

At the end of 2017, a total of 248 entities held an account in the Registry, however a number of entities holds more than one account.

Obrázek 74
Figure 74

Počty otevřených účtů v rejstříku ke dni 31. 12. 2017
Number of accounts opened in the Registry as at 31 December 2017



Hlavní události roku 2017

13. března V součinnosti s Energetickým regulačním úřadem byla zveřejněna průměrná cena emisní povolenky za rok 2016 ve výši 142,14 Kč pro účely regulace cen tepelné energie.
30. dubna Finální termín pro provozovatele zařízení ke splnění zákonné povinnosti odevzdání povolenek ve výši ověřených tun emisí CO₂ vyprodukovaných ze zařízení v roce 2016. Všichni provozovatelé zařízení i provozovatelé letadel splnili tuto povinnost.
16. května Zveřejněna Zpráva o hodnocení provozovatelů zařízení a provozovatelů letadel ve vztahu ke Splnění za rok 2016 na úrovni EU v souladu s přílohou XIV., odstavce 1 d), e) nařízení Komise (ES) č. 389/2013. Celková suma verifikovaných emisí vyprodukovaných ze zařízení za rok 2016 činila 67 278 251 tun CO₂, což je o 928 693 tun CO₂ více než v předešlém roce 2015.
4. července Uživatelé rejstříku měli možnost se podílet na zlepšení použitelnosti Rejstříku vyplněním on-line dotazníku zveřejněného na webových stránkách Evropské komise. Celkem vyplnilo dotazník 2 478 uživatelů z 31 zemí. Za ČR se zúčastnilo 65 uživatelů.

Key events of 2017

- 13 March In cooperation with the Energy Regulatory Office, the average price of an emission allowance in 2016 in the amount of CZK 142.14 was published for the purposes of heat energy prices regulation.
- 30 April Final deadline for installation operators to meet their statutory obligation and surrender allowances in the amount of verified tonnes of CO₂ emissions produced by the relevant installation in 2016. All installation operators and aircraft operators met the statutory obligation.
- 16 May The Report on the Evaluation of Installation Operators and Aircraft Operators in relation to Compliance for 2016 at the EU level pursuant to Annex XIV, (1d e)) of Commission Regulation (EC) No. 389/2013 was published. The total amount of verified emissions emitted by the installations for 2016 was 67,278,251 tonnes of CO₂, representing an increase of 928,693 tonnes of CO₂ compared to 2015.
- 4 July Registry users had an opportunity to participate in making the Registry more user-friendly by filling in an on-line questionnaire posted on the European Commission's website. A total of 2,478 users from 31 countries completed the questionnaire. The Czech Republic had 65 contributors.

5. prosince Správce rejstříku zveřejnil novou verzi obchodních podmínek k připomínkám uživatelů. Změna spočívala v přidání článku 1.6 – Zpracování a ochrana osobních údajů, rozšíření a aktualizace článků 2.1 – Uživatelský přístup do ISR a 2.2 – Zabezpečení počítače a počítačové sítě v souladu s doporučením Evropské komise a v rozšíření článku 3.3 – Uzavření účtu. Tato nová verze obchodních podmínek vstoupila v platnost 1. ledna 2018.

Transakce prováděné v rejstříku

V roce 2017 se v rejstříku uskutečnilo 587 transakcí, při nichž změnilo účet celkem 305 469 871 jednotek. Do statistiky jsou zahrnuty veškeré transakce s emisními povolenkami a kjótskými jednotkami.

Důvod transakce a samotné ceny povolenek a kjótských jednotek nejsou v rejstříku vyhodnocovány ani s nimi není v tomto systému obchodováno. Obchodování s povolenkami probíhá například prostřednictvím bilaterálních nebo burzovních obchodů.

Rozložení počtu transakcí a objemů převáděných jednotek v roce 2017 uvádí následující tabulka a obrázky.

5 December The Registry Administrator issued a new version of the Terms and Conditions reflecting user comments. Changes comprised a new Article 1.6 – Personal data processing and protection, extension and updating of Articles 2.1 – User access to ISR and 2.2 – Computer and computer network security in line with the recommendation of the European Commission, and extension of Article 3.3 – Closing of an account. This new version of the Terms and Conditions came into force as of 1 January 2018.

Transactions executed in the Registry

In 2017, a total of 587 transactions were executed in the Registry, resulting in the transfer of 305,469,871 emission units to other accounts. The statistics comprise all transactions with allowances and Kyoto units.

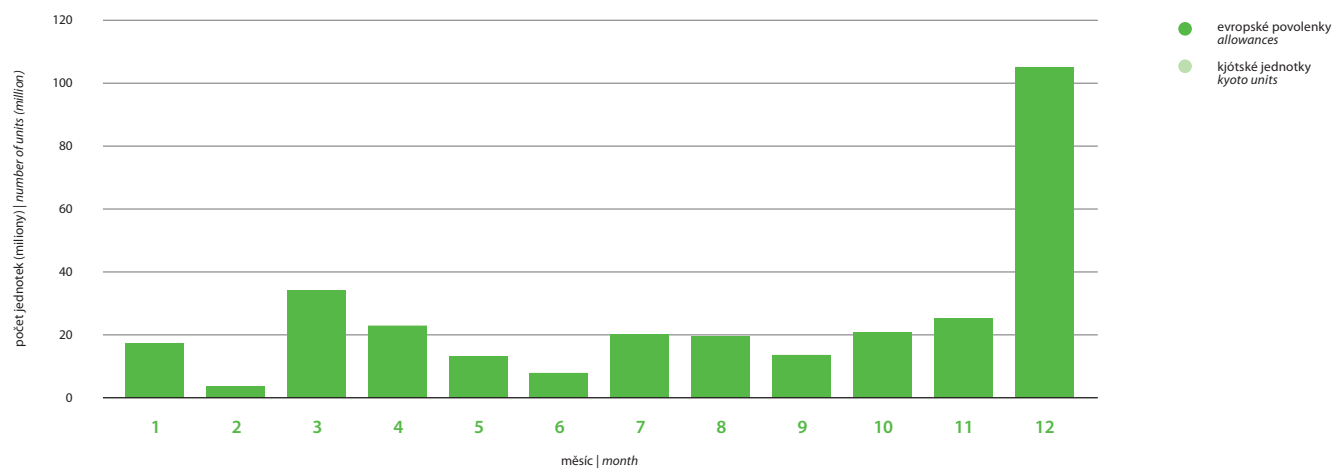
The purpose of transaction and prices of allowances and Kyoto units are not evaluated in the Registry and the allowances/units are not traded within the system. Trading of emission units is carried out through bilateral or exchange transactions.

The table and figures below illustrate the distribution of numbers of transactions and volumes of transferred units in 2017.

