

**Závěrečná zpráva
Energetického regulačního úřadu
o metodice regulace III. regulačního období
včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen
v odvětví elektroenergetiky a plynárenství**

OBSAH

1	Úvod	4
1.1	Vymezení strategického rámce regulace.....	4
2	Dotčené subjekty	6
3	Konzultační proces	7
4	Východiska a další faktory ovlivňující metodiku III. regulačního období	9
4.1	Price-cap vs. revenue-cap.....	9
5	Popis parametrů regulace	12
5.1	Popis parametrů náklady, odpisy, zisk.....	12
5.2	Společné parametry.....	15
5.2.1	Eskalační faktor	15
5.2.2	Faktor efektivity X.....	16
5.2.3	Časová hodnota peněz.....	17
5.2.4	Míra výnosnosti (MV).....	17
5.2.5	Ukazatel kvality v elektroenergetice	20
5.3	Činnost přenos elektřiny	23
5.3.1	Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost přenos elektřiny.....	23
5.3.2	Nastavení parametru výnosy z aukcí provozovatele přenosové soustavy.....	25
5.3.3	Nastavení parametru ostatní výnosy provozovatele přenosové soustavy	26
5.3.4	Upravené povolené výnosy pro činnost přenos elektřiny (vzorec).....	26
5.3.5	Metodika stanovení cen za přenos elektřiny - cena za rezervovanou kapacitu	27
5.3.6	Metodika stanovení cen za přenos elektřiny - cena za použití přenosové sítě.....	27
5.4	Činnost poskytování systémových služeb.....	29
5.4.1	Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost poskytování systémových služeb	29
5.4.2	Upravené povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb (vzorec)	30
5.4.3	Metodika stanovení ceny za systémové služby - stanovení ceny za systémové služby	31
5.5	Činnost distribuce elektřiny	32
5.5.1	Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost distribuce elektřiny.....	32
5.5.2	Nastavení parametru výnosy z ostatních činností provozovatele distribuční soustavy.....	34
5.5.3	Upravené povolené výnosy pro činnost distribuce elektřiny (vzorec).....	34
5.5.4	Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – cena za rezervaci kapacity	35
5.5.5	Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – plátců ceny za rezervaci kapacity distribuční sítě 36	
5.5.6	Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – cena za použití sítě	36
5.5.7	Regulace lokálních distribučních soustav.....	37
5.6	Činnosti operátora trhu s elektřinou (OTE)	38
5.6.1	Popis jednotlivých parametrů	39
5.7	Dodávka poslední instance.....	40
5.8	Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů.....	41
5.8.1	Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů	41
5.8.2	Výroba elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla	41
5.8.3	Výroba elektřiny z druhotných zdrojů.....	41
5.8.4	Kompenzace vícenákladů souvisejících s podporou výroby elektřiny z OZE, KVET a DZ.....	42
5.9	Podpora decentralních zdrojů.....	43
5.10	Činnost přeprava plynu	44
5.10.1	Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost přeprava plynu.....	44
5.10.2	Povolené výnosy pro činnost přeprava plynu (vzorec)	46
5.10.3	Povolená nákupní cena energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění povoleného množství energie plynu na pohon kompresních stanic v přepravní soustavě	47

5.10.4	Povolené množství ztrát v přepravní soustavě.....	47
5.10.5	Plánované množství energie plynu pro pohon kompresních stanic.....	47
5.10.6	Plánovaná spotřební daň	47
5.10.7	Plánované náklady na službu poskytování flexibility	48
5.10.8	Plánované výnosy za odchylky nad povolenou toleranci a plánované výnosy za vyvažovací plyn po odečtení nákladů na jeho pořízení	48
5.10.9	Metodika stanovení cen za přepravu.....	48
5.11	Činnost distribuce plynu	50
5.11.1	Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost distribuce plynu	50
5.11.2	Povolené výnosy pro činnost distribuce plynu (vzorec).....	51
5.11.3	Cena plynu na pokrytí povolených ztrát v distribuční soustavě a na plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu.....	52
5.11.4	Nastavení parametru povolené množství ztrát v distribuční soustavě.....	53
5.11.5	Program ke snižování technických ztrát.....	53
5.11.6	Nastavení parametru plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu	54
5.11.7	Náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů regionálních distribučních soustav	54
5.11.8	Metodika stanovení cen za distribuci.....	55
5.11.9	Dodávka poslední instance.....	56
5.11.10	Regulace cen distribuce v lokálních distribučních soustavách	56
Příloha č. 1	58
Příloha č. 2	65

1 Úvod

Energetický regulační úřad (ERÚ, Úřad) předkládá konečný materiál popisující strategii pro III. regulační období včetně stanovení principů regulace na toto období, po konzultačním procesu, který byl zahájen v červenci 2008.

Snahou Úřadu bylo pomocí veřejného konzultačního procesu a při využití zásad metody RIA zlepšit komunikaci s okolím a zpřístupnit svoji práci širší veřejnosti. Veřejným konzultačním procesem byla zaručena transparentnost v rozhodování Úřadu a teoreticky se vyloučily případné snahy o korupční jednání.

Zavedení RIA souvisí s programovým prohlášením vlády, která konstatovala, že cesta k posílení konkurenceschopnosti ČR v mezinárodním prostředí je neodmyslitelně spjata se zvýšením efektivity výkonu veřejné správy. Proto se vláda v tomto svém zásadním dokumentu zavázala podniknout kroky směrem ke zlepšení veřejné správy a kvality jí poskytovaných služeb, tzn. nastavit jednoznačné podmínky k tomu, aby veřejná správa byla nejen chápána, ale skutečně i fungovala jako služba občanům.

První zpráva vydaná v červenci 2008 byla zpracována ve variantních řešeních jednotlivých parametrů tak, aby mohla zároveň sloužit jako podklad pro zpracování související sekundární legislativy podle obecných zásad pro hodnocení dopadů regulace (RIA – Regulatory Impact Assessment).

Aktualizovaná zpráva z února 2009 již obsahovala zdůvodnění rozhodnutí Energetického regulačního úřadu k nastavení jednotlivých parametrů. Uplatněné metodiky u jednotlivých parametrů vycházely z připomínek, které byly Úřadu zaslány v průběhu konzultačního procesu, z jednání s regulovanými subjekty a z analýz nezávislých poradenských firem tak, aby naplňovaly cíle, které si Úřad zvolil pro strategii III. regulačního období.

Předkládaná Závěrečná zpráva popisuje nastavení výchozích hodnot III. regulačního období, včetně metodiky regulace, která je v souladu s vyhláškou č.140/2009 Sb. Zpráva zároveň vyhodnocuje průběh konzultačního procesu (kap. 3) a v kapitole 4 popisuje vývoj nejnovějších událostí (Východiska a další faktory ovlivňující metodiku III. regulačního období). Celá kapitola 5 (Popis parametrů regulace) je zaměřena již na konkrétní rozhodnutí o stanovení parametrů pro III. regulační období, včetně zdůvodnění rozhodnutí, která Úřad musel udělat.

1.1 Vymezení strategického rámce regulace

Činnosti distribuce elektřiny a plynu, přenos elektřiny a přeprava plynu patří do odvětví tzv. přirozených monopolů, jejichž fungování je zabezpečeno pouze jedinou sítí, protože budování paralelní infrastruktury není ekonomicky efektivní. Aby nedocházelo k tomu, že monopoly budou nekontrolovatelně určovat ceny, musí být regulovány státem. V případě regulace je k tomuto účelu zpravidla zmocněn regulační orgán.

V České republice byl k výkonu regulace v energetice zřízen Energetický regulační úřad zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických

odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)¹, ve znění zákona č. 158/2009 Sb. Na základě energetického zákona je Úřad povinen stanovit prováděcím právním předpisem způsob regulace v energetických odvětvích a postupy pro regulaci cen. K tomuto účelu byla v květnu 2009 vydána vyhláška č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích, jejíž účinnost začíná od III. regulačního období.

Cílem metodiky pro III. regulační období bylo určit přiměřenou úroveň zisku pro společnosti během následujících pěti let regulačního období, zajistit dostatečnou kvalitu poskytovaných služeb zákazníkům při efektivně vynaložených nákladech, podpořit budoucí investice, zajistit zdroje pro obnovu sítí a nadále zvyšovat efektivitu, ze které budou profitovat také zákazníci.

Regulace cen v elektroenergetice

Výsledná cena dodávky elektřiny pro všechny kategorie konečných zákazníků je složena z pěti základních složek. První složku ceny tvoří neregulovaná cena **komodity**, tj. elektrické energie označované také jako silová elektřina, jejíž cena je tvořena na tržních principech a v souladu s obchodními strategiemi jednotlivých dodavatelů elektřiny. Ostatní složky ceny zahrnují regulované činnosti monopolního charakteru, mezi něž patří **doprava** elektřiny od výrobního zdroje **prostřednictvím přenosového a distribučního systému** ke konečnému zákazníkovi, a dále činnosti spojené se zajištěním stabilního energetického systému z technického hlediska (tzv. zajišťování **systémových služeb**) i obchodního hlediska (především činnost operátora trhu s elektřinou v oblasti **zúčtování odchylek**). Poslední složkou výsledné ceny dodávky elektřiny je pak **příspěvek na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů**. Tímto způsobem je cena dodávky elektřiny tvořena pro všechny kategorie zákazníků s účinností od 1. ledna 2006, kdy byl český trh s elektřinou zcela liberalizován.

Regulace cen v plynárenství

Cena dodávky zemního plynu pro konečné zákazníky se skládá ze čtyř základních složek. První složkou je platba za **komoditu**, tj. za samotný zemní plyn, jehož cena je dána dovozní cenou plynu, marží a náklady dodavatele, dále jde o platbu za **přepravu** plynu z hraničního předávacího bodu do domácí zóny jednotlivých distributorů (od 1. ledna 2010 do domácího bodu ČR) přepravní soustavou a platbu za navazující činnost **distribuce** plynu do odběrného místa. Čtvrtou složkou je cena za **uskladňování** plynu.

Od 1. ledna 2007 je trh se zemním plynem plně otevřen, což znamená, že každý konečný zákazník má právo vybrat si svého dodavatele a ceny obchodu a uskladňování jsou dány tržním prostředím. Trh se zemním plynem se postupně začínal otevírat od roku 2005. Z důvodu jeho nefunkčnosti však zavedl ERÚ od 1. ledna 2006 opět pro oprávněné zákazníky regulaci formou maximálních cen. K ukončení regulace došlo dnem 31. března 2007. Od 1. dubna 2007 je tedy český trh s plynem již plně liberalizovaný a ceny obchodu a uskladňování jsou v režii jednotlivých obchodníků na trhu.

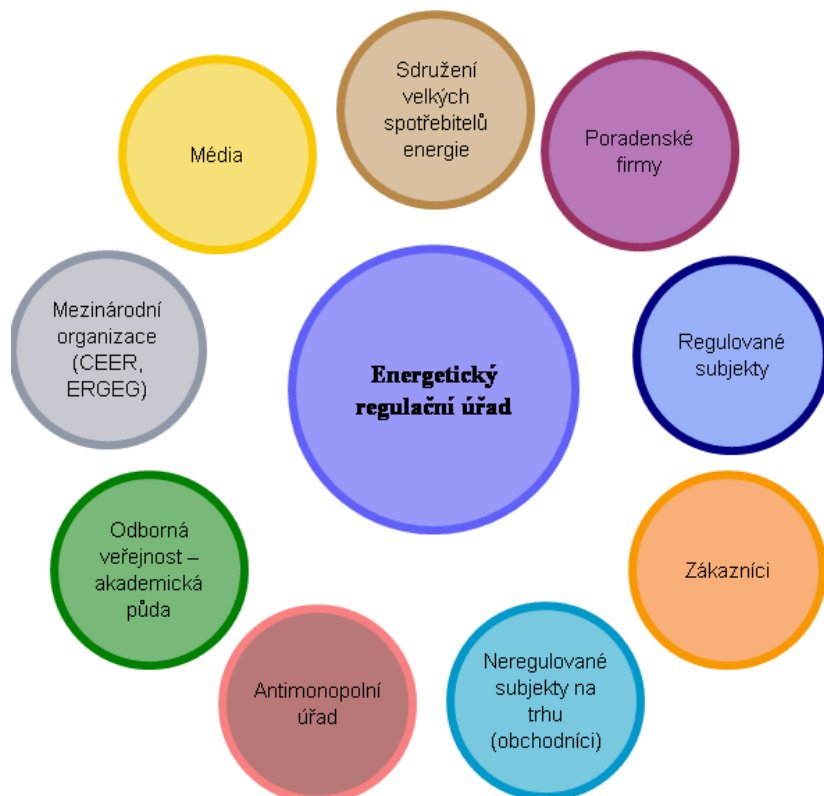
¹ Energetický zákon upravuje v souladu s právem Evropských společenství (směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES a směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/55/ES) podmínky podnikání, výkon státní správy a nediskriminační regulaci v energetických odvětvích.

2 Dotčené subjekty

Postavení regulačního orgánu z hlediska nastavení regulace a stanovení metod je specifické v tom smyslu, že hlavním úkolem Úřadu je zaujímat nezávislé a objektivní postavení. Úřad vystupuje v roli tzv. arbitra, neboli soudce určujícího transparentní podmínky pro podnikání regulovaných subjektů za přijatelnou cenu pro konečného spotřebitele.

Všechny nejdůležitější zainteresované strany, které mohou ovlivnit proces regulace, jsou zachyceny v následujícím obrázku:

Obrázek 1 Postavení Energetického regulačního úřadu



Pozice regulovaných společností je velice silná. Přímá i nepřímá rozhodnutí Úřadu mohou ovlivnit hospodářské výsledky firem, proto má většina společností speciálního pracovníka či tým pracovníků určených pro vyjednávání s Úřadem. Taktéž se regulované subjekty sdružují do svazů a unií jako je např. ČSRES (Sdružení regionálních distribučních společností v elektroenergetice), ČPU (Česká plynárenská unie), jejichž aktivita je zaměřena na sjednocení stanovisek subjektů a vyjednávání s Úřadem ohledně prosazení společných dohod.

Na energetickém trhu ČR se můžeme setkat také se skupinou velkých zákazníků (velkoodběratelů), kteří se sdružují do asociací a organizací např. Sdružení velkých spotřebitelů energie (SVSE), Svaz měst a obcí (SMO), Hospodářská komora (HK), Svaz průmyslu a dopravy ČR (SP).

Asociace malých zákazníků např. Sdružení obrany spotřebitelů ČR (SOS), či přímo samotní maloodběratelé jsou nejpočetnější skupinou, ale jejich aktivita je minimální až mizivá. Hlavními důvody jsou především náročnost sledování dění v oboru, přehled o metodikách regulace, znalosti historie atd. Cena energie pro velké spotřebitele je klíčová, zatímco u malých zákazníků nečiní prozatím tak významné procento výdajů, aby bylo nezbytné

zajímat se o natolik složitou problematiku, jakou je liberalizace trhu, stanovení cen, metodika regulace atd.

Úřad se během konzultačního procesu, který probíhal v rámci nastavení metodiky III. regulačního období, snažil zprůhlednit svoji činnost i ostatní veřejnosti, případně ji zapojit do diskuze o metodice regulace.

3 Konzultační proces

V souladu s principy transparentního a otevřeného přístupu při tvorbě metodiky regulace a konkrétních regulačních nástrojů a s cílem připravit všeobecně akceptovatelnou metodiku Úřad dne 18. července 2008 vyhlásil veřejný konzultační proces, do kterého se mohly prostřednictvím internetových stránek Úřadu (www.eru.cz) zapojit všechny zainteresované strany.

Obrázek 2 Náhled na webové stránky ERÚ

The screenshot shows the website of the Energy Regulatory Authority (ERÚ). The main heading is "Energetický regulační úřad". Below it, there is a navigation menu with options like "Změna dodavatele a kalkulační plateb", "Cenová rozhodnutí", "Často kladené dotazy - FAQ", "Kontakty", and "Mapa stránek". The main content area is titled "III. REGULAČNÍ OBDOBÍ - KONZULTAČNÍ PROCES" and contains several news items with dates, such as "Stav konzultačního procesu k 5. 8. 2009" (10. 08. 2009) and "Návrh nové vyhlášky o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen" (20. 03. 2009). The footer includes copyright information for 2007-2009 II Systems a.s. and a contact email address: adriana.vesela@eru.cz.

Během konzultačního procesu Energetický regulační úřad obdržel připomínky od více než 23 subjektů z řad regulovaných a licencovaných subjektů, zákazníků, asociací, ústředních orgánů státní správy a ostatních účastníků trhu.

Úřad deklaroval snahu o zapojení široké veřejnosti do diskuzí nad metodikou III. regulačního období. Svoje naděje vkládal především do akademické půdy, kde se domníval, že takto

odborně pojatá problematika najde odezvu. Z níže uvedené tabulky je však patrné, že především reagovaly regulované subjekty, částečně asociace (především zastupující regulované subjekty) a zanedbatelně veřejnost, která si zprávu našla na webových stránkách ERÚ. Zástupci odborné veřejnosti však bohužel nereagovali. Lze se pouze domnívat, že prázdninový termín k vyhlášení konzultačního procesu nebyl zrovna příznivý.

Snahou Úřadu bylo prověření a zapracování všech došlých připomínek v rámci konzultačního procesu do předkládané Aktualizované zprávy. I když některé připomínky nebyly se subjekty projednány, Úřad se je při zpracování zprávy snažil vzít v úvahu.

Tabulka 1 Konzultační proces ke III. regulačnímu období

Konzultační proces - III. regulační období	Počet dopisů s výzvou k připomínkování 7/2008	Odpověď/reakce/připomínky od subjektů do 8/2008	Uskutečněná jednání v období 9-12/2008	Uskutečněná jednání v období 1-6/2009	Uskutečněná jednání v období 6-9/2009
Regulované subjekty, jejich svazy a unie	10	10	20	10	7
Asociace a sdružení na straně spotřebitelů	9	3	-	-	-
Odborná veřejnost, akademická půda	21	2	-	-	-
Ústřední orgány státní správy	4	2	-	-	-
Ostatní účastníci trhu, zákazníci	-	5	2	5	-
Celkem	44	22	22	15	7

Zdroj: Spisová služba ERÚ

Konzultace v průběhu podzimu se především týkaly připomínek regulovaných subjektů a nesly se v duchu jejich upřesnění, předkládání analýz, zdůvodňování stanovisek subjektů, ale i obhajoby rozhodnutí Úřadu. První kolo konzultací proběhlo v elektroenergetice v intervalu 15. září – 25. září 2008 a aktualizované připomínky byly zveřejněny 24. října 2008. Druhé kolo konzultací probíhalo v intervalu 5. listopadu – 24. listopadu 2008. V plynárenství proběhlo první kolo konzultací v intervalu 18. září – 3. října 2008 a ke zveřejnění aktualizovaných připomínek došlo 6. listopadu 2008. Druhé kolo konzultací proběhlo v intervalu 7. listopadu – 12. listopadu 2008. Ze všech jednání jsou sepsány zápisy, které jsou vzájemně podepsány zástupci stran. Pro veřejnost nebudou zápisy k dispozici.

Závěry z jednání byly ERÚ zapracovány do návrhu metodiky stanovení parametrů pro III. regulační období, která byla představena formou prezentací dne 11. a 12. prosince 2008 regulovaným subjektům. Prezentace byly zveřejněny dne 9. ledna 2009 na internetových stránkách Úřadu k vyjádření veřejnosti. K uvedeným prezentacím se vyjádřilo sdružení SVSE, jehož připomínky byly vypořádány a byl objasněn postoj a důvody pro přijaté řešení ze strany Úřadu.

Po představení metodiky byly regulované subjekty vyzvány ke vznesení námitek k metodice předsedovi ERÚ. Předseda ERÚ na základě námitek vznesených od regulovaných společností uspořádal setkání s těmito společnostmi. Společnosti mohly znovu vést přímou argumentaci k metodice III. regulačního období.

Závěry z těchto jednání byly zapracovány do Aktualizované zprávy vydané v únoru 2009. Jednalo se především o postoj k propočtu parametrů *WACC*, vstupní hodnotě regulované báze aktiv a korekčních faktorů z titulu změny metodiky auditovaných hodnot na metodiku plánovaných hodnot apod.

V průběhu prvního čtvrtletí 2009 probíhala intenzivní jednání s regulovanými subjekty ohledně stanovení pětileté či roční metodiky *WACC* z titulu vzniklé finanční krize, nad metodikou stanovení plošného a individuálního faktoru efektivity a metodikou stanovení ztrát. Výsledky z těchto jednání jsou zapracovány v předkládané Závěrečné zprávě.

Na přelomu dubna a května 2009 měl Úřad k dispozici poslední data z regulačního výkaznictví k naplnění metodiky stanovení parametrů pro III. regulační období.

Dne 11. května 2009 vyšla vyhláška č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen, kterou byl završen konzultační proces a podle které se bude postupovat při regulaci cen v energetickém odvětví od počátku III. regulačního období.

Energetický regulační úřad je povinen oznámit stanovené parametry regulačního vzorce pro jednotlivé regulované činnosti v dostatečném časovém předstihu, což podle vyhlášky č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích, znamená konkrétně:

- provozovateli přenosové soustavy nejpozději 6 měsíců před začátkem regulačního období,
- provozovateli elektroenergetické distribuční soustavy nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období,
- operátorovi trhu s elektřinou nejpozději 6 měsíců před začátkem regulačního období,
- provozovateli přepravní soustavy nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období,
- provozovateli plynárenské distribuční soustavy nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období.

Dne 30. června 2009 byly přenosové společnosti ČEPS zaslány parametry regulačního vzorce pro III. regulační období. Některé z parametrů (především plánované hodnoty) však stále zůstaly předmětem dalších diskuzí. Stejná situace nastala i u provozovatelů distribuční soustavy v elektroenergetice, kterým byly předběžné vstupní parametry regulačního vzorce zaslány dne 30. července 2009. Regulovaným společností v plynárenství byly předběžné vstupní parametry vzorce zaslány dne 31. července 2009.

Na základě znovu vykázaných aktualizovaných dat byly provozovateli přepravní soustavy a provozovatelům distribuční soustavy v plynárenství dne 15. září 2009 zaslány konečné hodnoty vstupních parametrů regulačního vzorce pro rok 2010.

Provozovateli přenosové soustavy a provozovatelům distribuční soustavy v elektroenergetice byly konečné hodnoty vstupních parametrů regulačního vzorce pro rok 2010 upřesněny dne 9. října 2009.

4 Východiska a další faktory ovlivňující metodiku III. regulačního období

4.1 Price-cap vs. revenue-cap

Před rozvíjením dalších návrhů konkrétních parametrů regulace musel Úřad rozhodnout, jakou metodu regulace v dalším regulačním období použije.

Aktuálně používané regulační metody se v Evropské Unii (EU) významně liší, jak je patrné z obrázku níže. Motivační metody regulace jsou primárně podporované Evropskou komisí a postupně nahrazují zastaralé metody (Cost Plus a Rate of Return), které nenutily společnosti zvyšovat provozní efektivitu. Motivační regulace vede společnosti ke zlepšení jejich investiční a provozní efektivity a má zajistit, aby z této efektivity profitovali také spotřebitelé.

Metoda price-cap motivuje regulační společnosti ke snižování nákladů a efektivnímu chování, ale je možné ji použít pouze v prostředí, ve kterém se předpokládá, že se parametry regulačního vzorce během regulačního období nebudou výrazně měnit.

Metoda revenue-cap je rozdílná v přístupu k jednotlivým parametrům regulačního vzorce v průběhu regulačního období. Regulátor stanovuje na začátku regulačního období jednotlivé parametry, které každoročně reviduje, a z těchto parametrů vypočítá maximální povolené výnosy pro energetické společnosti. Z těchto povolených výnosů se následně stanovuje cenový strop na základě spotřeby.

Využít tuto metodu regulace je vhodné, pokud nejsou jednotlivé parametry regulačního vzorce stabilizované a očekává se, že se budou upravovat v průběhu regulačního období. Pokud se jedná o výběr mezi metodami price-cap a revenue-cap, je třeba vycházet z konkrétních podmínek a stavu prostředí, přičemž vhodnost jedné či druhé varianty se může střednědobě měnit.

Při nastavování metodiky III. regulačního období nebylo vhodné použít metodu price-cap, dokud nebyl konkrétně dořešen vývoj jednotlivých parametrů, např. u odpisů způsob zahrnutí přeceněných odpisů do regulace. Základní podmínkou pro aplikaci metody price-cap je totiž prvotní nastavení výchozích podmínek regulace a jednotlivých parametrů analytickými metodami, které budou platit až do konce regulačního období.

V celkovém porovnání aplikovaných metod používaných v uvedených zemích se k regulaci uplatňované dosud Úřadem nejvíce přibližují regulátoři z Irska a Německa. Rozdílné, a pro účely ERÚ těžko použitelné, jsou metody používané ve Španělsku, které používá referenční model sítě, nebo v Norsku, které používá revenue-cap pouze na 40 % nákladů a na 60 % nákladů uplatňuje metodu yardstick.

V porovnání s regulačními vzorci používanými v Irsku a Německu byl regulační vzorec ERÚ aplikovaný v II. regulačním období zastaralý a nezahrnoval kromě tradiční formulky RPI-X žádné další motivační parametry.

Právě motivace společností orientovaná na kvalitu dodávky elektřiny je v obou zemích vysoce využívaná. V Irsku jsou společnosti, které nedosáhnou požadované kvality dodávky, penalizovány odebráním části povolených výnosů až do výše 4 % ročně. V případě Německa jsou stanoveny čtyři dimenze kontroly kvality a kromě penalizací v podobě odebrání povolených výnosů zde platí také standardy kvality a pokud jsou porušeny, tak je distribuční společnost povinna uhradit zákazníkům předem stanovenou pokutu.

Při stanovování metodiky regulace III. regulačního období se Energetický regulační úřad rozhodl znovu použít metodu regulace revenue-cap. K tomuto rozhodnutí vedla Úřad zejména důležitá skutečnost, že podmínkou pro aplikaci způsobu price-cap je prvotní nastavení výchozích podmínek regulace a jednotlivých parametrů analytickými metodami, které budou platit až do konce regulačního období. Při nastavování metodiky III. regulačního období nebylo vhodné použít metodu price-cap, dokud nebyl konkrétně dořešen vývoj jednotlivých parametrů (z důvodu procesů unbundlingu a transformace společností Úřad nemá pro uvedenou metodu dostatečné podklady k určení výchozích podmínek regulace).