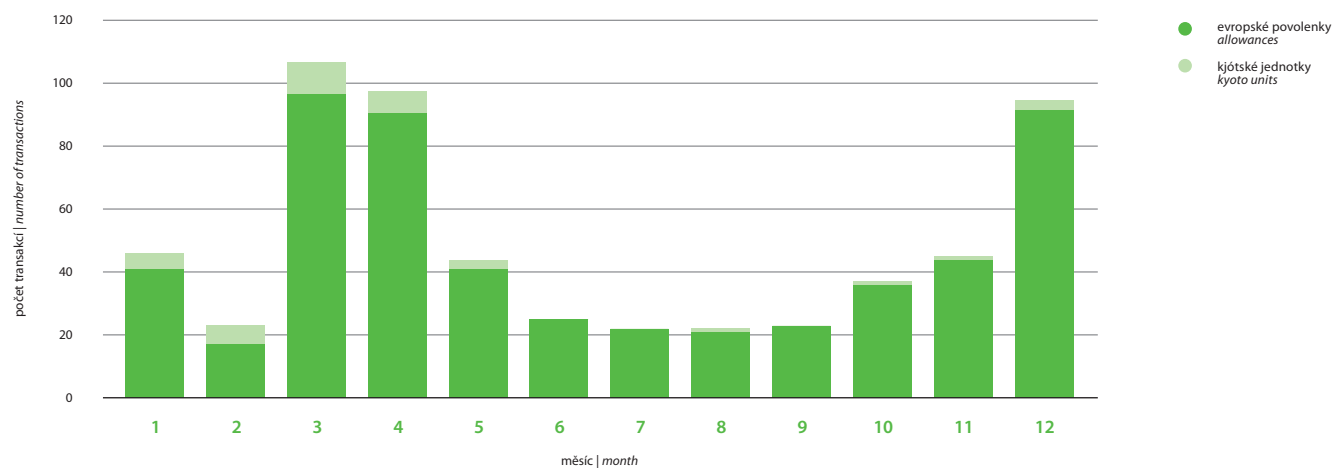
Tabulka 19 **Rozložení počtů a objemů transakcí podle typů jednotek**
Table 19 **Distribution of transactions and unit volumes according to unit type**

typ jednotky type of unit	objemy jednotek volumes of units	%	počty transakcí numbers of transactions	%
evropské povolenky EU allowances	304 809 332	99,8%	550	93,7%
kjótské jednotky kyoto units	660 539	0,2%	37	6,3%
suma total	305 469 871	100%	587	100%

Obrázek 75 **Objemy převáděných jednotek v roce 2017**
 Figure 75 **Volumes of transferred units in 2017**



Obrázek 76 **Počet transakcí v roce 2017**
 Figure 76 **Number of transactions in 2017**



DEFINICE FINANČNÍCH RIZIK

Povinnosti OTE definované energetickým zákonem, zejména vyhodnocování, zúčtování a vypořádávání odchylek a funkce organizátora krátkodobého trhu, s sebou přinášejí také zodpovědnost zajistit finanční vypořádání závazků a pohledávek jednotlivých účastníků trhu s elektřinou a plynem, které jim, v souvislosti s vyhodnocením odchylek a s obchodováním na krátkodobých trzích, organizovaných operátorem trhu, vznikly. OTE vstupuje do finančního vypořádání jako jediná kreditní protistrana registrovaných účastníků trhu s elektřinou (RÚT); veškeré závazky jednotlivých účastníků trhu jsou tak zúčtovány jako závazky vůči operátorovi trhu a všechny jejich pohledávky jdou na jeho vrub. Tímto nastavením operátor trhu přebírá odpovědnost za řádnou a včasnou úhradu všech pohledávek RÚT. Na tomto základě je možné definovat hlavní finanční rizika operátora trhu, tj. riziko nedostatečné likvidity a riziko ztráty z neuhrazených pohledávek za RÚT. Z této identifikace vyplývají dva základní cíle metodiky Risk Management OTE (RM OTE), jimiž jsou vytvoření dostatečné likvidní rezervy zabezpečující peněžní prostředky na vypořádacích účtech operátora trhu pro případy neuhrazení závazku některého z RÚT v řádných termínech (riziko nedostatečné likvidity) a dále kontrola a řízení otevřené kreditní pozice ve smyslu zajištění budoucích pohledávek operátora trhu za RÚT (riziko ztráty z trvalé platební neschopnosti RÚT). Metodiky řízení obou hlavních finančních rizik jsou postaveny na čtyřech základních principech²¹:

- > princip vyrovnané bilance,
- > princip 100% zajištění současných a možných budoucích závazků SZ s možností poskytnutí úlevy na základě bonity SZ,
- > princip jednotného postupu pro všechny SZ,
- > princip řízení finančních rizik prostřednictvím CS OTE.

Princip vyrovnané bilance

Celý systém i statut operátora trhu jsou postaveny na vyrovnaných příjmových a výdajových peněžních tocích, přičemž v praxi je tento princip podpořen posunutím (zpožděním) vypořádání debetních plateb operátora trhu oproti platbám kreditním. Operátor trhu tak nejdříve inkasuje své pohledávky, zkompletuje objem peněz a následně jej s několikadenním zpožděním přerozdělí formou úhrady svých závazků vůči SZ a poskytovatelům RE.

²¹ Podrobný popis jednotlivých principů řízení rizik na straně operátora trhu je uveden na webových stránkách: www.ote-cr.cz.

DEFINITION OF FINANCIAL RISKS

The obligations of OTE as defined by the Energy Act, in particular evaluation and settlement of imbalances and the functions of the short-term market organizer, entail responsibility for ensuring the financial settlement of liabilities and receivables of electricity and gas market participants, arising in connection with imbalance evaluation and trading on the short-term markets organized by the Market Operator. The Market Operator participates in the financial settlement as the only credit counter-party to registered electricity market participants (RMPs); as a result, all their liabilities are settled as payables to the Market Operator and all their receivables are debited to the Market Operator. In these arrangements the Market Operator assumes responsibility for proper and timely payments of all RMP's receivables. Subsequently, two key financial risks of the Market Operator comprise the risk of insufficient liquidity and the risk of losses arising from unsettled receivables from RMPs. The two identified risks govern two primary targets of OTE's Risk Management methodology (RM OTE): the creation of a sufficient liquidity reserve securing funds in the Market Operator's settlement accounts if necessary due to some of the RMP's failure to settle liabilities in due time (insufficient liquidity risk), and the review and management of an opened credit position in terms of securing the Market Operator's future receivables from RMPs (risk of losses arising from RMP's permanent insolvency). The methodology of managing the two key financial risks is based on four basic principles²¹:

- > principle of balanced accounts,
- > principle 100% hedging of BRP's current and future liabilities with the option to grant a financial security (FS) relief based on BRP's favourable record,
- > principle of equal treatment of all BRPs,
- > principle of financial risk management by CS OTE.

Principle of balanced accounts

The whole system and the status of the Market Operator are based on balanced income and expense cash flows. In practice this principle is supported by delaying the settlement of debit payments of the Market Operator vs. credit payments. The Market Operator first collects its receivables, consolidates the volume of funds and, subsequently, redistributes them in the form of settlement of its payables to BRP and RE providers with a delay of several days.

²¹ A detailed description of specific rules of risk management by the Market Operator is posted on www.ote-cr.cz.