5 Popis parametrů regulace

5.1 Popis parametrů náklady, odpisy, zisk

Náklady

Výchozí úroveň nákladů byla stanovena na základě průměru skutečných účetních nákladů let 2007 a 2008 eskalovaných do cenové úrovně roku 2009 eskalačním faktorem (viz kapitola [5.2.1](#)). V dalších letech budou náklady eskalovány eskalačním faktorem a plošným faktorem efektivity X .

Všeobecně používaná teorie regulace předpokládá, že se náklady vstupující do následujícího regulačního období stanovují na základě analýzy skutečně dosažených hodnot v období předcházejícím. Tato teorie vychází z předpokladu, že společnosti v průběhu regulačního období tlakem na efektivitu své náklady snižují, čímž dosahují vyšších zisků, než jim stanovil regulátor. Efektivní vynakládání nákladů u společností v průběhu předcházejícího regulačního období umožní nižší nastavení tohoto parametru v dalším regulačním období.

Na základě analýz skutečných nákladů u společností v průběhu II. regulačního období Úřad konstatoval, že vzhledem k mimořádným událostem spojeným s unbundlingem není možné použít náklady z let 2004-2006. Ty neodpovídají běžným nákladům, které je nutné vynakládat na zabezpečení licencované činnosti a jsou zatíženy náklady, které souvisely s transformacemi. Zároveň v transformačních letech společnosti vzhledem k organizačním změnám nevykazovaly náklady, které jsou obvyklé pro licencovanou činnost při běžném chodu společnosti.

Vzhledem k rozdílným transformačním rokům v elektroenergetice a plynárenství Úřad rozhodl, že bude prosazovat stejnou metodiku stanovení nákladů pro oba sektory, a proto pro základnu nákladů pro III. regulační období analyzoval u všech subjektů roky 2007 a 2008.

Svým rozhodnutím Úřad nevyhověl žádosti některých regulovaných subjektů, které chtěly zařadit do průměru let i plánované hodnoty roku 2009 nebo povolené náklady roku 2009, které byly v regulaci II. regulačního období, popř. analyzovat průměr nákladů za celé II. regulační období.

Rovněž Úřad nevyhověl žádostem společností o zařazení mimořádných nákladů vyplývajících ze základních povinností všech distribučních společností, které souvisí s otevřeným trhem a které musí společnosti plnit podle zákonem daných ustanovení. Podle názoru Úřadu nejsou tyto náklady důvodem k individuální úpravě v oblasti nákladů u jedné distribuční společnosti. Vzhledem k tomu, že tyto činnosti musely všechny společnosti zajišťovat již v průběhu II. regulačního období, náklady spojené s provozem informačních systémů a personálním zabezpečením činností po oddělení byly předmětem uznaných nákladů na unbundling.

Odpisy

Aktivita Úřadu spočívající v důkladných analýzách investic umožnila v průběhu II. regulačního období společnostem rychlejší přechod na přeceněné odpisy a možnosti využít pro společnost dodatečné peněžní prostředky pro obnovu a rozvoj majetku.

Povolené odpisy budou stanoveny na základě plánovaných hodnot v jednotlivých letech regulačního období. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz v roce $i+2$.

Pokud Úřad v regulovaném roce zjistí významný rozdíl mezi očekávanou skutečností a plánovanou hodnotou odpisů, který by výrazným způsobem ovlivnil cenovou stabilitu, má právo upravit hodnotu parametru odpisů následujícího roku $i+1$.

V průběhu roku 2006 probíhala intenzivní spolupráce Úřadu s regulovanými společnostmi na posouzení jejich dlouhodobých plánů investic, na jejichž základě mohl Úřad analyzovat výši zdrojů, které společnosti potřebují v průběhu dalších 15 let na obnovu majetku tak, aby byla zachována současná technická úroveň a kvalita dodávky.

Na základě výše uvedených analýz dospěl Úřad k závěru, že potřebná výše odpisů jako zdroje peněz pro obnovu majetku odpovídá přeceněným odpisům, které mají společnosti zaúčtovány ve svém účetnictví.

Pokud společnosti nebudou investovat přeceněné odpisy zpět do obnovy majetku takovým způsobem, aby zachovaly jeho úroveň a kvalitu dodávky, Úřad zavede do regulace takový mechanismus, který zaručí, že povolené odpisy budou použity pouze pro investiční účely v rámci licence.

Zisk

Stejně jako ve II. regulačním období zůstává zachováno nastavení parametru zisku jako součinu míry výnosnosti (MV) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB). K výši vypočteného zisku bude v roce 2010 a 2011 v případě distribučních společností v elektroenergetice přičtena hodnota korekčního investičního faktoru (KI) dobíhající ještě z II. regulačního období.

RAB

Úřad přistoupil na kompromisní návrh společností, který je založen na principu uznání investiční aktivity do regulační báze aktiv progresivnějším způsobem, než uvažoval v původním návrhu. Úřad předpokládá, že přijatý způsob bude společnosti více motivovat k investiční činnosti.

Výchozí úroveň regulační báze aktiv (RAB_0) byla stanovena na základě plánované zůstatkové hodnoty aktiv roku 2009 (ZHA_{pl2009}), která byla přepočtena výchozím koeficientem přecenění (k_0). Tento koeficient zajišťuje návaznost ziskovosti společností ve II. a III. regulačním období.

Počáteční hodnota koeficientu přecenění navazuje na stanovený zisk roku 2009 v II. regulačním období a určuje procento uznání majetku společností z účetnictví společnosti do regulační báze aktiv. Metodika je založena na uznání ziskovosti z II. regulačního období tak, aby se společnost nemohla cítit poškozena přechodem na nový model III. regulačního období. Stejnou filosofii Úřad používal i v II. regulačním období při stanovení RAB_0 v roce 2004.

Úřad stanovil minimálně jednotný koeficient přecenění pro výchozí úroveň regulační báze aktiv (RAB_0), a to 55 % v elektroenergetice a 50 % v plynárenství s výjimkou společností, které již tento koeficient překročily. Jednotná výchozí úroveň regulační báze aktiv umožňovala narovnání disproporcí vzniklých mezi společnostmi v důsledku přecenění majetku v rámci unbundlingu.

V případě, že výchozí hodnota RAB_0 stanovená na základě výše uvedeného postupu byla nižší než RAB_{2009} , jako vstupní hodnota RAB_0 byl uplatněn RAB_{2009} .

V dalších letech bude tato výchozí úroveň navyšována o rozdíl mezi aktivovanými investicemi a odpisy. Odpisy budou přepočteny koeficientem přecenění k_{pli} , který bude vypočten jako podíl plánované hodnoty regulační báze aktiv v roce $i-1$ (v roce 2010 výchozí hodnoty RAB_0) a plánované zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i-1$.

Vzhledem k tomu, že pro stanovení hodnot regulační báze aktiv budou používány plánované hodnoty, je nezbytné po zjištění skutečné výše těchto hodnot z auditovaných údajů společností provést korekci výše regulační báze aktiv prostřednictvím korekce KF_{RAB} . Výše této korekce bude zjištěna z rozdílu skutečné hodnoty aktivovaných investic snížené o skutečnou hodnotu odpisů přepočtenou plánovaným koeficientem k_{pli} platným pro posuzovaný rok a plánované hodnoty aktivovaných investic snížené o plánovanou hodnotu odpisů přepočtenou koeficientem k_{pli} platným pro posuzovaný rok.

Korekce regulační báze aktiv bude poprvé provedena při stanovení povolených výnosů roku 2012.

$$RAB_0 = k_0 \times ZHA_{pl2009}$$

$$k_0 = \frac{\text{zisk}_{2009}}{ZHA_{pl2009} \times \frac{MV_{2010}}{100}}$$

$$k_0 \geq 55\% \text{ v elektroenergetice}$$

$$k_0 \geq 50\% \text{ v plynárenství}$$

$$k_0 \times ZHA_{pl2009} < RAB_{2009} \rightarrow RAB_0 = RAB_{2009}$$

$$k_0 \times ZHA_{pl2009} > RAB_{2009} \rightarrow RAB_0 = k_{0min} \times ZHA_{pl2009}$$

$$RAB_i = RAB_0 + \sum_{t=1+i}^{i+1} \Delta RAB_t + \sum_{t=1+3}^{i+1} KR_{RABt}$$

$$\Delta RAB_t = \text{Aktivované}_{pl} \text{ investice}_{pl} - \text{Odpisy}_{pl} \times k_{pl}$$

$$k_{pl} = \frac{RAB_{t-1}}{ZHA_{t-1}}; k_{pl2010} = \frac{RAB_0}{ZHA_{pl2009}}$$

$$KF_{RABt} = \Delta ZHA_{skt-2} - \Delta ZHA_{pl-2}$$

Korekční faktor zisku

Korekční faktor zisku (KF_z) bude vypočten jako násobek korekce regulační báze aktiv (KF_{RAB}) a míry výnosnosti platné v posuzovaném roce s uplatněním časové hodnoty peněz. Takto vypočtený korekční faktor bude připočten ke stanovenému zisku.

Korekční faktor zisku vypočtený podle této metodiky bude poprvé uplatněn v povolených výnosech roku 2012.

$$KF_{zi} = KF_{RABi} \times \frac{MV_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{RABi} \times \frac{MV_{i-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}$$

5.2 Společné parametry

5.2.1 *Eskalační faktor*

Eskalačním faktorem obecně rozumíme index, kterým jsou vstupní parametry v rámci regulace posouvány do dalších let.

Eskalační faktor (*I*) pro III. regulační období je odlišný od eskalačního faktoru používaného v průběhu II. regulačního období. Ve III. regulačním období je tento faktor uplatňován pouze na parametr nákladů vzhledem k tomu, že parametr odpisů vstupuje do vzorce v plánovaných hodnotách. Úřad se rozhodl opustit eskalační faktor složený z průmyslového (*PPI*) a mzdového faktoru (*MI*) a využít k eskalaci jiný složený index.

Důvodem pro zrušení eskalace faktorem *PPI* je jeho způsob měření vývoje cenové hladiny. Změny ceny reprezentativního vzorku (výstupů různého průmyslového odvětví) odráží, mimo jiné, i změny cen v odvětví energetiky. Tím však dochází k cyklickému navyšování cen v energetice.

Současně jsou změny cen v průmyslových odvětvích ovlivňovány mzdovými náklady, což vedlo Úřad k rozhodnutí nadále nepoužívat ani mzdový index.

Snahou ERÚ bylo tedy nalézt vhodný index, který by odrážel skutečnou strukturu nákladů regulovaných subjektů. Tento přístup by však vyžadoval využití specifických indexů, které by navíc musely být odlišné pro každou společnost. Úřad proto přistoupil k jednotnému eskalačnímu faktoru, společnému po všechny regulované subjekty.

Eskalační faktor pro III. regulační období je složen z indexu cen podnikatelských služeb (subindex indexu cen tržních služeb) s váhou 70 % a indexu spotřebitelských cen s 1% bonusem a váhou 30 %.

Index cen podnikatelských služeb (*IPS*) je stanoven jako vážený průměr indexů cen 62-Programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a tech. sl., 77-Služby v oblasti pronájmu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Sl. souv. se stavbami, úpr. krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód 7008) za měsíc duben roku *i-1* na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2005.

Index spotřebitelských cen (*CPI*) odráží běžnou inflaci a je vykázan Českým statistickým úřadem v tabulce indexu spotřebitelských cen 7101 za měsíc duben roku *i-1* na základě klouzavého průměru.

Úřad se rozhodl používat k eskalaci index cen podnikatelských služeb z důvodu změn v energetickém sektoru týkajících se transformace subjektů podnikajících v energetických odvětvích. V souvislosti s vyčleněním regulované činnosti z bývalých vertikálně integrovaných společností do právně samostatných subjektů se změnila i struktura nákladů na zajištění daných činností, které jsou v současnosti vykazovány v převážné většině jako náklady na služby od spřízněných společností.

Vývoj indexu spotřebitelských cen zároveň koresponduje s požadavky odborů na zvýšení mezd zaměstnanců z důvodu zachování jejich životní úrovně (tzn. že odráží vývoj mzdových nákladů u společností).

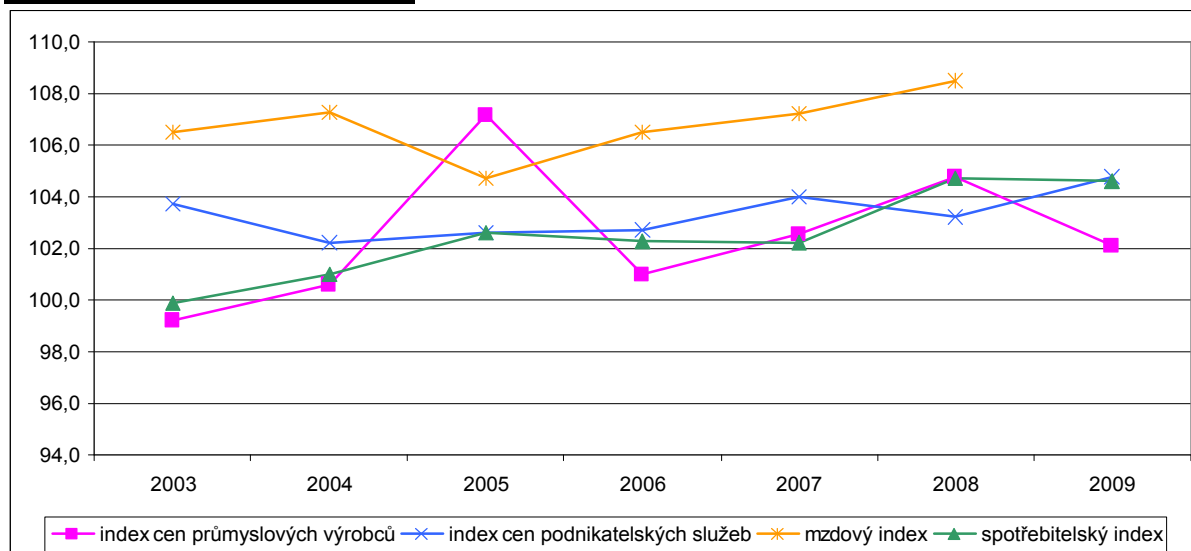
Vzhledem k udržení reálné mzdy Úřad připouští navýšit index spotřebitelských cen o 1 % tak, aby konečný index více odrážel mzdovou politiku v budoucích letech.

Eskalační faktor tak je počítán podle následujícího vzorce:

$$I_i = 70\% \times IPS_i + 30\% \times (CPI_i + 1\%)$$

Úřad zrušil eskalační faktor odběrných míst, neboť po provedených analýzách se potvrdilo, že jeho aplikace nevede k zamýšlenému efektu rozvoje plynárenské soustavy. Navýšení nákladů indexací by se totiž projevilo až při výrazném nárůstu odběrných míst, který však v průběhu II. regulačního období nebyl zaznamenán a neočekává se ani v dalším období. Tento krok vedl také ke zjednodušení indexace povolených nákladů a pro činnosti distribuce elektřiny i plynu je zajištěn shodný přístup.

Graf č. 1 Průběh statistických indexů



5.2.2 Faktor efektivity X

Faktor efektivity X nutí společnosti na energetickém trhu k efektivnějšímu chování a ke snižování nákladů v průběhu regulačního období. Regulátor na začátku regulačního období stanovuje hodnotu požadované efektivity, kterou jsou společnosti povinny dodržet.

Úřad ve III. regulačním období chtěl uplatnit dvě úrovně faktoru efektivity:

- individuální faktor efektivity X_i ,
- plošný faktor efektivity X .

Individuální faktor efektivity X_i

Individuální faktor efektivity X_i měl odrážet efektivnost vynakládání nákladů jednotlivých společností při jejich vzájemném porovnávání v sektoru elektroenergetiky a plynárenství. Cílem zavedení individuálního faktoru efektivity X_i bylo penalizovat společnosti, které v předchozím regulačním období nevyužívaly svoje náklady příliš efektivně.

Úřad se rozhodl při stanovení individuálního faktoru efektivity X_i využít zkušenosti mezinárodní společnosti Arthur D. Little a v rámci spolupráce mezi Úřadem, regulovanými subjekty a poradenskou společností se snažil najít vhodnou metodiku pro jeho stanovení.

Projekt, který byl velice náročný na získání a ověření dat včetně sestavení dat do srovnatelných časových řad, byl nakonec předčasně ukončen a bylo konstatováno, že bez detailní analýzy procesů u jednotlivých společností a sjednocení datové základny nelze individuální faktor efektivity X_i stanovit.

Individuální faktor efektivity X_i tedy především kvůli absenci srovnatelných dat mezi společnostmi byl stanoven pro III. regulační období ve výši 0.

Plošný faktor efektivity X

Plošný faktor efektivity X se většinou stanovuje na základě vzájemného porovnání (benchmarkingu) efektivity využívání nákladů porovnatelných společností. Jelikož v prostředí českého trhu nebylo možné provést vypovídající benchmarking efektivity, vycházel Úřad při stanovení plošného faktoru efektivity X pro III. regulační období ze zahraničních zkušeností a z analýz dosažené efektivity z předchozího regulačního období.

Pro III. regulační období měl být plošný faktor efektivity X původně stanoven ve výši 7,5 %. Následně po diskusi v rámci konzultačního procesu byl plošný faktor efektivity X snížen na 5 % za podmínky stanovení individuálního faktoru efektivity X_i . Vzhledem k odstoupení od aplikace individuálního faktoru efektivity X_i Úřad zvýšil původní hodnotu plošného faktoru efektivity X na 9,75 %. Roční hodnota plošného faktoru efektivity X byla stanovena následovně:

$$X = 1 - \sqrt[5]{0,9025} = 2,0310 \%$$

Tento faktor je stejný pro všechny regulované subjekty a nemění se v průběhu regulačního období.

5.2.3 Časová hodnota peněz

Navrhovaný systém korekcí v následujících kapitolách respektuje tzv. časovou hodnotu peněz a to jak na straně regulovaných subjektů, tak na straně plátců.

Je-li dále v navrhovaných regulačních mechanismech zohledňována časová hodnota peněz, předpokládá se, že příslušné parametry budou upravovány o podíly klouzavých bazických indexů spotřebitelských cen za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců vykázaných Českým statistickým úřadem za období duben – duben, a to ve dvou posledních po sobě jdoucích letech.

5.2.4 Míra výnosnosti (MV)

Míra výnosnosti je vypočítána na základě všeobecně akceptované metodiky výpočtu vážených průměrných nákladů kapitálu – *WACC*.

5.2.4.1 Stanovení parametrů míry výnosnosti pro III. regulační období

Úřad přistoupil v průběhu konzultačního procesu k úpravě metodiky výpočtu hodnoty míry výnosnosti MV (dále také $WACC$), která je rozdílná oproti popsáním metodikám ve dříve zveřejněných zprávách. Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.

Úprava metodiky se dotýká pouze parametrů dluhová prémie potažmo náklady na cizí kapitál, tržní riziková přírážka a bezriziková míra výnosu, tedy parametrů, u kterých došlo v krátkém časovém horizontu k poměrně výrazným změnám neodpovídajícím dlouhodobým trendům. Zároveň by bylo obtížné predikovat, jak dlouho bude tento extrémní vývoj parametrů pokračovat. Parametry poměr vlastního a cizího kapitálu a koeficient beta nebyly touto metodikou upravovány a byly stanoveny na celé III. regulační období. Parametr daně bude vždy používán dle aktuální efektivní daňové sazby.

Princip ročního stanovení hodnoty $WACC$ je založen na zohlednění volatility hodnoty $WACC$ v průběhu regulačního období pomocí předem definovaného limitu. V případě, že stanovený limit bude překročen, bude použita nová hodnota $WACC$, v opačném případě zůstane hodnota $WACC$ nezměněna.

Limity $WACC$

Za referenční hodnotu je vždy považován vypočtený $WACC$ z předchozího roku $i-1$. V případě, že se vypočtená hodnota $WACC$ ve druhém až pátém roce III. regulačního období nevychýlí oproti referenčnímu roku o +/- 0,2 procentního bodu, bude v daném regulovaném roce platit hodnota $WACC$ referenčního roku.

Příklad:

Společnost má v roce 2010 $WACC$ 8 %.

Pro rok 2011 je vypočten $WACC$ ve výši 8,3 % (referenční hodnota 8 % byla překročena o více než 0,2 procentního bodu) → pro rok 2011 bude uplatněn $WACC$ ve výši 8,3 %.

Pro rok 2012 je vypočten $WACC$ ve výši 8,4 % (referenční hodnota 8,3 % nebyla překročena o více než 0,2 procentního bodu) → pro rok 2012 bude uplatněn $WACC$ ve výši referenční hodnoty 8,3 %.

Detailní upravená metodika je popsána v příloze č. 1.

Tabulka 2 Stanovené hodnoty WACC pro první rok III. regulačního období

	Distribuce elektro	Přenos elektro	Distribuce plyn	Přeprava plyn
Parametr vzorce	Hodnota	Hodnota	Hodnota	Hodnota
r_f = bezriziková míra výnosu	4,60%	4,60%	4,60%	4,60%
$\beta_{unlevered}$ = koeficient beta nevážený	0,350	0,300	0,400	0,350
ERP (příp. $r_M - r_f$) = tržní riziková přírážka	6,40%	6,40%	6,40%	6,40%
D = objem cizího kapitálu	40%	30%	40%	30%
T = daňová sazba	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
r_d = náklady cizího kapitálu	4,91%	4,81%	4,91%	4,81%
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	7,923%	7,650%	8,288%	8,023%

5.2.5 Ukazatel kvality v elektroenergetice

V průběhu II. regulačního období byl zaveden mechanismus finančních náhrad za nedodržení vyhláškou vymezených standardů, které byly vypláceny ze strany provozovatelů soustav odběratelům elektřiny. Další zohlednění kvality nebylo v rámci probíhajícího regulačního období v regulačním mechanismu zahrnuto. Pro nastavení motivační regulace v rámci cen za distribuci je nutné získávat údaje o kvalitě průběžně po dobu několika let.

Pro III. regulační období bude zavedena motivační regulace, jejímž cílem je nastavení požadované úrovně kvality poskytovaných služeb ve vztahu k jejich ceně. Standardní vzorec pro výpočet povolených výnosů regulovaného subjektu je doplněn o člen, který upravuje hodnotu povolených výnosů o finanční vyjádření penále nebo bonusu za dosaženou úroveň kvality.

Kvalita síťových služeb bude měřena prostřednictvím kombinace ukazatelů SAIDI a SAIFI, zastoupených ve stejném poměru, a to při vyhodnocování dodržení nastavených limitů.

Parametr SAIFI vyjadřuje četnost přerušení distribuce elektřiny danou počtem přerušení dodávek nebo distribuce elektřiny za kalendářní rok.

$$SAIFI_s = \frac{\sum_{h=nn}^{vvn} \sum_j n_{jh}}{N_s} \quad (\text{přerušení/rok/zákazník})$$

Parametr SAIDI vyjadřuje souhrnnou dobu trvání všech přerušení distribuce elektřiny v minutách za kalendářní rok.

$$SAIDI_s = \frac{\sum_{h=nn}^{vvn} \sum_j n_{jh} \cdot t_{jh}}{N_s} \quad (\text{minut/rok/zákazník})$$

kde:

- n_{jh} počet zákazníků napájených z napěťové hladiny h postižených přerušením distribuce událostí j vzniklou na napěťové hladině h i napěťových hladinách nadřazených napěťové hladině h ,
- N_s celkový počet zákazníků zásobovaných z distribučních sítí PDS,
- t_{jh} střední doba trvání přerušení pro zákazníka postiženého událostí j , vzniklé na hladině h , i napěťových hladinách nadřazených napěťové hladině h .

Výše penále nebo bonusu za dosaženou úroveň spolehlivosti přenosu nebo distribuce elektřiny se stanoví v závislosti na dosažené úrovni obecného ukazatele kvality přenosu nebo distribuce elektřiny vzhledem k Úřadem stanovené hodnotě standardu ukazatele této kvality.

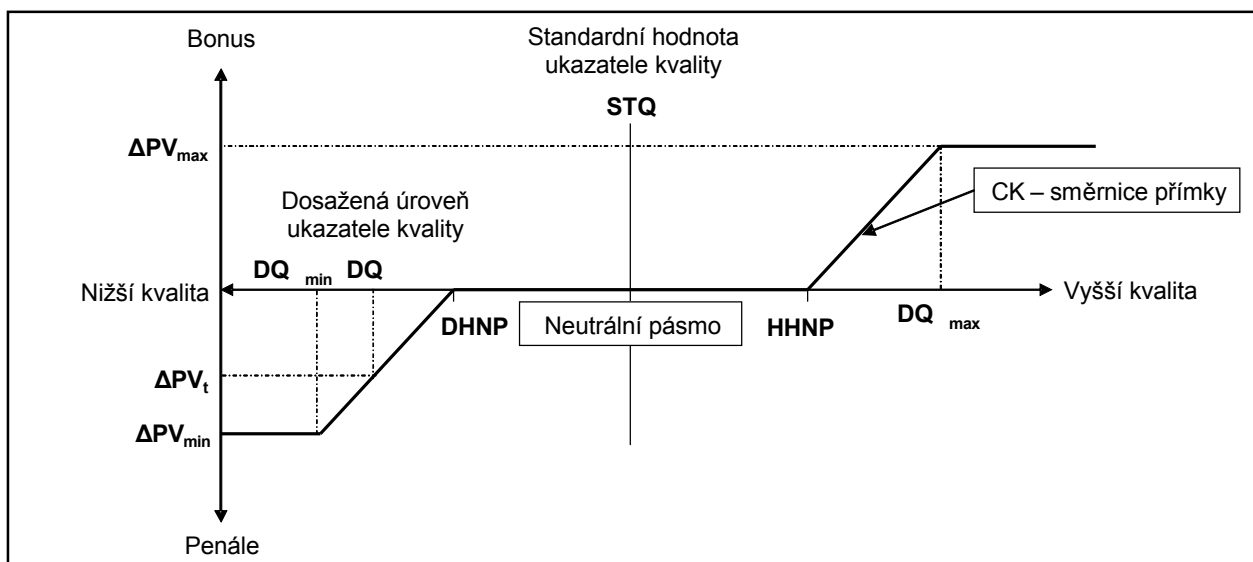
Pro jednotlivé držitele licence budou stanoveny individuální parametry standardu ukazatele kvality. V případě distribuce elektřiny budou hodnoty dosažené úrovně kvality i standardu ukazatele kvality určeny jako celosystémové, tj. pro celou distribuční síť příslušného provozovatele soustavy bez rozlišení napěťových distribučních úrovní dodávky elektřiny.