Princip 100% zajištění závazků

Tento princip znamená, že snahou OTE je veškerou teoretickou rizikovou expozici, která může SZ vzniknout, pokrýt nástroji řízení kreditního rizika tak, aby operátor trhu mohl, v případě jakýchkoli – i neočekávaných – problémů na straně SZ, splnit své povinnosti vůči ostatním SZ a vůči provozovateli přepravní soustavy. Subjektům s vynikající finanční bonitou může být poskytována sleva z finančního zajištění (FZ).

Princip jednotného postupu pro všechny SZ

Metodika RM OTE je zejména v oblasti řízení kreditního rizika postavena na principu stejného přístupu ke všem SZ, přičemž kreditní riziko každého subjektu zúčtování je řízeno individuálně. Důvodem pro tento přístup je snaha snížit co nejvíce riziko, že by operátor trhu musel krýt ztrátu ze svých vlastních zdrojů.

Pro krátkodobé nebo i trvalé snížení kreditního rizika SZ je možné ze strany SZ využít institutu převedení odpovědnosti za odchylku za odběrné místo mezi subjekty zúčtování, případně převedení celkové odchylky na jiný subjekt zúčtování.

Princip řízení finančních rizik prostřednictvím CS OTE

Touto cestou chce operátor trhu dosáhnout především minimalizace rizika selhání lidského faktoru jak na straně SZ, tak ve vlastních řadách. Tento systém umožňuje automaticky stanovovat a zajišťovat aktuální riziko všech SZ stejně, a to tak, aby bylo možné ze strany SZ optimalizovat výši FZ, resp. náklady s tím spojené. Kontrola dostatečnosti výše FZ v CS OTE a přepočty aktuálního zůstatku FZ probíhají při každé události, která ovlivňuje výši tohoto zůstatku, a v daných časových intervalech. Pokud by byl zůstatek záporný, automaticky dojde ke znemožnění registrace dalších obchodů příslušného SZ, které by vedly k dalšímu čerpání nyní již záporného zůstatku, případně ke krácení registrovaných obchodů (trh s plynem) nebo k dalším opatřením snižujícím riziko na straně operátora trhu (např. anulace zadáných, a zatím nezobchodovaných nabídek na denním trhu s elektřinou). V průběhu obchodování lze velikost FZ optimalizovat, například podle sezonních změn v objemech obchodování, ale vždy tak, aby byly zajištěny všechny již vzniklé nebo očekávané budoucí závazky. K přepočtu výše aktuálního zůstatku FZ dochází i v případě vzniku závazku ze strany OTE, a to tak, že o tento závazek je navýšen celkový obchodní limit SZ.

Principle of 100% liability hedging

This principle means that OTE strives to cover any theoretical risk exposure that may arise for a BRPs by instruments of credit risk management so that in the event of any expected or unexpected problems on the part of the BRP the Market Operator can meet its obligations toward the other BRPs and the transmission system operator. Balance responsible parties with an excellent financial standing may obtain a financial security reduction.

Principle of equal treatment for all balance responsible parties

The RM OTE methodology, specifically in the area of credit risk management, is based on the principle of equal treatment of all balance responsible parties, whereby credit risk of each balance responsible party is managed separately. The reason for this approach is an effort to minimize the risk that the Market Operator would have to cover the loss from its own resources.

To mitigate any credit risk in the short term or permanently, BRPs may choose to transfer imbalance responsibility for a point of delivery between balance responsible parties, or to transfer total imbalance responsibility to another balance responsible party.

Principle of financial risk management by CS OTE

The Market Operator primarily aims to minimize risks arising from a human error both on the part of balance responsible parties and its own staff. This system allows for automatic determining and hedging of current risks equally for all BRPs in a way that BRPs could optimize the amounts of their financial security and related costs. The sufficiency of the financial security is verified in CS OTE and the current financial security balance is adjusted for each event that might affect the security balance, and in the specific time intervals. If the balance is negative, registration of any other transaction of the respective balance responsible party is automatically invalidated to prevent a drawdown of the already negative balance, or registered transactions (on the gas market) are reduced, or other measures are implemented to mitigate the Market Operator's risk (such as cancellation of submitted and yet untraded bids on the day-ahead electricity market). The amount of financial security can be optimized in the course of trading, for example according to seasonal changes in trading volumes, but always in such a way so as to hedge all current or future liabilities. The available financial security is adjusted also in the event of OTE's liability, where the respective BRP's trading limit is increased by the amount of this liability.

ŘÍZENÍ KREDITNÍHO RIZIKA

Aktuální kreditní riziko operátora trhu lze definovat jako sumu očekávaných nebo již vzniklých, a doposud neuhrazených závazků SZ vůči operátorovi trhu. Je spojeno pouze s položkami, ze kterých může vzniknout operátorovi trhu pohledávka, tj. s položkami nebo typy obchodů finančně zúčtovanými prostřednictvím OTE. Naopak registrované domácí i zahraniční dvoustranné smlouvy nejsou finančně vypořádávané prostřednictvím operátora trhu, ale pouze se registrují technické hodnoty pro účel vypořádání odchylek. Tyto obchody tak samy o sobě nejsou finančně zajišťovány, ale je využívána informace o těchto kontraktech pro zajištění rizika z vypořádání odchylek.

Celková riziková expozice (také „kreditní riziko operátora trhu“) je tvořena následujícími dílčími rizikovými expozicemi:

- > riziková expozice za odchylky pro elektřinu a plyn,
- > riziková expozice za krátkodobý trh s elektřinou a plynem,
- > riziková expozice za trh s nevyužitou flexibilitou pro plyn,
- > riziková expozice za pevné ceny za činnosti OTE.

Riziková expozice za odchylky pro elektřinu a plyn

Rizikovou expozicí za odchylky na trhu s elektřinou se rozumí aktuální nevyrovnaná obchodní pozice stanovená na základě registrovaných platných smluvních hodnot a odhadovaných hodnot spotřeby odběrných míst zákazníků a výroby zdrojů. Operátor trhu stanovuje pro každou hodinu dodávky zvlášť rizikovou expozici za kladnou odchylku a rizikovou expozici za zápornou odchylku, přičemž pro ocenění rizikové expozice za kladnou odchylku použije operátor trhu tzv. parametrickou cenu kladné odchylky a pro ocenění rizikové expozice za zápornou odchylku pak parametrickou cenu záporné odchylky. Větší z obou oceněných rizikových expozic (větší z obou hodnot) v každé hodině je v daný okamžik použita pro blokaci obchodního limitu. Mimo to se na denním trhu s elektřinou stanovuje také riziková expozice za odchylku z dosud nevyhodnocených flexibilních hodinových nabídek a profilových blokových nabídek, sloučených do stejné, výlučné skupiny, protože u nich není před vyhodnocením denního trhu s elektřinou zřejmé, v jaké hodině se zobchodují. Pro ocenění této rizikové expozice se také použije příslušná parametrická cena odchylky. Obě parametrické ceny se stanovují z historických cen odchylek.

Po vyhodnocení odchylek dochází k nahrazení této pozice skutečným závazkem/pohledávkou SZ. Splacení závazku za odchylky znamená úplné uvolnění blokované části finančního zajištění.