Současně s požadovanými parametry kvality budou stanoveny „horní a dolní meze“, nad které již nebude možné uplatnit vyšší bonifikaci, resp. penalizaci. Dále se předpokládá uplatnění tzv. „neutrálního pásma“ rozptylu hodnot dosažené kvality služeb od stanoveného standardu,

v rámci kterého by zůstávaly povolené příjmy nezměněny. Tímto bude možné eliminovat nahodilé drobné meziroční výkyvy (tj. necílené změny) v kvalitě.

Mechanismus motivační regulace v oblasti kvality je souhrnně vyjádřen následujícím obrázkem.

Graf č. 2 Závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb s uplatněním limitů a neutrálního pásma



kde:

- ΔPV_t finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu služeb,
 t pořadové číslo regulovaného roku,
 DQ hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce rozhodném pro hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období,
 CK jednotková cena kvality,
 ΔPV_{max} maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,
 ΔPV_{min} maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb,
 MAX procentuální vyjádření bonusu ve vztahu k regulovanému zisku,
 MIN procentuální vyjádření penále ve vztahu k regulovanému zisku,
 $DHNP$ dolní hranice neutrálního pásma (vyjádřená jako procento z STQ),
 $HHNP$ horní hranice neutrálního pásma (vyjádřená jako procento z STQ),
 STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality (parametry SAIDI, SAIFI),
 DQ_{max} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,
 DQ_{min} limitní hodnota ukazatele kvality, do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb.

Uplatňování bonusů resp. sankcí se předpokládá nejdříve od třetího roku III. regulačního období. Důvodem je potřeba získání dostatečné datové základny pro nastavení relevantních parametrů. Bonifikace či penalizace bude vztažena k výši zisku stanoveného Úřadem pro daný regulovaný rok.

Předběžné parametry:

pásmo necitlivosti: $\pm 5 \%$

max. sankce/bonus při 15% nedodržení/zlepšení: $\pm 3 \%$ ze zisku pro daný regulovaný rok.

5.3 Činnost přenos elektřiny

5.3.1 *Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost přenos elektřiny*

Náklady	vstup	Průměr skutečných nákladů 2007 a 2008 (eskalovaných na cenovou úroveň 2009)
	další postup	Eskalace - indexem cen podnikatelských služeb (70 %) a indexem spotřebitelských cen (30 %) navýšeným o 1% bonus - plošným faktorem efektivity X (9,75 %)
Odpisy	vstup	povolené odpisy budou stanoveny na základě plánovaných hodnot odpisů v jednotlivých letech a v roce $i+2$ bude provedena jejich korekce
	další postup	
Zisk ($RAB_{pei} \times MV_{pei}$)	vstup	$RAB_{pe0} = \max(k_{pe0} \times ZHA_{pepl2009}; RAB_{pe2009})$
	další postup	každoroční změna o rozdíl plánovaných aktivovaných investic a poměrné části odpisů (RAB/ZHA); násobeno parametrem MV_{pei} s aktualizovanými parametry

Náklady

Vstupní hodnota byla stanovena na základě průměru skutečných nákladů za roky 2007 a 2008, eskalovaných na cenovou úroveň 2009. V dalších letech budou povolené náklady indexovány eskalačním faktorem a plošným faktorem efektivity X .

Problematika eskalačního faktoru a faktoru efektivity je detailněji řešena v kapitole [5.2](#).

$$PN_{pe0} = \frac{(N_{2007} \times I_{2007} \times I_{2008}) + (N_{2008} \times I_{2008})}{2}$$

$$PN_{pei} = PN_{pe0} \times (1 - X_{pe})^i \times \frac{\prod_{t=1}^{i+1} [70\% \times IPS_t + 30\% \times (CPI_t + 1\%)]}{100}$$

Odpisy

Hodnota povolených odpisů v jednotlivých letech III. regulačního období bude stanovena ve výši plánovaných účetních hodnot jednotlivých let. V plánovaných hodnotách odpisů bude zahrnut vyrovnávací faktor odpisů KV_{peoi} vyrovnávající rozdíl odpisů způsobený změnou metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím. Plánované hodnoty budou korigovány podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$.

$$O_{pei} = O_{pepli} + KV_{peoi} + KF_{peoi}$$

Vyrovnávací faktor odpisů (KV_{peoi})

V metodice propočtu povolených odpisů ve II. regulačním období byla uplatněna u přenosové společnosti auditovaná data. V metodice pro III. regulační období Úřad přechází u této společnosti na stejnou metodiku jako u distribučních společností a povolené odpisy bude

stanovovat na základě plánovaných dat. Z výše uvedených důvodů bude na žádost společnosti dorovnán nárůst odpisů v letech 2008 a 2009 následujícím způsobem:

$$KV_{peo2010} = O_{sk2008} - O_{reg2008}$$

$$KV_{peo2011} = O_{sk2009} - O_{reg2009}$$

Výše uvedený postup zajistí, že společnost nebude poškozena při změně metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím.

Zisk

Stejně jako ve II. regulačním období zůstává zachováno nastavení parametru zisku jako součinu míry výnosnosti (MV_{pei}) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB_{pei}). V roce 2010 a 2011 bude na žádost držitele licence do zisku zahrnut vyrovnávací faktor zisku (KV_{pezi}), vyrovnávající rozdíl RAB způsobený přechodem metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím. K výši vypočteného zisku bude poprvé v roce 2012 přičtena také hodnota korekčního faktoru zisku (KF_{pezi}).

$$Z_{pei} = RAB_{pei} \times \frac{MV_{pei}}{100} + KV_{pezi} + KF_{pezi}$$

RAB

Způsob nastavení výchozí úrovně regulační báze aktiv a její vývoj v dalších letech včetně následných korekcí je popsán v kapitole 5.1. U přenosové společnosti byl použit jiný způsob stanovení výchozí regulační báze aktiv (RAB_{pe0}) vzhledem k uplatněné metodice regulace v II. regulačním období na auditovaných datech s dvouletým zpožděním. Hodnota RAB_{pe0} je dále tvořena kumulovanou plánovanou roční změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy ΔRAB_{pet} a korekčním faktorem RAB (KF_{peRABt}), který zachycuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přenosové soustavy.

$$RAB_{pe0} = k_{pe0} \times ZHA_{pepl2009}$$

$$k_{pe0} = \frac{\text{kalk_zisk}_{pe2009}}{ZHA_{pepl2009} \times \frac{MV_{pe2010}}{100}}$$

$$\text{kalk_zisk}_{pe2009} = ZHA_{pepl2009} \times \frac{MV_{pe2009}}{100}$$

$$k_{pe0} \geq 55\%$$

$$k_{pe0} \times ZHA_{pepl2009} < RAB_{pe2009} \rightarrow RAB_{pe0} = RAB_{pe2009}$$

$$k_{pe0} \times ZHA_{pepl2009} > RAB_{pe2009} \rightarrow RAB_{pe0} = k_{pe0_{min}} \times ZHA_{pepl2009}$$

$$RAB_{pei} = RAB_{pe0} + \sum_{t=l+1}^{l+i} \Delta RAB_{pet} + \sum_{t=l+3}^{l+i} KF_{peRABt}$$

$$\Delta RAB_{pet} = \text{Aktivované_investice}_{peplt} - \text{Odpisy}_{peplt} \times k_{peplt}$$

$$k_{pepl} = \frac{RAB_{pet-1}}{ZHA_{pepl-1}} \text{ pro } t=l+i, i>1$$

$$k_{pepl} = \frac{RAB_{pe0}}{ZHA_{pepl-1}} \text{ pro } t=l+i, i=1$$

$$KF_{pezi} = KF_{peRABi} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{peRABi} \times \frac{MV_{pei-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}$$

$$KF_{peRABi} = \Delta ZHA_{peski-2} - \Delta ZHA_{pepli-2}$$

Vyrovňovací faktor zisku (KV_{pezi})

V metodice propočtu RAB ve II. regulačním období byla uplatněna u přenosové společnosti auditovaná data. V metodice pro III. regulační období Úřad přechází u této společnosti na stejnou metodiku jako u distribučních společností a RAB_{pei} bude stanovovat na základě plánovaných dat. Z výše uvedených důvodů bude na žádost společnosti dorovnána změna RAB v letech 2008 a 2009 následujícím způsobem:

$$Z_{pe2010} = RAB_{pe2010} \times \frac{MV_{pe2010}}{100} + KV_{pez2010}$$

$$KV_{pez2010} = (ZHA_{pe2008} - RAB_{pe2008}) \times \frac{MV_{pe2008}}{100}$$

$$Z_{pe2011} = RAB_{pe2011} \times \frac{MV_{pe2011}}{100} + KV_{pez2011}$$

$$KV_{pez2011} = (ZHA_{pe2009} - RAB_{pe2009}) \times \frac{MV_{pe2009}}{100}$$

Výše uvedený postup zajistí, že společnost nebude poškozena při změně metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím.

Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál. Podle této metodiky (uvedené v kapitole [5.2.4.1](#)) je míra výnosnosti pro činnost přenos elektřiny v prvním roce III. regulačního období ve výši 7,650 %.

5.3.2 Nastavení parametru výnosy z aukcí provozovatele přenosové soustavy

Ve II. regulačním období byly výnosy z aukcí kapacit na přeshraničních profilech využívány v souladu s nařízením č. 1228/2003, tj. kromě investic do udržení a posílení těchto kapacit také ve prospěch snížení národních tarifů za přenos.

Ve III. regulačním období budou výnosy z aukcí kapacit na přeshraničních profilech nadále částečně využívány ke snížení národních tarifů. Úřad bude každoročně stanovovat výši takto využitelných výnosů v závislosti na celkových tržbách z těchto aukcí.

5.3.3 *Nastavení parametru ostatní výnosy provozovatele přenosové soustavy*

V souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., ve znění zákona č. 158/2009 Sb., jsou účastníci trhu s elektřinou povinni podílet se na nákladech provozovatele přenosové soustavy spojených s připojením zařízení účastníků trhu k přenosové soustavě. Podrobnosti úhrady těchto podílů jsou upraveny jednak vyhláškou č. 51/2006 Sb., a dále Pravidly provozování přenosové soustavy.

V souvislosti s očekávanou rozšiřující se výstavbou nových zdrojů, využívajících nejen obnovitelné zdroje, ale rovněž klasická paliva, a plánovanou obnovou stávajících zdrojů lze očekávat významné investice do posílení přenosových sítí ze strany provozovatele přenosové soustavy, ale také významné financování části těchto investic ze strany účastníků trhu. V této souvislosti je tedy nutné zamezit dvojí úhradě jedné investice.

Ve II. regulačním období byl pro tyto účely do kalkulace ceny za rezervovanou kapacitu přenosových sítí zařazen faktor, který snižoval povolené výnosy provozovatele přenosové soustavy o výnosy, které obdržel v souvislosti s připojením účastníků trhu s elektřinou. V souladu s metodikou Ministerstva financí jsou příjmy související s připojením v účetnictví zachycovány formou časově rozlišených výnosů po dobu 20 let a stejným způsobem vstupovaly do regulačního vzorce.

Výše těchto výnosů byla každoročně stanovována Úřadem na základě údajů za účetně ukončený kalendářní rok a zohledňována do cen pro regulovaný rok se zohledněním časové hodnoty peněz.

Ve III. regulačním období je zachována stávající metodika zohledňování příjmů z připojení k přenosové soustavě do regulace ceny za přenos, tj. odečítáním výnosů z připojení od povolených výnosů v rámci ceny za rezervaci kapacity přenosových sítí. Údaje vycházejí z kumulativního zůstatku časově rozlišených výnosů za poslední účetně ukončený kalendářní rok. Část těchto příjmů ve výši 20 % (tj. podíl kryjící daňové výdaje) bude ponechána ve prospěch PPS a zbývající část bude začleněna do regulace.

Majetek efektivně pořízený provozovatelem přenosové soustavy v souvislosti s připojením účastníků trhu k přenosové soustavě bude zohledněn do regulace.

5.3.4 *Upravené povolené výnosy pro činnost přenos elektřiny (vzorec)*

Výsledná podoba vzorce upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny je následující:

$$UPV_{pei} = PV_{pei} - V_{peAi} - V_{peost_i} - V_{peVYRt} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + Q_{pei}$$

kde:

UPV_{pei}	hodnota upravených povolených výnosů držitele licence,
i	pořadové číslo regulovaného roku,
PV_{pei}	hodnota povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok i daná vztahem $PV_{pei} = PN_{pei} + O_{pei} + Z_{pei}$,

V_{peAi}	výnosy z aukcí na přeshraničních profilech přenosové sítě České republiky pro regulovaný rok snížené o související náklady a dále výnosy z mechanismu kompenzací mezi provozovateli přenosových soustav snížené o související náklady; tento parametr stanoven Úřadem na základě výsledků z účetnictví za poslední účetně ukončený kalendářní rok a s přihlédnutím k očekávaným výsledkům z těchto činností v regulovaném roce,
V_{peosti}	výnosy z připojení stanovené jako 80 % z účetní hodnoty účtu časově rozlišených výnosů z připojení provozovatele přenosové soustavy k 31. 12. v roce $i-2$,
V_{peVYRt}	výnosy z plateb od výrobců za rezervaci kapacity přenosové soustavy v režimu spotřeby elektřiny při odstaveném výrobním zdroji, stanovené jako součin maximální naměřené hodnoty čtvrt hodinového elektrického výkonu odebraného výrobcem v režimu spotřeby v MW v jednotlivých měsících v roce $i-2$ a jednotkové ceny za rezervaci kapacity přenosové soustavy roku $i-2$ s uplatněním časové hodnoty peněz,
Q_{pei}	faktor kvality založený na hodnotě bonusu nebo penále za kvalitu dodávky elektřiny (viz kapitola 5.2.5).

5.3.5 Metodika stanovení cen za přenos elektřiny - cena za rezervovanou kapacitu

Ve II. regulačním období byla cena za rezervovanou kapacitu přenosových sítí stanovována rozdělením povolených výnosů za přenos, snížených o část výnosů z aukcí, v poměru rezervované kapacity jednotlivých účastníků připojených k přenosové soustavě. Výše rezervované kapacity byla stanovována jako průměr bilančních sald výkonů na rozhraní přenosové soustavy ze čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za období posledních tří let před regulovaným rokem.

Ve III. regulačním období bude výše rezervované kapacity pro stanovení ceny přenosové kapacity určována stejným postupem jako ve II. regulačním období. Na úhradě plateb za rezervaci kapacity přenosové soustavy se budou podílet i výrobci v režimu spotřeby, bude-li výrobní zdroj odstaven. Tržby získané za rezervaci kapacity výrobcem v režimu spotřeby za účetně ukončený kalendářní rok budou následně promítány v dalším regulovaném roce do povolených výnosů, které budou o tyto tržby s časovou hodnotou peněz snižovány.

5.3.6 Metodika stanovení cen za přenos elektřiny - cena za použití přenosové sítě

Ve II. regulačním období byla cena za použití sítí přenosové soustavy odvozována od výše nákladů na ztráty dělením celkovým plánovaným objemem elektřiny odebraným z přenosové soustavy (a to včetně vlastní spotřeby výrobců na výrobu elektřiny nebo elektřiny a tepla). Do množství odebrané elektřiny se nezohledňoval export a tranzit.

Pro regulaci nákladů na ztráty byl použit mechanismus každoročního stanovení míry ztrát v přenosové soustavě. Uplatněním míry ztrát na objem elektřiny na vstupu do přenosové soustavy byla stanovena výše celkových ztrát. Takto stanovený objem ztrát se ocenil Úřadem stanovenou cenou elektřiny na ztráty, jejímž základem byly v průběhu II. regulačního období

zejména výsledky výběrových řízení na krytí ztrát organizovaných provozovatelem přenosové soustavy.

V systému stanovení ceny za použití přenosové sítě byl uplatňován mechanismus korekcí, kdy skutečné výnosy za použití sítí byly korigovány ve vztahu k nákladům, odpovídajícím stanovené míře ztrát v přenosové soustavě. Mechanismus korekce zahrnoval tři dílčí korekční faktory:

- a) faktor nákladový, zohledňující změnu objemu ztrát v důsledku skutečného objemu toků v přenosové soustavě,
- b) faktor cenový, zohledňující v určitém rozsahu skutečnou cenu elektřiny na krytí ztrát v přenosové soustavě,
- c) faktor výnosový, korigující skutečně dosažené výnosy ve vztahu k povoleným výnosům za použití sítí.

V případě nákladového a cenového korekčního faktoru byly zavedeny určité motivační prvky pro dodržení stanovených parametrů, tj. objemu ztrát a ceny elektřiny na ztráty. Oba tyto faktory obsahovaly určitá toleranční pásma, v rámci kterých nedocházelo ke korekcím a případné odchylky od Úřadem stanovených parametrů byly pro provozovatele přenosové soustavy ziskem nebo ztrátou. Byla-li tato pásma překročena, korekční mechanismy působily a případné vzniklé rozdíly byly promítány se zohledněním časové hodnoty peněz do cen za použití sítí pro následující regulovaný rok.

Pro III. regulační období je tento mechanismus regulace zachován, přičemž byla upřesněna metodika stanovení povolené ceny na nákup elektřiny pro krytí ztrát v soustavě. Tato cena se bude odvíjet od vývoje ceny silové elektřiny na trhu s elektřinou a bude zohledňovat i náklady na případné odchylky mezi plánovaným a skutečně realizovaným průběhem ztrát v přenosové soustavě.

5.4 Činnost poskytování systémových služeb

5.4.1 *Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost poskytování systémových služeb*

Provozovatel přenosové soustavy využívá k zachování spolehlivého provozu přenosové soustavy různé nástroje. Potřebné regulační služby pro zajištění systémových služeb obstarává jednak prostřednictvím nákupu podpůrných služeb a jednak nákupem regulační energie na volném trhu.

Ve II. regulačním období byl uplatněn mechanismus motivační regulace nákladů na zajištění systémových služeb. Výsledné výnosy za systémové služby, ze kterých byly stanovovány jednotkové ceny, byly tvořeny následujícími složkami:

- a) **náklady na nákup podpůrných služeb** – v případě těchto nákladů byla na počátku II. regulačního období stanovena výchozí úroveň, která byla následně v jednotlivých letech regulačního období snižována vždy o 100 mil. Kč,
- b) **náklady na poskytování systémových služeb** – v případě těchto nákladů byla na počátku II. regulačního období stanovena výchozí úroveň, která byla v jednotlivých letech regulačního období meziročně upravována složeným eskalačním faktorem (tj. v závislosti na vývoji indexu cen průmyslových výrobců a vývoji mzdového faktoru), jehož působení bylo snižováno faktorem efektivity,
- c) **odpisy** aktiv využívaných pro činnost poskytování systémových služeb – v rámci regulace byla zohledňována skutečná hodnota odpisů aktiv užívaných k poskytování systémových služeb,
- d) **povolený zisk** pro zajišťování systémových služeb, který byl po celé regulační období konstantní.

V rámci regulace byly současně uplatňovány korekce skutečně dosažených výnosů za systémové služby proti Úřadem stanoveným povoleným výnosům a případný rozdíl byl s ohledem na časovou hodnotu peněz zohledněn v cenách za systémové služby pro následující regulovaný rok.

Nastavený mechanismus regulace měl motivovat provozovatele přenosové soustavy k co nejefektivnějšímu nákupu podpůrných služeb, neboť náklady nad Úřadem stanovenou mez byly hrazeny ze zisku provozovatele přenosové soustavy. Provozovatel byl tak nucen nejen nakupovat za nejnižší možné ceny, ale taktéž optimalizovat portfolio nakupovaných služeb a případně snižovat objem stálých rezerv a zdroje regulační energie zajišťovat prostřednictvím vyrovnávacího trhu.

V rámci mechanismu stanovení cen za systémové služby byly rovněž zohledňovány dodatečné příjmy provozovatele přenosové soustavy plynoucí z mechanismu zúčtování odchylek. Pro konkrétní regulovaný rok byly povolené výnosy na zajišťování systémových služeb sníženy o Úřadem předpokládanou výši příjmů z výše uvedeného mechanismu zúčtování odchylek, přičemž po ukončení tohoto kalendářního roku byly skutečné příjmy z tohoto mechanismu srovnávány s příjmy předpokládanými a formou korekce byl tento rozdíl promítnut do cen za systémové služby pro následující regulovaný rok.

Ve III. regulačním období bude hodnota povolených výnosů za poskytování systémových služeb složena z nákladů, odpisů a zisku. Náklady a odpisy budou regulovány obdobně jako v případě činnosti přenosu (viz kap. 5.3.4), zisk bude složen z konstantní části platné pro celé regulační období a motivační části. Další složku budou tvořit náklady na nákup podpůrných

služeb, u kterých bude pro meziroční úpravu použit vážený eskalační faktor odvozený od meziročního vývoje cen podpůrných služeb. Struktura podpůrných služeb pro účely stanovení eskalačního faktoru bude fixní po celé regulační období. V případě, že provozovatel přenosové soustavy v důsledku optimalizace podpůrných služeb, případně jinými opatřeními uspoří náklady na podpůrné služby, bude tato úspora částečně ponechána jako motivační část zisku ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a částečně zohledněna v regulovaných cenách.

Nadále budou do regulace zohledněny výnosy z mechanismu zúčtování odchylek a dalších činností jako zajišťování regulační energie a redispečink.

5.4.2 Upravené povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb (vzorec)

Výsledná podoba vzorce upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb je následující:

$$UPV_{ssi} = PV_{ssi} + PNC_{ps0} \times C_i - PNC_{sslsi} - PV_{zucti} + KF_{ssi} + F_{ssi}$$

kde:

- UPV_{ssi} hodnota upravených povolených výnosů držitele licence,
- i pořadové číslo regulovaného roku,
- l letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,
- PV_{ssi} hodnota povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok i ,
- PNC_{ps0} výchozí hodnota povolených nákladů na nákup podpůrných služeb stanovená Úřadem,
- C_i eskalační faktor nákladů na podpůrné služby,
- PNC_{sslsi} plánovaný objem nákladů na podpůrné služby pro regulovaný rok hrazený za lokální spotřebu výrobců,
- PV_{zucti} plánovaný součet rozdílů výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky podle jiného právního předpisu a souvisejících nákladů a rozdílů výnosů a nákladů na regulační energii a na redispečink,
- KF_{ssi} korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb v roce $i-2$,
- F_{ssi} faktor zohledňující zásadní změny v parametrech regulačního vzorce zejména v důsledku legislativních změn nebo změn v organizaci trhu s elektřinou v jednotlivých letech regulačního období, mající vliv na činnost zajišťování systémových služeb, a zohledňující rovněž vliv provozu výroben využívajících větrnou energii.

5.4.3 Metodika stanovení ceny za systémové služby - stanovení ceny za systémové služby

Ve II. regulačním období se na úhradě systémových služeb podíleli všichni koneční zákazníci, včetně odběru provozovatelů distribučních soustav pro tzv. ostatní spotřebu (nikoliv na ztráty), odběru samovýrobců a včetně lokální spotřeby výrobců. V tomto období byly uplatňovány dvě ceny za systémové služby – základní cena v případě všech výše uvedených účastníků trhu s výjimkou lokální spotřeby výrobců, která byla zpoplatňována sníženou cenou za systémové služby ve výši 40 % základní ceny. Tato snížená sazba byla zavedena zejména pro odběry závodních elektráren, kdy v rámci areálu probíhala v určitém rozsahu regulace zatížení bez vlivu na přenosovou nebo distribuční soustavu.

Ceny byly stanovovány dělením povolených výnosů plánovaným objemem spotřebované elektřiny pro regulovaný rok.

Ve III. regulačním období se zachová stávající systém, který bude ale reagovat na aktualizaci prováděcích vyhlášek k novele energetického zákona.

Nově instalované zdroje s výrobními bloky nad 1000 MW instalovaného výkonu budou hradit formou stálých měsíčních plateb cenu systémových služeb za každý MW instalovaného výkonu. Tato cena bude kryt dodatečné náklady na zajištění záložního výkonu podpůrných služeb pro krytí výpadků těchto bloků.

5.5 Činnost distribuce elektřiny

5.5.1 *Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost distribuce elektřiny*

Náklady	vstup	průměr skutečných nákladů 2007 a 2008 (eskalovaných na cenovou úroveň 2009)
	další postup	Eskalace - indexem cen podnikatelských služeb (70 %) a indexem spotřebitelských cen (30 %) navýšeným o 1% bonus - plošným faktorem efektivity X (9,75 %)
Odpisy	vstup	povolené odpisy budou stanoveny na základě plánovaných hodnot odpisů v jednotlivých letech a v roce $i+2$ bude provedena jejich korekce
	další postup	
Zisk ($RAB_{dei} \times MV_{dei}$)	vstup	$RAB_{de0} = \max(k_{de0} \times ZHA_{depl2009}; RAB_{de2009})$
	další postup	každoroční změna o rozdíl plánovaných aktivovaných investic a poměrné části odpisů (RAB/ZHA); násobeno parametrem MV_{dei} s aktualizovanými parametry

Náklady

Vstupní hodnota byla stanovena na základě průměru skutečných nákladů za roky 2007 a 2008, eskalovaných na cenovou úroveň 2009. V dalších letech budou povolené náklady indexovány eskalačním faktorem a plošným faktorem efektivity X .

Problematika eskalačního faktoru a faktoru efektivity je detailněji řešena v kapitole [5.2](#).

$$PN_{dxe0} = \frac{(N_{2007} \times I_{2007} \times I_{2008}) + (N_{2008} \times I_{2008})}{2}$$

$$PN_{dxei} = PN_{dxe0} \times (1 - X_{de})^i \times \frac{\prod_{t=1}^{i+1} [70\% \times IPS_t + 30\% \times (CPI_t + 1\%)]}{100}$$

Odpisy

Hodnota povolených odpisů v jednotlivých letech III. regulačního období bude stanovena ve výši plánovaných účetních hodnot jednotlivých let. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$.

$$O_{dxei} = O_{dxepli} + KF_{dxeoi}$$

Zisk

Stejně jako ve II. regulačním období zůstává zachováno nastavení parametru zisku jako součinu míry výnosnosti (MV_{dei}) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB_{dxei}). K výši vypočteného zisku bude poprvé v roce 2012 přičtena hodnota korekčního faktoru zisku (KF_{dezi}).

$$Z_{dxei} = RAB_{dxei} \times \frac{MV_{dei}}{100} + KF_{dxezi}$$

U činnosti distribuce elektřiny budou v roce 2010 a 2011 dále aplikovány investiční korekční faktory (KI_{dxe}) dobíhající z II. regulačního období.

RAB

Způsob nastavení výchozí úrovně regulační báze aktiv a její vývoj v dalších letech včetně následných korekcí je popsán v kapitole 5.1. Hodnota RAB_{dei} je tvořena kumulovanou plánovanou roční změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy ΔRAB_{det} a korekčním faktorem RAB (KF_{deRABi}), který zachycuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy.

$$RAB_{de0} = k_{de0} \times ZHA_{depl2009}$$

$$k_{de0} = \frac{\text{reg_zisk}_{de2009}}{ZHA_{depl2009} \times \frac{MV_{dei}}{100}}$$

$$k_{de0} \geq 55\%$$

$$k_{de0} \times ZHA_{depl2009} < RAB_{de2009} \rightarrow RAB_{de0} = RAB_{de2009}$$

$$k_{de0} \times ZHA_{depl2009} > RAB_{de2009} \rightarrow RAB_{de0} = k_{de0_{min}} \times ZHA_{depl2009}$$

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=1+i}^{l+i} \Delta RAB_{det} + \sum_{t=1+3}^{l+i} KF_{deRABt}$$

$$\Delta RAB_{det} = \text{Aktivované_investice}_{depl} - \text{Odpisy}_{depl} \times k_{depl}$$

$$k_{depl} = \frac{RAB_{det-1}}{ZHA_{depl-1}} \text{ pro } t=1+i, i>1$$

$$k_{depl} = \frac{RAB_{de0}}{ZHA_{depl-1}} \text{ pro } t=1+i, i=1$$

$$KF_{dezi} = KF_{deRABi} \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{deRABi} \times \frac{MV_{dei-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}$$

$$KF_{deRABi} = \Delta ZHA_{deski-2} - \Delta ZHA_{depli-2}$$

Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál. Podle této metodiky (uvedené v kapitole 5.2.4.1) je míra výnosnosti pro činnost distribuce elektřiny v prvním roce III. regulačního období ve výši 7,923 %.

5.5.2 *Nastavení parametru výnosy z ostatních činností provozovatele distribuční soustavy*

V souvislosti s výkonem licencované činnosti distribuce elektřiny získává provozovatel distribuční soustavy další příjmy. Jedná se zejména o následující zdroje příjmů:

- příjmy související s připojením zařízení účastníků trhu k distribuční soustavě, kteří se podílejí na úhradě nákladů souvisejících s připojením v souladu s vyhláškou č. 51/2006 Sb.,
- penalizace za překročení rezervované kapacity a s účinností od 1. ledna 2008 také za překročení rezervovaného příkonu,
- penalizace za nedodržení účinníku,
- náhrady škod v souvislosti s neoprávněnými odběry.

Ve II. regulačním období byly veškeré výše uvedené příjmy ponechány provozovateli distribuční soustavy. Výjimku tvořily příjmy související s připojením zařízení účastníků trhu a které byly zahrnuty do regulace v průběhu regulačního období pomocí faktoru, který snižoval povolené výnosy provozovatele distribuční soustavy o zmíněné příjmy. V souladu s metodikou Ministerstva financí ČR jsou příjmy související s připojením v účetnictví zachycovány formou časově rozlišených výnosů po dobu 20 let a stejným způsobem vstupovaly do regulačního vzorce.

Výše těchto výnosů byla každoročně stanovována Úřadem na základě údajů za účetně ukončený kalendářní rok a zohledňována do cen pro regulovaný rok se zohledněním časové hodnoty peněz.

Ve III. regulačním období budou výnosy z ostatních činností souvisejících s licencovanou činností distribuce dle bodů a) až c) zahrnuty do regulace prostřednictvím faktoru snižujícího povolené výnosy provozovatele distribuční soustavy o tyto dodatečné výnosy. V případě příjmů souvisejících s připojením zařízení k distribuční soustavě budou promítány časově rozlišené výnosy v souladu s metodikou Ministerstva financí ČR. Část příjmů získaných v souvislosti s odhalením neoprávněných odběrů bude ponechána ve prospěch distributora a zbývající část bude začleněna do regulace. V případě ostatních příjmů bude podíl ponechaný ve prospěch distributora činit 20 % (tj. podíl kryjící daňové výdaje).

Veškeré parametry budou vycházet z účetnictví provozovatelů distribučních soustav za účetně ukončený kalendářní rok a budou promítány do cen za distribuci pro regulovaný rok se zohledněním časové hodnoty peněz s výjimkou výnosů z připojení, u nichž se časová hodnota peněz neuplatňuje.

5.5.3 *Upravené povolené výnosy pro činnost distribuce elektřiny (vzorec)*

Výsledná podoba vzorce upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny je následující:

$$UPV_{dxei} = PV_{dxei} \times k_{pvxi} + PV_{d(x+1)ei} \times (1 - k_{pv(x+1)i}) - V_{dxeosti} - V_{dxeVYri} + V_{dxePRETi} + KF_{dxei} + Q_{dxei}$$

kde:

UPV_{dxei} hodnota upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních dx držitele licence,
 i pořadové číslo regulovaného roku,

PV_{dxei}	hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých úrovních napětí pro regulovaný rok i daná vztahem $PV_{dxei} = PN_{dxei} + O_{dxei} + Z_{dxei}$
k_{pvxi}	koeficient korekce povolených výnosů x -té napěťové úrovně pro regulovaný rok stanovený Úřadem za účelem stabilizace cen v regulačním období, přičemž pro napěťovou úroveň NN je roven jedné,
$PV_{d(x+1)ei}$	hodnota povolených výnosů za činnost distribuce elektřiny pro napěťovou úroveň o jednu vyšší, než je x -tá napěťová úroveň, kromě napěťové úrovně VVN,
$k_{pv(x+1)i}$	koeficient korekce povolených výnosů pro o jednu napěťovou úroveň vyšší, než je x -tá napěťová úroveň, kromě napěťové úrovně VVN, pro regulovaný rok,
$V_{dxeosti}$	hodnota ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok,
$V_{dxeVYRi}$	výnosy z plateb od výrobců v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji za rezervovanou kapacitu distribuční sítě na jednotlivých napěťových úrovních,
$V_{dxePRETi}$	hodnota salda výnosů a nákladů na přetoky mezi sítěmi jednotlivých provozovatelů distribučních soustav na napěťových úrovních VN a NN, vykázaných provozovateli distribučních soustav v roce $i-2$,
KF_{dxei}	korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napěťové úrovni vypočtený podle přílohy č. 7 vyhlášky č. 140/2009 Sb.,
Q_{dxei}	faktor kvality na jednotlivých napěťových úrovních, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny ve vztahu k definovaným standardům v roce $i-2$ (viz kapitola 5.2.5).

5.5.4 Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – cena za rezervaci kapacity

Cena za rezervaci kapacity distribučních sítí na napěťových hladinách VVN a VN se ve II. regulačním období stanovovala rozdělením povolených výnosů, snížených o výnosy z připojení, v poměru výše rezervované kapacity ze strany konečných zákazníků. Zatímco v I. regulačním období byly použity hodnoty plánované výše rezervované kapacity, ve II. regulačním období byly uplatňovány pro stanovení cen skutečné výše rezervovaných kapacit za předcházející účetně ukončený kalendářní rok. Důvodem pro změnu metodiky byla skutečnost, že plánované údaje předkládané provozovateli distribučních soustav byly často podhodnoceny a vedly tedy k vyšším cenám za rezervaci kapacity a tedy i vyšším výnosů, než byly povoleny Úřadem.

Cena byla stanovována jako kumulativní, tzn. že cena distribuce (a to nejen v případě rezervované kapacity, ale rovněž v případě použití sítí a struktury tarifů) na dané napěťové hladině zahrnovala rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách. Tento princip zůstává zachován i pro III. regulační období.

Pro dodržení Úřadem povolených příjmů se v rámci ceny za rezervaci kapacity uplatňovaly korekce, kdy skutečně dosažené příjmy byly porovnávány s povolenými příjmy a případný rozdíl byl se zohledněním časové hodnoty peněz promítnut do cen za rezervaci kapacity následující rok.

Cena za rezervaci kapacity bude ve III. regulačním období stanovována stejným postupem jako ve II. regulačním období. Do výpočtu budou vstupovat skutečné výše rezervovaných kapacit odběratelů za poslední účetně ukončený kalendářní rok, přičemž by měly být použity průměrné hodnoty namísto hodnot maximálních, které nebudou primárně předurčovat nedovýběr prostředků na straně provozovatelů distribučních soustav.

5.5.5 Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – plátcí ceny za rezervaci kapacity distribuční sítě

V rámci stanovení ceny za rezervaci kapacity je kromě vlastního mechanismu regulace rovněž klíčovou otázkou, kdo se na úhradě stálých nákladů provozovatele distribuční soustavy podílí. Ve II. regulačním období cenu za rezervaci kapacity hradili všichni odběratelé kromě výrobců 1. a 2. kategorie (zvláštní kategorie výrobce spotřebovávajícího vyrobenou elektřinu především pro svou vlastní potřebu – tzv. samovýrobce – však tuto cenu hradila).

Každý účastník trhu byl povinen sjednat rezervovanou kapacitu, za kterou hradil sjednanou cenu. V případě překročení sjednané hodnoty hradil penalizaci (cenu za překročení rezervované kapacity). V systému uplatňování penalizací však existovaly některé výjimky a úlevy (např. pro lokální distribuční soustavy nebo samovýrobce).

Ve III. regulačním období je zachován stávající systém plateb za rezervaci kapacity. Na úhradě plateb za rezervaci kapacity přenosové soustavy se budou podílet i výrobci v režimu spotřeby, bude-li výrobní zdroj odstaven.

5.5.6 Metodika stanovení cen za distribuci elektřiny – cena za použití sítě

Ve II. regulačním období byla cena za použití sítě distribuční soustavy odvozována od výše nákladů na ztráty dělením celkovým plánovaným objemem elektřiny odebrané účastníky trhu z distribuční soustavy (a to včetně vlastní spotřeby výrobců na výrobu elektřiny nebo elektřiny a tepla).

Pro regulaci nákladů na ztráty byl použit mechanismus stanovení normativů ztrát. Do regulace byly uznávány ztráty celkové, skládající se ze ztrát technických (vyvolaných zatížením soustavy) a ztrát obchodních (zahrnujících především neoprávněné odběry a odchylky měřících zařízení). Pro jednotlivé složky ztrát byly na začátku regulačního období stanoveny normativy (limity), které mohly být uznány do cen, a zatímco normativ technických ztrát zůstal zachován po celé regulační období konstantní, v případě obchodních ztrát se normativ meziročně snižoval o faktor efektivity.

Normativy ztrát byly odvozeny ze skutečně vykázaných objemů ztrát technických, obchodních a celkových jednotlivými provozovateli distribučních soustav. Při stanovení technických ztrát se vycházelo z dnes již neplatné vyhlášky č. 153/2001 Sb., obchodní ztráty pak byly dány jako rozdíl celkových ztrát a ztrát technických. Na výši celkových, a tedy i obchodních ztrát, však měl významný vliv mechanismus stanovení výše nevyfakturované elektřiny v případě odběrných míst s neprůběhovým měřením.

Uplatněním normativu celkových ztrát na objem elektřiny vstupující do soustavy byla stanovena výše celkových ztrát, která se ocenila Úřadem stanovenou cenou elektřiny na

ztráty. Ke stanovení ceny elektřiny na ztráty byly používány dostupné produkty na trhu s elektřinou, kterými se oceňoval celkový diagram ztrát. V rámci ceny elektřiny na ztráty byly rovněž zohledňovány i náklady na odchylky.

V případě ceny za použití sítí nebyly uplatňovány žádné korekce.

Ve III. regulačním období je pro výpočet ceny za použití distribučních sítí použita metodika normativu míry celkových ztrát, které však budou výrazně redukovány (zejména v oblasti obchodních ztrát bude provedena významná korekce). Pro stanovení normativu bude použit opět objem elektřiny vstupující do soustavy a bude se vycházet z míry ztrát skutečně dosažených v průběhu II. regulačního období. Normativy ztrát budou nastaveny pro každou napěťovou hladinu samostatně. Při oceňování relevantních diagramů pak budou i nadále využívány dostupné produkty na trhu s elektřinou a v rámci ceny elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě budou rovněž zohledňovány náklady na případné odchylky mezi plánovanými a skutečně realizovanými průběhy ztrát v distribuční soustavě.

Cena za použití sítí bude stanovována jako kumulativní, tzn. že cena za použití sítí na dané napěťové hladině bude zahrnovat rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách.

5.5.7 Regule lokálních distribučních soustav

Ve II. regulačním období byl uplatňován alternativní přístup k regulaci cen pro provozovatele distribučních soustav nepřipojených k přenosové soustavě, tzv. lokálních distribučních soustav (LDS). Provozovatel LDS měl možnost převzít ceny distribuce stanovené pro provozovatele distribuční soustavy, k jehož sítím je daná LDS připojena (dále označována jako „nadřazená distribuční soustava“), nebo požádat Úřad o stanovení individuálních cen distribuce. Uplatňované mechanismy stanovení individuálních cen distribuce pro provozovatele LDS byly totožné jako v případě regionálních distribučních soustav (RDS).

Ve III. regulačním období zůstává zachována možnost převzít ceny distribuce platné pro nadřazenou distribuční soustavu.

Pro LDS uplatňující ceny elektřiny vyšší než nadřazená distribuční soustava bude uplatňován stejný mechanismus regulace jako ve II. regulačním období s tím, že výše jedné z komponent povolených výnosů – zisku – bude stanovena v souladu s postupy platnými pro RDS, avšak bude limitována ve vztahu k celkovému podílu na povolených výnosech, aby byla zajištěna přiměřená ziskovost dané činnosti.

Pro ostatní LDS bude uplatňován princip nižší ceny, než je maximální cena distribuce stanovená pro provozovatele nadřazené distribuční soustavy. Provozovatel LDS tak může uplatňovat ceny nižší, přičemž cena distribuce na žádné z napěťových hladin nesmí překročit tyto maximální ceny nadřazené distribuční soustavy. Provozovatel takové LDS je oprávněn stanovit výsledné ceny sám, přičemž při konstrukci ceny musí být dodrženy zásady oprávněnosti vstupů v souladu s vyhláškou č. 404/2005 Sb. Nutnou podmínkou je zachování nediskriminačního přístupu k zákazníkům, tj. nabízet shodné ceny pro skupiny odběratelů se stejným či podobným charakterem odběru. Forma vyhlášení cen distribuce se ponechává na dohodě mezi provozovatelem LDS a konečným zákazníkem. Úprava cen distribuce bude možná vždy k 1. lednu.

5.6 Činnosti operátora trhu s elektřinou (OTE)

Ve II. regulačním období byla činnost zúčtování odchylek regulována formou cenových limitů (tzv. price-cap). Na počátku regulačního období byla stanovena výchozí cenová úroveň a tato byla v průběhu regulačního období meziročně zvyšována o index cen průmyslových výrobců. Regulační vzorec v tomto období rovněž umožňoval aplikovat faktor efektivity, kterým by byl OTE motivován k úsporám. Tento faktor však ve II. regulačním období nebyl uplatněn (tj. jeho výše byla nulová).

Pro III. regulační období je aplikována určitá kombinace revenue-cap a cost plus regulace.

Regulační vzorec pro cenu zúčtování odchylek:

$$C_{zoi} = \frac{UPV_{zoi}}{SME_i}$$

kde:

UPV_{zoi}	upravené povolené výnosy OTE související se zajišťováním zúčtování,
SME_i	předpokládané množství elektřiny dodané do odběrných míst všem konečným zákazníkům v České republice v regulovaném roce, včetně exportu do vymezeného ostrova v zahraničí napojeného na elektrizační soustavu a v ostrovním provozu na území České republiky prokazatelně odděleném od elektrizační soustavy, lokální spotřeby výrobců a ostatní spotřeby provozovatele přenosové a distribuční soustavy v regulovaném roce.

Upravené povolené výnosy pak jsou meziročně upravovány dle následujícího vzorce:

$$UPV_{zoi} = PV_{zoi} + F_{zoi} - V_{oteosti} + KF_{otei}$$

kde:

UPV_{zoi}	upravené povolené výnosy operátora trhu s elektřinou za činnost vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek,
PV_{zoi}	povolené výnosy operátora trhu s elektřinou za činnost vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek dané vztahem $PV_{zoi} = PN_{zoi} + O_{zoi} + Z_{zoi}$,
F_{zoi}	faktor trhu zohledňující změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnost a hospodaření operátora trhu s elektřinou v oblasti elektroenergetiky, stanovený Úřadem,
$V_{oteosti}$	plánované výnosy z ostatních činností OTE, zahrnující výnosy za organizaci krátkodobého trhu s elektřinou, výnosy vyplývající z registrace subjektu zúčtování, ročních plateb za činnost zúčtování a plateb za poskytování skutečných hodnot účastníkům trhu podle jiného právního předpisu ² pro regulovaný rok,
KF_{otei}	korekční faktor za činnost vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek.

² § 28 odst. 1 vyhlášky č. 541/2005 Sb. o trhu s elektřinou ve znění pozdějších předpisů.

5.6.1 Popis jednotlivých parametrů

Povolené náklady (PN_{zoi})

Výchozí hodnota povolených nákladů byla převzata z účetnictví společnosti za poslední účetně ukončený kalendářní rok, tj. 2008, a byla očištěna o daňově neuznatelné náklady. V dalších letech budou náklady eskalovány složeným eskalačním faktorem sníženým o faktor efektivity X .

Eskalační faktor nákladů koresponduje s nákladovou strukturou OTE a sestává z indexu spotřebitelských cen navýšeného o 1 %, indexu cen podnikatelských služeb a indexu zohledňujícího vývoj cen informačních technologií. V případě faktoru efektivity je uplatněna též hodnota odpovídající sektorovému faktoru efektivity (viz kapitola [5.2.2](#)).

Odpisy (O_{zoi})

Hodnota odpisů bude odpovídat plánované hodnotě v roce i . Tato hodnota bude v čase $i+2$ korigována podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz (viz kapitola [5.2.3](#)).

Zisk (Z_{zoi})

Zisk bude ve III. regulačním období stanoven jako součin míry výnosnosti (MV_{zoi}) a hodnoty kapitálové regulační báze (RCB_{zoi}). Výpočet váženého průměrného nákladu na kapitál bude proveden postupem v souladu s kapitolou [5.2.4](#). Úřad uplatnil obdobnou metodiku nastavení vstupních parametrů jako v případě činnosti přenosu. Důvodem je skutečnost, že činnost zúčtování odchylek je v mnoha zemích realizována právě provozovatelem přenosové soustavy a rizikovost této činnosti není významně odlišná.

Jako základna pro stanovení výše zisku byla použita regulační kapitálová báze, tj. Úřad bude vycházet ze strany pasiv namísto aktiv, jako je tomu v případě ostatních regulovaných činností v sektoru elektroenergetiky. Důvodem je velmi malý podíl stálých aktiv na celkové bilanci a jejich velmi krátká životnost. V tomto případě bude Úřad vycházet z pasivní strany bilance a vztahovat výnosnost na investovaný kapitál (vlastní kapitál a úročitelné dlouhodobé cizí zdroje).

Korekční faktory (KF_{otei})

V rámci regulace budou zahrnuty korekce dosažených výnosů oproti povoleným výnosům, tj. plná kompenzace rozdílu tržeb v důsledku odchylky v konečné spotřebě, která hradí cenu za zúčtování. Korekce se předpokládají i v oblasti výnosů vyplývajících z ostatních regulovaných činností (organizace krátkodobého trhu s elektřinou apod.).

V regulaci bude rovněž zahrnuta korekce plánované výše odpisů a změny regulační kapitálové báze ve vztahu ke skutečně dosažené hodnotě.

5.7 Dodávka poslední instance

V souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., ve znění zákona č. 158/2009 Sb., je dodavatel povinen dodávat zákazníkům v režimu dodávky poslední instance (DPI) v následujících případech:

- a) pokud o to malý zákazník nebo zákazník typu domácnost požádá,
- b) jakémukoliv zákazníkovi, jehož dodavatel pozbyl oprávnění či schopnost dodávat elektřinu.

Ve II. regulačním období byl zvolen princip stanovení ceny dodávky poslední instance na bázi každoročního vyčíslení nákladů na pořízení komodity, nákladů na odchylku a nákladů na obchod s elektřinou (obchodní marže), které byly rozpuštěny do jednotkových cen v závislosti na výši spotřeby. V případě malých zákazníků a zákazníků kategorie domácností byla uplatňována struktura tarifů. K takto stanovené ceně se v případě dodávky DPI na základě smlouvy o sdružených službách dodávek elektřiny připočítávaly ceny za další služby z této smlouvy vyplývající.

Ve III. regulačním období je v souladu s novelou energetického zákona použita metoda věcného usměrňování ceny DPI. Do regulované ceny dodávky poslední instance bude možné promítnout ekonomicky oprávněné náklady, přiměřený zisk, daň z elektřiny a daň z přidané hodnoty. Cena DPI bude tvořena z následujících složek:

- a) **nákupní cena komodity** – tato cena bude ověřována ve vazbě na produkty dostupné na trhu s elektřinou, především produkty obchodované na burze s elektřinou v Praze (PXE), v Lipsku (EEX) a případně z dalších zdrojů; v případě dodávek zákazníkům s měřením typu C budou využity typové diagramy dodávek elektřiny (TDD);
- b) **cena odchylky** – tato cena se bude odvíjet od skutečně dosažených nákladů na odchylky pro jednotlivé kategorie zákazníků; bude-li cena stanovována předem, bude základem pro stanovení této složky ceny úroveň nákladů v předcházejícím období, přičemž může být zohledněn případný růst nákladů na odchylky ve vazbě na změny cenové úrovně na trhu s elektřinou;
- c) **cena obchodu** (obchodní marže) – tato cena bude zohledňovat náklady související s obchodní činností, včetně přiměřeného zisku.

Ceny si budou stanovovat sami dodavatelé této služby dle Úřadem vymezených postupů a Úřad bude pouze ověřovat správnost kalkulace těchto cen. Pokud však dodavatel poslední instance požádá ERÚ o stanovení cen, bude použita stejná metodika, takto stanovené ceny budou Úřadem zveřejněny v cenovém rozhodnutí.

5.8 Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů

5.8.1 Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů

V souladu se zákonem č. 180/2005 Sb. je podporována výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů (OZE). Základní podmínky podpory těchto zdrojů jsou upraveny tímto zákonem, parametry regulace této podpory jsou pak upraveny vyhláškou č. 475/2005 Sb., ve znění pozdějších předpisů. Ve vyhlášce č. 140/2009 Sb. je současně pro obnovitelné zdroje zakotven způsob regulace.

Pro III. regulační období zůstávají mechanismy stanovení výše podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů nezměněny.

5.8.2 Výroba elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla

V souladu se zákonem č. 458/2000Sb., ve znění zákona č. 158/2009 Sb., je dále podporována kombinovaná výroba elektřiny a tepla a výroba elektřiny z druhotných zdrojů, a to formou příspěvků k tržní ceně elektřiny.

Ve II. regulačním období byla kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET) pro účely stanovení výše podpory kategorizována v závislosti na výši instalovaného výkonu. Byly uplatňovány tři kategorie, a to do 1 MW, od 1 do 5 MW a nad 5 MW. Dále byly první dvě kategorie, tedy do 1 MW a od 1 MW do 5 MW, členěny na tři podskupiny podle časového využití KVET, a to na celodenní provoz, pro který se stanovil základní příspěvek, a provoz po dobu 8, resp. 12 hodin. Pro tyto byly pak následně stanoveny příspěvky na podporu KVET.

Při stanovení příspěvků na podporu KVET se vycházelo z investičních, provozních a palivových nákladů. Investiční náklady byly přepočteny na odpis na daný počet provozních hodin, provozní náklady obsahují například mzdy, náklady na údržbu a opravu technologie. Palivové náklady byly v případě plynové kogenerace odvozeny od ceny plynu pro danou kategorii odběratele plynu, v případě větších uhelných kogenerací nad 5 MW bylo možné počítat s určitým zjednodušením z důvodu silnějšího postavení těchto výrobců na trhu a byly stanoveny odhadem, založeným na dlouhodobém sledování změn palivových nákladů těchto zdrojů. Dále se při nastavení příspěvku zohledňovaly tržby za elektřinu a za teplo. Po odečtení předpokládané ceny silové elektřiny pro danou kategorii KVET byla pak stanovena výše příslušného příspěvku. Každoročně se provádělo vyhodnocení nákladovosti výroby KVET a v závislosti na výši silové elektřiny se vypočítal příspěvek pro nadcházející kalendářní rok.

Ve III. regulačním období je zachována stávající kategorizace výroben KVET a mechanismus stanovení výše příspěvku.

5.8.3 Výroba elektřiny z druhotných zdrojů

Druhotné energetické zdroje (DZ) byly ve II. regulačním období podporovány jednotným příspěvkem k ceně elektřiny, v souladu s energetickým zákonem č. 458/2000 Sb., ve znění zákona č. 158/2009 Sb. Výjimku tvořil tzv. degazační plyn, pro který byl příspěvek počítán separátně. Princip výpočtu příspěvku k ceně elektřiny byl obdobný jako pro kogeneraci, zásadní veličinou byla výše ceny silové elektřiny a parametry nákladů.

Ve III. regulačním období je zachována stávající kategorizace výroben DZ a mechanismus stanovení výše příspěvku.

5.8.4 Kompenzace vícenákladů souvisejících s podporou výroby elektřiny z OZE, KVET a DZ

Ve II. regulačním období byla výše příspěvku na podporu výše uvedených zdrojů stanovována z celkových vícenákladů na podporu těchto zdrojů dělením celkovou konečnou spotřebou, do které se nezahrnovala technologická vlastní spotřeba výrobců na výrobu elektřiny nebo elektřiny a tepla a dále odběr provozovatelů soustav pro krytí ztrát v elektrizační soustavě.

Celkové vícenáklady předpokládané pro regulovaný rok byly vždy stanoveny na základě výše podpor pro jednotlivé kategorie podporovaných zdrojů a podporovaného množství elektřiny. Na rozdíl od I. regulačního období byly pro určení výše podporovaného množství elektřiny pro regulovaný rok uplatňovány skutečné hodnoty podporovaného množství za předcházející účetně ukončený kalendářní rok, vykázané jednotlivými provozovateli soustav namísto hodnot plánovaných pro regulovaný rok. K tomuto přístupu vedla negativní zkušenost z I. regulačního období s aplikací plánovaných hodnot předkládaných ze strany provozovatelů soustav, kdy byly od spotřebitelů vybírány výnosy vyšší, než činily celkové vícenáklady na podporu vyplácenou jednotlivým výrobcům. Nicméně s mohutným rozvojem a výstavbou zdrojů využívajících podporované zdroje energie a tedy rostoucím objemem podporovaného množství elektřiny tento přístup vedl v průběhu II. regulačního období naopak k tomu, že systém kompenzací vícenákladů začal být spíše deficitní.