CREDIT RISK MANAGEMENT

The current credit risk of the Market Operator can be defined as a sum of expected, or already arisen and unsettled liabilities of a balance responsible party to the Market Operator. It pertains only to items from which liabilities to the Market Operator may arise, i.e. from items or types of transactions that are financially settled through OTE. Conversely, registered intra-state and foreign bilateral contracts are not financially settled through the Market Operator; merely their technical values are registered for the purpose of settlement of imbalances. As a result, these transactions are not financially secured, but information about these contracts is used for hedging risks arising from settlement of imbalances.

Total risk exposure (also “the Market Operator’s credit risk”) is comprised of the following partial risk exposures:

- > risk exposure arising from electricity and gas imbalances,
- > risk exposure arising from the short-term electricity and gas markets,
- > risk exposure arising from the unused flexibility gas market,
- > risk exposure arising from fixed prices charged for OTE’s operations.

Risk exposure arising from electricity and gas imbalances

Risk exposure arising from imbalances on the electricity market means the current unbalanced trading position determined on the basis of registered valid contractual values and estimated values of consumption at customer-type points of delivery and source generation. The Market Operator determines for each supply hour risk exposure arising from a positive imbalance and risk exposure arising from a negative imbalance, respectively. To assess risk exposure for a positive imbalance, the Market Operator uses the parametric price of positive imbalance, and to assess risk exposure for a negative imbalance it uses the parametric price of negative imbalance. The larger of the two assessed exposures (larger of the two values) at each hour is used to block the trading limit at any given time. On the day-ahead electricity market there is also determined a risk exposure arising from imbalances from yet unevaluated flexible hourly bids and profile block bids added to the same exclusive group since it is not clear prior to the day-ahead electricity market evaluation at what hour they will be traded. The relevant parametric price of the imbalance applies to the valuation of this risk exposure. Both parametric prices are determined from historical prices of imbalances.

After the evaluation of imbalances this position is replaced with the actual liability/receivable of the balance responsible party. Settlement of the liability arising from imbalances results in complete release of the blocked part of financial security.

Rizikovou expozicí za odchylky na trhu s plynem se rozumí riziková expozice za dodávku denního vyrovnávacího množství (od července 2016), kterou místo subjektu zúčtování dodává do soustavy provozovatel přepravní soustavy, přičemž operátor trhu je jedinou protistranou provozovatele přepravní soustavy a současně centrální protistranou pro zúčtování odchylek vůči SZ. Ti mají pro jednotlivé dny dodávky stanovenou tzv. flexibilitu, vymezující pásmo, ve kterém se suma zúčtovaných odchylek za jednotlivé minulé dny dodávky bezprostředně finančně nevyrovnává. Místo toho se tento kumulovaný závazek či pohledávka SZ eviduje na jeho bilančním účtu, přičemž jeho záporná hodnota tvoří část rizikové expozice SZ za odchylku. Záporná odchylka nad stanovenou flexibilitu se stává okamžitým finančním závazkem SZ a je v podobě záporného denního vyrovnávacího množství vypořádána finančně. Cena tohoto záporného denního vyrovnávacího množství je stanovena dle cenového rozhodnutí ERÚ. Takto stanovený závazek blokuje obchodní limit SZ do okamžiku zpracování bankovního výpisu, který dokladuje uhrazení. Tyto závazky SZ se finančně vypořádávají ve dni D+1.

Způsob stanovení rizikové expozice za odchylky v plynu vychází z rozdílu, který může vzniknout za část závazku dodat plyn do plynárenské soustavy a za část závazku odebrat plyn z plynárenské soustavy.

Riziková expozice za část dodávky plynu je množství plynu, které subjekt zúčtování prodává bilaterálně ve virtuálním obchodním bodě (VOB) a na vnitrodenním trhu, organizovaném operátorem trhu, přičemž do této rizikové expozice vstupuje nejen zobchodované množství na vnitrodenním trhu, ale i registrovaná nabídka na prodej.

Riziková expozice za část odběru plynu je výše nominovaného množství plynu ve výstupních bodech přepravní soustavy – hraničních předávacích stanicích (HPS) a zásobnících plynu (ZP) a dále ve výstupních bodech distribuční soustavy – přeshraničních plynovodech (PPL), odhadované spotřebě odběrných míst zákazníků a záporné hodnotě bilančního účtu (od 1. 7. 2016). Riziková expozice se snižuje o množství plynu, které subjekt zúčtování nakupuje na vnitrodenním trhu organizovaném operátorem trhu (pouze již zobchodované množství) či bilaterálně ve VOB a o kladnou hodnotu bilančního účtu (od 1. 7. 2016).

Risk exposure arising from imbalances on the gas market means risk exposure arising from delivery of a daily imbalance quantity (since July 2016), which is supplied to the system by the transmission system operator instead of the balance responsible party, whereby the Market Operator is the sole counterparty to the transmission system operator and, at the same time, the central counterparty for settlement of imbalances with the BRP. A flexibility range is determined for each balance responsible party for each day of delivery where the sum of imbalances is not immediately financially settled for each previous day of delivery. Instead, an accumulated liability or asset of the relevant balance responsible party is recorded in its aggregate account of imbalances whereby a negative value constitutes the BRP's partial risk exposure arising from the imbalance. A negative imbalance outside the flexibility range becomes the balance responsible party's immediate financial liability and is settled as the negative daily imbalance quantity. The price of the negative daily imbalance quantity is determined according to the relevant ERO price decision. Such a determined liability blocks the BRP's trading limit until a bank statement is generated documenting the settlement of the liability. The BRP's liabilities are financially settled on day D+1.

The method of assessment of risk exposure arising from gas imbalances is based on the difference that may ensue between the part of the obligation to supply gas to the gas system and the part of the obligation to take gas from the gas system.

Risk exposure arising from the part of gas supply is the volume of gas that the balance responsible party sells bilaterally at the VTP and on the intraday market organized by the Market Operator; this risk exposure accounts not only for the traded volume on the intraday market, but also for the registered sale bid.

Risk exposure arising from the part of gas offtake is the quantity of the nominated volume of gas at exit points of the transmission system, i.e. BDS, and GS facilities, and at exit points of the distribution system, i.e. CGD, the estimated consumption at customer-type points of delivery and a negative balance of the aggregate account of imbalances (since 1 July 2016). The risk exposure is reduced by the quantity of gas purchased by the BRP on the intraday market organized by the Market Operator (only the volume already traded) or bilaterally at VTP, and by a positive balance of the aggregate account of imbalances (since 1 July 2016).

Riziková expozice za organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem

V případě zajištění finančního vypořádání blokového, denního a vnitrodenního trhu s elektřinou a plynem je nutné z hlediska komodity zajišťovat pouze nabídky, které znamenají závazek SZ vůči OTE – typicky např. nákup elektřiny nebo plynu. Vzhledem ke skutečnosti, že na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou je možné obchodovat za záporné ceny, zajišťují se i nabídky na prodej se zápornou cenou. V okamžiku registrace takové nabídky je na denním a vnitrodenním trhu blokováno obchodní limit ve výši součinu poptávaného množství a uvedené ceny v nabídce navýšené o daň z přidané hodnoty dle platné legislativy (DPH). V případě využití více segmentů v nabídce na denní trh se blokováná částka počítá jako největší možná částka daná kumulovaným množstvím segmentů a jednotlivých limitních kladných cen navýšených o DPH u nabídek na nákup a kumulovaným množstvím segmentů a jednotlivých limitních záporných cen navýšených o DPH u nabídek na prodej. Dále je třeba zohlednit, že u profilových blokových nabídek sloučených do stejné výlučné skupiny nelze zobchodovat všechny sloučené nabídky současně ve stoprocentní výši, takže se blokováná částka počítá jako největší možná částka daná množstvím a limitními kladnými cenami navýšenými o DPH jednotlivých sloučených nabídek na nákup ve stejné výlučné skupině, případně zápornými limitními cenami u sloučených nabídek na prodej. Ve druhé fázi, tj. po sesouhlasení denního trhu a/nebo vzniku obchodu na blokovém či vnitrodenním trhu, respektive po agregaci obchodní hodiny na vnitrodenním trhu s elektřinou, je výše blokace přepočtena na velikost součinu skutečně nakoupeného množství a výsledné kladné ceny navýšené o DPH, případně prodaného množství a sesouhlasené ceny, pokud je sesouhlasená cena záporná. Po tomto vyhodnocení CS OTE vygeneruje inkasní příkaz (na konci každého pracovního dne), po jehož zaplacení dojde k uvolnění příslušné blokované části obchodního limitu. Nabídky registrované na denní trh s elektřinou prostřednictvím systému PXE jsou zajišťovány na straně PXE a vypořádány také prostřednictvím jejího systému.

Vnitrodenní trh s elektřinou je konstruován tak, aby respektoval trend obchodování, který vyžaduje co nejrychlejší párování nabídek. Řešením je vytvoření separátního obchodního limitu v rámci celkového obchodního limitu, který slouží pouze pro finanční zajištění nabídek na vnitrodenním trhu s elektřinou. Tím je odděleno finanční zajištění těchto nabídek od požadavků na přepočet finančního zajištění dalších obchodů a je dosaženo požadovaného zrychlení.

Risk exposure arising from the organized short-term electricity and gas markets

In case of securing financial settlement of the block, day-ahead and intraday electricity and gas markets, in respect of the traded commodity it is necessary to secure only bids that represent a liability of the balance responsible party to OTE – typically electricity or gas purchases. With regard to the option of trading at negative prices on the electricity day-ahead and intraday markets, sale bids with negative prices are also secured. At the time of registration of such bid, the trading limit equalling the product of the demanded volume and the price quoted in the bid plus value added tax (VAT) pursuant to applicable legislation is blocked on the day-ahead and intraday markets. In the event of using more segments in a bid submitted to the day-ahead market, the blocked amount is calculated as the highest possible amount of cumulated quantities of segments and positive limit prices plus VAT for purchase bids, and cumulated quantities of segments and negative limit prices plus VAT for sale bids. Furthermore, it should be considered that in case of profile block bids added to the same exclusive group, all linked bids cannot be traded at hundred percent at the same time, so the blocked amount is calculated as the greatest possible amount determined by volumes and positive limit prices plus VAT of individual linked purchase bids in the same exclusive group, or negative limit prices of linked sale bids. In the second phase, i.e. after matching the day-ahead market and/or executed trade on the block or intraday markets, or after aggregation of the trading hour on the intraday electricity market, the blocked amount is converted into the amount equalling the product of the actually purchased volume and the resulting positive price plus VAT or, in the event of a negative matched price, the sold volume and matched price. Following this evaluation, CS OTE generates a collection order (at the end of each business day); after the payment the respective blocked part of the trading limit is released. Bids registered on the day-ahead electricity market through the PXE system are secured by PXE and settled through the PXE system.

The intraday electricity market is designed to conform to the trading trend requiring the fastest possible matching of bids. The chosen solution comprises creating a separate trading limit within the overall trading limit, which serves solely for financial security of bids on the intraday electricity market. This solution separates financial security of these bids from the requirements for adjusting financial security of other trades; as a result, the required acceleration of bid matching is achieved.

Vzhledem k tomu, že se na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou a na vnitrodenním trhu s plynem obchoduje v měně EUR, ale systém kontroly finančního zajištění je v Kč, dochází k přepočtu rizikové expozice na Kč dle příslušného vypořádacího kurzu OTE. V tomto kurzu je zahrnuta určitá přírážka pokrývající možnou změnu kurzu v době od finančního zajištění daného pokynu do doby finančního vypořádání vzniklého obchodu. Tato přírážka je s blížícím se dnem finančního vypořádání a s vývojem kurzu dynamicky přepočítávána tak, aby kryla kurzové riziko stále ve stejné výši. Tím je tedy eliminován negativní dopad změny kurzu na hodnotu závazků a pohledávek SZ vůči operátorovi trhu, a výrazně se tak snižuje riziko vzniku záporného zůstatku finančního zajištění SZ z důvodu změny měnového kurzu.

V případě blokového trhu je systém navíc podpořen asynchronními kontrolami stavu FZ, které v závislosti na nedostatečnosti FZ v průběhu obchodování mohou anulovat nespárované objednávky na BT.

Zajišťují se také obchody uskutečněné na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Podobně jako na ostatních krátkodobých trzích se zajišťují pouze nabídky, které mohou znamenat závazek účastníka vyrovnávacího trhu. Konkrétně jde o prodej kladné regulační energie za zápornou cenu a prodej záporné regulační energie za kladnou cenu. V rámci vyhodnocení odchylek je pak cena zobchodované regulační energie přepočtena dle Pravidel trhu s elektřinou (viz kapitola Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem), což je zohledněno i ve výši zajištěného závazku.

Riziková expozice za trh s nevyužitou flexibilitou (plynárenství)

SZ má na každý plynárenský den možnost optimalizovat velikost flexibility (a tím i výši záporného či kladného denního vyrovnávacího množství) na trhu s nevyužitou flexibilitou. Vzhledem k tomu, že jsou obchody s nevyužitou flexibilitou na anonymním trhu organizovaném operátorem trhu vypořádány přes operátora trhu, je nutné nabídky, které mohou znamenat závazek SZ vůči operátorovi trhu, zajišťovat také. Jedná se o nabídky na nákup jak kladné, tak záporné flexibility. Obchodní limit SZ je blokován ve výši částky nabídky na nákup pro daný plynárenský den, přičemž se částka nabídky na nákup počítá z poptávaného množství flexibility a ceny navýšené o DPH. Po zobchodování nabídky je blokována částka obchodního limitu přepočtena dle ceny a množství zobchodované flexibility.

Výše jednotlivých rizikových expozic je od 1. 2. 2016 ovlivněna zavedením režimu přenesené daňové povinnosti u daně z přidané hodnoty (tzv. reverse charge) na dodávku elektřiny a plynu. U každé položky, která ovlivňuje výši rizikové expozice, bylo potřeba začít vyhodnocovat, zda jde o dodávku elektřiny či plynu, a zda se na ni tedy vztahuje tento režim DPH.