V systému kompenzace vícenákladů na podporu OZE, KVET a DZ současně fungoval mechanismus korekcí, který měl za cíl vyrovnat případný přebytek či nedostatek příjmů od účastníků trhu ve vztahu ke skutečně vyplácené výši podpory na základě výsledků za účetně ukončený kalendářní rok. Tyto korekce pak byly včetně časové hodnoty peněz promítnuty do výše příspěvku pro následující, tj. regulovaný rok.

Mechanismus kompenzací byl z důvodu zachování stability regulačního prostředí po celé období neměnný.

Pro III. regulační období vychází mechanismus kompenzací vícenákladů souvisejících s podporou OZE, KVET a DZ ze současné podoby, avšak pro stanovení předpokládaných vícenákladů budou použity trendy ve vývoji podporovaných množství elektřiny. Při stanovení předpokládané výše podporovaného množství bude Úřad vycházet nejen z dat předložených Úřadu jednotlivými provozovateli soustav, ale i z dalších podkladů a informací z nezávislých zdrojů. Způsob korekcí zůstává zachován.

Do výše předpokládaných vícenákladů a v rámci korekcí budou zohledňovány všechny kategorie podpor stanovené Úřadem, včetně vícetarifních podpor.

5.9 Podpora decentrálních zdrojů

Podpora decentrální výroby v II. regulačním období respektovala přínos zdrojů připojených přímo do nižších hladin napětí, v jehož důsledku docházelo ke snižování nákladů na ztráty v sítích a transformaci na vyšších napěťových úrovních. Výše příspěvku na podporu decentrální výroby byla stanovována diferencovaně pro jednotlivé napěťové úrovně.

Tato podpora však vyvolávala na straně provozovatelů distribučních soustav určité vícenáklady, na jejichž úhradě se podíleli všichni koneční odběratelé. Při jejich stanovení se vycházelo z očekávané výše podporovaného množství v regulovaném roce.

Je však nutné konstatovat, že úhrada takové podpory dosud nemá dostatečnou oporu v primární legislativě a na její úhradu není právní nárok.

Rozsah a způsob podpory ve III. regulačním období závisí tedy na výsledcích výkladu novely energetického zákona. Bude-li možno tuto formu podpory zachovat, je Úřad připraven stanovit její výši obdobným mechanismem, jako tomu bylo v průběhu II. regulačního období. Zvažuje se i varianta, že tato podpora nebude vázána výhradně na úsporu ztrát, ale bude postavena na jiném ekonomickém základě (zejména na bezpečnosti dodávek).

5.10 Činnost přeprava plynu

5.10.1 Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost přeprava plynu

Náklady	vstup	průměr skutečných nákladů 2007 a 2008 (eskalovaných na cenovou úroveň 2009)
	další postup	Eskalace - indexem cen podnikatelských služeb (70 %) a indexem spotřebitelských cen (30 %) navýšeným o 1 % bonus - plošným faktorem efektivity X (9,75 %)
Odpisy	vstup	povolené odpisy budou stanoveny na základě plánovaných hodnot odpisů v jednotlivých letech a v roce $i+2$ bude provedena jejich korekce
	další postup	
Zisk ($RAB_{ppi} \times MV_{ppi}$)	vstup	$RAB_{pp0} = \max(k_{pp0} \times ZHA_{pppl2009}; RAB_{pp2009})$
	další postup	každoroční změna o rozdíl plánovaných aktivovaných investic a poměrné části odpisů (RAB/ZHA); násobeno parametrem MV_{ppi} s aktualizovanými parametry

Náklady

Vstupní hodnota byla stanovena na základě průměru skutečných nákladů za roky 2007 a 2008, eskalovaných na cenovou úroveň 2009. V dalších letech budou povolené náklady indexovány eskalačním faktorem a plošným faktorem efektivity X .

Problematika eskalačního faktoru a faktoru efektivity je detailněji řešena v kapitole [5.2](#).

$$PN_{pp0} = \frac{(N_{2007} \times I_{2007} \times I_{2008}) + (N_{2008} \times I_{2008})}{2}$$

$$PN_{ppi} = PN_{pp0} \times (1 - X_{pp})^i \times \frac{\prod_{t=1}^{i-1} [70\% \times IPS_t + 30\% \times (CPI_t + 1\%)]}{100}$$

Odpisy

Hodnota povolených odpisů v jednotlivých letech III. regulačního období bude stanovena ve výši plánovaných účetních hodnot jednotlivých let. V plánovaných hodnotách odpisů bude zahrnut vyrovnávací faktor odpisů KV_{ppoi} vyrovnávající rozdíl odpisů způsobený změnou metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím. Plánované hodnoty budou korigovány podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$.

$$O_{ppi} = O_{ppli} + KV_{ppoi} + KF_{ppoi}$$

Vyrovnávací faktor odpisů (KV_{ppoi})

V metodice propočtu povolených odpisů ve II. regulačním období byla uplatněna u přepravní společnosti auditovaná data. V metodice pro III. regulační období Úřad přechází u této společnosti na stejnou metodiku jako u distribučních společností a povolené odpisy bude

stanovovat na základě plánovaných dat. Z výše uvedených důvodů bude na žádost společnosti dorovnán nárůst odpisů v letech 2008 a 2009 následujícím způsobem:

$$KV_{ppo2010} = O_{sk2008} - O_{reg2008}$$

$$KV_{ppo2011} = O_{sk2009} - O_{reg2009}$$

Výše uvedený postup zajistí, že společnost nebude poškozena při změně metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím.

Zisk

Stejně jako ve II. regulačním období zůstává zachováno nastavení parametru zisku jako součinu míry výnosnosti (MV_{ppi}) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB_{ppi}). V roce 2010 a 2011 bude na žádost držitele licence do zisku zahrnut vyrovnávací faktor zisku (KV_{ppzi}), vyrovnávající rozdíl RAB způsobený přechodem metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím. K výši vypočteného zisku bude poprvé v roce 2012 přičtena také hodnota korekčního faktoru zisku (KF_{ppzi}).

$$Z_{ppi} = RAB_{ppi} \times \frac{MV_{ppi}}{100} + KV_{ppzi} + KF_{ppzi}$$

RAB

Způsob nastavení výchozí úrovně regulační báze aktiv a její vývoj v dalších letech včetně následných korekcí je popsán v kapitole 5.1. Hodnota RAB_{ppi} je tvořena kumulovanou plánovanou roční změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy ΔRAB_{ppt} a korekčním faktorem RAB (KF_{ppRABt}), který zachycuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přepravní soustavy.

$$RAB_{pp0} = k_{pp0} \times ZHA_{pppl2009}$$

$$k_{pp0} = \frac{reg_zisk_{pp2009}}{ZHA_{pppl2009} \times \frac{MV_{ppi}}{100}}$$

$$k_{pp0} \geq 50\%$$

$$k_{pp0} \times ZHA_{pppl2009} < RAB_{pp2009} \rightarrow RAB_{pp0} = RAB_{pp2009}$$

$$k_{pp0} \times ZHA_{pppl2009} > RAB_{pp2009} \rightarrow RAB_{pp0} = k_{pp0_{min}} \times ZHA_{pppl2009}$$

$$RAB_{ppi} = RAB_{pp0} + \sum_{t=1+i}^{l+i} \Delta RAB_{ppt} + \sum_{t=1+3}^{l+i} KF_{ppRABt}$$

$$\Delta RAB_{ppt} = \text{Aktivované_investice}_{ppplt} - \text{Odpisy}_{ppplt} \times k_{ppplt}$$

$$k_{ppplt} = \frac{RAB_{ppt-1}}{ZHA_{ppplt-1}} \text{ pro } t=l+i, i>1$$

$$k_{ppplt} = \frac{RAB_0}{ZHA_{ppplt-1}} \text{ pro } t=l+i, i=1$$

$$KF_{ppzi} = KF_{ppRABi} \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{ppRABi} \times \frac{MV_{ppi-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}$$

$$KF_{ppRABi} = \Delta ZHA_{ppski-2} - \Delta ZHA_{pppli-2}$$

Vyrovňovací faktor zisku (KV_{ppzi})

V metodice propočtu RAB ve II. regulačním období byla uplatněna u přepravní společnosti auditovaná data. V metodice pro III. regulační období Úřad přechází u této společnosti na stejnou metodiku jako u distribučních společností a RAB_{ppi} bude stanovovat na základě plánovaných dat. Z výše uvedených důvodů bude na žádost společnosti dorovnána změna RAB v letech 2008 a 2009 následujícím způsobem:

$$Z_{pp2010} = RAB_{pp2010} \times \frac{MV_{pp2010}}{100} + KV_{ppz2010}$$

$$KV_{ppz2010} = (ZHA_{pp2008} - RAB_{pp2008}) \times \frac{MV_{pp2008}}{100}$$

$$Z_{pp2011} = RAB_{pp2011} \times \frac{MV_{pp2011}}{100} + KV_{ppz2011}$$

$$KV_{ppz2011} = (ZHA_{pp2009} - RAB_{pp2009}) \times \frac{MV_{pp2009}}{100}$$

Výše uvedený postup zajistí, že společnost nebude poškozena při změně metodiky mezi II. a III. regulačním období.

Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál. Podle této metodiky (uvedené v kapitole [5.2.4.1](#)) je míra výnosnosti pro činnost přeprava plynu v prvním roce III. regulačního období ve výši 8,023 %.

5.10.2 Povolené výnosy pro činnost přeprava plynu (vzorec)

Výsledná podoba vzorce povolených výnosů pro činnost přeprava plynu je následující:

$$PV_{ppi} = PN_{pp0} \times (1 - X_{pp})^i \times \prod_{t=1}^{i-1} \frac{I_t}{100} + O_{ppi} + \frac{MV_{ppi}}{100} \times RAB_{ppi}$$

kde:

- PV_{ppi} hodnota povolených výnosů držitele licence na přepravu plynu,
- i pořadové číslo regulovaného roku,
- PN_{pp0} povolené náklady držitele licence na přepravu plynu (viz kapitola [5.10.1](#)),
- X_{pp} hodnota plošného faktoru efektivity pro činnost přepravy plynu (viz kapitola [5.2.2](#)),
- I_t eskalační faktor příslušného roku (viz kapitola [5.2.1](#)),
- l letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,
- O_{ppi} plánovaná hodnota odpisů, která bude korigována na skutečnou hodnotu s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$,

- MV_{ppi} míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na přepravu plynu stanovená podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním (viz kapitola [5.2.4](#)),
- RAB_{ppi} hodnota regulační báze aktiv držitele licence (viz kapitola [5.10.1](#)).

5.10.3 Povolená nákupní cena energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění povoleného množství energie plynu na pohon kompresních stanic v přepravní soustavě

V průběhu II. regulačního období se povolená nákupní cena energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění povoleného množství energie plynu pro pohon kompresních stanic v přepravní soustavě pro regulovaný rok určovala podle ceny platné v měsíci červenci roku $i-1$.

Pro III. regulační období budou ztráty a plyn pro pohon kompresních stanic roku i oceňovány cenou stanovenou na základě futures na zemní plyn na burze ENDEX European Energy Derivatives Exchange N.V. pod označením TTF Gas Base Load roku i z posledního pracovního dne kalendářního měsíce červenec roku $i-1$. Roční cena v EUR/MWh bude převedena na CZK/MWh predikovaným kurzem pro měsíc červen regulovaného roku v EUR/CZK uveřejněným v sekci „Inflační očekávání finančního trhu“ ČNB v kapitole 4 „Devizový kurz“ dokumentu „Měření inflačních očekávání finančního trhu“ ve sloupci „1 rok“.

5.10.4 Povolené množství ztrát v přepravní soustavě

Ztrátami v přepravní soustavě se rozumí úbytek objemu plynu vyjádřeného v energetických jednotkách, ke kterému dochází netěsnostmi v technologických zařízeních přepravní soustavy a při opravách a čištění.

Jejich povolené (resp. plánované) množství pro regulovaný rok se stanovuje na základě časové řady vykázaných hodnot. Výše ztrát na úrovni přepravní soustavy je vzhledem k jejich množství na zanedbatelné úrovni ve vztahu k proteklému množství soustavou.

5.10.5 Plánované množství energie plynu pro pohon kompresních stanic

V průběhu II. regulačního období bylo plánované množství energie plynu pro pohon kompresních stanic přepravní soustavy pro regulovaný rok stanovováno na základě skutečného množství energie plynu pro pohon kompresních stanic přepravní soustavy v roce $i-2$. Skutečné množství energie plynu potřebné pro pohon kompresních stanic se určovalo za pomoci normativu a množství zemního plynu proteklého kompresními stanicí.

Pro III. regulační období dochází k několika změnám, které jsou blíže popsány v kapitole [5.10.9](#).

5.10.6 Plánovaná spotřební daň

Náklady na tuto veličinu byly ve II. regulačním období placeny za množství energie plynu potřebné pro pohon kompresních stanic v přepravní soustavě a byly plánovány podle předcházející známé hodnoty roku $i-2$.

V III. regulačním období je uplatňována stejná metodika.

5.10.7 Plánované náklady na službu poskytování flexibility

Plánované náklady na službu poskytování flexibility obchodníkem s plynem nebo provozovatelem podzemního zásobníku plynu, se kterým má provozovatel přepravní soustavy uzavřenou smlouvu na poskytování flexibility pro regulovaný rok, byly ve II. regulačním období určovány na základě výsledků výběrového řízení na poskytovatele flexibility vyhlášeného provozovatelem přepravní soustavy, jehož podmínky a průběh ERÚ monitoroval.

Vzhledem k tomu, že tento princip dle zkušeností z II. regulačního období odpovídá podmínkám otevřeného trhu a je ze strany ERÚ plně kontrolovatelný, je uplatněn i pro III. regulované období.

5.10.8 Plánované výnosy za odchylky nad povolenou toleranci a plánované výnosy za vyvažovací plyn po odečtení nákladů na jeho pořízení

Plánované tržby provozovatele přepravní soustavy za odchylky nad povolenou toleranci a plánované tržby za vyvažovací plyn po odečtení nákladů na jeho pořízení pro regulovaný rok se pro II. regulační období určovaly podle předcházející známé hodnoty roku $i-2$. Následně bylo nutné tyto tržby zpětně korigovat.

Přepravce vybrané finanční prostředky za tyto veličiny vrátil trhu s daným časovým zpožděním. Smyslem odečtení plánované hodnoty tohoto parametru bylo snížení výše korekčního faktoru uplatňovaného každoročně na výši povolených výnosů držitele licence a tím snížení jejich kolísavosti.

Princip uplatnění ve vzorci zůstává zachován i pro III. regulační období.

5.10.9 Metodika stanovení cen za přepravu

Metodika III. regulačního období definovaná vyhláškou Energetického regulačního úřadu č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen je obdobou metodiky II. regulačního období a odpovídá modelu trhu s plynem entry/exit, který byl zaveden od roku 2007, koresponduje tak s vyhláškou Energetického regulačního úřadu č. 524/2006 Sb., o pravidlech pro organizování trhu s plynem a tvorbě, přiřazení a užití typových diagramů dodávek plynu, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „pravidla trhu s plynem“).

Výsledné ceny za přepravu plynu jsou kalkulovány na jednotlivé definované vstupní a výstupní body přepravní soustavy. Jsou stanovovány z upravených povolených výnosů přepravce, které představují povolené výnosy navýšené o plánované náklady na ztráty, o plánovanou výši spotřební daně, o plánované náklady na službu poskytování flexibility a o vypočtený korekční faktor, dále jsou tyto povolené výnosy poníženy o plánované tržby za rezervovanou pevnou kapacitu ve vstupních domácích bodech pro regulovaný rok a o plánované tržby provozovatele přepravní soustavy za odchylky a za vyvažovací plyn, formou koeficientů a odpovídajících rezervovaných pevných kapacit na jednotlivých bodech.

Metodika stanovení cen pro III. regulační období principiálně odpovídá metodice II. regulačního období, budou oceňovány jednotlivé entry/exit body.

Nově je ve III. regulačním období zavedena variabilní složka cen přepravy pro každý výstupní bod přepravní soustavy, která se týká ocenění plynu potřebného pro pohon

kompresních stanic. Množství plynu na pohon kompresních stanic bude odvozováno od množství plynu protékajícího soustavou, nebude závislé na rezervované kapacitě.

Plánované náklady na množství energie plynu pro pohon kompresních stanic budou vypočteny jako součin plánovaného přepraveného množství energie plynu, plánované nákupní ceny energie plynu pro ocenění plynu na pohon kompresních stanic a koeficientu, který bude vyjadřovat procentuální spotřebu kompresních stanic ze skutečně přepraveného plynu v každém výstupním bodě.

Pro hraniční výstupní body bude dále existovat místo úhrady odpovídající výše nákladů daného účastníka trhu možnost dodat potřebné množství plynu pro pohon kompresních stanic podle přepraveného množství energie plynu.

Od roku 2010 vstoupí v platnost úprava vyhlášky o pravidlech trhu s plynem, která ovlivní způsob výběru povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy alokovaných na přepravu plynu z virtuálního prodejního bodu do domácí zóny (resp. od 1. ledna 2010 domácího bodu ČR). Tyto platby budou vztaženy k rezervované kapacitě odběrného místa a stanou se součástí distribučního tarifu. Provozovatel přepravní soustavy pak stanovenou část povolených výnosů bude od konečných zákazníků získávat prostřednictvím provozovatelů distribučních soustav.

5.11 Činnost distribuce plynu

5.11.1 Nastavení parametrů náklady, odpisy a zisk pro činnost distribuce plynu

Náklady	vstup	Průměr skutečných nákladů 2007 a 2008 (eskalovaných na cenovou úroveň 2009)
	další postup	Eskalace - indexem cen podnikatelských služeb (70 %) a indexem spotřebitelských cen (30 %) navýšeným o 1 % bonus - plošným faktorem efektivity X (9,75 %)
Odpisy	vstup	povolené odpisy budou stanoveny na základě plánovaných hodnot odpisů v jednotlivých letech a v roce $i+2$ bude provedena jejich korekce
	další postup	
Zisk ($RAB_{dpi} \times MV_{dpi}$)	vstup	$RAB_{dp0} = \max(k_{dp0} \times ZHA_{dppi2009}; RAB_{dp2009})$
	další postup	každoroční změna o rozdíl plánovaných aktivovaných investic a poměrné části odpisů (RAB/ZHA); násobeno parametrem MV_{dpi} s aktualizovanými parametry

Náklady

Vstupní hodnota byla stanovena na základě průměru skutečných nákladů za roky 2007 a 2008, eskalovaných na cenovou úroveň 2009. V dalších letech budou povolené náklady indexovány eskalačním faktorem a plošným faktorem efektivity X .

Problematika eskalačního faktoru a faktoru efektivity je detailněji řešena v kapitole [5.2](#).

$$PN_{dp0} = \frac{(N_{2007} \times I_{2007} \times I_{2008}) + (N_{2008} \times I_{2008})}{2}$$

$$PN_{dpi} = PN_{dp0} \times (1 - X_{dp})^i \times \frac{\prod_{t=1}^{i-1} [70\% \times IPS_t + 30\% \times (CPI_t + 1\%)]}{100}$$

Odpisy

Hodnota povolených odpisů v jednotlivých letech III. regulačního období bude stanovena ve výši plánovaných účetních hodnot jednotlivých let. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečné hodnoty s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$.

$$O_{dpi} = O_{dppi} + KF_{dpoi}$$

Zisk

Stejně jako ve II. regulačním období zůstává zachováno nastavení parametru zisku jako součinu míry výnosnosti (MV_{dpi}) a hodnoty regulační báze aktiv (RAB_{dpi}). K výši vypočteného zisku bude přičtena hodnota korekčního faktoru zisku (KF_{dpzi}).

$$Z_{dpi} = RAB_{dpi} \times \frac{MV_{dpi}}{100} + KF_{dpzi}$$

RAB

Způsob nastavení výchozí úrovně regulační báze aktiv a její vývoj v dalších letech, včetně následných korekcí, je popsán v kapitole 5.1. Hodnota RAB_{dpi} je tvořena kumulovanou plánovanou roční změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy ΔRAB_{dpt} a korekčním faktorem RAB (KF_{dpRABt}), který zachycuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy.

$$RAB_{dp0} = k_{dp0} \times ZHA_{dpp12009}$$

$$k_{dp0} = \frac{\text{reg_zisk}_{dp2009}}{ZHA_{dpp12009} \times \frac{MV_{dpi}}{100}}$$

$$k_{dp0} \geq 50\%$$

$$k_{dp0} \times ZHA_{dpp12009} < RAB_{dp2009} \rightarrow RAB_{dp0} = RAB_{dp2009}$$

$$k_{dp0} \times ZHA_{dpp12009} > RAB_{dp2009} \rightarrow RAB_{dp0} = k_{dp0_{min}} \times ZHA_{dpp12009}$$

$$RAB_{dpi} = RAB_{dp0} + \sum_{t=1+i}^{l+i} \Delta RAB_{dpt} + \sum_{t=1+3}^{l+i} KF_{dpRABt}$$

$$\Delta RAB_{dpt} = \text{Aktivované_investice}_{dpplt} - \text{Odpisy}_{dpplt} \times k_{dpplt}$$

$$k_{dpplt} = \frac{RAB_{dpplt-1}}{ZHA_{dpplt-1}} \text{ pro } t=1+i, i>1$$

$$k_{dpplt} = \frac{RAB_{dp0}}{ZHA_{dpplt-1}} \text{ pro } t=1+i, i=1$$

$$KF_{dpzi} = KF_{dpRABi} \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{dpRABi} \times \frac{MV_{dpi-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}$$

$$KF_{dpRABi} = \Delta ZHA_{dpski-2} - \Delta ZHA_{dppli-2}$$

Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál. Podle této metodiky (uvedené v kapitole 5.2.4.1) je míra výnosnosti pro činnost distribuce plynu v prvním roce III. regulačního období ve výši 8,288 %.

5.11.2 Povolené výnosy pro činnost distribuce plynu (vzorec)

Výsledná podoba vzorce povolených výnosů pro činnost distribuce plynu je následující:

$$PV_{dpi} = PN_{dp0} \times (1 - X_{dp})^i \times \prod_{t=1}^{l+i-1} \frac{I_t}{100} + O_{dpi} + \frac{MV_{dpi}}{100} \times RAB_{dpi}$$

kde:

PV_{dpi} hodnota povolených výnosů držitele licence na distribuci plynu,

i	pořadové číslo regulovaného roku,
PN_{dp0}	výchozí úroveň povolených nákladů držitele licence na distribuci plynu (viz kapitola <u>5.11.1</u>),
X_{dp}	hodnota plošného faktoru efektivity pro činnost distribuce plynu (viz kapitola <u>5.2.2</u>),
I_t	eskalační faktor příslušného roku (viz kapitola <u>5.2.1</u>),
l	letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,
O_{dpi}	plánovaná hodnota odpisů, která bude korigována na skutečnou hodnotu s využitím časové hodnoty peněz v čase $i+2$,
MV_{dpi}	míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci plynu stanovená podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním (viz kapitola <u>5.2.4.1</u>),
RAB_{dpi}	hodnota regulační báze aktiv držitele licence (viz kapitola <u>5.11.1</u>).

5.11.3 Cena plynu na pokrytí povolených ztrát v distribuční soustavě a na plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu

Faktor, který má vliv na výši nákladů na ztráty a vlastní technologickou spotřebu v distribuční soustavě, je cena plynu, za kterou distributor nakupuje plyn na pokrytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu od obchodníka. Pro výpočet povolených výnosů byla ve II. regulačním období stanovována cena plynu pro pokrytí ztrát jako součet ceny komodity v měsíci červenci roku $i-1$, průměrné ceny přepravy na rok i a průměrné ceny uskladnění na rok i . Rozdíl mezi takto stanovenou cenou a cenou, za kterou distributor plyn na pokrytí ztrát skutečně nakoupil, byl jednou ze vstupních hodnot pro výpočet korekčního faktoru k výnosům. Skutečná cena byla určena z regulačních výkazů za činnost distribuce plynu.

Cena dodávky zemního plynu pro pokrytí ztrát v distribuční soustavě a plynu pro vlastní technologickou spotřebu se v průběhu roku mění a rovněž množství potřebného plynu nakupovaného pro oba účely není v průběhu roku rovnoměrné. Tyto skutečnosti znamenají, že při metodě používané v II. regulačním období byly náklady zahrnované do upravených povolených výnosů nepřesné. Základními cíly změny přístupu Energetického regulačního úřadu pro III. regulační období k problematice ocenění plynu nakupovaného pro oba uvedené účely bylo, kromě zpřesnění nákladů zahrnovaných do výpočtu upravených povolených výnosů a následně do cen distribuce plynu, především zajistit, aby ceny dodávky pro tyto účely nebyly neúměrně vysoké, což by se odrazilo i v cenách distribuce pro konečné zákazníky.

Pro III. regulační období bude tedy základní podmínkou, kterou je nutno dodržet, možnost jednoznačně prokázat, že provozovatelé distribučních soustav nakupují plyn na pokrytí povolených ztrát v distribuční soustavě a plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu za cenu obvyklou na trhu v příslušných odběrných pásmech odpovídajících odběru jednotlivých provozovatelů distribučních soustav.

Pro stanovení hodnoty upravených povolených výnosů budou použity tyto dva parametry:

- povolené náklady na povolené množství ztrát,
- povolené náklady na plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu.

Hodnota parametru povolené náklady na povolené množství ztrát bude stanovena jako součet povolených nákladů na povolené množství ztrát v jednotlivých měsících regulovaného roku.

Náklady pro každý měsíc regulovaného roku se vypočtou jako součet nákladů vztažených k plánovanému množství plynu pro daný měsíc a podílu z ročních nákladů na rezervovanou kapacitu pro daný měsíc. Část nákladů vztažená k množství plynu se určí jako součin měsíční ceny plynu na pokrytí povolených ztrát a plánovaného množství plynu na pokrytí povolených ztrát pro daný měsíc. Měsíční náklady na rezervovanou kapacitu se určí jako součin 1/12 plánované sjednané maximální denní rezervované kapacity pro ztráty a předpokládané ceny za maximální denní rezervovanou kapacitu.

Hodnota parametru povolené náklady na plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu bude stanovena jako součet povolených nákladů na vlastní technologickou spotřebu v jednotlivých měsících regulovaného roku. Postup výpočtu měsíčních nákladů bude stejný jako v případě nákladů na povolené množství ztrát.

Vzhledem k výše uvedenému bude na parametry povolených nákladů uplatňován korekční faktor. Pro tyto účely se bude ERÚ vyjadřovat k návrhům kompletních smluv na dodávku plynu ke krytí ztrát v distribuční soustavě a na vlastní technologickou spotřebu pro daný regulovaný rok. Následně zašle distribuční společnosti stanovisko k předloženému návrhu. Pokud bude stanovisko negativní a distribuční společnost přesto smlouvu uzavře, stanoví této společnosti měsíční ceny dodávky pro daný regulovaný rok Energetický regulační úřad.

5.11.4 Nastavení parametru povolené množství ztrát v distribuční soustavě

Cílem Úřadu je zafixovat povolené množství plynu k pokrytí ztrát v distribuční soustavě pro kalendářní rok v průběhu regulačního období. Východiskem pro stanovení povoleného fixního objemu ztrát v MWh byla základna „reálných“ ztrát za celé období 2004 až 2007 vypočtených zpětně (na základě skutečné k aktuálnímu datu ukončené fakturace). Do tohoto výpočtu nevstupoval odhad nevyfakturovaného plynu. Pro tyto účely Energetický regulační úřad použil hodnoty skutečných ztrát za celé období 2004 až 2007 (nikoli po jednotlivých letech) od distribučních společností stanovené jak podle otopové křivky vyhláskové, tak i křivky adjustované podle skutečného množství toku plynu do soustavy.

K objemu ztrát odvozenému z reálných hodnot byla připočtena předpokládaná množstevní korekce na změnu teplot podle TPG 901 01.

Od roku 2010 se bude k alokaci fakturovaného množství do různých období používat TDD, nikoliv stávající otopová křivka uvedená v příloze č. 9 k vyhlášce č. 524/2006 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Množství povolených ztrát na jednotlivé kalendářní měsíce v regulovaném roce stanoví ERÚ jako procentní podíl z celkových ztrát distribuční soustavy v příslušném kalendářním měsíci. Výše kapacity bude stanovena z výše distribuční kapacity pro krytí celkových ztrát na základě téhož procentního podílu. Množství plynu nakupované provozovatelem distribuční soustavy na pokrytí celkových ztrát za kalendářní měsíc se určí jako procentní podíl z množství plynu, které vstoupilo do distribuční soustavy v daném měsíci. Toto procento je stále po celý kalendářní rok.

5.11.5 Program ke snižování technických ztrát

Při snižování ztrát se náklady na jednotku snížení vyvíjí progresivně. Distributor vynakládá prostředky na snížení ztrát pouze v tom případě, že přínos bude vyšší, v krajním případě roven vynaloženým nákladům.

Úřad i nadále využívá dosud používaný způsob, který motivuje společnosti ke snižování bilančních ztrát dvěma směry. První vychází z rozdílu mezi povoleným a skutečným množstvím ztrát. Pokud provozovatel RDS překročí povolenou výši ztrát stanovenou Úřadem, pak náklady na množství plynu převyšující množství ztrát hradí provozovatel RDS a snižuje si tím zisk. V opačném případě se sníží o tuto částku náklady a zisk z distribuce se navýší. Druhý směr, který může působit spolu s prvním, je aktivně snižovat ztráty investicemi do soustavy. Při investicích majících za cíl snižování ztrát dochází k navyšování *RAB* a tím i povoleného zisku a povolených odpisů.

5.11.6 Nastavení parametru plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu

Současně s plynem na pokrytí celkových ztrát v distribuční soustavě nakupuje provozovatel distribuční soustavy plyn na vlastní technologickou spotřebu. Množství plynu na vlastní technologickou spotřebu zahrnuje plyn potřebný k ohřevu regulačních stanic, plyn vypuštěný při opravách a rekonstrukcích distribuční soustavy, plyn uniklý při haváriích a plyn potřebný k natlakování nových plynovodů.

Množství plynu na vlastní technologickou potřebu je pro ohřev regulačních stanic měřeno, množství plynu vypuštěného při opravách a rekonstrukcích distribuční soustavy, plynu uniklého při haváriích a plynu potřebného k natlakování nových plynovodů je zjištěno výpočtem.

Plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu roku *i* je rovno očekávané skutečnosti na rok předcházející regulovanému roku, vykázané provozovatelem distribuční soustavy ve výkazu bilance distribuce plán.

Plánované množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu pro jednotlivé měsíce kalendářního roku odpovídá podílu z celkového množství plánovaného pro vlastní technologickou spotřebu podle množství plynu, které vstoupilo do distribuční soustavy v daném měsíci z ročního množství plynu vstupujícího do soustavy.

Plánované množství plynu na vlastní technologickou spotřebu roku *i* bude následně korigováno podle skutečného množství roku *i*.

5.11.7 Náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů regionálních distribučních soustav

Historickým vývojem plynárenské soustavy České republiky došlo k situaci, kdy části distribučních soustav, které provozuje konkrétní provozovatel regionální distribuční soustavy, nejsou přímo připojeny k jeho soustavě. Plyn do těchto částí je distribuován sousední regionální distribuční soustavou provozovanou jiným subjektem. Distribuci do předávacího místa, ve kterém plyn vstupuje do izolované části soustavy, hradí provozovatel izolované části soustavy subjektu, který provozuje sousední regionální distribuční soustavu.

Ve II. regulačním období se pro nákup distribuce od jiných provozovatelů regionálních distribučních soustav používaly ceny stanovené platným cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu pro provozovatele soustavy, kterou je plyn do izolované části distribuován. Platba za distribuci byla stanovena podle množství distribuovaných technických jednotek (MWh a tis. m³). Provozovatel izolované části vystupoval jako účastník trhu s plynem, který uzavíral smlouvu na distribuci plynu do předávacího místa, jež bylo zařazeno podle ročního objemu distribuce.

Tento přístup považuje Energetický regulační úřad za transparentní, nediskriminační a odpovídající situaci na liberalizovaném trhu s plynem. Proto je tato metodika uplatněna i ve III. regulačním období.

5.11.8 Metodika stanovení cen za distribuci

Výpočet cen za distribuci pro jednotlivá odběrná pásma v rámci každé distribuční společnosti byl od roku 2006 prováděn za použití tarifního modelu, který vycházel z poměru mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami v rámci odběrových pásem. Z důvodu změny těchto poměrů mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami v rámci odběrových pásem u kategorií střední odběratel a velkoodběratel bylo nutno tento model přizpůsobit zmíněné změně chování zákazníků a dále změně zákaznické struktury v jednotlivých regionech.

Pro kategorie domácnost a maloodběratel je i nadále uplatňován dosavadní výpočtový model cen za distribuci. Ceny se stanovují jako dvousložkové. V cenovém rozhodnutí budou uvedeny pro jednotlivá odběrná pásma hodnoty stálé složky ceny a hodnoty variabilní složky ceny.

Pro III. regulační období Energetický regulační úřad zvolil pro kategorie střední odběratel a velkoodběratel nový model, který reflektuje na vývoj chování konečných zákazníků v průběhu II. regulačního období. Ceny za distribuci příslušného provozovatele distribuční soustavy budou stanovovány podle cenového vzorce, který bude uveden v cenovém rozhodnutí.

Pro III. regulační období budou ceny v jednotlivých odběrných pásmech pro kategorie střední odběratel a velkoodběratel stanoveny logaritmickým vzorcem. Dochází tedy k odlišnému přístupu ke kategoriím domácnost a maloodběratel a odlišnému přístupu ke kategoriím střední odběratel a velkoodběratel. Pro kategorie domácnost a maloodběratel budou ceny stanoveny podle stávajícího modelu, který tyto kategorie rozděluje na 13 odběrných pásem. Stanovené množství pásem reflektuje dostatečným způsobem odpovídající náklady distribuce, které tyto skupiny zákazníků vyvolávají.

Pro kategorie velkoodběratel a střední odběratel je dosavadní model pouze prvním stupněm výpočtu. Změna, která bude provedena v tomto modelu pro uvedené kategorie, spočívá ve stanovení povolených výnosů pro zákazníky zařazené do odběrných pásem podle přidělené distribuční kapacity a následném rozdělení na část hrazenou stálou složkou ceny a na část hrazenou variabilní složkou ceny.

Ceny pro kategorie zákazníků velkoodběratel a střední odběratel budou nadále dvousložkové. Převažující podíl povolených výnosů na distribuci plynu bude zákazníky uvedených kategorií hrazen stálou složkou ceny.

Stálá složka ceny bude v cenovém rozhodnutí stanovena vzorcem, jehož obecný tvar je

$$c = a \times \ln k + b$$

kde

- c jednotková cena za přidělenou distribuční kapacitu pro konkrétní odběrné místo zákazníka na regulovaný rok (v Kč/m³),
- k hodnota přidělené distribuční kapacity pro konkrétní odběrné místo zákazníka na regulovaný rok,
- a, b koeficienty pro výpočet ceny vyplývající z výše povolených výnosů stanovených ERÚ na regulovaný rok pro uvedené kategorie zákazníků a z návaznosti cen na pásmo MODOM4. Koeficienty rovněž zajišťují, aby změny cen pro jednotlivé kategorie

zákazníků odpovídaly vývoji technických jednotek a struktuře zákazníků v těchto kategoriích.

Koeficienty pro každou regionální distribuční společnost budou pro každý regulovaný rok stanoveny na základě upravených povolených výnosů konkrétní distribuční společnosti a plánovaných hodnot technických jednotek pro daný rok.

Variabilní složka ceny bude shodná v konkrétní regionální distribuční společnosti pro všechna odběrná místa uvedených kategorií připojená k dálkovodu a shodná pro všechna odběrná místa uvedených kategorií připojená k místní síti. Variabilní složka ceny bude průměrnou hodnotou alokovaných povolených výnosů pro zákazníky kategorií velkoobdobatel a střední odběratel připojených k dálkovodu a průměrnou hodnotou alokovaných povolených výnosů pro zákazníky kategorií velkoobdobatel a střední odběratel připojených k místní síti.

5.11.9 Dodávka poslední instance

Zákon č. 458/2000 Sb., ve znění zákona č. 158/2009 Sb., stanoví dodavateli poslední instance povinnost dodávat plyn domácnostem a malým zákazníkům, kteří o to požádají, v režimu dodávky poslední instance (DPI) za ceny stanovené Energetickým regulačním úřadem.

Ve II. regulačním období byla pro stanovení regulovaných cen dodávky poslední instance zvolena metoda věcně usměřňovaných cen jako součet ekonomicky oprávněných nákladů, přiměřeného zisku a daně z přidané hodnoty. Za přiměřený zisk se považoval zisk podle vyhlášky č. 580/1990 Sb.

Ekonomicky oprávněnými náklady zahrnovanými do ceny DPI byly náklady na nákup energie zemního plynu, náklady na zajištění přepravy, na uskladňování zemního plynu, náklady na distribuci stanovené podle cen uvedených v platném cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu a ekonomicky oprávněné náklady dodavatele poslední instance.

Ekonomicky oprávněné náklady na nákup energie zemního plynu byly korigovány o rozdíl mezi měrnými oprávněnými náklady na nákup energie zemního plynu pro oprávněné zákazníky obchodníka s plynem zajišťujícího dodávku poslední instance a měrnými oprávněnými náklady na nákup zemního plynu pro zákazníky v režimu DPI.

Pokud při využívání dodávky v režimu DPI ve větším rozsahu, nebo zákazníci s vysokým odběrem, nebo s vysokou denní rezervovanou kapacitou vznikly dodavateli další náklady spojené se zajištěním dodávek v režimu DPI, pak byla věcně usměřňovaná cena korigována podle ekonomicky oprávněných nákladů vynaložených na zajištění požadované dodávky tak, aby navýšení nákladů neovlivnilo ceny oprávněných zákazníků tohoto dodavatele.

Uvedená metoda regulace cen v režimu dodavatele poslední instance je v souladu s principy danými platnou novelou energetického zákona a zůstává nezměněna i pro III. regulační období.

5.11.10 Regulace cen distribuce v lokálních distribučních soustavách

Metoda regulace uplatňovaná v průběhu II. regulačního období v lokálních distribučních soustavách (LDS) umožňovala dva přístupy ke stanovení cen za distribuci.

Jednou možností bylo používat pevné ceny za distribuci stanovené pro regionálního distributora, k jehož soustavě je LDS připojená přímo, nebo prostřednictvím jiné LDS.

Druhou možností bylo požádat Energetický regulační úřad o stanovení ceny odlišné, pokud výnosy z distribuce za ceny shodné s cenami pro regionálního distributora, k němuž je LDS připojena, nepokrývaly náklady související s provozováním LDS. Odlišné ceny Úřad stanovil na základě podkladů předložených žadatelem a byly ve všech případech vyšší než ceny regionálního distributora. Povolené výnosy pro konkrétní LDS byly stanovovány postupem přiměřeným postupu používanému ke stanovení povolených výnosů pro regionální distribuční soustavy. Hodnoty nákladů a odpisů vstupující do výpočtu byly skutečnosti vykázané za rok $i-2$. Aby touto formou regulace nedocházelo k podpoře neefektivního podnikání, byly stanovené povolené náklady a povolené odpisy vztažené k délce soustavy a k distribuovanému množství a byly limitovány na základě benchmarkingu regionálních distribučních soustav. Obdobně byl limitován zisk v poměru k celkovým povoleným výnosům.

Ve III. regulačním období je uplatňována doposud užívaná metodika, jejímž zavedením bylo dosaženo zpřehlednění a sjednocení chování LDS vůči konečným zákazníkům. Metodika je upravena o aktualizaci limitujících hodnot pro povolené náklady a odpisy. Rovněž na základě dat za II. regulační období bude vyhodnocen limit podílu regulovaného zisku k celkovým povoleným výnosům. Metodika dále respektuje zavedení nového výpočtového modelu pro kategorie velkoodběratel a střední odběratel.

Příloha č. 1

Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál (WACC)

Způsob výpočtu je uveden v následujících vzorcích:

$$WACC_{NHB T} = \frac{WACC_{NHAT}}{1 - T}$$

$$WACC_{NHAT} = r_e \times \frac{E}{E + D} + r_d \times (1 - T) \times \frac{D}{E + D}$$

$$r_e = r_f + \beta_L \times ERP$$

$$r_d = r_f + D_p$$

$$\beta_L = \beta_{unL} \times \left[1 + (1 - T) \times \frac{D}{E} \right]$$

kde:

$WACC_{NHB T}$	nominální hodnota WACC před zdaněním,
$WACC_{NHAT}$	nominální hodnota WACC po zdanění,
T	efektivní daňová sazba,
D	cizí kapitál,
E	vlastní kapitál,
r_e	náklady vlastního kapitálu,
r_d	náklady cizího kapitálu,
r_f	bezriziková míra výnosu,
ERP	tržní riziková přírážka,
β_L	koeficient beta vážený,
β_{unL}	koeficient beta nevážený,
D_p	dluhová prémie.

Bezriziková míra výnosu (r_f)

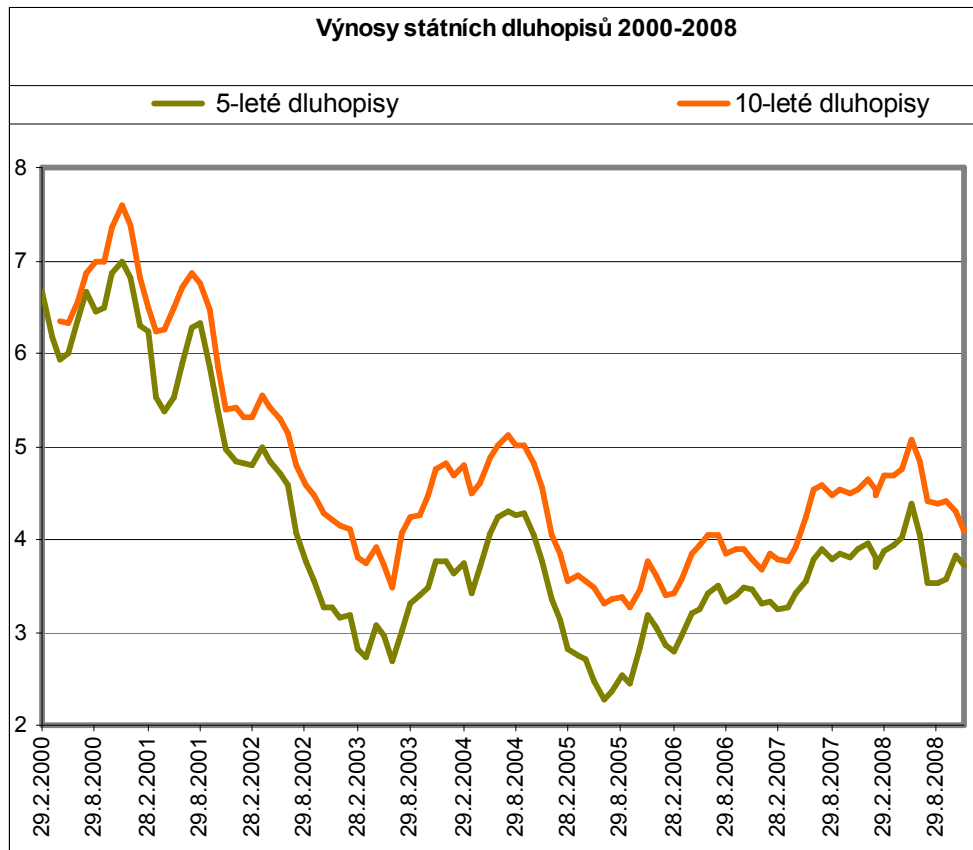
Bezriziková míra výnosnosti zobrazuje procentuální výnos z investic, kterým je přisuzováno minimální riziko. Z tohoto pohledu jsou za dostatečně bezrizikové považovány investice do státních dluhopisů, přičemž většina evropských regulátorů používá průměrné výnosy státních dluhopisů za pěti nebo desetileté období. Tento způsob stanovení je rovněž používán ve většině dostupných metodik pro výpočet nákladů na kapitál. Ve II. regulačním období byl použit výnos z pětiletého státního dluhopisu (2004 – 2009), který nejvíce odpovídal délce pětiletého regulačního období.

Klíčovou otázkou pro stanovení bezrizikové míry výnosnosti je stanovení:

- doby splatnosti státních dluhopisů,
- aktuální výnosnosti nebo výnosnosti z dlouhodobých průměrů.

Doba splatnosti státních dluhopisů

Úrokové sazby ze státních dluhopisů se zvyšují s dobou jejich splatnosti, jak je patrné z následujícího grafu, který zobrazuje vývoj výnosů z pětiletých a desetiletých státních dluhopisů za posledních osm let.

Graf č. 3 Vývoj výnosů státních dluhopisů 2000-2008

Zdroj: *Databáze časových řad ARAD*

Regulační úřady v posledních letech většinou preferují použití střednědobých dluhopisů, které více vystihují finanční plánování společností. Většina regulačních orgánů však začala postupně využívat desetiletých dluhopisů na úkor dluhopisů pětiletých, popřípadě využívá mixu dluhopisů s různou dobou splatnosti. Vzhledem k aktuálním poznatkům a uplatňované praxi zahraničních regulátorů stanoví ERÚ tento parametr na základě výnosnosti desetiletých státních dluhopisů.

Aktuální výnosnost nebo výnosnost z dlouhodobých průměrů

Druhou otázkou zůstává, zda-li při výpočtu použít aktuální hodnoty nebo vycházet z historických hodnot za delší časové období. V případě České republiky nejsou k dispozici dostatečně dlouhé časové řady potřebné k výpočtu výnosnosti na základě historických hodnot. Proto bylo zvoleno vycházet z aktuálních výnosností dluhopisů. Pro určení aktuální výnosnosti ERÚ na rozdíl od předchozího regulačního období používá krátkodobých průměrů, které eliminují meziměsíční výkyvy výnosností.

Stanovení parametru r_f

Úřad stanovil parametr bezrizikové míry výnosnosti na základě dvanáctiměsíčního průměru výnosů desetiletých státních dluhopisů za období květen 2008 - duben 2009. Pro následující roky III. regulačního období se bude každoročně posuzovat tento parametr ve vztahu ke

stanoveným limitům jednorocní hodnoty *WACC* na základě dvanáctiměsíčního průměru výnosů desetiletých státních dluhopisů za měsíce květen roku *i-2* - duben roku *i-1*.

Hodnota bezrizikové míry výnosnosti na rok 2010 činí 4,6 %.

Koeficient beta nevážený (β_{unL})

Koeficient beta vyjadřuje rizikovost investic do určitého segmentu trhu (např. distribuce, přepravy a přenosu) v poměru k rizikovosti investic do trhu jako celku. Výše koeficientu regulovaných společností je ovlivněna různými faktory, jako je například provedení unbundling distribučních společností nebo způsob jejich regulace. Avšak samotný dopad do výše koeficientu a jeho číselné vyjádření je více než problematické.

Možností, jak odvodit tento koeficient, je velmi mnoho, ERÚ analyzoval následující dvě možnosti:

- stanovení koeficientu za základě údajů z akciových trhů,
- stanovení koeficientu podle regulační praxe.

Stanovení koeficientu na základě údajů z akciových trhů

Stanovení koeficientu beta na základě údajů z akciových trhů je v případě regulovaných společností v České republice ztížen faktem, že společnosti nejsou kótované na burze a není pro ně přímo koeficient beta počítán. Z tohoto důvodu bylo nutné vybrat odpovídající společnosti, pro které tento koeficient stanovován je. Úřad využil při této analýze data zveřejněná agenturou Reuters v prosinci 2008. Konkrétně se jednalo o dvacetiměsíční koeficienty beta a poměry zadlužení společností. Porovnány byly evropské společnosti v sektorech elektroenergetika a plynárenství, jejichž hlavní činnost je regulována.

Tabulka 3 Výsledky analýzy koeficientů beta v elektroenergetice a plynárenství

Společnost	Země	Odvětví	Beta nevážená	% D	daň	Beta vážená
Evropa						
Distribuce a přenos elektřiny						
Cegedel SA	Lucembursko	ET, ED	0,35	0,05	0,30	0,34
Elia System Oper	Belgie	ET	0,15	0,13	0,34	0,12
National Grid	UK	ED, ET, GD, GT	0,39	0,49	0,30	0,26
Red Electrica	Španělsko	ET	0,67	0,48	0,33	0,43
Societa Elettrica Sopracenerina SA	Švýcarsko	ET	0,37	0,01	0,21	0,37
Terna	Itálie	ET	0,44	0,46	0,35	0,30
Eszak-Magyar	Maďarsko	ED	0,59	0,03	0,20	0,58
						0,34
Distribuce a přeprava plynu						
Scottish & Southern Energy PLC	UK	GD, GT	0,62	0,24	0,30	0,53
Centrica Plc	UK	GD	0,42	0,29	0,30	0,35
United Utilities	UK		0,43	0,23	0,30	0,37
Ascopiave	Itálie	GD	0,25	0,01	0,33	0,24
Snam Rete Gas	Itálie	GT	0,39	0,42	0,33	0,27
Enagas	Španělsko	GT	0,67	0,50	0,33	0,44
						0,37

Zdroj: Reuters

Stanovení koeficientu podle regulační praxe

Stanovení koeficientu beta na základě benchmarkingu aplikovaných koeficientů je regulačními úřady využíváno z důvodu jednoduchosti aplikace metody a také z důvodu nižšího rozptylu mezi jednotlivými koeficienty.

Tabulka 4 Přehled hodnot koeficientů beta používaných evropskými regulátory

Distribuce Elektro	Austria	Poland	Slovenia	Portugal	Estonia	Finland	France	Ireland	Sweden	NL	Hungary	Italy	průměr
Beta unlevered	0,33	0,60	0,16	0,48	0,41	0,30	0,45	0,40	0,48	0,28	0,22	0,41	0,38

Přenos Elektro	Slovenia	Finland	Poland	NL	France	Luxembu rg	Estonia	Hungary	Austria	Ireland	Italy	Portugal	průměr
Beta unlevered	0,16	0,30	0,60	0,30	0,45	0,35	0,31	0,22	0,33	0,40	0,37	0,22	0,33

Distribuce Plyn	Slovenia	Austria	Denmark	France	France	NL	Ireland	Italy	UK	Portugal	Hungary	průměr
Beta unlevered	0,18	0,33	0,40	0,30	0,58	0,30	0,43	0,49	0,46	0,44	0,43	0,39

Přeprava Plyn	Slovenia	Finland	NL	UK	Ireland	Italy	Portugal	Hungary	Austria	průměr
Beta unlevered	0,15	0,30	0,30	0,45	0,41	0,38	0,58	0,49	0,33	0,38

Zdroj: Vlastní porovnání ERÚ

Výše uvedené analýzy sloužily Úřadu k ověření, zda je možné ponechat beta koeficienty ve stejné výši jako v II. regulačním období.

Stanovení parametru β_{unL}

Úřad stanovil koeficient beta ve stejné výši jako v předchozím regulačním období pro činnosti distribuce elektřiny, distribuce plynu a přeprava plynu. U přenosové společnosti ERÚ zvyšuje koeficient beta o 0,05 %.

Hodnoty koeficientů beta pro III. regulační období tedy činí:

- Přenos elektřiny 0,30 %
- Distribuce elektřiny 0,35 %
- Přeprava plynu 0,35 %
- Distribuce plynu 0,40 %

Tržní riziková přírážka (ERP)

Tržní riziková přírážka zobrazuje investorské riziko vyjádřené rozdílem mezi výnosem z tržního portfolia dané země a bezrizikovou mírou výnosu. V podstatě se jedná o dodatečný očekávaný výnos investora, který je generován akceptací většího rizika oproti riziku investice do relativně bezrizikových státních dluhopisů. Konkrétní výpočet je dán rozdílem směrodatných odchylek výnosů ze státních dluhopisů a směrodatných odchylek výnosů z akcií s "ideálně" rozloženým portfoliem za stejné období.

Existují dva základní přístupy ke stanovení tohoto parametru:

- odhad na základě predikce budoucího očekávání investorů,
- odhad na základě historických dat za dlouhé časové období.

Odhad na základě budoucích dat

Odhad tržní rizikové přírážky na základě očekávání investorů se výrazně liší v jednotlivých ekonomických cyklech, jako jsou konjunktura, stagnace nebo recese. Parametr ERP stanovený na základě aktuálních výsledků z akciových a dluhopisových trhů je proto velice variabilní a v některých ekonomických cyklech může být dokonce záporný. Podle rozhodnutí některých regulačních orgánů, např. OFGEM ve Velké Británii, byl tento přístup zohledněn, což vedlo k tomu, že hodnoty ERP byly stanoveny níže, než ukazovaly výsledky analýz historických dat.

Odhad na základě historických dat

Odhad na základě historických dat je založen na principu, že investoři očekávají opakování průměrných výsledků z historie i v budoucím období. Při analýze historických dat je z důvodu neustálé fluktuace trhů důležité použít co nejdélsího časového intervalu. Následné zjištění průměrné hodnoty je možné zjistit buď aritmetickým, nebo geometrickým průměrem. Při aplikaci aritmetického průměru jsou ve výsledku více zohledněny extrémní hodnoty a zpravidla bývají výsledky nadhodnoceny o jeden až dva procentní body. Obě metody

výpočtu jsou velmi často diskutovány a mají svoje zastánce i odpůrce³. Doposud nebyla správnost ani jednoho přístupu spolehlivě potvrzena nebo vyvrácena.

Energetický regulační úřad shodně jako v předchozím regulačním období navrhoval v průběhu konzultačního procesu stanovení tržní rizikové příirážky podle historických dat s aplikací geometrického průměru, který nadměrně nezohledňuje extrémně dosahované hodnoty na akciových trzích odvozených od hodnot dosažených na kapitálových trzích USA za období od r. 1928 podle databáze prof. Damodarana. Výsledná hodnota za období 1928-2008 však v důsledku výrazného poklesu akciových trhů v USA v roce 2008 o více než 35 % výrazně poklesla na 3,88 %. V návaznosti na tento výsledek zveřejnil prof. Damodarana úpravu metodiky pro výpočet ERP, ve kterém se odklonil od výpočtu parametru prostým zohledněním historických řad, ale vzal v potaz také očekávání rizika investorů do budoucna a stanovil ERP kombinací zmíněných dvou pohledů na hodnotu 5 %.

Úřad s ohledem na stanovisko prof. Damodarana a velmi nejistou predikovatelnost vývoje ERP se pro III. regulační období rozhodl respektovat hodnotu ERP ve výši 5 % jako fixní.

Tržní riziková příirážka trhu USA, který je uvažován jako vyspělý, je následně zvýšena o rizikovou příirážku konkrétní země, v našem případě České republiky. Rizikovou příirážku země je možné odvodit od dosaženého ratingového stupně, který je pravidelně vydáván ratingovými agenturami, jako jsou Moodys, S&P a Fitch IBCA. Rating vyjadřuje ocenění úvěřuschopnosti (kredibility) České republiky na zahraničních trzích. Ocenění je syntetickým výrazem kvality státu jako dlužníka a jeho ekonomické schopnosti dodržet vydané vlastní závazky a splatit včas a v úplném množství úroky i jistinu dlužné částky. Od roku 2004, ve kterém byly stanovovány parametry nákladů na kapitál, se ratingový stupeň ČR zvýšil o dva stupně - z ratingu A3 na rating A1. Na základě ratingu je následně počítán základní spread pro země s horším ratingem, než je rating udělený vyspělým ekonomikám. V případě České republiky činí podle prof. Damodarana tento základní spread 1,4 % (zveřejněno v lednu 2009). V následující tabulce lze pozorovat, že tento spread se oproti předchozímu roku zdvojnásobil.

Tabulka 5 Přehled ratingů a jejich základní spready

Rating	Základní spread	
	2008	2009
Aaa	0	0
Aaa1	35	70
Aaa2	50	100
Aaa3	60	120
Aa1	70	140
Aa2	80	160
Aa3	85	175
Ba1	350	650
Ba2	400	750
Ba3	450	900
Baa1	100	200
Baa2	115	225
Baa3	135	260
Ba1	200	300
Ba2	250	400
Ba3	300	525
Caal	600	1200
Caa2	675	1350
Caa3	750	1500

³ Hlavními zastánci výpočtu ERP geometrickým průměrem jsou Wright S., Mason R., Miles D., A. Damodaran, Dimson et al, a v České republice prof. Mařík. Na druhé straně mezi zastánce výpočtu aritmetickým průměrem patří A. Morin, Fama and French nebo doc. Hnilica.

Stanovení parametru ERP

Úřad stanovil parametru ERP jako součet základní hodnoty parametru ERP a rizikové přírážky České republiky. V následujících letech III. regulačního období stanoví hodnotu rizikové přírážky České republiky dle zveřejněných údajů hodnoty bazických bodů základního spreadu databáze prof. Damodarana a ve vazbě na aktuální rating České republiky.

Hodnota základního parametru ERP činí 5 % a bude pro celé III. regulační období fixní.

Hodnota rizikové přírážky České republiky pro rok 2010 činí 1,4 %.

Poměr cizího a vlastního majetku (D/E)

Poměr cizího a vlastního kapitálu společnosti ovlivňuje výši výsledné hodnoty nákladů na kapitál. Všeobecně platí, že cizí kapitál je levnější díky využití tzv. finanční páky. Na druhé straně využívání výhradně cizího kapitálu způsobuje finanční nestabilitu a vyvolává obtíže se získáváním dodatečných cizích zdrojů. Při určení tohoto poměru je možné vycházet z aktuálních hodnot společnosti anebo aplikovat teoretickou úroveň rozložení kapitálu. Při využití teoretické kapitálové struktury je zajištěn stejný přístup ke společnostem s odlišnou kapitálovou strukturou v rámci regulovaného odvětví. Další výhodou tohoto přístupu je stanovení poměru, který se bude blížit efektivnímu rozložení kapitálu. Většina evropských regulátorů používá teoretický poměr rozložení kapitálu a považuje za optimální využívání cizího kapitálu ze 60 %. Regulované společnosti v České republice však využívají cizí kapitál minimálně.

Energetický regulační úřad zvýšil pro III. regulační období s ohledem na aktuální rozložení kapitálové struktury podíl využívání cizího kapitálu pouze o 10 %. Ze strany Úřadu se jedná o první krok, který naznačuje společnostem, aby přehodnotily svoji strukturu využívání kapitálu a více se zaměřily na využívání cizího kapitálu. Je nutné ovšem podotknout, že určení optimální struktury kapitálu je výsostným právem konkrétní společnosti a regulátorem stanovený poměr je vztažen pouze k výpočtu parametru *WACC*.

Stanovení parametru D/E

Úřad stanovil poměr cizího a vlastního kapitálu pro III. regulační období následovně:

- pro distribuci elektřiny a plynu na 40 % ve prospěch cizího kapitálu,
- pro přenos elektřiny a přepravu plynu na 30 % ve prospěch cizího kapitálu.

Dluhová prémie (D_p)

Dluhová prémie vyjadřuje schopnost firmy dostát svým závazkům. Při výpočtu musí být přihlíženo k poměru mezi vlastním a cizím kapitálem a k ukazateli úrokového krytí. Pokud je kapitálová struktura společnosti výrazně nakloněna ve prospěch cizího kapitálu, vzniká výrazné riziko, že v budoucnu nebude schopna platit úroky a nedostojí tak svým závazkům. Při stanovení výše dluhové premie musí být tedy přihlédnuto k rozložení kapitálu.

Dluhová prémie je obvykle odvozována od pravidelně publikovaných ratingů společností, jejichž akcie jsou obchodovány na burze. Konkrétně se jedná o ukazatel credit default swap (CDS), od něhož je pak odvozena hodnota dluhové premie. Regulované společnosti na českém energetickém trhu však s akciemi na burze neobchodují. Další možností tedy je stanovit dluhovou premii na základě syntetického ratingu, neboli úrokového krytí z předchozích let, který je počítán jako podíl zisku před odečtením úroků, daní a výdajů na úroky. Výsledky z předchozích let v obou sektorech poukazují na vysoké úrokové krytí, kterému je přisuzována hodnota dluhové premie v rozmezí 0,2 %-0,75 %. Hodnota parametru

dluhová prémie by dále měla být stanovena diferencovaně podle poměru vlastního a cizího kapitálu.

Druhou možností stanovení nákladů na cizí kapitál je nevycházet ze součtu bezrizikové míry výnosu a dluhové prémie, ale použít aktuální cenu peněz na trhu podle statistiky poskytovaných úrokových sazeb. Pro tento případ ERÚ zvolil systém časových řad ARAD České národní banky. Konkrétně byly aplikovány poskytované úrokové sazby nefinančním podnikům nad objem 30 milionů korun s fixací od jednoho roku do pěti let včetně.

Tabulka 6 Přehled úrokových sazeb

	Ø za posledních 12 měsíců	Ø za posledních 24 měsíců	Ø za posledních 36 měsíců
úrokové sazby	4,91%	4,84%	4,52%

Zdroj: databáze časových řad ARAD

Na základě těchto aktualizovaných údajů je možné pozorovat, že náklady na cizí kapitál v důsledcích finanční krize narůstají. Bankovní sektor zpřísňuje podmínky pro poskytování úvěrů a zároveň zvyšuje úrokové sazby. Tento nárůst úrokových sazeb je částečně tlumen kroky ČNB, která v průběhu roku 2008 třikrát přistoupila ke snížení základních úrokových sazeb.

Stanovení parametru D_p

Hodnota parametru cizího kapitálu byla stanovena podle dvanáctiměsíčního průměru aktuálních úrokových sazeb za období květen 2008 - duben 2009, které se budou každoročně aktualizovat stejným způsobem ve vztahu ke stanoveným limitům jednorocní hodnoty $WACC$. U přepravní a přenosové společnosti se Úřad rozhodl navíc snížit výslednou hodnotu průměrů úrokových sazeb o hodnotu 0,1 % z důvodu nižšího stanoveného podílu cizího kapitálu.

Úřad stanovil hodnotu cizího kapitálu pro první rok III. regulačního období následovně:

- pro distribuci elektřiny a plynu ve výši 4,91 %,
- pro přenos elektřiny a přepravu plynu ve výši 4,81 %.

Daňová sazba T

Úřad bude uplatňovat v průběhu III. regulačního období vždy efektivní daňovou sazbu. Pro rok 2010 je uplatňována daňová sazba ve výši 19 %.

Příloha č. 2

Předpokládaný vývoj parametrů regulačního vzorce.

Na základě metodiky popsané v kapitole **5.1** byly regulovaným společností stanoveny parametry regulačního vzorce pro výchozí rok III. regulačního období (rok 2010).

V následujících grafech je zobrazen předpokládaný vývoj regulovaných parametrů ve struktuře povolené náklady, odpisy a zisk u jednotlivých regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství.

Výchozí hodnota nákladů je v roce 2010 navýšena eskalačním faktorem ve výši 105,04 % (CPI 104,6 %, IPS 104,8 %), v dalších letech je indexována předpokládaným eskalačním faktorem ve výši 103,14 % (CPI 102,7 %, IPS 102,9 %).

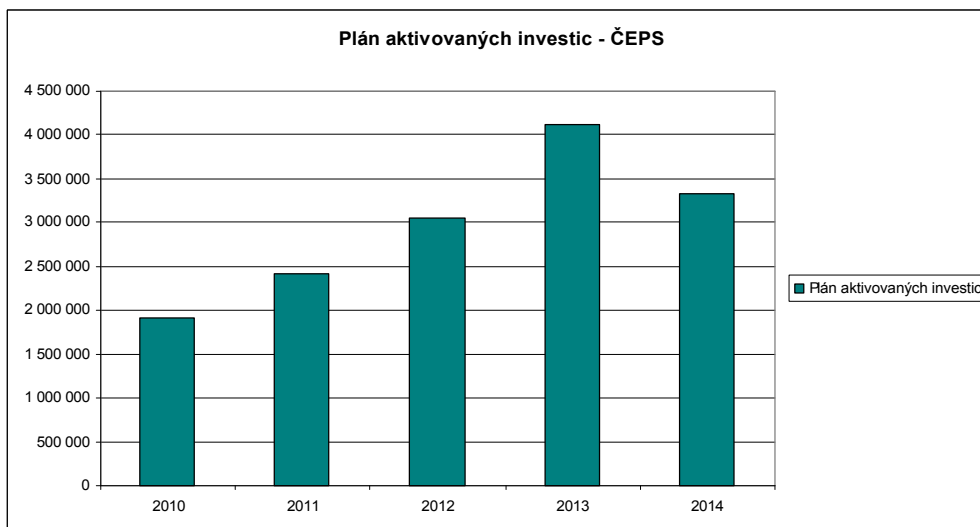
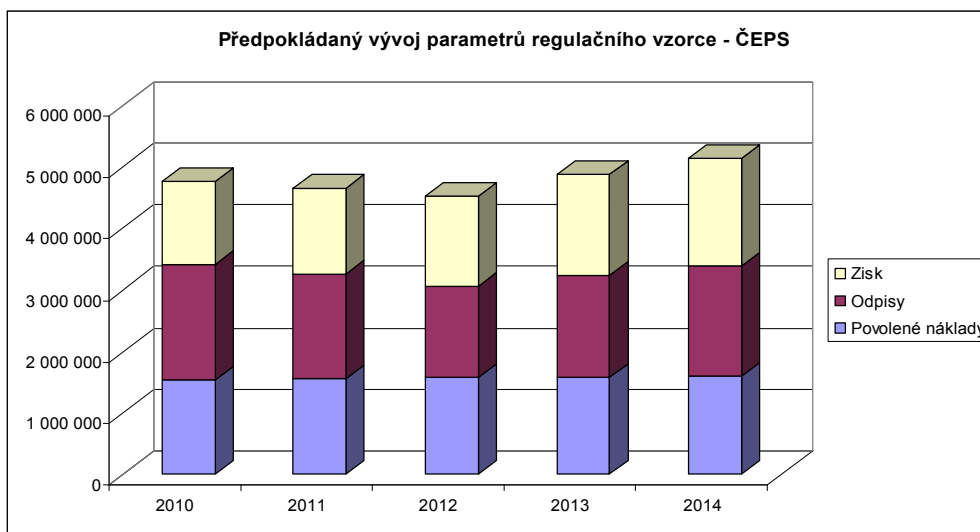
Další parametry vycházejí z údajů, které společnosti poskytnuly v červenci, příp. srpnu roku 2009. V průběhu III. regulačního období bude docházet k progresivnímu nárůstu RAB a to díky předpokládané aktivní investiční politice regulovaných subjektů.

V souvislosti se zvýšením investic dochází nejen k nárůstu RAB, ale zároveň i odpisů uznaných do regulace.

Stanovení parametrů - společnost ČEPS, a.s.

Výchozí parametry	
PN_{pe0}	1 496 659 tis. Kč
k_{pep10}	94,09 %
RAB_{pe0}	16 274 813 tis. Kč

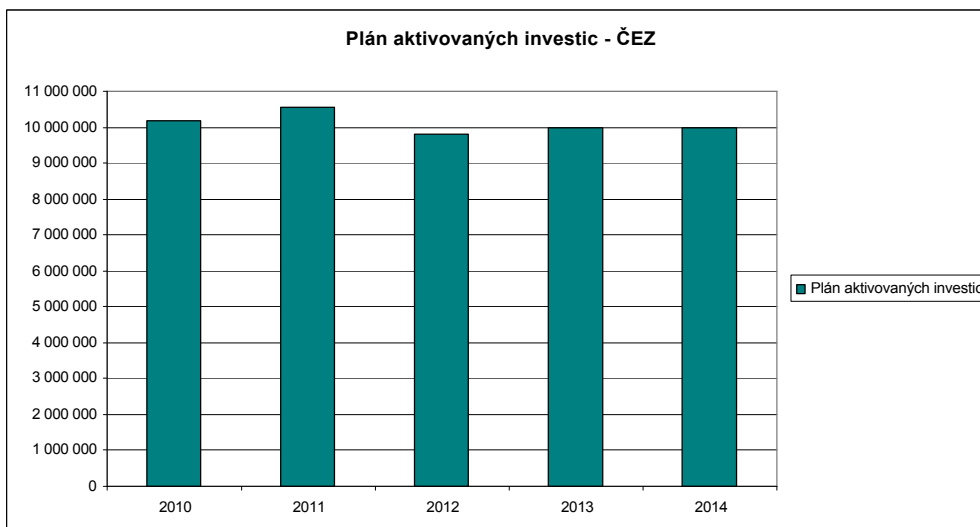
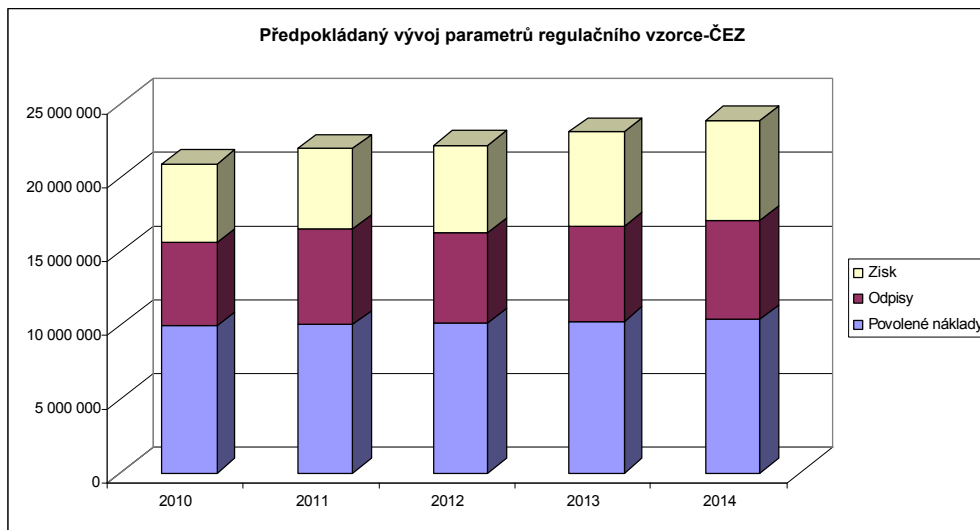
Parametry roku 2010	
PN_{pe2010}	1 540 161 tis. Kč
O_{pe2010}	1 877 603 tis. Kč
RAB_{pe2010}	16 556 835 tis. Kč
MV_{pe2010}	7,650 %
Náklady na ztráty	1 176 589 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	4 163 787 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost ČEZ Distribuce, a.s.

Výchozí parametry	
PN_{de0}	9 649 450 tis. Kč
k_{depl0}	58,52 %
RAB_{de0}	55 107 850 tis. Kč

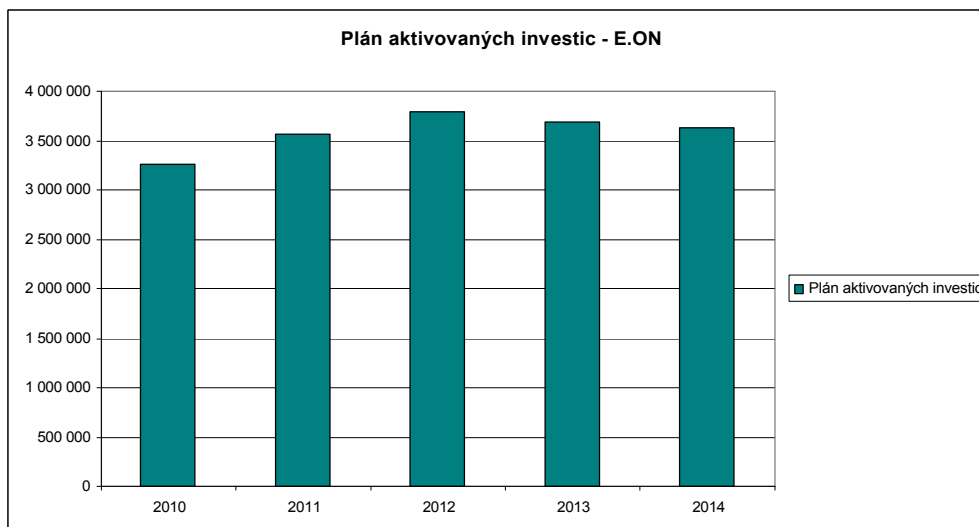
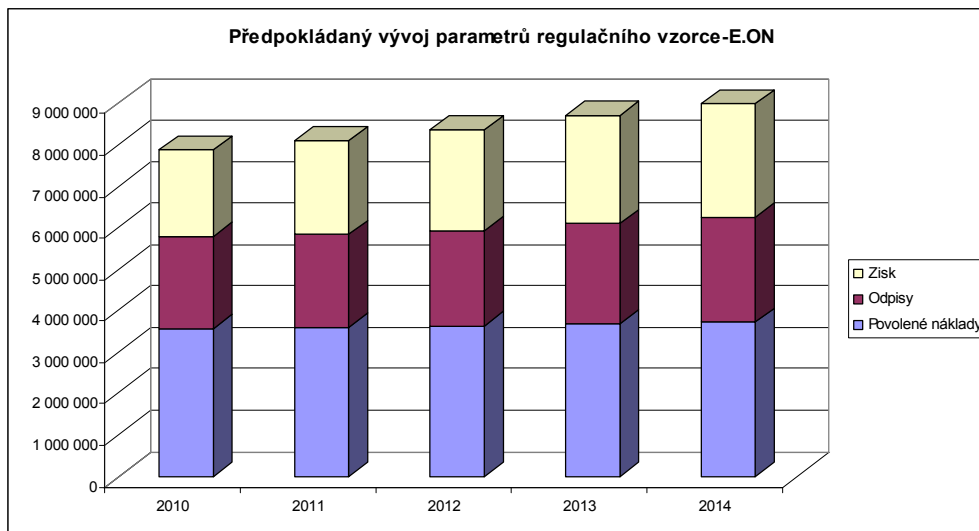
Parametry roku 2010	
PN_{de2010}	9 929 924 tis. Kč
O_{de2010}	5 619 112 tis. Kč
RAB_{de2010}	61 977 448 tis. Kč
MV_{de2010}	7,923 %
Povolená výše ztrát	2 470 006 MWh
Upravené povolené výnosy	19 744 525 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost E.ON Distribuce, a.s. (elektro)

Výchozí parametry	
PN _{de0}	3 462 823 tis. Kč
k _{depl0}	58,02 %
RAB _{de0}	24 175 709 tis. Kč

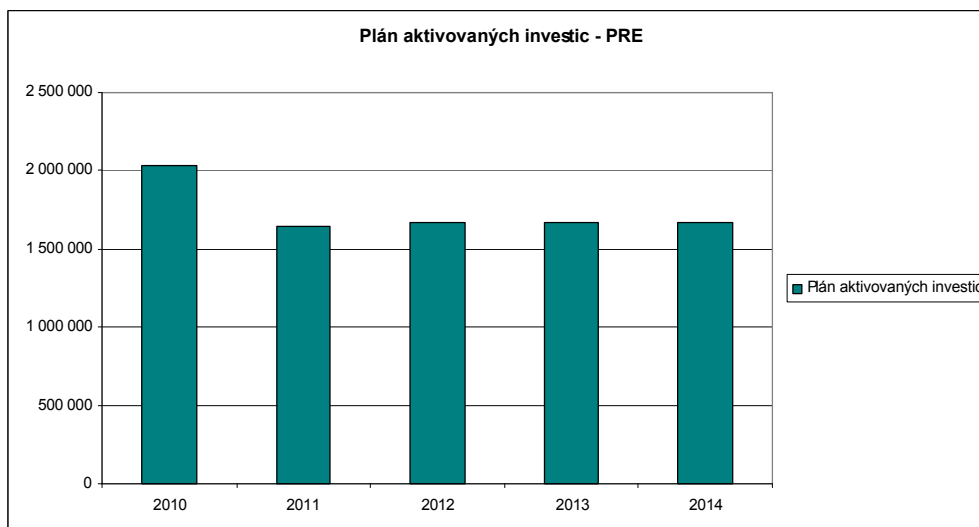
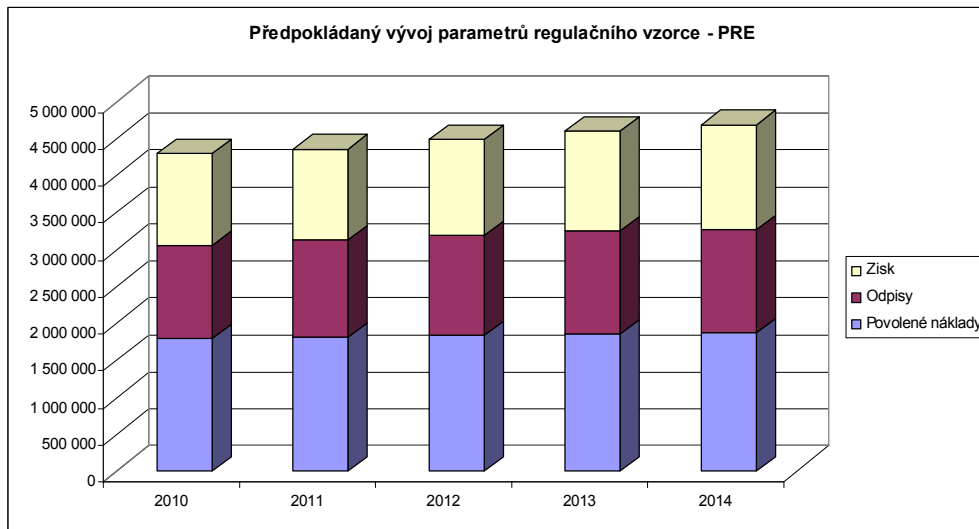
Parametry roku 2010	
PN _{de2010}	3 563 475 tis. Kč
O _{de2010}	2 224 864 tis. Kč
RAB _{de2010}	26 170 580 tis. Kč
MV _{de2010}	7,923 %
Povolená výše ztrát	924 075 MWh
Upravené povolené výnosy	7 674 651 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost PRedistribuce, a.s.

Výchozí parametry	
PN _{de0}	1 742 432 tis. Kč
k _{depl0}	55,00 %
RAB _{de0}	13 328 392 tis. Kč

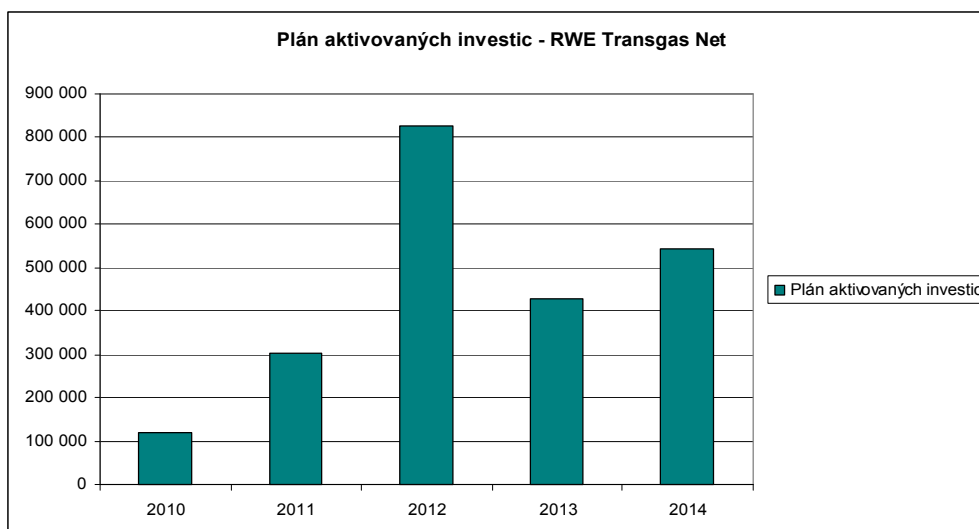
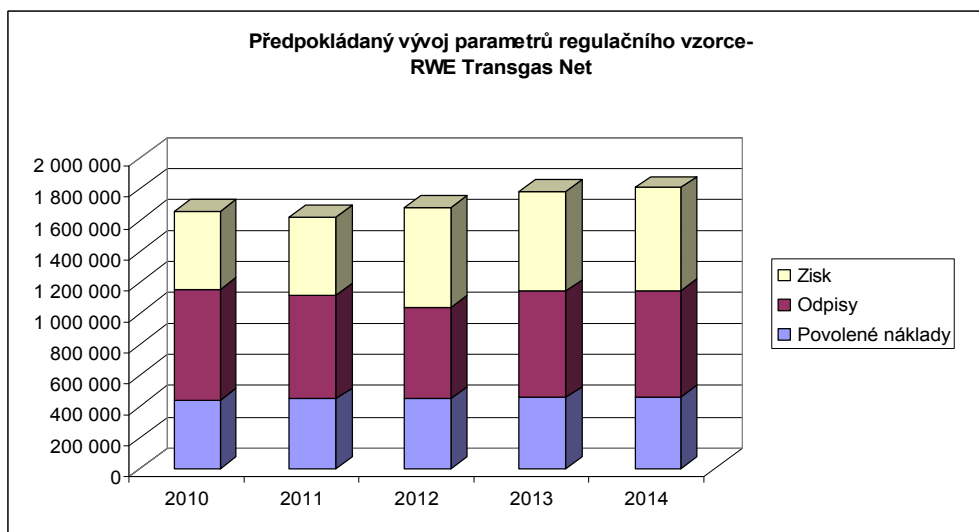
Parametry roku 2010	
PN _{de2010}	1 793 078 tis. Kč
O _{de2010}	1 262 628 tis. Kč
RAB _{de2010}	14 667 647 tis. Kč
MV _{de2010}	7,923 %
Povolená výše ztrát	354 114 MWh
Upravené povolené výnosy	4 105 970 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost RWE Transgas Net, s.r.o.

Výchozí parametry	
PN_{pp0}	428 731 tis. Kč
k_{pp10}	50,00 %
RAB_{pp0}	7 693 338 tis. Kč

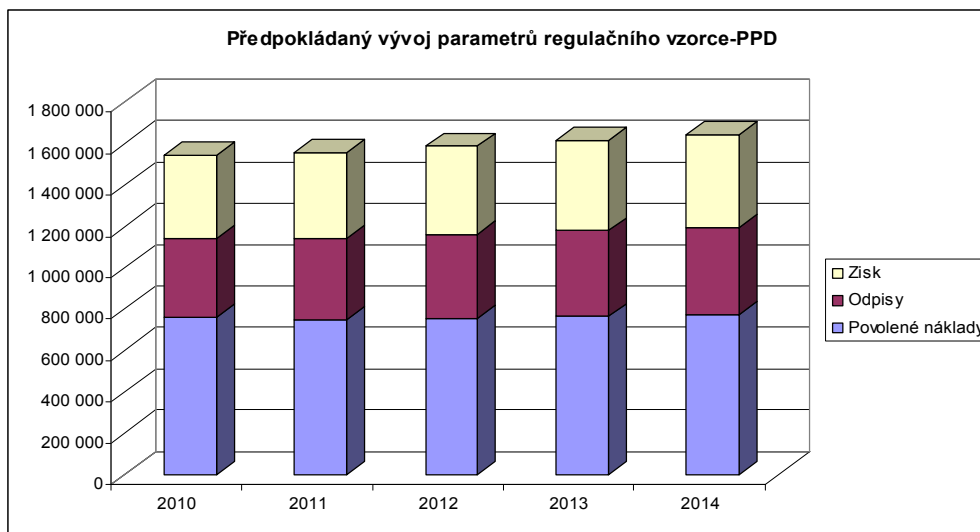
Parametry roku 2010	
PN_{pp2010}	441 193 tis. Kč
O_{pp2010}	710 128 tis. Kč
RAB_{pp2010}	7 496 334 tis. Kč
MV_{pp2010}	8,023 %
Náklady na ztráty	2 969 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	2 278 259 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

Výchozí parametry	
PN _{dp0}	720 493 tis. Kč
k _{dpp10}	68,15 %
RAB _{dp0}	4 751 774 tis. Kč

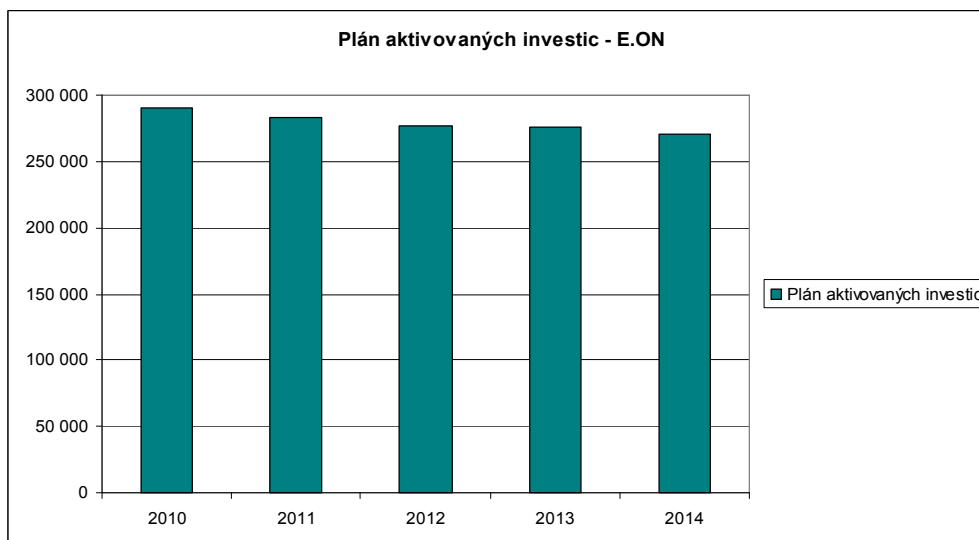
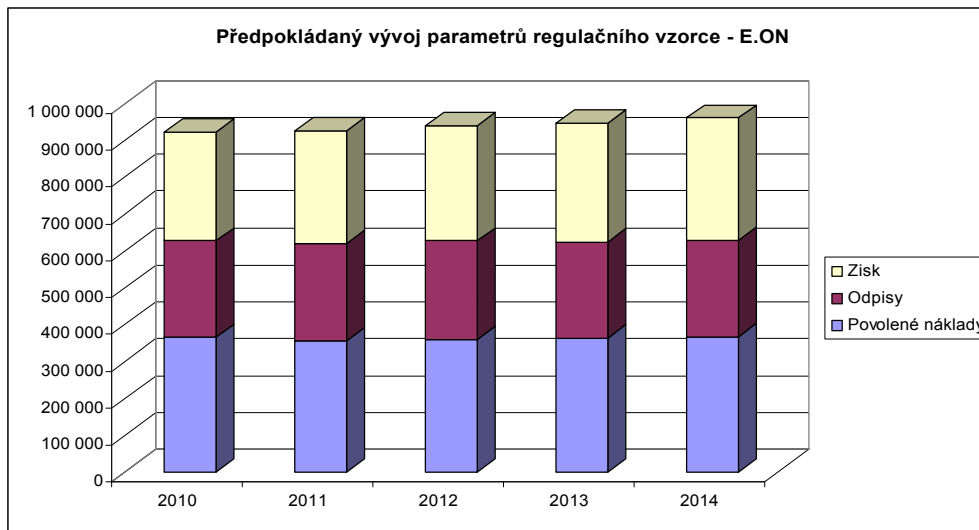
Parametry roku 2010	
PN _{dp2010}	741 435 tis. Kč
O _{dp2010}	380 904 tis. Kč
RAB _{dp2010}	4 886 206 tis. Kč
MV _{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	274 858 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	1 785 648 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost E.ON Distribuce, a.s.(plyn)

Výchozí parametry	
PN_{dp0}	343 011 tis. Kč
k_{dpp10}	57,55 %
RAB_{dp0}	3 413 196 tis. Kč

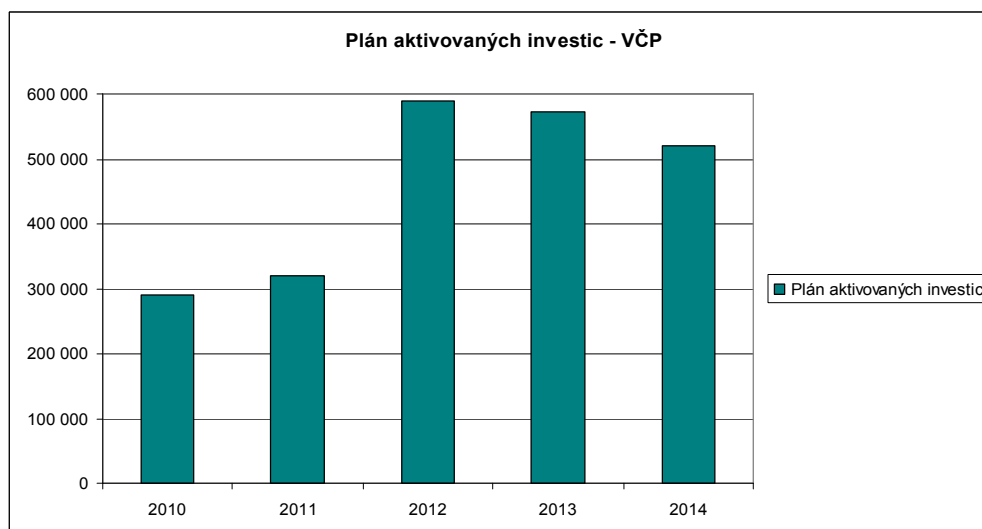
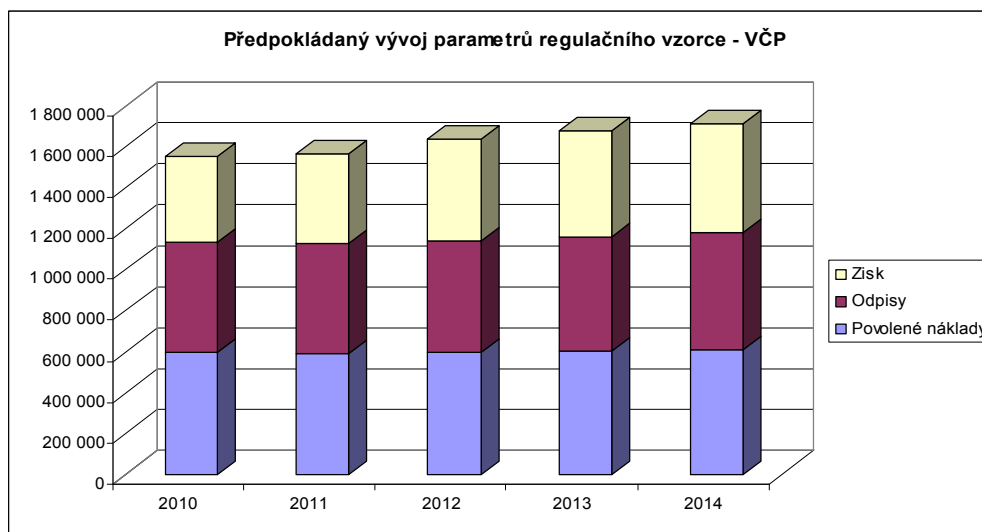
Parametry roku 2010	
PN_{dp2010}	352 981 tis. Kč
O_{dp2010}	261 082 tis. Kč
RAB_{dp2010}	3 553 151 tis. Kč
MV_{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	52 551 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	1 002 436 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost VČP Net, s.r.o.

Výchozí parametry	
PN_{dp0}	566 718 tis. Kč
k_{dpp10}	50,00 %
RAB_{dp0}	5 604 193 tis. Kč

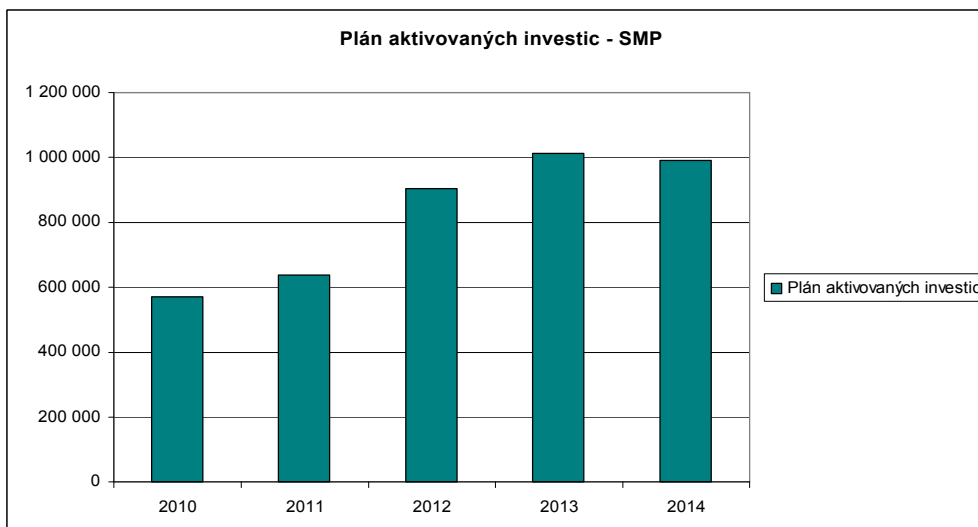
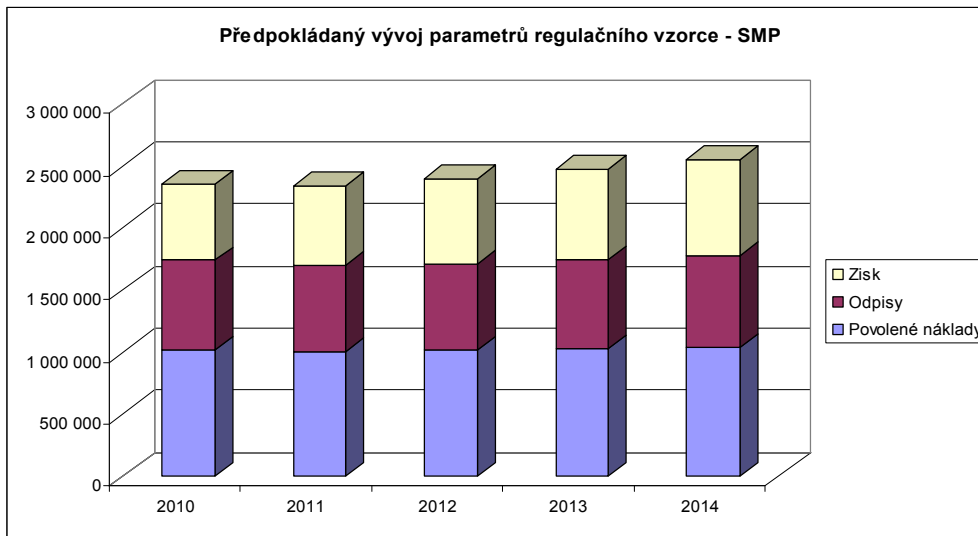
Parametry roku 2010	
PN_{dp2010}	583 191 tis. Kč
O_{dp2010}	534 188 tis. Kč
RAB_{dp2010}	5 627 221 tis. Kč
MV_{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	109 588 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	1 687 324 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost SMP Net, s.r.o.

Výchozí parametry	
PN_{dp0}	965 359 tis. Kč
k_{dpp10}	50,00 %
RAB_{dp0}	7 160 137 tis. Kč

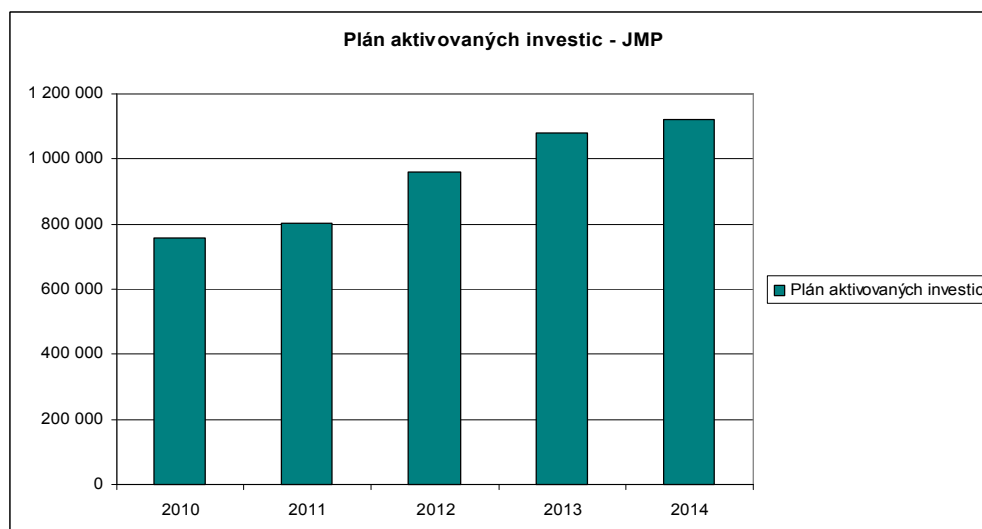
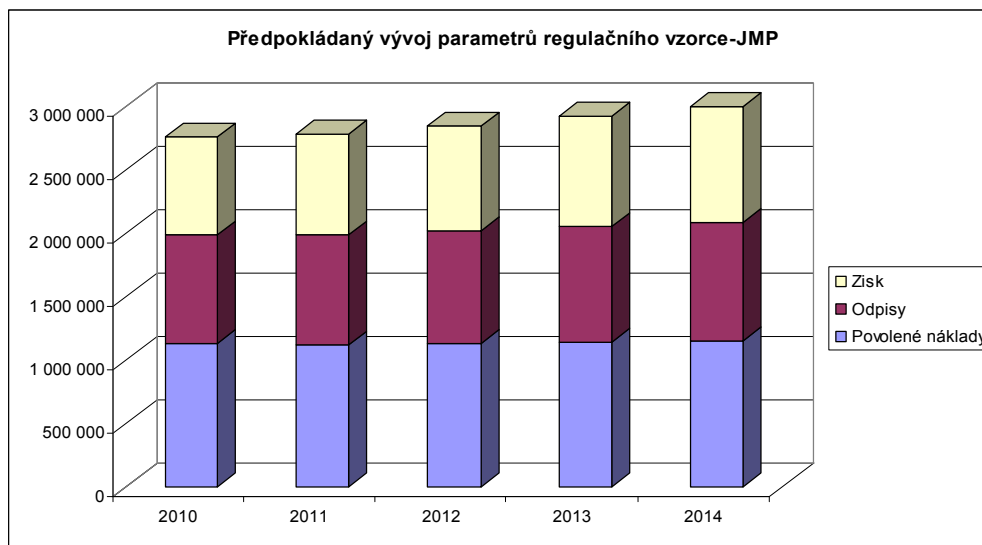
Parametry roku 2010	
PN_{dp2010}	993 418 tis. Kč
O_{dp2010}	725 616 tis. Kč
RAB_{dp2010}	7 367 946 tis. Kč
MV_{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	170 697 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	2 811 922 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost JMP Net, s.r.o.

Výchozí parametry	
PN _{dp0}	1 076 013 tis. Kč
k _{dpp10}	57,29 %
RAB _{dp0}	9 020 250 tis. Kč

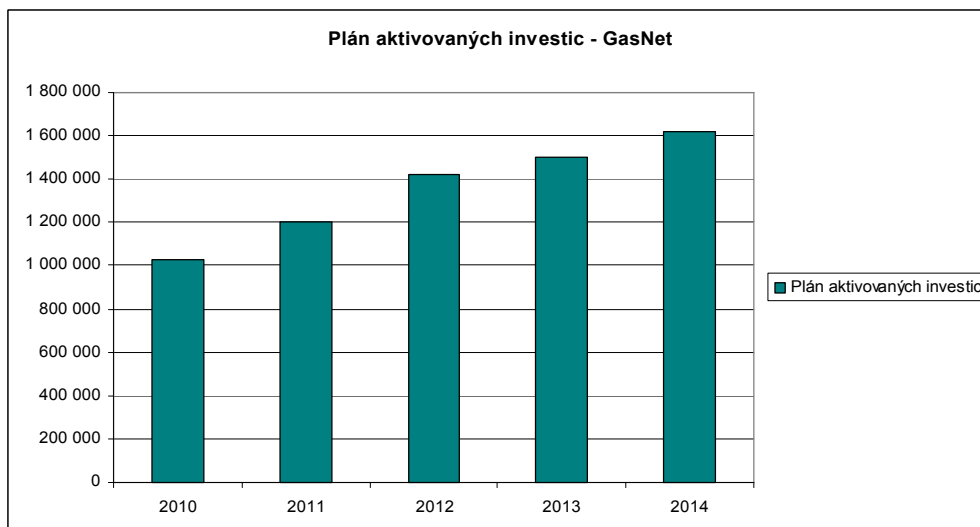
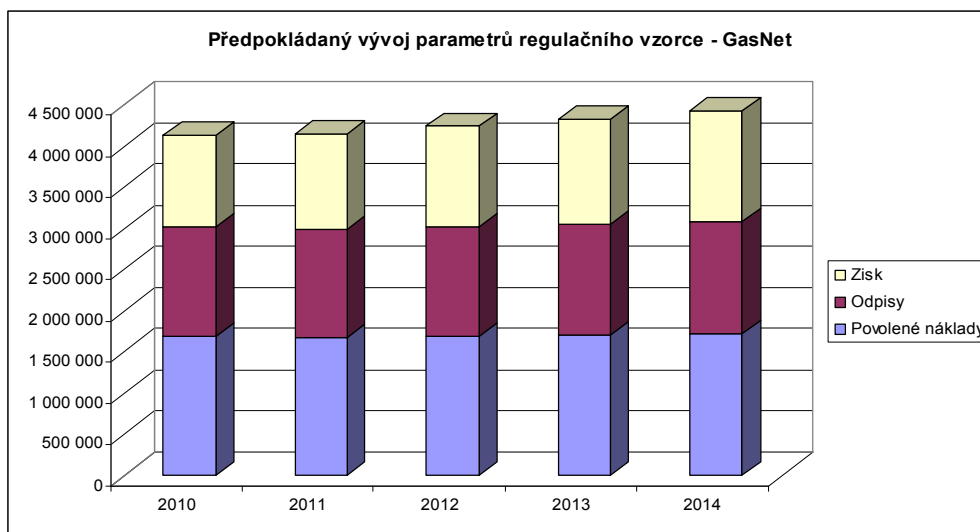
Parametry roku 2010	
PN _{dp2010}	1 107 289 tis. Kč
O _{dp2010}	859 177 tis. Kč
RAB _{dp2010}	9 286 695 tis. Kč
MV _{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	307 305 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	3 340 530 tis. Kč



Stanovení parametrů - společnost RWE GasNet, s.r.o.

Výchozí parametry	
PN _{dp0}	1 605 589 tis. Kč
k _{dpp10}	50,00 %
RAB _{dp0}	13 121 781 tis. Kč

Parametry roku 2010	
PN _{dp2010}	1 652 258 tis. Kč
O _{dp2010}	1 325 193 tis. Kč
RAB _{dp2010}	13 489 813 tis. Kč
MV _{dp2010}	8,288 %
Náklady na ztráty	391 485 tis. Kč
Upravené povolené výnosy	4 815 692 tis. Kč



Seznam obrázků a grafů a tabulek

<i>Obrázek 1 Postavení Energetického regulačního úřadu</i>	<i>6</i>
<i>Obrázek 2 Náhled na webové stránky ERÚ</i>	<i>7</i>
<i>Obrázek 3 Metody regulace používané v Evropě</i>	<i>10</i>
<i>Tabulka 1 Konzultační proces ke III. regulačnímu období</i>	<i>8</i>
<i>Tabulka 2 Stanovené hodnoty WACC pro první rok III. regulačního období</i>	<i>19</i>
<i>Tabulka 3 Výsledky analýzy koeficientů beta v elektroenergetice a plynárenství</i>	<i>60</i>
<i>Tabulka 4 Přehled hodnot koeficientů beta používaných evropskými regulátory</i>	<i>61</i>
<i>Tabulka 5 Přehled ratingů a jejich základní spready</i>	<i>62</i>
<i>Tabulka 6 Přehled úrokových sazeb</i>	<i>64</i>
<i>Graf č. 1 Průběh statistických indexů</i>	<i>16</i>
<i>Graf č. 2 Závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb s uplatněním limitů a neutrálního pásma</i>	<i>21</i>
<i>Graf č. 3 Vývoj výnosů státních dluhopisů 2000-2008</i>	<i>59</i>

Seznam zkratk:

ACER – Agentura pro spolupráci energetických regulátorů, Agentura
CPI – index spotřebitelských cen
ČNB – Česká národní banka
ČVUT – České vysoké učení technické
DCF – metoda diskontovaných peněžních toků
DPI – dodávka poslední instance
DS – distribuční soustava
DZ – druhotné energetické zdroje
EK – Evropská komise
EP – Evropský parlament
ERÚ – Energetický regulační úřad, Úřad
EU – Evropská unie
IFRS – Mezinárodní standardy účetního výkaznictví
IPS – index cen podnikatelských služeb
KVET – kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LDS – lokální distribuční soustava
MI – mzdový faktor – index průměrné měsíční mzdy
OTE – operátor trhu s elektřinou
OZE – obnovitelné zdroje
PDS – provozovatel distribuční soustavy
PPI – průmyslový faktor – index cen průmyslových výrobců
PS – přenosová soustava
RDS – regionální distribuční soustava
RIA – Regulatory Impact Assessment - obecné zásady pro hodnocení dopadů regulace
RPI-X – typ pobídkového způsobu regulace
RAB – regulační báze aktiv
TDD – typové diagramy dodávek
VŠE – Vysoká škola ekonomická
WACC – vážené průměrné náklady na kapitál
ZHA – zůstatková hodnota aktiv