As trading on the day-ahead and intraday electricity markets and the intraday gas market is executed in EUR, but the financial security control system is implemented in CZK, the risk exposure is adjusted for CZK in accordance with OTE's settlement exchange rate. This rate includes a surcharge to cover a possible exchange rate change in the period between the provision financial security for the relevant bid and the financial settlement of the ensuing transaction. As the settlement date approaches and the exchange rate may fluctuate, the surcharge is continuously recalculated to hedge the exchange rate risk in the same amount. This eliminates the negative impact of the exchange rate change on the amounts of the BRP's liabilities to and receivables from the Market Operator and significantly reduces the risk of a negative balance of the financial security due to the exchange rate change.

For the block market the system is additionally supported by asynchronous checks of FS balances; in the event the required FS balance is insufficient in the course of trading, non-matched orders on BM may be cancelled.

Transactions executed on the balancing market with regulating energy have also been secured. Similarly to other short-term markets, only bids that may result in liabilities of the balancing market participants are secured. This includes the sale of positive regulating energy at negative prices and the sale of negative regulating energy at positive prices. During the evaluation of imbalances, the price of traded regulating energy is adjusted according to the Electricity Market Rules (see chapter Organized Short-term Electricity and Gas Markets), which is reflected in the amount of the secured liability.

Risk exposure arising from the unused flexibility market (gas sector)

BRPs may optimize the flexibility amount (and, subsequently, both negative and positive daily imbalance quantity) on the unused flexibility market for each gas day. Since unused flexibility transactions on the anonymous market organized by the Market Operator are settled by the Market Operator, it is necessary to secure also bids from which liabilities of balance responsible parties to the Market Operator could arise. These include bids for purchase of both positive and negative flexibility. The BRP's trading limit is blocked in the amount of the purchase bid for the relevant gas day, whereby the amount of the purchase bid is calculated from the demanded amount of flexibility and the price with VAT. After the transaction has been completed, the blocked amount of the trading limit is adjusted according to the price and quantity of traded flexibility

As of 1 February 2016 the amounts of specific risk exposures have been influenced by the introduction of the reverse charge of value added tax on electricity and gas supplies. Each item that affects the amount of risk exposure now has to be assessed whether it constitutes electricity or gas supply and whether the new VAT scheme applies for that particular item.

Nástroje řízení kreditního rizika

V současné době může SZ zajistit své budoucí a již vzniklé závazky vůči OTE těmito základními instrumenty:

- > složením peněžních prostředků na účet operátora trhu (hotovost),
- > neodvolatelnou bankovní zárukou vystavenou v KČ bankou nebo její pobočkou na území ČR, která splňuje podmínku stanoveného aktuálního dlouhodobého ratingu minimálně na úrovni BBB+ (S&P, Fitch), resp. Baa1 (Moody's).

Nejpoužívanějším nástrojem jsou bankovní záruky, které v elektroenergetice zajišťují 62 % celkové hodnoty otevřené pozice operátora trhu k SZ, a složené peněžní prostředky (hotovost), jež zajišťují zbývajících 38 % celkového objemu (mírný pokles podílu bankovních záruk oproti roku 2016). V plynárenství je poměr jednoznačnější ve prospěch bankovních záruk. Jejich podíl je 68 %, zatímco peněžní prostředky tvoří 32 % z celkového objemu poskytnutého finančního zajištění (mírný pokles podílu bankovních záruk oproti roku 2016). Zde je nutné upozornit na skutečnost neustálého vývoje tohoto poměru v průběhu roku, kdy zvláště v období svátků v prosinci dochází v elektroenergetice k dočasnému nárůstu složených peněžních prostředků z důvodu prodloužení vypořádacího cyklu obchodů. Zmíněné podíly využitých nástrojů jsou ke dni 31. 12. 2017, takže jsou v elektroenergetice ovlivněny zmíněným dočasným nárůstem složených peněžních prostředků.

ŘÍZENÍ RIZIKA LIKVIDITY

Riziko likvidity operátor trhu řídí tvorbou dostatečné rezervy hotových peněžních prostředků. Tato rezerva je zajištěna podmínkou minimální výše finančního zajištění poskytnutého ve formě peněžních prostředků složených na účet operátora trhu – 10 % z celkového poskytnutého finančního zajištění, ne více než 20 mil. Kč. Toto je doplněno kontokorentními rámci na vypořádacích účtech OTE a procesem zpoždění debetních plateb oproti kreditním v délce tří dnů.

Z pohledu stability jsou nejjistější smlouvené kontokorentní úvěry na vypořádacích účtech OTE, které jsou stanovené fixně vždy na jeden rok. Také likvidní rezervu tvořenou peněžními prostředky složenými na účet operátora trhu lze považovat za relativně stálou. Naopak poslední položka – rezerva likvidity ze zpoždění plateb – je velice volatilní (tj. značně proměnlivá), a to i v horizontu jednoho dne. Největší vliv na tuto skutečnost mají rozdílné délky vypořádacího cyklu u jednotlivých bank kombinované s platební morálkou SZ. Problematické z hlediska likvidity je i odlišné zdanění DPH tuzemských a zahraničních účastníků. Toto může být částečně eliminováno zavedením režimu přenesené daňové povinnosti u daně z přidané hodnoty na dodávku elektřiny a plynu.

Instruments for credit risk management

Balance responsible parties may currently secure their future and existing payables to OTE using basic instruments as follows:

- > cash deposits into the Market Operator's account;
- > irrevocable bank guarantees issued in CZK by a bank or a bank branch operating in the Czech Republic that meet the condition of current long-term minimum rating of BBB+ (S&P, Fitch) or Baa1 (Moody's).

The most frequently used instruments are bank guarantees, which in the energy industry account for 62% of the total open position of the Market Operator with respect to the BRP, and cash deposits accounting for the remaining 38% of the total volume, which represents a moderate decrease in the share of bank guarantees compared to 2016. In the gas industry, bank guarantees are the predominantly used hedging instrument with a 68% share compared to a 32% share of cash deposits in the total volume of provided financial security (a moderate decline in the share of bank guarantees compared to 2016). It needs to be pointed out that this ratio keeps changing in the course of the year; notably during the holiday season in December the proportion of deposited cash in the energy sector rises temporarily due to the extended trade settlement cycle. The foregoing statistics were available as at 31 December 2017, therefore they reflect the aforementioned temporary growth in cash deposits in the energy sector.

LIQUIDITY RISK MANAGEMENT

The Market Operator manages liquidity risks by creating a sufficient reserve of cash. This reserve is secured by the condition of a minimum amount of financial security provided in the form of cash deposited into the Market Operator's account – 10% of the total provided financial security, but not more than CZK 20 million. These instruments are compounded with overdraft frameworks within OTE's settlement accounts and the process of delaying debit payments vs. credit payments by three days.

In terms of stability, the most secure instruments are overdraft loans agreed upon for OTE's settlement accounts. These loans are fixated for a year. Also relatively stable is a liquidity reserve comprised of cash deposited into the Market Operator's account. Conversely, the last item – a liquidity reserve from delayed payments – is very volatile (i.e. considerably variable), even within a single day. This is mostly due to different durations of the settlement cycle at different banks, in addition to varying payment discipline of balance responsible parties. Differences in VAT taxation of local and foreign market participants are also unfavourably affecting liquidity. This problem may be partly eliminated by the introduction of the reverse charge of value added tax on electricity and gas supplies.

Co se týče ceny těchto instrumentů, je nepřímo úměrná jejich stabilitě. V případě složených peněžních prostředků se operátor trhu zavázal vyplácet pravidelný přírůstek, jehož velikost je dána vývojem tržních podmínek. Při použití této rezervy tak operátor trhu nese náklad ve výši těchto přírůstků. Nejlevnějším zdrojem je polštář ze zpoždění plateb, který v případě bezproblémové platební morálky SZ přináší přírůstky, jež operátorovi trhu kompenzují vzniklé náklady při dočasných platebních problémech některého ze SZ v jiných dnech. Nutno ovšem zmínit, že vývoj depozitních sazeb v posledních letech výrazně snižuje hodnoty těchto přírůstků.

Kromě již uvedeného lze za nástroje řízení finančních rizik (tj. rizika likvidity i kreditního rizika) považovat i povolení k inkasu závazků SZ z účtů SZ, dále právo pozdržet platby a právo jednostranného zápočtu závazků s pohledávkami v případě platební neschopnosti SZ.

Prices of the aforementioned instruments are inversely proportional to their stability. In case of deposits made, the Market Operator has pledged to pay out accruals regularly, the amount of which depends on market conditions. If this reserve is used up, the Market Operator bears the costs in the amount of these accruals. The cheapest source is the cushion from delayed payments which, provided the BRP's payment discipline is good, yields accruals that compensate for the Market Operator's expenses incurred in case of temporary payment problems of any of the balance responsible parties on other days. Note that deposit rates have significantly reduced the value of these accruals in recent years.

In addition to the above described instruments, other instruments for financial risk management (i.e. liquidity risk and credit risk) include an authorization for direct collection of payables of the balance responsible parties from their accounts, the right to delay payments, and the right of a unilateral offset of payables against receivables in case of the relevant BRP's insolvency.

Seznam subjektů zúčtování a účastníků krátkodobých trhů v obou komoditách k 31. 12. 2017

Overview of balance responsible parties and short-term market participants in both commodities at 31 December 2017

účastník trhu <i>market participant</i>	elektřina <i>electricity</i>				plyn <i>gas</i>	
	země <i>country</i>	subjekt zúčtování <i>balance responsible party</i>	krátkodobé trhy <i>spot markets</i>	vyrovnávací trh <i>balancing market</i>	subjekt zúčtování <i>balance responsible party</i>	krátkodobé trhy <i>spot markets</i>
A.En. CZ, s.r.o.	CZ	•	•			
ALPIQ ENERGY SE	CZ	•	•	•	•	•
Alpiq Generation (CZ) s.r.o.	CZ	•	•	•		
Amper Market, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
ARMEX ENERGY, a.s.	CZ	•	•		•	•
Axpo Trading AG	CH	•	•	•	•	•
Better energy s.r.o.	CZ	•	•	•		
Blue-Gas s.r.o.	CZ				•	•
BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.	CZ	•	•		•	•
Brodská plynárenská s.r.o.	CZ				•	•
CARBOUNION BOHEMIA, spol. s r.o.	CZ	•	•		•	•
CARBOUNION KOMODITY, s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
CENTROPOL ENERGY, a.s.	CZ	•	•		•	•
CITIGROUP GLOBAL MARKETS LIMITED	UK	•	•			
COMFORT ENERGY s.r.o.	CZ	•	•			
CONTE spol. s r.o.	CZ	•	•		•	•
ČEPS, a.s.	CZ	•	•	•		
Česká plynárenská a.s.	CZ				•	•
Českomoravský cement, a. s.	CZ	•	•			
ČEZ Prodej, s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
ČEZ, a. s.	CZ	•	•	•	•	•
Danske Commodities A/S	DK	•	•	•	•	•
Dopravní podnik Ostrava a.s.	CZ	•	•			
DufEnergy Trading SA	CH				•	•
E.ON Energie, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
EDF Trading Limited	UK	•	•	•	•	•
Ekologické Zdroje Energie s.r.o.	CZ	•	•	•		
Elektrárna Tisová, a.s.	CZ	•	•	•		
Elektrárny Opatovice, a.s.	CZ	•	•	•		
Elektrix Sp. z o.o.	PL				•	•
ELGAS Energy, s.r.o.	CZ	•	•		•	•
ELIMON a.s.	CZ	•	•		•	•
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	DE	•	•			
Eneka s.r.o.	CZ	•			•	•
Enel Trade S.P.A.	IT	•	•			
Enepa Trade s.r.o.	CZ	•	•	•		
ENERGA Slovakia s.r.o.	CZ	•	•		•	•
Energana s.r.o.	CZ	•	•			
Energi Danmark A/S	DK	•	•	•		

účastník trhu <i>market participant</i>		elektrina <i>electricity</i>			plyn <i>gas</i>	
	<i>země country</i>	<i>subjekt zúčtování balance responsible party</i>	<i>krátkodobé trhy spot markets</i>	<i>vyrovnávací trh balancing market</i>	<i>subjekt zúčtování balance responsible party</i>	<i>krátkodobé trhy spot markets</i>
Energie ČS, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
Energie na doma s.r.o.	CZ				•	•
Energie2 Holding SE	CZ	•	•		•	•
Energie2, a.s.	CZ	•	•		•	•
ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	AT	•	•			
Energobridge, s.r.o.	CZ	•	•	•		
Energotrans, a.s.	CZ	•	•	•		
Energy Financing Team (Switzerland) AG	CH	•	•			
Energy Trading Services s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
ENGIE Energy Management CZ s.r.o.	CZ	•	•		•	•
ENGIE Global Markets	FR	•	•		•	•
Eniq Sp. z o.o.	PL	•	•			
ENOI S.P.A.	IT				•	•
ENRA SERVICES s.r.o.	CZ				•	•
EP Commodities, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
EP ENERGY TRADING, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
ETC – ENERGY TRADING, s.r.o.	CZ	•	•			
European Commodity Clearing Luxembourg S.à.r.l.	LU	•			•	•
EXEN s.r.o.	CZ	•	•			
ExpEn s.r.o.	CZ	•	•	•		
Ezpada s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
Férová Energie, s.r.o.	CZ	•	•		•	•
FITEN SPÓLKA AKCYJNA	PL	•	•			
FONERGY s.r.o.	CZ				•	•
FORTUM MARKETING AND SALES POLSKA SPÓŁKA AKCYJNA	PL	•	•	•	•	•
Fosfa a.s.	CZ	•	•		•	•
Freepoint Commodities Europe LLP	UK	•	•			
Gama Investment a.s.	CZ			•		
Gas International s.r.o.	CZ				•	•
gaSolutions GmbH	AT				•	•
Gazprom Marketing & Trading Limited	UK	•	•		•	•
GEN-I, d.o.o.	SI	•	•			
GETEC ENERGIE AG	DE	•	•	•	•	•
Gunvor International B. V.	NL				•	•
HALIMEDES, a.s.	CZ				•	•
HOLDING GAS EUROPE s.r.o.	CZ				•	•
HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.	SI	•	•			
iNEGt SOLUTIONS s.r.o.	CZ	•	•			

účastník trhu <i>market participant</i>	elektřina <i>electricity</i>			plyn <i>gas</i>		
	země <i>country</i>	subjekt zúčtování <i>balance responsible party</i>	krátkodobé trhy <i>spot markets</i>	vyrovnávací trh <i>balancing market</i>	subjekt zúčtování <i>balance responsible party</i>	krátkodobé trhy <i>spot markets</i>
innogy Energie, s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
innogy Gas Storage, s.r.o.	CZ				•	•
Interenergo d.o.o.	SI	•	•			
JAS Energy Trading s.r.o.	SK	•	•		•	•
JWM Energia Sp. z o.o.	PL	•	•			
KAVALIERGLASS, a.s.	CZ	•	•		•	•
K-Gas s.r.o.	CZ				•	•
Koch Supply & Trading Sarl	CH				•	•
KOMTERM energy, s.r.o.	CZ				•	•
LAMA eco s.r.o.	CZ	•	•		•	•
LAMA energy a.s.	CZ	•	•	•	•	•
Lumius, spol. s r.o.	CZ	•	•	•	•	•
MAGNA ENERGIA a.s.	SK	•	•			
Manta Commodities SE	CZ	•	•	•	•	•
MCT Slovakia s.r.o.	SK	•				
MERCURIA ENERGY TRADING SA	CH				•	•
MET International AG	CH				•	•
MIROMI energy, a.s.	CZ				•	•
MND a.s.	CZ	•	•	•	•	•
MND Gas Storage a.s.	CZ				•	•
Moravia Gas Storage a.s.	CZ				•	•
Moravská plynárenská s.r.o.	CZ				•	•
MVM Partner Energiakereskedelmi ZRt.	HU	•	•			
Nano Energies Trade s.r.o.	CZ	•	•	•		
Neas Energy A/S	DK	•	•	•	•	•
NET4GAS, s.r.o.	CZ				•	•
OMV Gas Marketing & Trading GmbH	AT				•	•
One Energy & One Mobile a.s.	CZ	•	•	•		
PETROL Praha CZ s.r.o.	CZ	•	•			
PGE Trading GmbH, org. složka	CZ	•	•			
PGNiG Supply & Trading GmbH	DE				•	•
Plzeňská energetika a.s.	CZ			•		
Plzeňská teplárenská, a.s.	CZ	•	•	•		
POLENERGIA OBRÓT SPÓŁKA AKCYJNA	PL	•	•			
PPJJ s.r.o.	CZ	•	•	•		
Pražská energetika, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
Pražská plynárenská, a.s.	CZ	•	•		•	•
Příbramská teplárenská a.s.	CZ	•	•			

účastník trhu <i>market participant</i>	elektrina <i>electricity</i>				plyn <i>gas</i>	
	<i>země country</i>	<i>subjekt zúčtování balance responsible party</i>	<i>krátkodobé trhy spot markets</i>	<i>vyrovnávací trh balancing market</i>	<i>subjekt zúčtování balance responsible party</i>	<i>krátkodobé trhy spot markets</i>
Ray Energy a.s.	CZ	•	•		•	•
RIGHT POWER, a.s.	CZ	•	•		•	•
RWE Supply & Trading CZ, a.s.	CZ				•	•
RWE Supply & Trading GmbH	DE	•	•		•	•
Sev.en EC, a.s.	CZ	•	•	•		
Shell Energy Europe Limited	UK				•	•
Slovenské elektrárne Česká republika, s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
Slovenské elektrárne, a.s.	SK	•	•	•		
Slovenský plynárenský priemysel, a.s.	SK	•			•	•
Sokolovská uhelná, právní nástupce, a.s.	CZ	•	•	•		
Solar Global Energy a.s.	CZ	•	•	•		
Spot Winds s.r.o.	CZ	•	•	•		
SPP CZ, a.s.	CZ				•	•
SSE CZ, s.r.o.	CZ	•	•			
Stabil Energy s.r.o.	CZ				•	•
Statkraft Markets GmbH	DE	•	•	•		
Statoil ASA	NO				•	•
Statoil Gas Marketing Europe AS	NO				•	•
TAURON Czech Energy s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
Teplárny Brno, a.s.	CZ	•	•	•	•	•
TrailStone GmbH	DE	•	•		•	•
T-WATT s.r.o.	CZ	•	•	•		
Uniper Global Commodities SE	DE	•	•		•	•
UNIPETROL RPA, s.r.o.	CZ				•	•
Vattenfall Energy Trading GmbH	DE	•	•		•	•
V-Elektra, a.s.	CZ	•	•			
VEMEX Energie a.s.	CZ	•	•	•	•	•
VEMEX s.r.o.	CZ				•	•
Veolia Energie ČR, a.s.	CZ	•	•	•		
Veolia Komodity ČR, s.r.o.	CZ	•	•	•	•	•
VERBUND Trading Czech Republic s.r.o.	CZ	•	•			
Vitol Gas and Power B.V.	NL				•	•
VNG Energie Czech s.r.o.	CZ				•	•
Vršanská uhelná a.s.	CZ	•	•	•		
WINGAS GmbH	DE				•	•
Worldenergy SA	CH				•	•
ZSE Energia CZ, s.r.o.	CZ				•	•
ZSE Energia, a.s.	CZ				•	•

OTE, a.s.

OTE, a.s. – poskytovatel komplexních služeb na trhu s elektřinou a plynem v České republice

- > spolehlivé zpracování a výměna dat a informací na trhu s elektřinou a trhu s plynem prostřednictvím centra datových a informačních služeb 24 hodin, 7 dnů v týdnu,
- > organizování krátkodobého trhu s elektřinou a plynem,
- > zúčtování a vypořádání odchylek mezi smluvními a skutečnými hodnotami dodávek a odběrů elektřiny a plynu,
- > poskytování technického a organizačního zázemí pro změnu dodavatele elektřiny a plynu,
- > administrace výplaty podpory obnovitelných zdrojů energie,
- > vydávání a správa systému záruk původu elektřiny z obnovitelných zdrojů a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,
- > provádění funkce národního správce Registra obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů.

Kontakty

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79
186 00 Praha 8 – Karlín
Tel.: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz

OTE, a.s. – provider of comprehensive services on the electricity and gas markets in the Czech Republic

- > reliable data and information processing and exchange on the electricity and gas markets through the Data and Information Service Centre, 24 hours a day, seven days a week;
- > organizing the short-term electricity and gas markets;
- > clearance and financial settlement of imbalances between the contracted and metered values in supplies and consumption of electricity and gas;
- > provision of technical and organizational support for change of electricity and gas supplier;
- > administration of payments of subsidies for renewable energy sources;
- > issuance and administration of guarantees of origin of electricity from renewable energy sources and combined heat and power;
- > performing the function of a national administrator of the Union registry for emission trading.

Contacts

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79
186 00 Prague 8 – Karlín
Czech Republic
Tel.: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz



