



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Hodnotenie investícií v prostredí regulovanej distribučnej spoločnosti

Investments evaluation in the regulated distribution company

Diplomová práca

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Kocourek

Bc. Michaela Majzúnová

Praha 2015

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Michaela Majzúnová

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Hodnocení investic v prostředí regulované distribuční společnosti

Pokyny pro vypracování:

- principy fungování regulace v ČR
- dopady regulace cen na investiční rozhodování
- vstupní údaje – cenová rozhodnutí ERÚ, měrné tržby
- „ocenění“ jednotlivých prvků sítě PREdistribuce

Seznam odborné literatury:

Klíma, J.: Optimalizace v energetických soustavách
Studie a firemní materiály PREdistribuce, a.s.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Tomáš Kocourek – PREdistribuce, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2015/2016
L.S.

Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 10.2.2015

Prehlásenie

Prehlasujem, že som diplomovú prácu vypracovala samostatne a v súlade s Metodickým pokynem o dodržovaní etických princípů pro vypracování závěrečných prací, a že som uviedla všetky použité informačné zdroje.

V Prahe dňa 5.5.2015

podpis

Bc. Michaela Majzúnová

Pod'akovanie

Rada by som týmto pod'akovala vedúcemu mojej diplomovej práce pánovi Ing. Tomášovi Kocourkovi za jeho čas, trpezlivosť, podnetné návrhy, vecné pripomienky a za ústretové vedenie tejto diplomovej práce.

Ďalej by som rada pod'akovala pracovníkom Katedry ekonomiky, manažerství a humanitných vied za vecné a podnetné pripomienky k téme merných tržieb.

Abstrakt:

Táto diplomová práca sa zaoberá hodnotením ekonomickej efektívnosti investičných akcií regulovanej distribučnej spoločnosti. Teoretická časť je zameraná na reguláciu obecnú, cenovú reguláciu a jej realizáciu v oblasti elektro-energetiky v Európskej únii a Českej republike. Venuje sa metodike stanovenia regulovanej ceny v treťom regulačnom období, popisu ukazateľov hodnotenia ekonomickej efektívnosti investície. Obsahuje spracovaný prehľad vývoja cien za distribučné služby, princíp merných tržieb a ocenenia strát. Praktická časť je zameraná na výpočet merných tržieb a cien za straty. Podstatná časť je venovaná výpočtom ukazateľov ekonomickej efektívnosti zadaných investičných projektov s využitím troch rôznych metód ocenenia predaja elektrickej práce a výkonu.

Cieľom práce je teoretické porovnanie možností výpočtu príjmov z predaja elektrickej energie, praktické zhodnotenie investičných akcií a porovnanie získaných výsledkov.

Abstract:

This thesis deals with the investments evaluation in the regulated distribution company. The theoretical part is focused on regulation, price regulation and its implementation in the electro-energy sector in the European Union and the Czech Republic. It is dedicated to the methodology for the determination of regulated prices in the third regulatory period. It describes the characteristics of the assessment of economic efficiency investments. It includes an overview of the evolution of prices processed for distribution services, the principle of calculation sales and valuation losses. The practical part is focused on the calculation of the specific marginal revenue and price losses. A significant part is devoted to the calculation of economic efficiency of investment projects using three different methods of valuation sale of electric energy.

The goal of this work is the comparison of different types of calculation of the revenue from the sale of electricity and the practical evaluation of investment projects and analysis of the results.

Kľúčové slová:

cenová regulácia, energetika, merné tržby, straty, regulátor, distribučná spoločnosť, cenové rozhodnutie, WACC, kvalita dodávky elektriny, regulované aktíva

Key words:

price regulation, energetics, marginal revenue, losses, regulator, distribution company, price decisions, WACC, quality of electricity supply, regulated assets

Obsah

Zoznam skratiek.....	7
Úvod.....	8
1 Princíp fungovania regulácie v ČR.....	10
1.1 Defínovanie regulácie v energetickom odvetví.....	10
1.1.1 Vymedzenie pojmu regulácia.....	10
1.1.2 Regulácia v elektro-energetike.....	10
1.1.3 Energetický regulačný úrad.....	11
1.2 Regulácia vo vybraných štátoch EÚ.....	12
1.2.1 Metódy regulácie cien v elektro-energetike v Európskej únii.....	12
1.2.2 Spôsoby regulácie vo vybraných štátoch EU.....	15
1.2.3 Regulácia kvality dodávky v Európskej únii.....	17
1.3 Regulácia distribučných spoločností v ČR.....	18
1.3.1 Nastavenie parametrov pre činnosť distribúcie elektriny.....	18
1.3.2 Upravené povolené výnosy pre distribučné spoločnosti.....	21
1.3.3 Metodika stanovenia ceny za distribúciu elektrickej energie.....	22
1.3.4 Eskalačný faktor a faktor efektivity X.....	23
2 Dopady regulácie cien na investičné rozhodovanie.....	24
2.1 Spôsob regulácie, regulované aktíva.....	24
2.1.1 Regulačná báza aktív.....	24
2.1.2 WACC.....	25
2.2 Spôsob hodnotenia ekonomickej efektívnosti investícií.....	27
2.2.1 Voľba doby porovnania investícií.....	28
2.2.2 Metódy hodnotenia efektívnosti investícií.....	31
2.3 Cenové rozhodnutia ERÚ.....	34
2.4 Ukázatele spoľahlivosti dodávky elektrickej energie.....	36
3 Vstupné údaje – cenové rozhodnutia ERÚ, merné tržby.....	40
3.1 Cenové rozhodnutia ERÚ a ich použitie pri rozhodovaní.....	40
3.2 Merné tržby a ich použitie pri rozhodovaní.....	40
3.3 Porovnanie výpočtu podľa cenových rozhodnutí a pomocou merných tržieb.....	44
3.4 Vývoj cien za distribučné služby.....	45
3.5 Ocenenie strát.....	46
4 „Ocenenie“ jednotlivých prvkov siete PREdistribuce, a.s.....	51
4.1 Výpočet merných tržieb.....	51

4.2	Posúdenie ekonomickej efektívnosti investičných akcií	54
4.2.1	Zhodnotenie projektu výstavby rozpínacej stanice na hladine VN	55
4.2.2	Zhodnotenie projektu nového káblu 22 kV	58
4.2.3	Zhodnotenie projektu výstavby rozvodne 110/22 kV	60
4.3	Zhodnotenie výpočtov	66
	Záver	68
	Použité zdroje	70
	Zoznam obrázkov	72
	Zoznam tabuliek	73
	Zoznam grafov	74
	Príloha 1	75

Zoznam skratiek

ERÚ	Energetický regulačný úrad
PREdi	PREdistribuce, a.s.
EÚ	Európska Únia
ČNB	Česká národná banka
WACC	vážené priemerné náklady na kapitál
RAB	regulačná báza aktív
PPS	prevádzkovateľ prenosovej sústavy
DS	distribučná sústava
PDS	prevádzkovateľ distribučnej sústavy
RS	rozpínacia stanica
VVN	veľmi vysoké napätie
VN	vysoké napätie
NN	nízke napätie
CF	hotovostný tok
OZE	obnoviteľné zdroje energie
KVET	kombinovaná výroba elektriny a tepla
DZ	druhotné zdroje
TSK	Technická správa komunikácií

Úvod

Energetika je veľmi dôležitým odvetvím národného hospodárstva krajiny. V súčasnosti sa stále zvyšujú nároky na energetiku, čo súvisí so zvyšovaním životnej úrovne, teda rastom hrubého domáceho produktu HDP, ktorý vyvoláva rast spotreby elektrickej energie. Práve z tohto dôvodu je nutné, aby energetika fungovala efektívne. Efektívne fungovanie je v štátoch zabezpečené regulovaním tohto odvetvia a dozorom štátu. Cieľom regulácie v energetike je vytvorenie súťažného prostredia, ochrana spotrebiteľa voči neprimerane vysokým cenám spoločností v monopolných postaveniach na trhu. Cenovú reguláciu v energetických odvetviach v Českej republike vykonáva Energetický regulačný úrad. Tento úrad v sektore elektro-energetiky vykonáva dozor nad kvalitou dodávky elektrickej energie a cenovú reguláciu elektrickej energie. Aj napriek tomu, že ERÚ určuje cenu za distribučné služby a stanovuje aké náklady investičnej akcie sa môžu v cene pre konečných spotrebiteľov odraziť, a teda tak priniesť distribučnej spoločnosti výnos vo výške WACC, niektoré spoločnosti sa zamýšľajú nad tým podľa čoho posudzovať ekonomickú efektívnosť a rozhodovať o investícii, respektíve podľa čoho vybrať jednu z variant. Cieľom tejto práce je zhrnúť princíp fungovania cenovej regulácie distribučných spoločností v elektro-energetike v ČR a popísať metódy používané v Európskej únii, spôsoby hodnotenia ekonomickej efektívnosti investícií a ukazatele sledovania spoľahlivosti dodávky elektriny, vysvetliť princíp merných tržieb a oceňovania strát touto metódou. Cieľom praktickej časti je nasledovne ekonomicky ohodnotiť rôzne typy projektov PREdistribuce, a.s.

V prvej časti práce je zahrnutá všeobecná definícia regulácie, definovaná regulácia v elektro-energetike a cenová regulácia podľa Cenového zákona. Ďalej je v tejto časti popísaný regulátor v Českej republike a vymedzenie jeho činností, metódy regulácie, princíp regulácie cien elektriny vo vybraných štátoch EÚ a regulácie distribučných spoločností v ČR. Táto časť obsahuje metodiku stanovenia ceny za distribučné služby a nastavenie parametrov pre činnosť distribučných spoločností v ČR pre tretie regulačné obdobie.

Druhá časť práce pojednáva o dopadoch regulácie v elektro-energetike na investičné rozhodovanie. Popisuje aké náklady môžu byť uznané distribučnej spoločnosti a zahrnuté v cene elektriny u koncového zákazníka a určenie výnosov spoločností pomocou stanovenia WACC. Táto časť obsahuje ukazatele hodnotenia ekonomickej efektívnosti investície a popis cenových rozhodnutí ERÚ.

V tretej časti sú popísané možnosti výpočtu tržieb za distribučné služby využitím cenových rozhodnutí ERÚ a princíp výpočtu pomocou merných tržieb. Tieto metódy som porovnala a poznamenala svoj názor na tieto dve možnosti ocenenia. Tiež som zhrnula vývoj cien za distribučné služby za niekoľko posledných rokov a popísala ocenenie strát v distribučnej sústave v súčasnosti a pomocou princípu merných tržieb.

Posledná časť som sa zaoberá voľbou doby porovnania investičných akcií. Ďalej obsahuje výpočet merných tržieb, na ktorý som naviazala hodnotením ekonomickej efektívnosti investícií tromi rôznymi metódami ocenenia, a to: mernými tržbami, cenami stanovenými

ERÚ a cenami z cenového rozhodnutia vynásobenými podielom prvkov investície na doterajšom majetku PREDi. Pre tieto rôzne ocenenia predaja elektrického výkonu a elektrickej práce som zohľadnila dva spôsoby ocenenia strát. Prvý na obdobnom princípe ako merné tržby, popísaný v tretej časti tejto práce. Druhý cenou nákupu elektrickej práce od prevádzkovateľa prenosovej sústavy. Tieto postupy som použila pri hodnotení ekonomickej efektívnosti troch investičných projektov. Prvou investičnou akciou je výstavba rozpínacej stanice na hladine VN, druhou je kábel na hladine VN a poslednou výstavba rozvodne 110/22 kV. Jednotlivé výsledky metód používaných na ocenenie predaja som navzájom porovnávala.

V závere práce som zhrnula výsledky, a porovnala očakávané závery a skutočné hodnoty, ktoré som spočítala.

1 Princíp fungovania regulácie v ČR

Táto kapitola obsahuje vymedzenie pojmu regulácie ako takej, zhrnutie regulácie v elektro-energetike v ČR a vysvetlenie, čo je ERÚ a aká je jeho pôsobnosť. Ďalej sú v nej popísané metódy cenovej regulácie a regulácia spoľahlivosti dodávky používané v Európskej únii. Posledná podkapitola popisuje metodiku cenovej regulácie distribučných spoločností v ČR.

1.1 Definovanie regulácie v energetickom odvetví

V tejto podkapitole som zhrnula všeobecne čo môžeme rozumieť pod pojmom regulácia, ako a čím sa riadi regulácia v elektro-energetike a kto je regulátor na trhu s energiou v ČR.

1.1.1 Vymedzenie pojmu regulácia

Pojem regulácia má množstvo rôznych definícií. Ja som si vybrala definíciu podľa OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) dostupnej zo zdroja *Glossary of Industrial Organisation Economics and Competition Law* [1]. Tá hovorí, že regulácia je súbor rôznych nástrojov, ktorými vláda kladie požiadavky na obyvateľov a podniky v súkromnom sektore. Najčastejšími nástrojmi sú normy a cieľmi ceny, výstupy, miera návratnosti (v podobe zisku, marže, prípadne provízie) a zverejňovanie informácií. Jednou z príčin regulácie je zvýšenie efektivity, obmedzenie tržnej sily a riadenie prirodzeného monopolu.

1.1.2 Regulácia v elektro-energetike

Napriek tomu, že v oblasti prenosu a distribúcie elektrickej energie pôsobí prirodzený monopol, je regulácia nevyhnutná. Regulácia odvetvia energetiky, ako ju poznáme dnes, začala v roku 2006 v súvislosti s liberalizáciou trhu s elektrickou energiou. Liberalizácia trhu s elektrinou sa v Českej republike riadi *Energetickým zákonom č. 458/2000 Sb.* [2] vydaného na základe smerníc Európskeho parlamentu a Rady 2003/54/ES a 2003/55/ES, ktorý upravuje podmienky podnikania, reguláciu v energetických odvetviach a výkon štátnej správy.

V elektro-energetike je okrem ceny regulovaný aj vstup na trh. Regulácia vstupu na trh je podľa *Zákona č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů* [2] realizovaná udelením, prípadne úpravou či zrušením licencie. Licencie sú v kompetencii regulátora, ktorým je Energetický regulačný úrad.

Základom cenovej regulácie je *Zákon č. 526/1990 Sb. O cenách v znení neskorších predpisov* [3]. Podľa neho sa cenovou reguláciou rozumie stanovenie cien a medzí, v ktorých môže byť zjednaná a usmerňovaná výška ceny. Ďalej stanovenie postupu pri zjednávaní, uplatňovaní a vyúčtovaní cien nehnuteľností a služieb spojených s ich využívaním. Cenový zákon definuje nasledovné spôsoby regulácie cien:

- 1) Úradné stanovenie maximálnej, pevnej alebo minimálnej ceny pre určitý druh tovaru či služby. Pod maximálnou cenou rozumieme cenu, ktorú nie je prípustné prekročiť. Pevná cena je taká, ktorú nie je prípustné meniť. Minimálnou cenou rozumieme cenu, ktorú nie je prípustné znížiť.
- 2) Cenové moratórium je časovo obmedzený zákaz zvyšovania ceny nad doposiaľ platnú úroveň na trhu daného produktu.
- 3) Usmerňovanie vývoja cien v nadväznosti na vecné podmienky cenovými orgánmi. Sem patrí maximálny rozsah možného zvýšenia ceny produktu na dané obdobie. Ďalej určenie maximálneho podielu, v ktorom je možné premietnuť zvýšenie cien vstupov do ceny na dané obdobie. A záväzný postup tvorby a kalkulácie ceny vrátane zahrnutia primeraného zisku do ceny a stanovenia oprávnených nákladov.

V súčasnosti sa uplatňuje cenová regulácia dvoma spôsobmi, ktoré Cenový zákon umožňuje, a to úradne stanovenými cenami (maximálne, pevné a minimálne ceny) a vecným usmerňovaním cien. To využívajú cenové orgány v prípadoch vymedzených Cenovým zákonom. Cenový orgán v energetike je Energetický regulačný úrad (ERÚ).

Cenovú reguláciu, uplatňovanie, zjednávanie a kontrolu cien v oblasti energetiky vykonáva ERÚ. Ten vydáva rozhodnutia o regulácii cien vrátane pravidiel pre delenie nákladov, výnosov a hospodárskeho výsledku za regulované a neregulované činnosti. Úradne stanovenými cenami takto reguluje cenu za elektrinu, plyn a usmerňuje cenu za tepelnú energiu.

Podľa *Zákona č 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů* [2] ERÚ postupuje pri regulácii cien prenosu a distribúcie elektriny tak, aby ceny pokrývali vynaložené náklady na zaistenie bezpečného, spoľahlivého a efektívneho výkonu licencovanej činnosti, odpisy a primeraný zisk, ktorý zaisťuje návratnosť realizovaných investícií do zariadení slúžiacich na výkon licencovanej činnosti. ERÚ stanovuje ceny za činnosť operátora trhu tak, aby boli aspoň nákladové.

Podrobnejšie som sa cenovou reguláciou v ČR zaoberala v podkapitole 1.3.

1.1.3 Energetický regulačný úrad

Podľa *Zákona č 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů* [2] je ERÚ so sídlom v Jihlave zriadený ako správny úrad pre výkon regulácie. Jeho úlohou je chránenie záujmov zákazníkov, spotrebiteľov a držiteľov licencií v energetických odvetviach. V pôsobnosti má:

- reguláciu cien,
- podporu hospodárskej súťaže v energetických odvetviach,
- dohľad nad trhmi v energetickom odvetví,

- podporu využitia obnoviteľných zdrojov energie (OZE),
- podporu kombinovanej výroby elektriny a tepla (KVET),
- podporu biometanu,
- podporu decentralnej výroby elektriny,
- ochranu záujmov zákazníkov a spotrebiteľov,
- ochranu oprávnených záujmov držiteľov licencií.

Ako uvádza *Regulace cen v energetice* [4] Odbor elektro-energetiky ERÚ stanovuje a upravuje pravidlá pre trh s elektrinou, určuje podmienky prístupu k sieťam pre výrobcov aj koncových zákazníkov. Stanovuje cenu za prenos, distribúciu elektriny a súvisiace služby. Spracováva štatistiky v elektro-energetike a zaoberá sa podporou OZE.

1.2 Regulácia vo vybraných štátoch EÚ

Podkapitola pojednáva všeobecne o metódach regulácie používaných v EÚ a spôsobe regulácie vo vybraných štátoch Európskej Únie, v ktorých sa metódy stanovenia regulácie líšia.

1.2.1 Metódy regulácie cien v elektro-energetike v Európskej únii

Podľa *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012* [5] sú ceny elektriny pre koncových spotrebiteľov v štátoch Európskej Únie regulované rôznymi metódami. Navyše jedna metóda používaná viacerými krajinami sa môže pre každú krajinu významne líšiť. Najčastejšie používanými metódami regulácie cien v členských štátoch EÚ sú „revenue-cap“ (regulácia pomocou cenového stropu) alebo „rate of return“ (regulácia pomocou miery výnosnosti). Rovnako sa v krajinách používajú rôzne dĺžky obdobia medzi zmenami tarífou. Podľa zdroja *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6] sú Európskou komisiou primárne podporované metódy regulácie motivačné metódy, a to: „price-cap“, „revenue-cap“ a je snaha o nahradenie zastaraných metód práve nimi. Motivačná regulácia vedie spoločnosti k zlepšeniu ich investícií a efektívnej prevádzke sústav.

Pod regulačným obdobím sa, ako uvádza *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012* [5], rozumie obdobie, počas ktorého sa parametre regulačného vzorca nemenia, alebo sa menia dopredu stanoveným spôsobom. Na konci tohto obdobia môže regulátor urobiť verejne vhodné zmeny v regulačnom vzorci.

Pre nasledujúci text som použila ako podklad zdroj *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. Regulátor používajúci **metódu price-cap** stanovuje cenovú hladinu za jednotku na určité dlhšie časové obdobie. Jedná sa o maximálne stanovenie ceny. Ak distribučné spoločnosti zredukujú svoje

náklady, správajú sa efektívne a dodržiavajú cenové pravidlá, teda zjednávajú ceny pod stanoveným maximom, môžu si ponechať akýkoľvek zisk. Táto metóda regulácie umožňuje reguláciu dvoma spôsobmi. Prvý spôsob price-cap uvažuje zmenu cenovej hladiny len prostredníctvom koeficientu inflácie a faktoru efektivity. Spoločnosti sa pri tomto spôsobe snažia predat' čo najväčšie množstvo energie za stabilnú cenu a tým zvyšovať svoje tržby. Druhý spôsob tejto metódy navyše oproti prvému upravuje v závislosti na spotrebe povolené výnosy inflačne. Metóda price-cap vychádza z predpokladu, že sa parametre regulačného vzorca nebudú počas regulačného obdobia výrazne meniť.

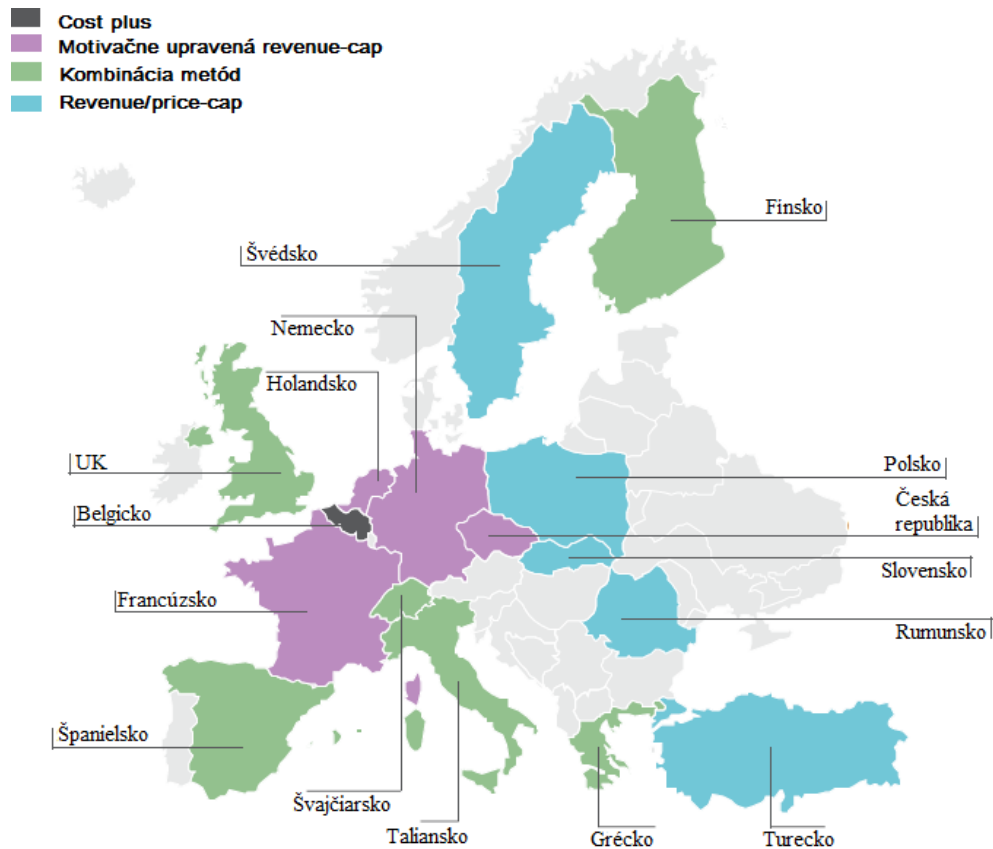
Metóda revenue-cap sa od price-cap líši tým, že pristupuje rozdielne k jednotlivým parametrom regulačného vzorca v priebehu regulačného obdobia. Jednotlivé parametre sú regulátorom stanovené na začiatku obdobia a sú každoročne revidované. Z nich potom následne počíta maximálne povolené výnosy pre energetické spoločnosti, z ktorých sa stanoví cenový strop na základe spotreby.

Ako uvádza *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012* [5] **metóda „Rate of return/Cost plus“** má za cieľ stanoviť cenu, ktorá umožňuje regulovaným spoločnostiam pokryť náklady a získať primeraný zisk pre vlastníkov podľa miery výnosnosti kapitálu. U Rate of return regulátor limituje zisk spoločnosti stanovením maximálnej hranice návratnosti, ktorú môže investor získať z vloženého kapitálu slúžiaceho na poskytovanie licencovaných služieb. Pri použití tejto metódy spoločnosť nezarobí viac pri znížení svojich nákladov. U Cost plus metódy sa reguluje navýšenie hodnoty nákladov. Základným prvkom pre určenie regulovanej hodnoty zisku sú náklady spojené s licencovanou činnosťou, ktoré regulátor navyšuje o primeranú čiastku zaisťujúcu zisk. Na základe súčtu nákladov a primeranej čiastky vzhľadom k objemu výroby stanoví konečné ceny. Tieto metódy sú zastarané a používali sa najmä v začiatkoch regulácie. V súčasnosti je snaha o ich nahradenie niektorou z motivačných metód regulácie.

Podľa *Regulace cen v energetice* [4] **metóda porovnávania (Benchmarking)** nie je samostatnou regulačnou metódou. Predstavuje uplatnenie niektorej metódy cenovej regulácie doplnenej o porovnanie kľúčových parametrov regulačného vzorca. Pre zostavenie regulačného vzorca sú použité parametre iných regulovaných spoločností. Porovnávanie prebieha jedným z dvoch spôsobov a to: porovnávaním hraničnej hodnoty a porovnaním priemerov či strednej hodnoty parametrov.

Ďalší obsah tejto podkapitoly som čerpala z literatúry *Mapping power and utilities regulation in Europe* [7]. Na obrázku č. 1 je vidieť rozloženie používaných regulačných metód v členských krajinách EU. Čierna reprezentuje zastaranú metódu regulácie používanú v Belgicku, ktorou je Cost plus. Fialovou farbou sú označené krajiny, ktoré používajú motivačnú metódu regulácie vychádzajúcu zo základu metódy revenue-cap. Zelenou sú štáty regulujúce cenu pomocou kombinácie viacerých metód regulácie. Modrá farba označuje krajiny, v ktorých sa používa niektorá z neupravených metód revenue-cap alebo price-cap.

Na mape nie sú vyznačené všetky štáty, ktoré sú členmi EU pretože stále nie vo všetkých prebieha regulácia ceny energie.



Obrázok č. 1 - Spôsob cenovej regulácie v Európe prevzaté z [7]

Okrem rôznych metód regulácie ceny v štátoch EÚ je rozdiel vo výpočte WACC (vážené priemerné náklady na kapitál) u jednotlivých krajín. Aj napriek tomu, že regulátory používajú rovnaké kategórie vstupov. U regulovaných aktív platí, že sú menej rizikové, a teda profitujú z relatívne nízkej bety. Betu nastavujú regulačné orgány v krajinách a líšia sa, pretože regulátory majú na mieru rizika rôzny pohľad. „Gearing“ sa zvýšil v dôsledku nárastu financovania cudzím kapitálom (dlhom) a ukazuje miestne rozdiely spôsobené štruktúrou regulovanej rozvahy. Príklady hodnôt WACC z roku 2012 vo vybraných krajinách Európskej Únie sú uvedené v tabuľke 1. V tabuľke sú pridané hodnoty WACC pre SR zo zdroja [8] a ČR zo zdroja [9] pre ďalšie tri roky.

	Nemecko	Poľsko	Fínsko	Francúzsko	Česká republika	Slovensko
WACC [%] 2012	5,90	8,95	3,19	7,25	7,92	6,04
WACC [%] 2013					6,74	6,04
WACC [%] 2014					5,55	6,03
WACC [%] 2015					6,44	6,08

Tabuľka 1 - príklady hodnôt WACC vybraných krajín EÚ (pre Fínsko v reálnej hodnote, pre ostatné krajiny v nominálnych hodnotách) [7, 8, 9]

1.2.2 Spôsoby regulácie vo vybraných štátoch EU

Pre porovnanie regulácie v oblasti energetiky v Európskej únii som si vybrala tri štáty, a to: Nemecko, Fínsko, Španielsko a pridala som Slovensko pre porovnanie s ČR. Dôvodom pre výber týchto troch krajín je to, že majú absolútne odlišný prístup k regulácii, hoci vychádzajú z rovnakej regulačnej metódy, a ďalším dôvodom je dostupnosť informácií o regulácii a parametroch regulačných vzorcov a metód. Pre celú túto podkapitolu som čerpala informácie z literatúry *Mapping power and utilities regulation in Europe* [7].

a) Nemecko

Nemecký regulačný model, je založený na nákladoch, ktoré reguluje „povolené príjmy“ pomocou metódy revenue-cap (metóda cenového stropu). Tieto príjmy sú sumou troch typov nákladov a to: „neefektívnych“, „efektívnych“ a „neovplyvniteľných“, ktoré regulátor posudzuje porovnávacou analýzou charakteristík distribučných spoločností. Oddelenie troch typov nákladov slúži v snahe o zníženie nákladov na úrovni jednotlivých podnikov a riadenie spoločností spoločným regulovaným režimom.

Pod „neefektívnymi nákladmi“ sa rozumie situácia, keď spoločnosť poskytuje služby drahšie ako konkurencia a jedná sa o náklady, ktoré môže ovplyvniť alebo kontrolovať. Tieto náklady sú stanovené na úrovni spoločností na základe informácií o spoločnostiach s podobnými charakteristikami. Regulátor dal za cieľ PDS tieto náklady úplne eliminovať do konca regulačného obdobia 2014-2018. Rovnako pomocou porovnávacjej analýzy sú stanovené aj takzvané „efektívne náklady“, ktoré sú hlavným predmetom regulácie. Tieto sú definované ako ovplyvniteľné náklady spoločnosti v sledovanom roku. „Neovplyvniteľné náklady“, ako sú napríklad poplatky za prenosovú sieť u distribučných spoločností, nie sú súčasťou motivačného mechanizmu a sú hradené regulátorom. Pri realizovaní novej investície je ročný povolený príjem nastavený pomocou takzvaného expanzívneho faktoru, ktorý závisí na 50 % od počtu nových pripojení do siete distribučnej spoločnosti a na 50 % od veľkosti oblasti služieb.

b) Fínsko

Fínsko používa rovnaký model regulácie pre prevádzkovateľov distribučnej aj prenosovej sústavy počas tohto regulačného obdobia 2012-2015 vychádzajúci z metódy revenue-cap. Metóda spočíva v stanovení obmedzenia ziskov na úroveň odpovedajúcu povolenej návratnosti investícií (v súčasnej dobe 3,19% pre prevádzkovateľov distribučnej sústavy).

Regulátor sčíta čistý zisk po zdanení z rôznych rokov regulačného obdobia a následne odčíta súčet „primeraných ziskov“ odpovedajúcich rokov. Pri výpočte reálneho zisku vychádza regulátor z účtovného zisku. Ten je upravený o náklady, ktoré nie sú z hľadiska regulácie uznateľné, a následne sú pridané všetky mechanizmy zvyšujúce efektívnosť a motivačné mechanizmy v regulačnej štruktúre. Ako výsledok dostane prebytok alebo nedostatok. Prebytok sú povinní prevádzkovatelia distribučných sústav aj prenosových sústav uhradiť. V prípade nedostatku majú právo kompenzovať ho v stanovení cien na nasledujúce regulačné obdobie.

c) Španielsko

Španielsko používa rôzne regulačné metódy pre elektrinu a plyn, distribúciu a prenos. V regulačnom období 2009-2012 boli poplatky za distribučné služby počítané pomocou referenčného modelu siete ako nástroja pre porovnanie.

Referenčný model siete mapuje oblasti všetkých aktívnych distribútorov. Ďalej zobrazuje, kde sa distribučná sieť napája na prenosovú sústavu a prepojenie distribučných sietí s koncovými zákazníkmi elektriny, a to na základe umiestnenia, napájacieho napätia a dopytu po elektrine. Referenčné poplatky sa za každú distribučnú spoločnosť počítajú ako súčet troch zložiek: poplatky za investíciu, poplatky za prevádzku a údržbu, a poplatky za všetky ostatné náklady potrebné pre distribučnú činnosť. Táto upravená metóda revenue-cap tlačí spoločnosti k optimalizácii úrovne prevádzky a správy siete.

d) Slovenská republika

Regulátorom v Slovenskej republike je Úrad pre reguláciu sieťových odvetví. Na Slovensku prebieha cenová regulácia metódou price-cap na základe regulačného modelu RPI-X. Regulácia je v súčasnom regulačnom období 2012 – 2016 veľmi podobná tej v Českej republike, avšak v niektorých metódach výpočtov pre distribúciu elektriny sa líši.

Zatiaľ čo je regulovaná báza aktív v ČR založená na zostatkovej hodnote aktív v roku 2009, na Slovensku je založená na zostatkovej hodnote aktív v roku 2006 a zvyšuje sa v priebehu regulačného obdobia o rozdiel medzi hodnotami investícií a odpisov. Ďalej faktor efektivity je v ČR určený pre celé regulačné obdobie a v SR sa uvádza pre každý rok v regulačnom období zvlášť.

Povolené odpisy sú v ČR založené na odpisovaní podľa odpisových tried. Na Slovensku sú odpisy rovnomerne rozdelené na celú dobu životnosti majetku. Rozdiel je možné pozorovať

aj vo výpočte eskalačného faktoru. Výpočet eskalačného faktoru v ČR je uvedený v kapitole 1.3.5. Regulátor na Slovensku stanovil výpočet eskalačného faktoru pre rok t ako aritmetický priemer inflácie v roku $t-2$ a inflácie v roku $t-1$.

1.2.3 Regulácia kvality dodávky v Európskej Únii

Spoločným cieľom krajín EU je aj zlepšenie účinnosti a kvality výkonu spoločností, ktoré je realizované rôznymi pákami vrátane použitia porovnávania (benchmarking). Ako podklad pre túto podkapitolu som použila zdroj *Mapping power and utilities regulation in Europe* [7].

Všeobecné ciele pre efektivitu by mali byť dosiahnuté jednotným spôsobom u všetkých spoločností v priebehu regulovaného obdobia. Tieto ciele sú realizované stanovením cieľového percenta pre zvýšenie ročného povoleného tarifu a používajú sa u regulovaných monopolových trhov na replikovanie tlaku konkurencie.

Straty v sieti sú jednou z kľúčových oblastí, kde národné regulačné orgány určili špecifické ciele pre náklady. V niektorých krajinách nie sú spoločnosti postihované za objem strát, ale za cenu strát na jednotku. Regulátory sa snažia predísť tomu, aby spoločnosti kompenzovali straty nákupom na trhu tým, že im ponúkajú motivačný mechanizmus na kompenzáciu strát poskytnutím príspevku na zabezpečenie cenovej pozície na trhu. Taktiež sa snažia spoločnosti motivovať odmenami za znižovanie pretokov.

Regulátory vyvíjajú tlak na spoločnosti v minimalizácii nákladov zavedením špecifických cieľov vedúcich k efektivite. Umožňujú im ponechať si zisk, ak prekonajú aspoň dočasne stanovený cieľ, do ďalšieho regulačného obdobia. Za nedodržanie cieľu sú spoločnosti nútené znášať náklady.

Súčasný vývoj má za cieľ zabezpečenie toho, že spoločnosti nebudú znižovať náklady na úkor kvality výkonu. K tomu použité motivačné metódy zahŕňajú finančné odmeny a sankcie. Zameranie na výkon a kvalitu ukazuje, že európske regulačné orgány pridelujú regulovaným spoločnostiam odmenu, ktorá odráža účinnosť, náklady a kvalitu služieb poskytovaných zákazníkom.

Kvalita dodávky elektrickej energie sa podľa zdroja *Problémy regulace energetického sektoru jakožto přirozeného monopolu* [10] meria dvoma indexmi a to: SAIDI (The System Average Interruption Duration Index) a SAIFI (The System Average Interruption Frequency Index). Pod indexom SAIDI rozumieme priemernú súhrnnú dobu prerušenia. Index SAIFI predstavuje priemerný počet prerušení dodávky elektriny.

1.3 Regulácia distribučných spoločností v ČR

V súčasnosti dobieha v Českej republike III. regulačné obdobie (2010-2015). Cena elektrickej energie sa od roku 2006, kedy bol trh plne liberalizovaný, skladá z dvoch častí: neregulovanej a regulovanej.

Ako uvádza *Regulace cen v energetice* [4] sa platba za dodávku elektriny skladá z:

- a) **neregulovanej časti ceny** - predstavuje cenu silovej elektriny. Tá je tvorená cenou komodity na burze a záleží najmä na tom, kde obchodník nakupuje elektrinu od výrobcu.
- b) **regulovaná časť ceny** – ktorá zahŕňa niekoľko zložiek:
 - a. poplatok za prenosové alebo distribučné služby. Tie sa skladajú z poplatku za rezervovaný výkon pre úroveň prenosovej sústavy a jednotlivých napäťových hladín distribučnej sústavy (VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie), a poplatku za použitie prenosových a distribučných sietí.
 - b. poplatok za systémové služby na úrovni prenosovej a distribučnej sústavy
 - c. poplatok na úhradu viacerých nákladov spojených s podporou OZE, KVET a druhotných zdrojov energie
 - d. príspevok na činnosť operátora trhu.

Podľa *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6] sa v súčasnom regulačnom období používa metóda revenue-cap na reguláciu ceny. Ako je uvedené v podkapitole 1.2.1, jedná sa o určenie ceny na základe očakávaných nákladov regulovaných subjektov a ich zisku. Cena je revidovaná podľa vývoja nákladov držiteľov licencie, spotreby a iných jednotiek určujúcich cenu. Držitelia licencie majú zaručené pokrytie nákladov aj zisk. Ak sú príjmy vyššie, na ďalšie obdobie sa cena znižuje, a ak nižšie, cena elektriny sa zvyšuje. Táto metóda podľa správy *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012* [5], rovnako ako aj metóda price-cap, vychádza zo všeobecne používaného typu stimulačného spôsobu regulácie (RPI-X, ktorý bol prvýkrát predstavený v UK), v ktorom RPI zohľadňuje infláciu a X zohľadňuje požiadavok na efektivitu spoločnosti. Podľa *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6] v ČR regulátor ako RPI používa zložený eskalačný faktor vyjadrujúci hodnotu inflácie popísaný v podkapitole 1.3.4. ERÚ pomocou X udáva o koľko percent by sa mali znížiť náklady regulovanej spoločnosti počas regulačného obdobia.

1.3.1 Nastavenie parametrov pre činnosť distribúcie elektriny

Túto kapitolu som čerpala zo zdroja *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. Medzi parametre stanovené Energetickým regulačným úradom pre distribučné spoločnosti na regulačné obdobie 2010-2015 v Českej republike patria najmä náklady, odpisy a zisk.

Vstupná hodnota **nákladov** pre III. regulačné obdobie bola určená ako priemer skutočných nákladov za rok 2007 a 2008 eskalovaný na cenovú úroveň roku 2009. Počas ďalších rokov

boli náklady indexované eskalačným faktorom a plošným faktorom efektivity X. Povolené náklady v i -tom roku sa počítajú podľa nasledovného vzorca:

$$PN_{dxei} = PN_{dxe0} * (1 - X_{de}) * \frac{\prod_{t=1}^{i-1} [70\% * IPS_t + 30\% * (CPI_t + 1\%)]}{100} \quad (1.1)$$

$$PN_{dxe0} = \frac{(N_{2007} * I_{2007} * I_{2008}) + (N_{2008} * I_{2008})}{2} \quad (1.2)$$

kde:

PN_{dxei} = povolené náklady PDS na jednotlivých napäťových úrovniach nevyhnutné pre zaistenie distribúcie elektriny pre regulovaný rok,

PN_{dxe0} = východzia hodnota povolených nákladov PDS nevyhnutných pre distribúciu elektriny na jednotlivých napäťových úrovniach,

X_{de} = ročná hodnota faktoru efektivity pre činnosť distribúcie elektriny,

IPS_t = index cien podnikateľských služieb stanovený ako vážený priemer cenových indexov zverejnených Českým štatistickým úradom za mesiac apríl v roku t ,

CPI_t = index spotrebiteľských cien stanovený za základe podielu kľzavých priemerov bázičných indexov spotrebiteľských cien zverejnený Českým štatistickým úradom za mesiac apríl v roku t ,

N_j = hodnota skutočných nákladov za rok j ,

I_t = hodnota eskalačného faktoru pre príslušný rok.

Teória regulácie vychádza z predpokladu, že náklady vstupujúce do nasledujúceho regulačného obdobia sú stanovené na základe analýzy skutočných dosiahnutých hodnôt v predchádzajúcom období. Vychádza to z predpokladu, že distribútori v priebehu regulačného obdobia znižujú svoje náklady vplyvom tlaku na efektivitu, a tým zvýšia svoj zisk nad hranicu stanovenú ERÚ.

Odpisy boli pre tretie regulované obdobie stanovené ako plánované účtovné odpisy jednotlivých rokov korigované podľa skutočnej hodnoty s využitím časovej hodnoty peňazí v roku $i+2$. Ak ERÚ zistí počas regulovaného roku významný rozdiel medzi skutočnými odpismi a plánovanou hodnotou odpisov, ktorý by mal vplyv na cenovú stabilitu, má právo upraviť hodnotu parametru nasledujúceho roku $i+1$. Odpisy sú definované nasledovným vzťahom:

$$O_{dxei} = O_{dxepli} + KF_{dxeoi} \quad (1.3)$$

kde:

O_{dxei} = hodnota povolených odpisov dlhodobého hmotného a nehmotného majetku PDS slúžiaceho k zaisteniu distribúcie elektriny na jednotlivých napät'ových úrovniach pre regulovaný rok i ,

O_{dxepli} = plánovaná hodnota odpisov dlhodobého hmotného a nehmotného majetku PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach slúžiaceho k zaisteniu distribúcie elektriny pre regulovaný rok i ,

KF_{dxeoi} = korekčný faktor odpisov PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach, zohľadňujúci rozdiel skutočných a plánovaných odpisov dlhodobého majetku v roku $i-2$.

Spoločnosti majú investovať precenené odpisy späť do obnovy majetku a to tak, aby zachovali jeho úroveň a spoľahlivosť dodávky. Ak by to nedodržiavali, ERÚ môže zaviesť do regulácie mechanizmus, ktorý zaručí použitie povolených odpisov pre investičné účely v rámci licencie.

Zisk bol definovaný ako súčin miery výnosnosti (MV_{dei}) a hodnoty regulačnej bázy aktív (RAB_{dezi}). Tento vzťah bol v roku 2012 rozšírený o korekčný faktor zisku (KF_{dxezi}). Zisk je daný vzťahom:

$$Z_{dxei} = RAB_{dxei} * \frac{MV_{dei}}{100} + KF_{dxezi} \quad (1.4)$$

kde:

Z_{dxei} = zisk PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach pre regulovaný rok i ,

RAB_{dxei} = hodnota regulačnej bázy aktív PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach pre regulovaný rok i ,

MV_{dei} = miera výnosnosti regulačnej bázy aktív pre držiteľa licencie na distribúcie elektriny pre regulovaný rok i stanovená ERÚ,

KF_{dxezi} = korekčný faktor zisku PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach, zohľadňujúci rozdiel zisku spôsobený rozdielom medzi skutočnou a plánovanou zmenou zostatkovej hodnoty aktív v roku $i-2$.

Miera výnosnosti je stanovená pomocou metodiky váženého priemeru nákladov na kapitál. Pre prvý rok III. regulačného obdobia bola východzia hodnota miery výnosnosti pre činnosť distribučných spoločností stanovená na 7,923 %.

Z vyššie uvedených parametrov sa následne počítajú povolené výnosy a to podľa vzťahu:

$$PV_{dxei} = PN_{dxei} + O_{dxei} + Z_{dxei} \quad (1.5)$$

Podrobnejšie som sa zaoberala regulovanými aktívami a mierou výnosnosti v podkapitole 2.1 a povolenými výnosmi v nasledujúcom bode 1.3.2.

1.3.2 Upravené povolené výnosy pre distribučné spoločnosti

Obsah tejto kapitoly som čerpala z literatúry *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. Distribučné spoločnosti majú z výkonu licencovanej činnosti aj ďalšie príjmy, a to:

- 1) príjmy súvisiace s pripojením zariadení účastníkov trhu k distribučnej sústave, ktorí sa v súlade s Vyhláškou č. 51/2006 Sb. podieľajú na úhrade nákladov na pripojenie
- 2) penalizácie za prekročenie rezervovanej kapacity a prekročenie rezervovaného príkonu
- 3) penalizácie za nedodržanie účinníku
- 4) náhrady škôd v súvislosti s neoprávnenými odbermi.

V III. regulačnom období sú prvé tri body príjmov z výkonu licencovanej činnosti zahrnuté do regulácie prostredníctvom faktoru znižujúceho povolené výnosy prevádzkovateľa distribučnej sústavy o tieto dodatočné výnosy. U príjmov súvisiacich s pripojením zariadení k sústave sú časovo rozlíšené výnosy premietané podľa metodiky Ministerstva financií ČR. Časť príjmov z odhalenia neoprávnených odberov je ponechaná distribučným spoločnostiam a zvyšok je začlenený do regulácie. U ostatných príjmov je výška podielu ponechaného distribútorovi 20%. Parametre vychádzajú z účtovníctva distribučných spoločností za posledné účtovne uzavreté obdobie a sú premietnuté do ceny za distribúciu nasledujúceho roku so zohľadnením časovej hodnoty peňazí. Časová hodnota peňazí sa neuplatňuje len u výnosov z pripojenia. Pre upravené povolené výnosy používa nasledovný vzorec:

$$UPV_{dxei} = PV_{dxei} * k_{pvxi} + PV_{d(x+1)ei} * (1 - k_{pv(x+1)i}) - V_{dxeosti} - V_{dxeVYRi} + V_{dxePRETi} + KF_{dxei} + Q_{dxei} \quad (1.6)$$

kde:

UPV_{dxei} = hodnota upravených povolených výnosov PDS na napät'ových úrovniach dx držiteľa licencie,

PV_{dxei} = hodnota povolených výnosov PDS na jednotlivých napät'ových úrovniach pre regulovaný rok i,

k_{pvxi} = koeficient korekcie povolených výnosov x-tej napät'ovej úrovne pre regulovaný rok (stanovuje ERÚ s cieľom stabilizácie cien v regulačnom období, u úrovne NN je rovný 1),

$PV_{d(x+1)ei}$ = hodnota povolených výnosov za činnosť distribúcie elektriny pre napät'ovú úroveň o 1 vyššiu ako x-tá (neplatí pre VVN),

$k_{pv(x+1)i}$ = koeficient korekcie povolených výnosov pre napät'ovú úroveň o 1 vyššiu ako x-tá pre regulovaný rok (neplatí pre VVN),

$V_{dxeosti}$ = hodnota ostatných výnosov PDS pre regulovaný rok,

$V_{dxeVYRi}$ = výnosy z platieb od výrobcov v režime spotreby pri odstavenom výrobnom zdroji za rezervovanú kapacitu distribučnej siete pre jednotlivé napät'ové úrovne,

$V_{dxePRETi}$ = hodnota salda výnosov a nákladov na pretoky medzi sieťami jednotlivých PDS pre VN a NN, vykázaných v roku $i-2$,

KF_{dxei} = korekčný faktor PDS za činnosť distribúcie elektriny priradený k napät'ovej úrovni,

Q_{dxei} = faktor kvality na napät'ových úrovniach, zohľadňujúci dosiahnutú úroveň kvality služieb distribúcie elektriny vo vzťahu k definovaným štandardom v roku $i-2$.

1.3.3 Metodika stanovenia ceny za distribúciu elektrickej energie

Podkladom pre túto podkapitolu je literatúra *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. **Cena za rezervovanie kapacity** distribučných sietí na napät'ových hladinách VVN a VN v III. regulačnom období sa rovnako ako v II., stanovuje rozdelením povolených výnosov, znížených o výnosy z pripojenia, v pomere skutočnej výšky rezervovanej kapacity konečných zákazníkov za predchádzajúce účtovne ukončené obdobie. Cena je stanovovaná ako kumulatívna, teda cena distribúcie elektriny na danej napät'ovej hladine zahŕňa aj časť nákladov na distribúciu na vyšších napät'ových hladinách. Aby boli dodržané úradom povolené príjmy, sa v rámci ceny za rezerváciu kapacity uplatňujú korekcie, u ktorých sú skutočné a povolené príjmy porovnané a ich rozdiel je zo zohľadnením časovej hodnoty peňazí premietnutý do cien ďalšieho roku. Cenu za rezerváciu kapacity hradia všetci odberatelia a výrobcovia v kategórii výrobcov spotrebavajúcich vyrobenú elektrinu predovšetkým pre vlastnú spotrebu takzvaní „samovýrobcovia“. V prípade prekročenia zjednanej rezervovanej hodnoty kapacity musia zaplatiť penalizáciu. Výrobcovia 1. a 2. kategórie túto cenu neplatia. Výrobcom 1. kategórie je podľa *Vyhlášky č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektrinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektrinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona* [14] výrobca, ktorého výrobná elektrina je pripojená do distribučnej alebo prenosovej sústavy, a ktorý dodáva do sústavy aspoň 80% ročného množstva elektriny vyrobeného v tejto výrobní zníženého o technologickú vlastnú spotrebu. Ďalej to je výrobca poskytujúci podpornú službu na základe zmluvy s prevádzkovateľom prenosovej sústavy. Ostatní výrobcovia sú zaradení do 2. kategórie.

Cena za použitie sietí distribučnej sústavy pre III. regulačné obdobie je vypočítaná metodikou normatívu miery celkových strát, ktoré by mali byť výrazne redukované (najmä u obchodných strát). Pre stanovenie normatívu sa používa objem elektriny vstupujúcej do sústavy a vychádza sa z miery skutočných strát dosiahnutých v II. regulačnom období. Normatívy strát sú nastavené pre každú napät'ovú hladinu samostatne. V rámci ceny elektriny na krytie strát sú zohľadňované náklady na odchýlky medzi plánovanými a skutočne realizovanými priebehmi strát v distribučnej sústave. Cena za použitie sietí je stanovená kumulatívne, teda zahŕňa okrem ceny za použitie sietí aj časť nákladov na distribúciu elektriny na vyšších napät'ových hladinách.

1.3.4 Eskalačný faktor a faktor efektivity X

Táto kapitola je čerpaná zo zdroja *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. **Eskalačný faktor** je index, ktorým sú vstupné parametre regulácie posúvané do ďalších rokov. Tento faktor (I) je pre III. regulačné obdobie uplatnený na náklady, keďže parameter odpisov vstupuje do regulačného vzorca v hodnotách plánovaných. Na rozdiel od II. regulačného obdobia nie je eskalačný faktor zložený z priemyslového (PPI) a mzdového faktoru (MI), pretože pri tomto použití dochádzalo k cyklickému navyšovaniu cien v energetike.

Úrad používa jednotný eskalačný faktor pre všetky regulované subjekty v ČR. Eskalačný faktor pre súčasné regulačné obdobie je zložený z cenového indexu podnikateľských služieb (IPS) s váhou 70% a indexu spotrebiteľských cien (CPI) s 1% bonusom a váhou 30%. Cenový index podnikateľských služieb je stanovený ako vážený priemer cien. Index spotrebiteľských cien odráža bežnú infláciu. Oba indexy vyžaduje Český štatistický úrad. Úrad pripúšťa navýšenie indexu spotrebiteľských cien o 1%, aby konečný index odrážal mzdovú politiku v budúcich rokoch. Eskalačný faktor je daný nasledovným vzorcom:

$$I_i = 70\% * IPS_i + 30\% * (CPI_i + 1\%) \quad (1.7)$$

Faktor efektivity X núti spoločnosti na energetickom trhu k efektívnejšiemu správaniu a znižovaniu nákladov v priebehu regulačného obdobia. Na začiatku regulačného obdobia stanoví regulátor hodnotu požadovanej efektivity, ktorú sú spoločnosti povinné dodržať. Pre III. regulačné obdobie ERÚ navrhol dve úrovne faktoru efektivity a to: individuálny faktor efektivity X_i a plošný faktor efektivity X.

Individuálny faktor efektivity X_i mal odrážať efektívnosť vynakladania nákladov jednotlivých spoločností pri ich vzájomnom porovnávaní v sektore energetiky. Cieľom jeho zavedenia bola penalizácia spoločností, ktoré nevyužívali efektívne svoje náklady v predchádzajúcom regulačnom období. Pre III. regulačné obdobie bol tento faktor stanovený na 0, pretože bol nedostatok porovnateľných dát medzi spoločnosťami, na základe ktorých mal byť stanovený.

Plošný faktor efektivity X je stanovený na základe benchmarkingu (vzájomné porovnanie) efektivity využívania nákladov porovnateľných spoločností. ERÚ vychádzal pri jeho stanovení pre súčasné regulačné obdobie zo zahraničných skúseností a analýz dosiahnutej efektivity z predchádzajúceho regulačného obdobia, pretože v prostredí českého trhu nebolo možné urobiť benchmarking efektivity. Plošný faktor efektivity bol regulátorom v ČR stanovený na 9,75%. Tento faktor sa počas regulačného obdobia nemení a platí pre všetky regulované subjekty.

2 Dopady regulácie cien na investičné rozhodovanie

V tejto časti som sa zamerala na zhrnutie časti metodiky regulácie cien, ktorá veľmi úzko súvisí s hodnotením investičných zámerov. Obsahuje popis regulovaných aktív a vážených priemerných nákladov na kapitál. Ďalej som v nej rozobrala problematiku voľby doby porovnania, kritéria hodnotenia ekonomickej efektívnosti investícií. Popísala som, čo si predstaviť pod cenovým rozhodnutím a ukazatele spoľahlivosti dodávky elektriny.

2.1 Spôsob regulácie, regulované aktíva

Podkapitola vychádza z metodiky regulácie distribučných spoločností v elektro-energetike v ČR. Zhrnula som v nej čo všetko patrí do regulačnej bázy aktív, vysvetlenie čo je to WACC a ako sa počíta.

2.1.1 Regulačná báza aktív

Vyhláška ze dne 22. února 2012 o regulačním výkaznictví [11] vymedzuje regulačnú bázu aktív ako dlhodobý majetok nutný na zaistenie licencovanej činnosti zvýšený o hodnotu predmetov obstaraných formou finančného leasingu, znížený o nasledujúce položky:

- nedokončený dlhodobý nehmotný majetok
- goodwill¹
- poskytnuté zálohy na dlhodobý nehmotný majetok
- nedokončený dlhodobý hmotný majetok
- poskytnuté zálohy na dlhodobý hmotný majetok
- opravné položky k majetku
- oceňovací rozdiel k nadobudnutému majetku
- dlhodobý finančný majetok.

Do regulovaných aktív podľa vyhlášky patria tiež aktivované investície v danom roku spoločne s odpismi dlhodobého hmotného a nehmotného majetku potrebného k zaisteniu licencovanej činnosti. RAB sa stanovuje na základe výkazu aktív a zmien aktív.

Ako uvádza *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6] bola počiatková hodnota regulačnej bázy aktív (RAB_0) stanovená podľa zostatkovej hodnoty aktív roku 2009 prepočítanej počiatkovým koeficientom precenenia (k_0), ktorého hodnota nadväzuje na stanovený zisk v roku 2009 a určuje percento uznania majetku spoločností do regulačnej bázy aktív. ERÚ stanovil minimálny jednotný koeficient precenenia pre počiatkovú úroveň na 55% v elektro-energetike. V ďalších rokoch je počiatková úroveň navyšovaná o rozdiel medzi aktivovanými investíciami a odpismi. Odpisy sú prepočítané koeficientom precenenia k_{pli} , ktorý je vypočítaný ako podiel plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív v roku $i-1$ a plánovanej zostatkovej hodnoty aktív

¹ Goodwill môže byť vo všeobecnosti chápaný ako nehmotný majetok. Predstavuje budúci ekonomický úžitok vyplývajúci z podnikania alebo skupiny aktív, ktorý nie je možné oddeliť od podniku alebo skupiny aktív ako celok. Vzniká ako kladný rozdiel medzi nákupnou cenou a hodnotou čistých aktív.

v roku $i-1$. Výška regulovanej bázy aktív je korigovaná prostredníctvom KF_{RAB} , v dôsledku použitia plánovaných hodnôt. Táto korekcia je počítaná ako rozdiel skutočnej hodnoty aktivovaných investícií zníženej o skutočnú hodnotu odpisov prepočítaných s k_{pli} a plánovanej hodnoty aktivovaných investícií zníženej o hodnotu odpisov prepočítanú s k_{pli} pre posudzovaný rok. Táto korekcia bola prvýkrát použitá v roku 2012. Pre výpočty sú použité nasledujúce vzťahy:

$$RAB_0 = k_0 * \text{plánovaná zostatková hodnota aktív 2009} \quad (2.1)$$

$$k_0 = \frac{\text{zisk}_{2009}}{\text{plánovaná zostatková hodnota aktív 2009} * \frac{MV_{2009}}{100}} \quad (2.2)$$

$$RAB_i = RAB_0 + \sum_{t=l+1}^{l+i} \Delta RAB_t + \sum_{t=l+3}^{l+i} KR_{RABt} \quad (2.3)$$

$$\Delta RAB_t = \text{Ativované investície}_{plt} - \text{Odpisy}_{plt} * k_{plt} \quad (2.4)$$

$$KF_{RABt} = \Delta \text{skutočná zostatková hod. aktív}_{t-2} - \Delta \text{plánovaná zostatková hod. aktív}_{t-2} \quad (2.5)$$

Korekčný faktor zisku (KF_z) je podľa literatúry *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6] vypočítaný ako násobok korekcie regulačnej bázy aktív (KF_{RAB}) a miery výnosnosti (MV) a indexu spotrebiteľských cien (CPI) pre posudzovaný rok so zohľadnením časovej hodnoty peňazí. Takto vypočítaný korekčný faktor je pripočítaný k stanovenému zisku a prvýkrát bol uplatnený v povolených výnosoch roku 2012.

$$KF_{zi} = KF_{RABi} * \frac{MV_{i-2}}{100} * \frac{CPI_{i-2}}{100} * \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{RABi} * \frac{MV_{i-1}}{100} * \frac{CPI_{i-1}}{100} \quad (2.6)$$

2.1.2 WACC

Informácie v tejto kapitole sú čerpané zo zdroja *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období* [6]. Miera výnosnosti sa v oblasti elektro-energetiky stanovuje ako vážené priemerné náklady na kapitál – WACC.

Nominálna hodnota vážených priemerných nákladov na kapitál po zdanení sa počíta pomocou jedného z nasledujúcich vzťahov:

$$WACC = r_e * \frac{E}{E + D} + r_d * (1 - d) * \frac{D}{E + D} \quad (2.7)$$

$$WACC = (r_f + \beta * MRP) * \frac{E}{E + D} + (r_f + DP) * (1 - d) * \frac{D}{E + D} \quad (2.8)$$

kde:

r_e = náklady na vlastný kapitál,

r_d = náklady na cudzí kapitál,

d = daň z príjmu,

r_f = bezriziková miera výnosnosti,

β = beta koeficient,

MRP = tržná riziková prirážka,

DP = dlhová prémia,

D = cudzí kapitál,

E = vlastný kapitál,

D = daňová sadzba.

Tržná riziková prirážka predstavuje investorské riziko, ktoré je vyjadrené rozdielom výnosov z tržného portfólia zeme a bezrizikovou mierou výnosnosti. ERÚ pri jej stanovení vychádzal zo súčtu základnej hodnoty a rizikovej prirážky pre ČR podľa aktuálneho ratingu.

Dlhová prémia vyjadruje schopnosť firmy splniť svoje záväzky a určuje sa podľa pomeru vlastného a cudzieho kapitálu v bilancii spoločnosti.

Bezriziková miera výnosnosti predstavuje percentuálny výnos z investícií s malým rizikom. ERÚ pre III. regulačné obdobie stanovil tento parameter podľa krátkodobých priemerov desaťročných dlhopisov.

Beta koeficient vyjadruje rizikovosť investícií do jednotlivého segmentu trhu v pomere rizikovosti investovania do celého trhu. V elektro-energetike je jeho stanovenie ovplyvnené unbundlingom distribučných spoločností a spôsobom regulácie. Koeficient môže byť stanovený podľa regulačnej praxe, kedy sa vychádza z porovnania koeficientov aplikovaných regulátormi v rámci EU. V tomto procese je stanovená priemerná hodnota pre daný licencovaný subjekt a porovnáva sa s hodnotou, ktorú navrhne ERÚ.

Metodika výpočtu je upravená u parametrov dlhová prémia a nákladov na cudzí kapitál, tak aby odpovedali aktuálnej situácii na trhu. Parametre pomer vlastného a cudzieho kapitálu a koeficient beta sú stanovené na celé regulačné obdobie. Daňová sadzba je používaná podľa efektívnej daňovej sadzby. Za referenčnú hodnotu sa považuje WACC vypočítaný z predchádzajúceho roku. Platí, že ak sa vypočítaná hodnota WACC v druhom až piatom

roku obdobia regulácie nevychýli oproti referenčnému roku o $\pm 0,2$ percentného bodu, bude v danom regulovanom roku WACC rovný hodnote WACC z referenčného roku.

2.2 Spôsob hodnotenia ekonomickej efektívnosti investícií

Investičné rozhodovanie významným spôsobom ovplyvňuje činnosť podniku a jej efektívnosť. Toto rozhodovanie je vnímané ako dlhodobé a je potrebné pri ňom zohľadniť čas a riziko. Zväčša sa spoločnosť pri investovaní rozhoduje medzi rôznymi variantami, do ktorých by mohla investovať, a to najmä podľa technických parametrov, nákladov a výnosov, a rizika spojeného s investíciou. Pri hodnotení investícií sa preto firmy pozerajú na návratnosť kapitálu, ktorý do nich vložia.

Pri hodnotení ekonomickej efektívnosti hrá významnú úlohu diskont, ktorý sa používa na prepočítanie budúcich finančných tokov na súčasnú hodnotu. Diskontná sadzba vyjadruje minimálnu požadovanú mieru návratnosti kapitálu a zahŕňa faktor času, rizika, infláciu a cenu príležitosti. V podstate sa dá povedať, že ide o úrokovú mieru z investovaného kapitálu odvodenú z ceny príležitosti. Rizikovosť investície môžeme zohľadniť tak, že s rastúcim stupňom rizika bude rásť aj diskont. Pri posudzovaní ekonomickej efektívnosti investície je dôležité zachovať jednotnosť dát, teda ak použijem nominálne hodnoty hotovostných tokov, je nutné použiť nominálny diskont. Nominálny diskont zahŕňa vplyv inflácie a používa sa pri vyjadrení v peňažných jednotkách. Reálny diskont ukazuje zmenu kúpnej sily peňazí, používa sa pri výpočte v stálych cenách. Pre nominálny a reálny diskont platí podľa zdroja [16] vzťah:

$$r_n = (1 + r_r) * (1 + i) - 1 \quad (2.9)$$

kde:

r_n = nominálny diskont,

r_r = reálny diskont,

i = miera inflácie.

Pri financovaní vlastným kapitálom je možné diskont stanoviť ako požadovanú mieru výnosnosti vlastného kapitálu. Lepším spôsobom stanovenia diskontu rizikovej investície je podľa [16] výpočet očakávanej miery výnosnosti pomocou modelu CAPM, ktorý vychádza z miery výnosnosti bezrizikových aktív, ku ktorej je pripočítaná prémie za riziko upravená koeficientom beta pre jednotlivé spoločnosti. Očakávanú výnosovú mieru je možné spočítať pomocou nasledovného vzťahu:

$$r_i = r_f + \beta * (r_m - r_f) \quad (2.10)$$

kde:

r_i = očakávaná výnosová miera,

r_f = bezriziková výnosová miera (výnosnosť štátnych dlhopisov),

β = veličina vyjadrujúca systematické riziko aktíva,

r_m = očakávaná výnosová miera trhu.

U hodnotenia investície financovanej výlučne cudzím kapitálom je diskontná sadzba rovná úrokovej miere. Pri financovaní kombináciou vlastného a cudzieho kapitálu sa používajú pre stanovenie výšky diskontu priemerné vážené náklady na kapitál WACC, ktorých výpočet je uvedený v kapitole 2.1.2.

2.2.1 Voľba doby porovnania investícií

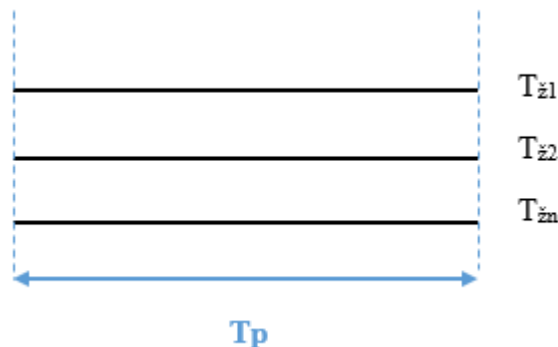
Jedným z aspektov, ktoré sú dôležité a hrajú významnú úlohu pri určení ekonomickej efektívnosti investícií je doba porovnania (T_p), na ktorú sa toto hodnotenie realizuje. Pokiaľ investícia nepozostáva len z jedného prvku, ale sa skladá z viacerých prvkov je dôležité zvoliť si prístup, podľa ktorého si dobu porovnania určím. Doba porovnania veľmi úzko súvisí s dobou ekonomickej životnosti (T_z) prvkov, ktorými je investícia tvorená. Stanovenie doby porovnania býva obvykle problematickou záležitosťou, pretože závisí od doby životnosti a druhu všetkých prvkov, z ktorých investícia pozostáva. Tiež dobu porovnania ovplyvňuje charakter investície, napr. od toho či ide o budovanie novej časti distribučnej sústavy alebo o výmenu dožitých prvkov siete. Pri rozhodovaní je potreba tiež zohľadniť pri voľbe T_p aj či sú prvky tvoriace investíciu zavádzané do prevádzky naraz alebo postupne. S týmito všetkými okolnosťami sa rozhodovateľ musí pri výpočtoch vysporiadať a stanoviť si predpoklady, z ktorých bude ďalej vychádzať. Aby bolo ekonomicke hodnotenie efektívnosti investície a výber ideálnej varianty správne je nutné, aby doba porovnania bola pre všetky porovnávané varianty investície rovnaká.

Ďalším aspektom, ktorý by mal byť zohľadnený pri voľbe doby porovnania je skutočnosť, akú majú prvky tvoriace investíciu dobu ukončenia. Teda je potrebné sa pozrieť aj na to, či končia v rovnakom roku. Keďže v práci hodnotím investície distribučnej spoločnosti, predpokladám, že prvky tvoriace investíciu nemusia mať spoločnú dobu ukončenia, ale budem počítať s tým, že budú používané po celú dobu svojej ekonomickej životnosti T_z a v prípade nutnosti prebehne ich obnova počas zvolenej T_p .

U investícií v distribučnej spoločnosti, ktoré sa skladajú z niekoľkých čiastkových prvkov, môže nastať pri určovaní doby porovnávania niekoľko situácií, a to:

- doba životnosti všetkých prvkov investície je zhodná a sú uvedené do prevádzky naraz (v rovnakom roku),
- prvky investície majú rôznu dobu životnosti a sú uvedené do prevádzky v rovnakom roku,
- prvky s rôznou dobou životnosti sú uvedené do prevádzky postupne a majú rovnakú dobu ukončenia prevádzky.

Ďalší obsah tejto podkapitoly som čerpala zo zdroja *Ekonomické hodnotenie investíc v energetike* [18]. Ak nastane situácia, že prvky hodnotenej investície majú rovnakú T_z a sú uvádzané do prevádzky naraz, je vhodné zvoliť dobu porovnania T_p rovnú dobe ekonomickej životnosti prvkov. Voľbu doby porovnania v takejto situácii znázorňuje obrázok č. 2. Pre správne posúdenie investície je potrebné poznať vstupné údaje za celú dobu ekonomickej životnosti. Ak nastane situácia, že rozhodovateľ nebude poznať vstupné údaje po celú dobu T_z , ale len pre jej časť, tak bude vstupné údaje posledného známeho roku opakovať až do konca doby životnosti prvku.



Obrázok č. 2 - Voľba doby porovnania pre prvky s rovnakou dobou životnosti

V prípade investície zloženej z prvkov s rôznou dobou životnosti alebo porovnávania variant s rôznou dobou životnosti, zavedených do prevádzky v rovnakom roku, je vhodné zvoliť dobu porovnania ako najmenší spoločný násobok životností týchto prvkov alebo variant, ako znázorňuje obrázok č. 3. S touto voľbou je ale nutné vedieť predpokladať vývoj ekonomických výsledkov na celú dobu porovnania T_p , čo nemusí byť problém u krátkej T_p . Avšak, ak najmenší spoločný násobok bude väčší ako 20, 30 rokov, tak je predpokladanie vývoja ekonomických vstupov po celú túto dobu nemožné najmä u distribučných spoločností a napríklad u projektov rozvoja siete. V takomto prípade môže rozhodovateľ predpokladať cyklické opakovanie ekonomických výsledkov (zisk, náklady, tržby, atď.) za dobu životnosti daného prvku po celú dobu T_p . Kriteriálnu funkciu pre výber optimálnej varianty investície budem musieť použiť v tvare s ročnou ekvivalentnou hodnotou. Podľa literatúry [17] bude platiť vzťah:

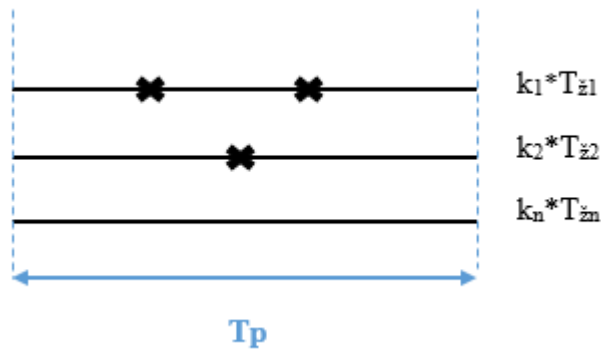
$$CF_{T_p} = DCF_{T_z} * a_{T_z} \quad (2.11)$$

kde:

DCF_{1T_z} = diskontovaný hotovostný tok za dobu životnosti investície,

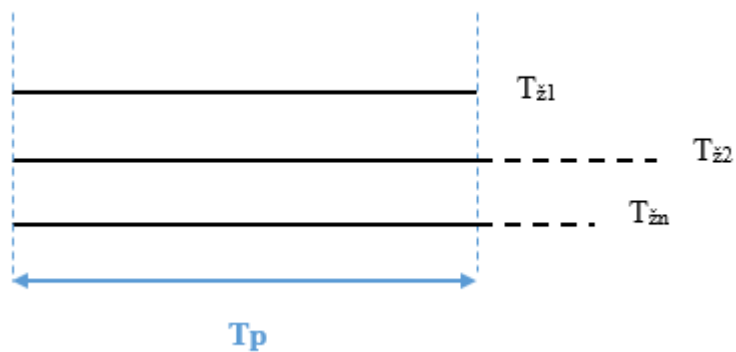
a_{T_z} = pomerná anuita za dobu životnosti investície, platí pre ňu nasledujúci vzťah:

$$a_{T_z} = \frac{(1+r)^{T_z} * r}{(1+r)^{T_z} - 1} \quad (2.12)$$



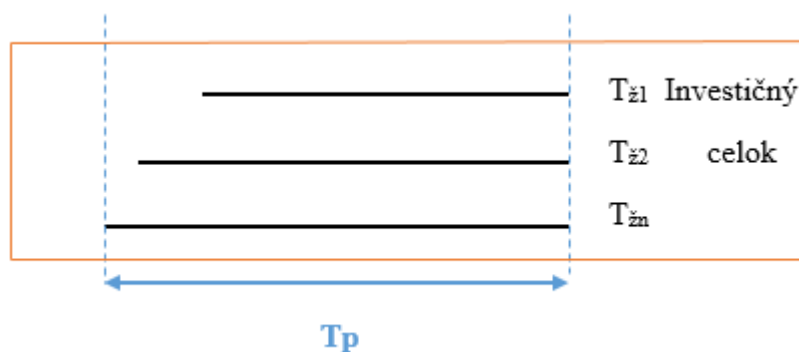
Obrázok č. 3 - Voľba doby porovnania ako najmenší spoločný násobok doby životnosti

Ak nebude chcieť rozhodovateľ cyklicky opakovať ekonomické výsledky, so situáciou sa môžem vysporiadať tak, že použije krokovú metódu a za dobu porovnania T_p zvolím najkratšiu dobu životnosti prvku investície T_z a u ostatných prvkov započítam ich zostatkovú hodnotu za dobu od konca doby porovnania do konca doby životnosti daného prvku. Situáciu znázorňuje obrázok č. 4.



Obrázok č. 4 - Voľba najkratšej doby porovnania a použitie zostatkovej hodnoty prvkov

Ak nastane prípad, že budú jednotlivé prvky investície zavádzané do prevádzky postupne a budú mať spoločný rok ukončenia životnosti, tak by mala byť zvolená doba porovnania od roku, v ktorom bol zavedený do prevádzky prvý prvok, do roku ukončenia životnosti všetkých prvkov, ako ukazuje obrázok č. 5.



Obrázok č. 5 - Voľba doby porovnania ako najdlhšia doba životnosti

2.2.2 Metódy hodnotenia efektívnosti investícií

Metódy hodnotenia investícií je možné rozdeliť podľa toho, či faktor času zohľadňujú alebo nie. Metódy statické, ktoré nezohľadňujú čas, je možné použiť len v prípade, že čas nehrá významnú rolu pri rozhodovaní. Sem patrí napríklad prostá doba návratnosti investície a rentabilita investície. Metódy dynamické sa používajú najmä u hodnotenia investícií s dlhšou dobou ekonomickej životnosti. Sem patrí diskontovaná doba návratnosti, čistá súčasná hodnota a vnútorné výnosové percento. U týchto metód je dôležité zohľadniť faktor času, aby nedošlo k skresleniu a chybnému rozhodnutiu. Ďalší obsah som čerpala zo zdroja *Rozhodovací metódy pro výběr investic* [17].

Doba návratnosti (PP)

Doba návratnosti (Payback period) hovorí za aký časový úsek sa príjmy z realizovanej investície budú rovnať výdajom na ňu vynaloženým. Pri rozhodovaní sa vyberá projekt s čo najkratšou dobou návratnosti. Existuje doba návratnosti prostá a diskontovaná. Nedostatkom prostej doby návratnosti je to, že nezohľadňuje čas. Táto nevýhoda je odstránená v diskontovanej dobe návratnosti.

Prostú dobu návratnosti investície je možné spočítať pomocou nasledujúceho vzorca:

$$PP: \sum_{t=0}^{PP} CF_t \geq 0 \quad PP \rightarrow MIN \quad (2.13)$$

kde:

PP = prostá doba návratnosti (lehota splácania),

CF_t = hotovostný tok v roku t.

Výhodou u prostej doby návratnosti je jednoduchosť výpočtu a veľmi zrozumiteľná interpretácia. Nevýhodou je uprednostňovanie krátkodobějších investícií pred dlhodobými, zanedbanie hotovostných tokov súvisiacich s investíciou po uplynutí doby jej splácania a zanedbávanie časovú hodnotu peňazí.

Diskontovanú dobu návratnosti investície je možné spočítať pomocou vzťahu:

$$DPP: \sum_{t=0}^{DPP} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq 0 \quad DPP \rightarrow MIN \quad (2.14)$$

kde:

DPP = diskontovaná doba návratnosti (diskontovaná lehota splácania),

r = diskont.

Na rozdiel od prostej doby návratnosti zohľadňuje DPP časovú hodnotu peňazí. Jej nevýhodou je ale stanovenie výšky diskontu.

Rentabilita investícií (ROI)

Rentabilita investícií (Return of Investment) alebo výnosnosť investície vyjadruje percentuálny výnos vzhľadom k veľkosti investície. Pomocou tejto metódy je vyberaná investícia s maximálnou rentabilitou. Spočítať ju je možné pomocou nasledujúceho vzťahu:

$$ROI = \frac{\frac{\sum_{t=0}^T CF_t}{T}}{IN} \quad ROI \rightarrow MAX \quad (2.15)$$

kde:

ROI = hľadaná výnosnosť investície,

T = doba životnosti zariadenia alebo doba porovnania pre prvky investície,

CF_t = hotovostný tok v roku t,

IN = investičné výdaje nutné na realizáciu.

Výhodou tejto metódy je rovnako ako u doby návratnosti jej jednoduchosť. Nevýhodou je, že nezohľadňuje časovú hodnotu peňazí a problém veľkosti vyplývajúci z toho, že ide o podielové kritérium.

Čistá súčasná hodnota (NPV)

Čistá súčasná hodnota (Net present value) je základnou metódou pri hodnotení investícií, ktorá je veľmi často využívaná, a je založená na časovej hodnote peňazí. Pomocou tejto metódy vyberáme investíciu, ktorej NPV je maximálne a kladné. V prípade záporného NPV by nemusela mať investícia, ak nejde o nutnú investíciu, z pohľadu investora zmysel, pretože by nezvýšila hodnotu jeho imania. NPV je možné spočítať pomocou vzťahu:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad NPV \rightarrow MAX \quad (2.16)$$

kde:

NPV = hľadaná čistá súčasná hodnota,

T = doba životnosti zariadenia alebo doba porovnania pre prvky investície,

CF_t = hotovostný tok v roku t,

r = diskont.

Výhodou tejto metódy je jej spoľahlivosť, univerzálnosť a vyber vždy najlepšej možnosti z ekonomického hľadiska. Nevýhodou je problém so stanovením diskontu a jej náročnejšia pochopiteľnosť. Pri hodnotení ekonomickej efektívnosti investícií môže ale nastať situácia, že investície budú mať rôznu dobu životnosti a voľba doby porovnania pomocou najmenšieho spoločného násobku by bola príliš vysoká. V takomto prípade za prijatia predpokladu cyklického opakovania ekonomických výsledkov a konštantného diskontu za dobu životnosti po dobu porovnania možné kritériálnu funkciu použiť ako ročnú ekvivalentnú hodnotu podľa vzťahu:

$$RCF = a_{T\check{z}} * DCF_{T\check{z}} \quad (2.17)$$

kde:

RCF = ročná ekvivalentná hodnota,

$DCF_{T\check{z}}$ = diskontovaný hotovostný tok za dobu životnosti,

$a_{T\check{z}}$ = pomerná anuita za dobu životnosti.

Vnútorne výnosové percento (IRR)

Vnútorne výnosové percento (Internal rate of return) vychádza z diskontovania hotovostných tokov a po NPV je druhým najlepším kritériom pre hodnotenie investícií. IRR je taká hodnota diskontu, pri ktorej je NPV rovné 0. Pri výbere projektu vyberáme investíciu s maximálnym IRR. Vnútorne výnosové percento je definované nasledovným vzťahom:

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad IRR \rightarrow MAX \quad (2.18)$$

kde:

IRR = hľadané vnútorne výnosové percento,

T = doba životnosti zariadenia alebo doba porovnania pre prvky investície,

CF_t = hotovostný tok v roku t.

Výhodou je rešpektovanie časovej hodnoty peňazí a vyberanie ekonomicky ideálnej investície. Nevýhodou je náročnosť výpočtu a takzvané pastičky. Medzi pastičky patrí:

- *Rôzna veľkosť investícií* – takúto situáciu je nutné riešiť rozdielovou investíciou, teda hotovostné toky investícií od seba odčítať ($B - A$). Pre rozdielovú investíciu sa následne počíta IRR, a ak je hodnota tohto IRR vyššia ako je diskont, volíme investíciu B, inak investíciu A.
- *Nejednoznačnosť IRR* – môže nastať situácia, kedy sú riešením dve hodnoty IRR. V takomto prípade sa skúma, či je výhodná investícia vo vnútri alebo vonku daného intervalu.
- *IRR nemusí byť možné určiť*
- *Možnosť vytvoriť rôzne veľké IRR* – takáto situácia sa dá vytvoriť vhodne zvolenou kombináciou požičaných prostriedkov, ktoré znížia CF.

2.3 Cenové rozhodnutia ERÚ

Táto kapitola je čerpaná zo zdroja: *Cenové rozhodnutia Energetického regulačného úradu č. 5/2013 ze dne 27. listopadu 2013* [12] pre rok 2014a *Cenové rozhodnutia Energetického regulačného úradu č. 5/2014 ze dne 25. listopadu 2014* [13] pre rok 2015. Cenové rozhodnutia vydáva Energetický regulačný úrad každý rok prostredníctvom Vestníku. Jedným z rozhodnutí stanovuje regulované ceny súvisiace s dodávkou elektrickej energie odberateľom zo sietí nízkeho napätia. Druhým rozhodnutím určuje regulované ceny súvisiace s dodávkou elektriny. ERÚ pri stanovení ceny na rok t vychádza z cien roku $t-1$ a faktorov, ktoré v danom roku ovplyvňovali zásadne cenu za elektrinu. Medzi faktory, ktoré ovplyvňovali cenu v roku 2013 a teda bola podľa nich určená cena za elektrinu na rok 2014, patria:

- cena silovej elektriny a jej vývoj na veľkoobchodnom trhu,
- predpokladaný pokles konečnej spotreby zákazníkov,
- pokles WACC,
- vplyvy podieľajúce sa na výške príspevku na výrobu elektriny z OZE, KVET a druhotných zdrojov (DZ)
- stanovenie maximálneho príspevku na OZE, KVET a DZ.

ERÚ každý rok vypracuje a zverejní Návrh cenových rozhodnutí na rok nasledujúci, ktorým stanovuje regulované ceny súvisiace s dodávkou elektriny a návrh cenového rozhodnutia, ktorým sa stanovujú regulované ceny súvisiace s dodávkou elektriny odberateľom zo sietí nízkeho napätia. Nasleduje konzultačný proces, v ktorom majú distribučné spoločnosti možnosť poslať svoje pripomienky s odôvodnením ERÚ. Regulátor pripomienky vyhodnotí a následne sú tie relevantné zohľadnené v zmenách návrhu cenového rozhodnutia. Po konzultačnom procese je vydané cenové rozhodnutie ERÚ na nasledujúci rok.

Pre poskytovanie distribučných služieb PDS regulátor stanovil ceny za rezervovanú kapacitu, ktoré sú uvedené v nasledujúcej tabuľke 2. Toto sú ceny za maximálnu hodnotu štvrt' hodinového elektrického výkonu, ktorú smie odberateľ odobrať zo zariadenia distribútora v jednom odberovom mieste. Cena za rezervovanú kapacitu pre odber z distribučnej sústavy je s pevnou mesačnou čiastkou za ročnú rezervovanú kapacitu

uplatňovaná na kalendárny rok, alebo s pevnou mesačnou čiastkou za mesačnú rezervovanú kapacitu uplatňovaná na kalendárny mesiac.

Prevádzkovateľ distribučnej sústavy	Napäťová úroveň	Mesačná cena za ročnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac	Mesačná cena za mesačnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	65 273	72 632
	VN	156 625	174 284
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	49 292	57 483
	VN	114 384	133 390
PREdistribuce, a.s.	VVN	66 535	73 833
	VN	162 253	180 051

Tabuľka 2 - Cena za rezervovanú kapacitu PDS pre rok 2014 (VVN, VN)

Cena za prekročenie rezervovanej kapacity v kalendárnom mesiaci je rovná štvornásobku pevnej mesačnej ceny za ročnú rezervovanú kapacitu podľa vyššie uvedenej tabuľky 2, vzťahnutú na každý kW najvyššieho prekročenia zmluvnej maximálnej mesačnej hodnoty.

ERÚ zverejnil v novembri cenové rozhodnutie na rok 2015, ktorého ceny za rezervovanú kapacitu prevádzkovateľa distribučnej sústavy sú uvedené v tabuľke 3.

Prevádzkovateľ distribučnej sústavy	Napäťová úroveň	Mesačná cena za ročnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac	Mesačná cena za mesačnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	66 336	73 306
	VN	159 183	175 908
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	48 464	56 691
	VN	112 462	131 553
PREdistribuce, a.s.	VVN	66 591	74 470
	VN	162 387	181 600

Tabuľka 3 - Cena za rezervovanú kapacitu PDS pre rok 2015

Pevná cena za prekročenie rezervovaného výkonu podľa vyhlášky o podmienkach pripojenia k elektrizačnej sústave pre miesto pripojenia výrobcu alebo prevádzkovateľa distribučnej sústavy zjednanej v zmluve o pripojení je rovná za každý prekročený kW:

- na hladine VVN: 303 Kč/kW pre rok 2014, 310 Kč/kW pre rok 2015,
- na hladine VN: 716 Kč/kW pre rok 2014, 738 Kč/kW pre rok 2015,

- na hladine NN (nízke napätie): 1323 Kč/kW pre rok 2014, 1375 Kč/kW pre rok 2015.

Cena za použitie sietí prevádzkovateľa distribučnej sústavy nad 1kV je pre jednotlivých distribútorov uvedená v tabuľke 4 pre rok 2014 a v tabuľke 5 pre rok 2015.

Prevádzkovateľ distribučnej sústavy	Napät'ová úroveň	Cena za použitie sietí v Kč/MWh
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	29,18
	VN	56,11
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	40,20
	VN	66,37
PREdistribuce, a.s.	VVN	31,43
	VN	49,88

Tabuľka 4 - Cena za použitie sietí PDS nad 1kV na rok 2014

Prevádzkovateľ distribučnej sústavy	Napät'ová úroveň	Cena za použitie sietí v Kč/MWh
ČEZ Distribuce, a.s.	VVN	25,46
	VN	50,20
E.ON Distribuce, a.s.	VVN	33,60
	VN	57,79
PREdistribuce, a.s.	VVN	25,17
	VN	42,40

Tabuľka 5 - Cena za použitie sietí PDS nad 1kV na rok 2015

2.4 Ukázatele spoľahlivosti dodávky elektrickej energie

Spôsob určovania a sledovania spoľahlivosti dodávky elektrickej energie pre distribučné spoločnosti v Českej republike určuje Vyhláška č. 540/2005 Sb. o kvalite dodávok elektriny a súvisiacich službách v elektro-energetike.

Ako som uviedla v podkapitole 1.2.3, hlavnými sledovanými ukazateľmi kvality dodávky elektriny sú SAIFI a SAIDI. V ČR sa používa ešte jeden ukazateľ CAIDI. Všetky tri ukazatele môžu byť hladinové (teda sa vzťahujú na určitú napät'ovú hladinu) alebo systémové (teda sa počítajú pre celý systém bez rozlíšenia napät'ových hladín).

V ČR sú podľa Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období [6] hodnoty dosiahnutej kvality distribúcie elektriny určené ako celosystémové, teda bez rozlíšenia napät'ových distribučných úrovní príslušného prevádzkovateľa. Taktiež je stanovená horná a dolná medz, nad ktoré nie je možné uplatniť bonusy alebo penalizáciu. Ďalej sa uplatňuje neutrálne pásmo rozptylu hodnôt dosiahnutej kvality služieb od stanoveného štandardu, čím sú eliminované malé medziročné výkyvy v spoľahlivosti. Pásmo necitlivosti je pre ukazatele SAIFI a SAIDI $\pm 5\%$ a maximálna

sankcia/bonus pri 15% nedodržaní/zlepšení je $\pm 3\%$ zo zisku prevádzkovateľa distribučnej siete pre daný regulovaný rok.

Nasledujúce vzťahy a definície sú čerpané zo štúdie *Spolehlivost a cena za distribuční služby SAIFI* [15] zhotovenej pre PREDi našou katedrou².

SAIFI predstavuje priemerný počet prerušení distribúcie elektriny u zákazníkov pre dané sledované obdobie. Hladinový ukazateľ SAIFI je možné spočítať pomocou nasledujúceho vzťahu:

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i n_{ij}}{N_{sj}} \quad (2.19)$$

kde:

j = označenie napät'ovej hladiny NN, VN alebo VVN,

i = poradové číslo udalosti v sledovanom období,

n_{ij} = celkový počet zákazníkov na j-tej napät'ovej hladine, u ktorých nastalo prerušenie danej kategórie spôsobené í-tou udalosťou,

N_{sj} = celkový počet zákazníkov na j-tej napät'ovej hladine ku koncu predchádzajúceho kalendárneho roku.

Systémový ukazateľ SAIFI sa vypočíta pomocou vzťahu:

$$SAIFI_s = \frac{\sum_{j=[nn,vn,vvn]} \sum_i n_{ij}}{N_s} \quad (2.20)$$

kde:

N_s = celkový počet zákazníkov v sústave ku koncu predchádzajúceho kalendárneho roku.

Vyššie uvedená štúdia, ktorá nadviazala na predchádzajúcu analýzu, zaoberajúcu sa problematikou závislosti SAIDI na veľkosti investícií do rozvoja distribučnej siete, sa venuje rovnakej problematike pre ukazateľ SAIFI. V uvedenej štúdii je pre vyjadrenie vzťahu medzi spoľahlivosťou a nákladmi distribučnej spoločnosti použitá metodika s využitím referenčného modelu siete. V štúdii bol vytvorený referenčný model pre odhad veľkosti investícií pre zvýšenie SAIFI a to tak, že investície PREDi boli prevedené pre požadované SAIFI použitím hyperbolickej regresie a prepočítaním na jednotlivé oblasti. V štúdii sa ukázalo, že takto definovaný referenčný model nie je vhodný pre odhad investícií potrebných pre zlepšenie spoľahlivosti.

² Katedra ekonomiky, manažerství a humanitných vied

SAIDI je priemerná súhrnná doba trvania prerušenia distribúcie elektriny u zákazníkov za dané sledované obdobie. Hladinový ukazateľ SAIDI sa dá spočítať pomocou nasledujúceho vzťahu:

$$SAIDI_j = \frac{\sum_i t_{si}}{N_{sj}} = \frac{\sum_k t_{ik} n_{ijk}}{N_{sj}} \quad (2.21)$$

kde:

j = označenie napät'ovej hladiny NN, VN alebo VVN,

i = poradové číslo udalosti v sledovanom období,

t_{si} = súčet všetkých dôb trvaní prerušení distribúcie elektrickej energie vplyvom i -tej udalosti u jednotlivých zákazníkov priamo napájaných napät'ovou hladinou, ktorým bola distribúcia prerušená,

N_{sj} = celkový počet zákazníkov na j -tej napät'ovej hladiny ku koncu predchádzajúceho kalendárneho roku,

k = poradové číslo manipulačného kroku v i -tej udalosti,

t_{ik} = doba trvania k -teho manipulačného kroku počas i -tej udalosti,

n_{ijk} = počet zákazníkov priamo napájaných z napät'ovej hladiny j , ktorým bola prerušená distribúcia elektriny danej kategórie v k -tom manipulačnom kroku i -tej udalosti.

Systémový ukazateľ SAIDI je vyjadrený nasledujúcim vzorcom:

$$SAIDI_s = \frac{\sum_{j=[nn,vn,vvn]} \sum_i t_{si}}{N_s} \quad (2.22)$$

kde:

N_s = celkový počet zákazníkov v sústave ku koncu predchádzajúceho kalendárneho roku.

CAIDI je priemerná doba trvania jedného prerušenia distribúcie elektriny u zákazníkov v danom hodnotenom období. Hladinový ukazateľ CAIDI je daný vzťahom:

$$CAIDI_j = \frac{SAIDI_j}{SAIFI_j} \quad (2.23)$$

Systémový CAIDI je možné spočítať pomocou vzorca:

$$CAIDI_s = \frac{SAIDI_s}{SAIFI_s} \quad (2.24)$$

Podľa uvedenej štúdie [15] ukazateľ CAIDI, ktorý sa počíta pomocou vyššie uvedených vzťahov, bol vyhodnotený ako nevhodný pre dosadenie do regulačného vzorca pre svoju veľkú variabilitu v jednotlivých skúmaných rokoch. Na základe týchto skutočností bol skúmaný ďalší ukazateľ fSP.

Ukázateľ **fSP** je definovaný pomocou nasledovného vzťahu:

$$fSP = \sqrt{SAIFI \times SAIDI} \quad [\sqrt{\text{min}}/\text{rok}] \quad (2.25)$$

Postupy pri výpočtoch boli pre všetky ukázatele rovnaké, u všetkých bolo korelačné pole preložené pomocou hyperboly v tvare $D + C/(A - SAIDI)$.

Po podrobnom preštudovaní vyššie uvedenej štúdie súhlasím so záverom jej autorov. Podľa môjho názoru je teda pre distribučnú spoločnosť v rámci motivácie výhodnejšie rozhodovať sa podľa ukázateľa fSP, ktorý je oproti CAIDI stabilnejší a predstavuje vlastne geometrický priemer zmeny SAIFI a SAIDI. Nevýhodu u CAIDI vidím hlavne v tom, že bonusy a penále, ktorými sú distribučné spoločnosti motivované k zvyšovaniu kvality, sa môžu zmeniť aj napriek tomu, že by zákazníci nepozorovali zmenu spoľahlivosti dodávky elektriny. Ukázateľ fSP sa zatiaľ v praxi nepoužíva a odporučila by som jeho používanie PREdi, pre zjednodušenie kontroly kvality dodávky elektrickej energie zákazníkom. Ak bude distribučná spoločnosť sledovať tento ukázateľ má istotu, že dodrží hodnoty ukazateľov SAIFI a SAIDI dané Energetickým regulačným úradom.

3 Vstupné údaje – cenové rozhodnutia ERÚ, merné tržby

Táto časť diplomovej práce je venovaná problematike vstupov pre spočítanie príjmov u posudzovaných investičných projektov, a to formou cien stanovených ERÚ alebo merných tržieb. Tiež som tieto dva spôsoby porovnala a vyjadrila k nim svoj postoj. Pre účely výpočtov je tu spracovaný prehľad vývoja cien za distribučné služby od roku 2008. Na konci kapitoly som sa venovala oceneniu strát založenom na princípe merných tržieb.

3.1 Cenové rozhodnutia ERÚ a ich použitie pri rozhodovaní

Ako som uviedla v kapitole 2.3, Energetický regulačný úrad ČR vydáva každý rok cenové rozhodnutie, ktorým stanovuje cenu za elektrickú energiu pre jednotlivé distribučné spoločnosti. V tomto rozhodnutí sú určené ceny za použitie sietí v Kč za MWh pre hladiny VVN a VN a ceny za rezervovanú kapacitu v Kč za MW na hladinách VVN a VN.

Z nákladov popísaných v podkapitole 2.1.1 patria do regulačnej bázy aktív všetky náklady na dlhodobý majetok distribučnej spoločnosti potrebný pre jej činnosť. Túto bázu stanovuje ERÚ podľa výkazu aktív danej distribučnej spoločnosti. Regulačná báza aktív je vstupom do výpočtov uvedených cien podľa metodiky regulácie. Ďalej som v podkapitole 1.3.3 popísala tvorbu týchto cien. Podľa nej sú ceny stanovené ako kumulatívne, teda zahŕňa cena určená pre hladinu VN aj časť nákladov z hladiny VVN.

Podľa vyššie uvedených informácií je zrejmé, že distribučnej spoločnosti sa investícia opláti vždy, ak sa obstarávaný nehmotný majetok dostane do bázy regulovaných aktív. Keďže cena za elektrinu, ktorú odberatelia platia distribučnej spoločnosti obsahuje náklady a primeraný zisk určený ERÚ, tak súčasná hodnota žiadnej investície uznannej do bázy regulovaných aktív nevyjde záporná, teda investícia bude efektívna.

Tržby pre jednotlivé napät'ové hladiny môžem z pohľadu rozhodovateľa jednoducho spočítať tak, že vynásobím cenu určenú regulačným úradom elektrickou prácou alebo elektrický výkon, ktorý prislúcha danej hladine. Pri tomto spôsobe výpočtu sa mi bude javiť, že sa investícia opláti a bude pre spoločnosť výnosná, no v skutočnosti tomu tak nemusí byť. Treba si však uvedomiť, že cena na hladine VN obsahuje aj náklady hladiny VVN, teda aj určitá časť tržieb z hladiny VN by mala byť priradená hladine VVN. To ale pri tomto výpočte, kedy len vynásobím určené ceny pre daný rok s prácou v danom roku, zanedbávam. Teda dosiahnem skreslenú hodnotu tržieb pre danú napät'ovú hladinu. Navyše takýto výpočet by som správne nemala uplatniť napríklad pri projekte, ktorý bude zahŕňať výmenu len jedného prvku siete.

3.2 Merné tržby a ich použitie pri rozhodovaní

Ako zdroj som v úvode tejto kapitoly použila *Ekonomické hodnocení investic v energetice* [18]. Merné tržby sú založené na úmernosti merných tržieb k nákladom, ktoré v prvkoch elektrizačnej sústavy (v mojom prípade distribučnej sústavy) vyvoláva distribúcia elektrickej energie. Ich štruktúra by mala odpovedať štruktúre nákladov. Pri vyjadrovaní nákladov na elektrinu, neskladovateľnú formu energie, rozlišujeme stálu a premennú zložku

nákladov. Stála zložka zahŕňa náklady na udržanie pohotovosti DS k prenášaniam požadovaného množstva elektriny jednotlivými prvkami DS. Premenná zložka predstavuje náklady závislé na spotrebe energie, teda náklady na straty. Pod pojmom merné tržby sa skrývajú celkové tržby rozdelené na jednotlivé prvky ES určené v pevne daných merných jednotkách. Rozlišujú sa merné tržby na elektrický výkon a merné tržby na elektrickú prácu.

Ročné tržby x-tého článku ES sú:

$$V_{Ex} = P_x * v_{Px} + W_x * v_{Wx} \quad (3.1)$$

kde:

P_x = výkon na výstupe z x-tého článku,

v_{Px} = merná tržba na elektrický výkon,

W_x = ročná výstupná elektrická práca,

v_{Wx} = merná tržba na elektrickú prácu.

Ďalší obsah tejto kapitoly som čerpala zo štúdie *Měrné tržby PREDistribuce a.s.* [19]. Merné tržby sa používajú najmä v oblasti hodnotenia efektívnosti jednotlivých nových či obnovovaných prvkov, hodnotenia efektívnosti rozvoja distribučného systému podľa napät'ových hladín a predikciu tržieb na výkon alebo elektrickú prácu na obdobie až 10 rokov.

Merné tržby sa uvádzajú znížené o vlastnú spotrebu a straty prenosom. U prvkov sietí sa vzťahujú ceny za výkon na ročný priemer maximálnych mesačných zaťažení, teda ročné typické maximálne zaťaženie. Tržby sú na jednotlivých napät'ových hladinách delené v pomere stálych a premenných nákladov vyvolaných dodávkou elektrického výkonu a elektrickej práce odberateľom na danej napät'ovej hladine.

Pri rozdeľovní tržieb existujú dva základné princípy. Pre dva prvky spojené v sérii sa tržby rozdelia podľa výšky ich nákladov, pretože majú rovnaký tok elektrickej práce (výkonu). Pre dva prvky spojené paralelne je merná tržba oboch prvkov rovnaká, pretože sa tržba delí podľa práce alebo výkonu. Pri rozdeľovaní nákladov na odbery začína výpočet na najvyššej napät'ovej hladine a náklady sa rozdeľujú na náklady na odber z tejto hladiny, náklady na straty prvku a náklady odberov z nižších napät'ových hladín.

Pre náklady prvkov na odber z j-tej napät'ovej hladiny a náklady, ktoré sa prenesú na nižšiu j+1 napät'ovej hladiny platia nasledujúce vzťahy:

Stále náklady:

$$N_{o,j} = (N_{j-1} + N_j) * \frac{P_{oj}}{P_{oj} + P_{j+1}} \quad (3.2)$$

$$N_{j+1} = (N_{j-1} + N_j) * \frac{P_{j+1}}{P_{oj} + P_{j+1}} \quad (3.3)$$

Premenné náklady:

$$N_{o,j} = (N_{j-1} + N_j) * \frac{W_{oj}}{W_{oj} + W_{j+1}} \quad (3.4)$$

$$N_{j+1} = (N_{j-1} + N_j) * \frac{W_{j+1}}{W_{oj} + W_{j+1}} \quad (3.5)$$

kde:

$N_{o,j}$ = stále/premenné náklady pripadajúce na odber z j-tej hladiny,

N_{j-1} = stále/premenné náklady z vyšších napät'ových hladín,

N_j = stále/premenné náklady prvku j-tej hladiny,

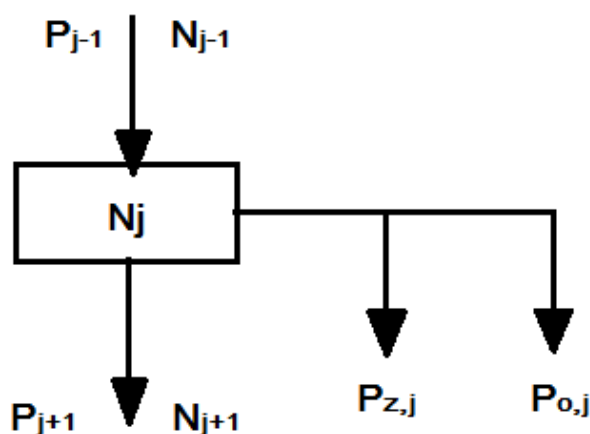
N_{j+1} = stále/premenné náklady pripadajúce na nižšiu napät'ovú j+1 hladinu,

P_{oj} = odber z j-tej hladiny,

P_{j+1} = výkon, ktorý tečie na nižšiu napät'ovú hladinu,

W_{oj} = elektrická práca z j-tej hladiny,

W_{j+1} = elektrická práca na nižšej napät'ovej hladine.



Obrázok č. 6 - Princíp delenia nákladov sériových prvkov

Pri výpočte nákladov na každé vedenie je treba rozdeliť na náklady na odber z j-tej hladiny a náklady na dopravu energie na nižšiu hladinu sa používajú nasledujúce vzťahy:

$$N_{o1c} = N_{j1} * \frac{P_{o1}}{P_{o1} + P_{j+1,1}} + N_{j-1} * \frac{P_{o1}}{P_{o1} + P_{j+1,1} + P_{o2} + P_{j+1,2}} \quad (3.6)$$

$$N_{j+1,1} = N_{j1} * \frac{P_{j+1,1}}{P_{o1} + P_{j+1,1}} \quad (3.7)$$

kde:

N_{o1c} = celkové stáe náklady pripadajúce na odber,

N_{j1} = stáe náklady prvého vedenia,

N_{j-1} = stáe náklady priradené z vyšších napäťových hladín,

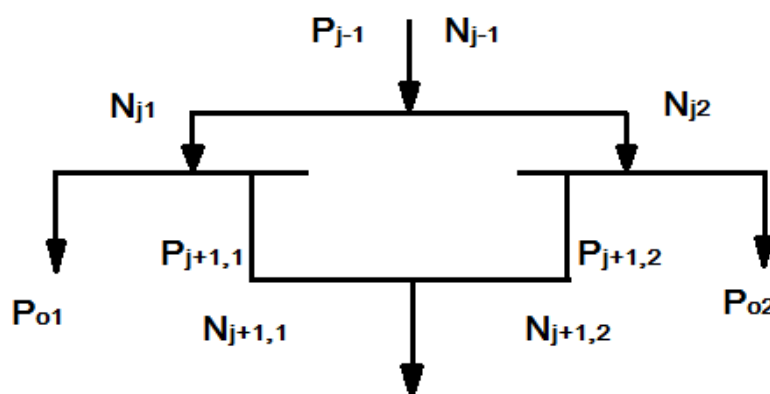
$N_{j+1,1}$ = stáe náklady z nákladov prvého vedenia pripadajúce na nižšiu napäťovú hladinu,

P_{o1} = odber z prvého vedenia,

$P_{j+1,1}$ = výkon, ktorý tečie na nižšiu napäťovú hladinu z prvého vedenia,

$P_{j+1,2}$ = výkon, ktorý tečie na nižšiu napäťovú hladinu z druhého vedenia,

P_{o2} = odber z druhého vedenia.



Obrázok č. 7 - Delenie nákladov paralelných prvkov

Ako je spomenuté vyššie tržby je možné rozdeliť podľa podielu stálych a premenných nákladov, a platia pre ich výpočet nasledujúce vzťahy:

$$T_{o,s} = T_o * \frac{N_{o,s}}{N_{o,s} + N_{o,p}} \quad (3.8)$$

$$T_{o,p} = T_o * \frac{N_{o,p}}{N_{o,s} + N_{o,p}} \quad (3.9)$$

kde:

$T_{o,s}$ = stáe tržby z odberu,

$T_{o,p}$ = premenné tržby z odberu,

T_o = tržby z odberu,

$N_{o,s}$ = stále náklady na odber,

$N_{o,p}$ = premenné náklady na odber.

Rozdeľovanie tržieb začína opačne ako rozpočítavanie nákladov, teda prebieha od najnižších napätových hladín. Tržby sú rozdelené tak, že ich časť ostane prvku na danej napätovej hladine a časť je pridelená vyššej napätovej hladine. Pre jednoduchý prvok je možné tržby spočítať podľa nasledovných vzťahov:

$$T_j = (T_{o,j} + T_{j+1}) * \frac{N_j}{N_j + N_{j-1}} \quad (3.10)$$

$$T_{j-1} = (T_{o,j} + T_{j+1}) * \frac{N_{j-1}}{N_j + N_{j-1}} \quad (3.11)$$

kde:

$T_{o,j}$ = tržba na j-tej hladine,

T_{j-1} = tržba tečúca z vyššej napätovej hladiny,

N_j = náklady na prvok z j-tej napätovej hladiny,

N_{j-1} = náklady z vyšších napätových hladín.

U paralelných vedení sa rovnako ako náklady aj tržby skladajú z dvoch zložiek. Tržby z nižších napätových hladín sa delia medzi paralelné vetvy podľa prenášaného výkonu. Merné tržby sa vypočítajú ako podiel tržieb a elektrického výkonu alebo práce na výstupe z prvku bez strát. U vedení je to súčet odberov danej hladiny a výkonu alebo práce prenášaného na ďalšiu hladinu.

3.3 Porovnanie výpočtu podľa cenových rozhodnutí a pomocou merných tržieb

Podľa môjho názoru je pre výpočet tržieb pri hodnotení investičných projektov objektívnejšou a vhodnejšou metódou metóda merných tržieb. Postup výpočtu merných tržieb mi príde lepší, pretože zohľadňuje skutočnosť, že časť tržieb by mala pripadnúť vyšším napätovým hladinám ako je hladina, pre ktorú výpočet prebieha. Elektrická energia tečie do danej napätovej hladiny z vyšších hladín, na ktorých vznikajú straty a s nimi spojené náklady. Merné tržby teda na základe nákladov delí celkové tržby celej hladiny, teda je ich časť priradená aj vyššej hladine, ktorou je výkon (práca) prenášaný. Celkovo by som tak teda mala dostať pri použití tejto metódy presnejší pohľad na hodnotenú investíciu.

Rovnaký princíp ako pri merných tržbách môžeme použiť aj pri ocenení strát, keďže straty na nižšej napäťovej hladine sú väčšie ako na vyššej a zahŕňajú energiu stratenú práve vo vyššej hladine. Náklady na straty sú teda na nižších napäťových hladinách kumulované.

Použitie výpočtu tržieb len pomocou cenových rozhodnutí a elektrickej práce alebo výkonu môže viesť k mylným záverom. Môže nastať situácia, kedy sa bude javiť investičný projekt ako výhodný a v skutočnosti nebude. Toto riziko je pri použití metódy merných tržieb minimalizované. Metóda zahŕňa nie len tržby ale berie v úvahu aj tok práce, výkonu, strát a náklady. Navyše umožňuje výpočty jak pre sieť ako celok, tak pre jednotlivé prvky napäťových hladín. Na rozdiel od cien určených cenovým rozhodnutím sú merné tržby rozdelené zvlášť na vedenia, káble a transformáciu na jednotlivých hladinách. Ceny v rozhodnutí sú rozdelené na hladiny VVN, VN a NN, pričom cena pre VN zahŕňa aj transformáciu 110/22 kV a NN transformáciu 22/0,4 kV. Je vidieť, že ide o rôzne metodiky výpočtu cien. Myslím si, že je logické, aby pri zahrnutí nákladov z vyšších napäťových hladín boli tržby z predaja rozdelené tak, aby časť tržieb z nižších hladín bola priznaná vyšším napäťovým hladinám. Toto pridelenie časti tržieb nižších napäťových hladín vyšším hladinám rešpektujú merné tržby, ale ceny stanovené ERÚ nie.

3.4 Vývoj cien za distribučné služby

V tejto podkapitole som podľa *Cenových rozhodnutí ERU* [20] spracovala vývoj cien za distribučné služby od roku 2008 do roku 2013 pre distribučnú spoločnosť PREdistribuce, a.s.. Prehľad cien jednotlivých rokov za rezervovanú kapacitu je v tabuľke 6 pre hladinu VVN a tabuľke 7 pre VN. Ceny za použitie sietí PDS v jednotlivých rokoch sú uvedené v tabuľke 8 pre VVN a v tabuľke 9 pre hladinu VN.

Rok	Mesačná cena za ročnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac	Mesačná cena za mesačnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac
2008	52 404	57 584
2009	60 105	66 508
2010	61 592	70 951
2011	62 965	70 674
2012	63 160	71 272
2013	67 711	74 402

Tabuľka 6 - Cena za rezervovanú kapacitu PREdi na VVN

Rok	Mesačná cena za ročnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac	Mesačná cena za mesačnú rezervovanú kapacitu v Kč/MW a mesiac
2008	132 304	145 382
2009	143 877	159 205
2010	147 461	169 868
2011	150 998	169 484
2012	153 806	173 560
2013	165 133	181 451

Tabuľka 7 - Cena za rezervovanú kapacitu PREDi na VN

Rok	Cena za použitie sietí v Kč/MWh
2008	52,83
2009	60,32
2010	41,56
2011	40,71
2012	42,79
2013	51,47

Tabuľka 8 - Cena za použitie sietí PREDi na VVN nad 1kV

Rok	Cena za použitie sietí v Kč/MWh
2008	81,92
2009	94,10
2010	67,09
2011	64,26
2012	67,90
2013	75,13

Tabuľka 9 - Cena za použitie sietí PREDi na VN nad 1kV

Prehľad vývoja cien som používala pri stanovení predpokladov v praktických príkladoch v kapitole 4.

3.5 Ocenenie strát

Pre hodnotenie efektívnosti investície u distribučnej spoločnosti potrebujem poznať okrem tržieb, ktoré dosiahne aj náklady na straty, ktoré pri distribúcii elektriny vznikajú. Podobne ako u tržieb je možné počítať náklady na nákup elektriny na straty a vlastnú spotrebu distribučnej siete jednoduchším spôsobom a to tak, že ich ocením nákupnou cenou elektriny na straty na vstupe do napäťovej úrovne VVN, teda 110kV.

V súčasnosti PREDi oceňuje straty cenou nákupu elektrickej energie na hladine VVN od prevádzkovateľa prenosovej sústavy. Touto cenou oceňuje straty na všetkých napäťových

úrovních, čo nepovažujem za správny prístup. Straty sa pri prechode sústavou z jednej hladiny na hladinu nižšiu zväčšujú a zároveň pre straty na nižšej napäťovej hladine je potrebné dopraviť cez vyššiu napäťovú úroveň. Dochádza tak k vzniku takzvaných strát zo strát. Teda napríklad na hladine NN by nemali byť straty ocenené cenou z hladiny VVN ale cenou vyššou, ktorá bude zahŕňať ocenenie strát zo strát vznikajúcich pri pretekaní z hladiny VVN na hladinu VN a následne na NN. Preto sa ďalej zaoberám ocenením strát založeným na obdobnom princípe ako sú založené merné tržby.

Pre náklady na straty platí podobný princíp ako pre merné tržby. Čím mám nižšiu napäťovú hladinu, tým väčšie budú náklady na straty. Je to spôsobené tým, že elektrickú prácu a výkon, ktorý nakúpim musím na danú napäťovú hladinu dopraviť a medzi jednotlivými napäťovými hladinami transformovať. Teda by som mala do nákladov na straty na úrovni napríklad NN započítať aj časť nákladov úrovni VN a VVN.

Nasledujúci text v tejto kapitole som čerpala z literatúry *Oceňování ztrát v distribuční síti PREDi pro výpočty ekonomické efektivity* [19]. Pre výpočet nákladov na straty by mala byť použitá dvojzložková tarifa rozdelená na stratený výkon a elektrickú prácu. Náklady na obstaranie potrebného výkonu na pokrytie strát sú marginálne náklady, teda sú rozdielom celkových nákladov pred zvýšením výkonu a po zvýšení výkonu na potrebný. Náklady na straty je vhodné počítat v kapitálovej zložke prenosu a transformácie ako marginálne, v zložke obstarania potrebnej energie ako priemerné s ohľadom na napäťovú hladinu ich vzniku a tiež je vhodné pripočítať ďalšie navýšenie strát vyvolané prenosom väčšieho množstva energie na ich pokrytie. Celkové ročné náklady na straty je možné spočítat pomocou vzťahu:

$$N_z = P_z * (n_{sj} + T_z * n_{wj}) \quad (3.12)$$

kde:

N_z = celkové ročné náklady na straty [Kč],

P_z = maximálny stratený výkon [MW],

n_{sj} = stále merné náklady na straty pre j-tu napäťovú hladinu [Kč/MW],

T_z = doba plných strát [h/rok],

n_{wj} = premenné merné náklady na straty pre j-tu napäťovú hladinu [Kč/MW].

Premenné merné náklady na straty vychádzajú z toku elektrickej práce distribučnej spoločnosti a z premenných nákladov na opatrenie elektriny vrátane cudzích zdrojov. Pre jednotlivé napäťové hladiny ich možno spočítat podľa nasledujúcich vzťahov:

$$n_{w110} = n_{wz110} \quad (3.13)$$

kde:

n_{w110} = merné premenné náklady na straty v distribučnom vedení VVN [Kč/MWh],

n_{wz110} = merné premenné náklady záverných zdrojov dodávajúcich do VVN [Kč/MWh],

všeobecne pre ostatné hladiny platí vzťah:

$$n_{w,j} = k_{zw,j-1} * n_{w,j-1} \quad (3.14)$$

kde:

$n_{w,j}$ = merné premenné náklady na straty vo vedení alebo v transformácii j [Kč/MWh],

$k_{zw,j-1}$ = koeficient strát elektrickej práce vo vedení alebo transformácii j-1 [-],

n_{wzj-1} = merné premenné náklady na straty vo vedení alebo v transformácii j-1 [Kč/MWh],

j = hladina vedenia alebo transformácie, pre ktorú prebieha výpočet (nadobúda hodnoty: 0,4kV; 22/0,4kV; 22kV; 110/22kV),

j-1 = najbližšia vyššia hladina vedenia alebo transformácie od j (nadobúda hodnoty: 22/0,4kV; 22kV; 110/22kV; 110kV). Príklad ako vyzerá vzorec pre transformáciu VVN/NN a hladinu VN je uvedený v Prílohe 1.

Stále merné náklady na straty sa skladajú z časti na obstaranie elektrického výkonu a kapitálovej časti potrebnej na výstavbu prvkov distribučnej sústavy. Pre **časť nákladov na nákup elektrickej energie** platia nasledovné vzorce:

$$n_{p110} = k_{mz110} * n_{pz110} \quad (3.15)$$

kde:

n_{p110} = merné stále náklady na obstaranie strateného výkonu vo vedení VVN [Kč/MW],

k_{mz110} = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu v mieste 110kV na maxime nákupu na hladine VVN [-],

n_{pz110} = merné náklady na nákup výkonu zo záverných zdrojov dodávajúcich do VVN [Kč/MW],

$$n_{p110/22} = k_{mz110/22} * k_{zp110} * n_{pz110} \quad (3.16)$$

kde:

$n_{p110/22}$ = merné stále náklady na obstaranie výkonu v transformácii VVN/VN [Kč/MW],

$k_{mz110/22}$ = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu v mieste 110/22kV na maxime nákupu na hladine VVN [-],

k_{zp110} = koeficient strát výkonu vo vedení VVN [-],

$$n_{p22} = k_{mz22} * k_{zp110/22} * k_{zp110} * n_{pz110} \quad (3.17)$$

kde:

n_{p22} = merné stále náklady na obstaranie strateného výkonu vo vedení VN [Kč/MW],

k_{mz22} = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu v mieste 22kV na maxime nákupu na hladine VVN [-],

$k_{zp110/22}$ = koeficient strát výkonu vo transformácii VVN/VN [-],

$$n_{p22/0,4} = k_{mz22/0,4} * k_{zp22} * k_{zp110/22} * k_{zp110} * n_{pz110} \quad (3.18)$$

kde:

$n_{p22/0,4}$ = merné stále náklady na obstaranie výkonu v transformácii VN/NN [Kč/MW],

$k_{mz22/0,4}$ = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu v mieste 22/0,4kV na maxime nákupu na hladine VVN [-],

k_{zp22} = koeficient strát výkonu vo vedení VN [-],

$$n_{p0,4} = k_{mz0,4} * k_{zp22/0,4} * k_{zp22} * k_{zp110/22} * k_{zp110} * n_{pz110} \quad (3.19)$$

kde:

$n_{p0,4}$ = merné stále náklady na obstaranie strateného výkonu vo vedení NN [Kč/MW],

$k_{mz0,4}$ = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu v mieste 0,4kV na maxime nákupu na hladine VVN [-],

$k_{zp22/0,4}$ = koeficient strát výkonu vo transformácii VN/NN [-].

Kapitálovú časť predstavujú marginálne náklady na obstaranie zariadení v ročnej ekvivalentnej hodnote vrátane stálych prevádzkových nákladov. Pre jej výpočet platia nasledovné vzťahy:

$$n_{k,j} = (n_{ie,j-1} * k_{m,j-1} + n_{k,j-1}) * k_{zp,j-1} \quad (3.20)$$

kde:

$n_{k,j}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu vo vedení alebo v transformácii j [Kč/MW],

$n_{ie,j-1}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady vedenia alebo transformácie j-1 [Kč/MW],

$k_{m,j-1}$ = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu na maximum hladiny j-1 [-],

$n_{k,j-1}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu vo vedení hladiny alebo v transformácii j-1 [Kč/MW],

$k_{zp,j-1}$ = koeficient strát výkonu vo vedení alebo v transformácii j-1 [-],

j = hladina vedenia alebo transformácie, pre ktorú prebieha výpočet (nadobúda hodnoty: 0,4kV; 22/0,4kV; 22kV; 110/22kV; 110kV),

$j-1$ = najbližšia vyššia hladina vedenia alebo transformácie od j (nadobúda hodnoty: 22/0,4kV; 22kV; 110/22kV; 110kV). Príklad ako vyzerá vzorec pre kapitálovú časť nákladov pre hladinu NN a transformáciu VN/NN sú uvedené v Prílohe 1.

Merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu v distribučnom vedení VVN sú nulové, pretože z pohľadu PREDi nespôsobuje stratený výkon vo vedení VVN nutnosť výstavby prvkov v nadradených napäťových skupinách, ktoré by musela spoločnosť hradiť. Kapitálové náklady prenosovej sústavy by mali byť súčasťou nákupnej ceny elektriny.

Stále merné marginálne náklady na straty n_{sj} sa rovnajú súčtu merných stálych nákladov na obstaranie strateného výkonu na j -tej hladine n_{pj} a merných kapitálových ekvivalentných nákladov strateného výkonu na j -tej napäťovej hladine n_{kj} . V súčasnosti sa zdrojom platí za odobranú elektrickú prácu v jednoduchom tarife, teda zložka n_{pj} je nulová.

4 „Ocenenie“ jednotlivých prvkov siete PREdistribuce, a.s.

Táto časť diplomovej práce je venovaná praktickým výpočtom merných tržieb, strát a posúdeniu troch zadaných investičných projektov rôznymi metódami. V závere je zhodnotenie výsledkov výpočtov.

4.1 Výpočet merných tržieb

Pre výpočet merných tržieb som použila výpočtový program Měrné tržby, ktorý mi poskytla PREdi a je jej majetkom. Tento program je postavený na princípe merných tržieb popísanom v kapitole 3.2. Vychádza z modelu siete a jej vlastností na území Prahy a pre výpočet používa vzťahy 3.2 až 3.11 pre prvky siete, ktoré som tiež popísala v kapitole 3.2.

Merné tržby, ktoré som v spolupráci s katedrou spočítala pre prípad PREdi, sú podľa skutočných tržieb. Z tohto princípu vyplýva, že vedenie s vyšším využitím má vyššie tržby pre distribučnú spoločnosť. Sú to tržby, ktoré predstavujú marginálny prínos prvku v distribučnej sústave. Je to príspevok k hotovostnému toku spoločnosti.

Pre realizáciu výpočtov merných tržieb PREdi bolo potrebné použiť viaceré vstupné údaje, ktoré významne ovplyvňujú ich veľkosť. Pre jednotlivé hladiny VVN, VN a NN boli zadané toky výkonov v MW, toky práce v MWh, stále náklady, tržby v Kč a dobu využitia výkonu v hodinách. Ďalšími vstupmi boli premenné náklady a spoločné náklady, ktoré sa ale nezadávali pre všetky hladiny, ale spoločne pre všetky. Pod stálymi nákladmi distribučnej spoločnosti sa rozumejú náklady na pohotovosť k preneseniu požadovaného množstva elektrickej energie jednotlivými prvkami distribučnej sústavy. Premenné náklady predstavujú náklady závislé na spotrebe elektriny, teda hlavne náklady na straty. Ako spoločné náklady sú v tomto prípade chápané náklady na DŘT, meranie a prevádzkové náklady.

Merné tržby boli vypočítané z dostupných hodnôt z roku 2010. Tie boli pomocou prijatých predpokladov prepočítané na tržby, ktoré by mali odpovedať skutočným tržbám za kW a kWh v roku 2014. Podľa interných dát PREdi boli prijaté nasledovné predpoklady vývoja – medziročného rastu jednotlivých vstupov:

- stále náklady 1%
- spoločné náklady 1%
- cena za distribučné služby 1,5%
- nákup elektrickej práce 0,5%
- odber elektrickej práce 0,5%
- inflácia 1,5%, (prognóza ČNB a ČSÚ [22]).

Výsledky výpočtov merných tržieb sú uvedené v nasledujúcich tabuľkách. V tabuľke 10 sú uvedené priemerné hodnoty merných tržieb pre jednotlivé prvky siete.

Hladina	Prvky elektrizačnej sústavy	Ročné tržby za výkon [Kč/kW]	Ročné tržby za prácu [Kč/kWh]
VVN	Vedenie N 110	221,8	-0,01884
	Vedenie D 110	120,7	-0,00249
	Kábel 110	311,9	-0,00249
VVN/VN	TR 110/22	658,4	0,02574
VN	Vedenie 22	0	0
	Kábel 22	1498,6	0,03866
VN/NN	TR 22/0,4	252,8	0,12829
NN	Vedenie 0,4	0	0
	Kábel 0,4	318,5	0,68428

Tabuľka 10 - Priemerné merné tržby pre jednotlivé prvky za prácu a výkon

Merné tržby za prácu a výkon pre vedenie 22 kV a vedenie 0,4 kV sú nulové, pretože na týchto hladinách má PREDi vedenia v likvidácii a nepredpokladá sa ich obnova. Tabuľka 11 obsahuje merné tržby, ktoré daná hladina vytvára. Tržby na hladinách VVN/VN a VN/NN sú nulové, pretože transformácia ako taká žiadnu tržbu negeneruje. Kladné tržby vznikajú na hladinách VN a NN, kde sú napojení odberatelia.

Hladina	Prvky elektrizačnej sústavy	Ročné tržby za výkon [Kč/kW]	Ročné tržby za prácu [Kč/kWh]
VVN	Vedenie N 110	-300,3	-0,29494
	Vedenie D 110	-302,1	-0,29561
	Kábel 110	-302,1	-0,29561
VVN/VN	TR 110/22	0	0
VN	Vedenie 22	0	0
	Kábel 22	5296	0,03183
VN/NN	TR 22/0,4	0	0
NN	Vedenie 0,4	0	0
	Kábel 0,4	1016,5	0,97676

Tabuľka 11 – Merné tržby, ktoré daná hladina vytvára

Tabuľka 12 predstavuje príspevok merných tržieb najbližšej nižšej hladiny hladine nad ňou, napr. teda hladina VN/NN (transformácia) dostane časť tržby vzniknutej na hladine NN. Príspevok z najbližšej nižšej hladiny, ktorý prislúcha danej hladine je u vedení 22 kV a 0,4 kV nulový, pretože PREDi nemá vedenia 22 kV a 0,4 kV, resp. sú v likvidácii bez predpokladu obnovy. Hladina NN nemá žiadnu nižšiu hladinu, preto je príspevok z najbližšej nižšej hladiny v jej prípade nulový.

Hladina	Prvky elektrizačnej sústavy	Ročný príspevok za výkon [Kč/kW]	Ročný príspevok za prácu [Kč/kWh]
VVN	Vedenie N 110	251	-0,00191
	Vedenie D 110	516	0,01925
	Kábel 110	516	0,01925
VVN/VN	TR 110/22	1178	0,04509
VN	Vedenie 22	0	0
	Kábel 22	308	0,14020
VN/NN	TR 22/0,4	571	0,27064
NN	Vedenie 0,4	0	0
	Kábel 0,4	0	0

Tabuľka 12 - Časť z merných tržieb (príspevok) z najbližšej nižšej hladiny

V tabuľke 13 sú uvedené poplatky, ktoré by mala príslušná hladina zaplatiť najbližšej vyššej hladine za dodávku z tejto vyššej hladiny, napr. hladina NN by mala zaplatiť hladine VN/NN za výkon aj za prácu. Príspevok z najbližšej nižšej hladiny, ktorý prislúcha danej hladine je u vedení 22 kV a 0,4 kV nulový, z rovnakého dôvodu u predchádzajúceho prehľadu tržieb a príspevkov. Vedenie N 110 na VVN má nulovú hodnotu pretože nemá vyššiu hladinu, ktorej by prispievala zo svojich tržieb.

Hladina	Prvky elektrizačnej sústavy	Ročná platba za výkon [Kč/kW]	Ročná platba za prácu [Kč/kWh]
VVN	Vedenie N 110	0	0
	Vedenie D 110	337,8	-0,00191
	Kábel 110	147,1	-0,00191
VVN/VN	TR 110/22	515,8	0,01925
VN	Vedenie 22	0	0
	Kábel 22	1153,3	0,04437
VN/NN	TR 22/0,4	307,6	0,14020
NN	Vedenie 0,4	0	0
	Kábel 0,4	569,6	0,27035

Tabuľka 13 – Platba za dodávku elektriny z najbližšej vyššej hladine

Pomocou rovnakého programu som v spolupráci s katedrou spočítala aj náklady na stratenú prácu, ktorej výsledky sú v tabuľke 14. Výpočet vychádza zo vzorcov 3.12 až 3.20 a princípov popísaných v kapitole 3.5 a bol realizovaný pre zachovanie správnosti princípu, na ktorom sú postavené merné tržby. Ceny teda zahŕňajú tzv. straty zo strát a použila som ich pri výpočte ekonomickej efektívnosti pri stanovení ceny za elektrickú prácu a výkon pomocou merných tržieb v nasledujúcej kapitole.

Hladina	Prvky elektrizačnej sústavy	Náklady na straty [Kč/kWh]
VVN	Vedenie N 110	1,2940
	Vedenie D 110	1,2962
	Kábel 110	1,2962
VVN/VN	TR 110/22	1,2990
VN	Vedenie 22	1,3057
	Kábel 22	1,3057
VN/NN	TR 22/0,4	1,3159
NN	Vedenie 0,4	1,3361
	Kábel 0,4	1,3361

Tabuľka 14 - Náklady na straty vypočítané na princípe merných tržieb

4.2 Posúdenie ekonomickej efektívnosti investičných akcií

V rámci tejto diplomovej práce som počítala ekonomickú efektívnosť troch investičných akcií PREDi. Pre tieto investície som zisťovala čistú súčasnú hodnotu podľa vzťahov 2.16 a 2.17, vnútorné výnosové percento podľa vzťahu 2.18 a dobu splácania podľa vzťahov 2.13 a 2.14 pre tri rôzne spôsoby oceňovania. Jeden spôsob oceňuje elektrický výkon a prácu cenou za distribučné služby, ktorú určuje ERÚ v cenovom rozhodnutí každý rok. Ďalší spôsob je podobný ako predchádzajúci, avšak zohľadňuje podiel daného druhu prvkov investičnej akcie na majetku (napr. keby som počítala tržby na trafostanicu VN/NN, tak cenu za distribučné služby od ERÚ vynásobím percentom, ktoré tvoria trafostanice VN/NN na majetku PREDi). Posledným hodnotením je ocenenie výkonu a práce pomocou merných tržieb vypočítaných v predchádzajúcej kapitole 4.1. Tieto spôsoby ocenenia tiež zahŕňajú rôzne spôsoby ocenenia strát. Pre prvé dva prípady sú straty ocenené cenou za nákup elektrickej energie od PPS na hladine VVN vynásobenou koeficientom strát elektrickej práce 3%, čo je odhad z interných dát PREDi. V spôsobe ocenenia mernými tržbami sú náklady na straty prepočítané na jednotlivé hladiny podľa vzťahov uvedených v kapitole 3.5, teda zohľadňujem aj straty zo strát.

K výpočtom ekonomickej efektívnosti som použila program PREfekt, ktorý mi zapožičala PREDi a je jej vlastníctvom. Všetky spôsoby výpočtu (ocenenie cenami ERÚ, ocenenie prepočítanými cenami podľa podielu na majetku PREDi a mernými tržbami) majú zhodné nasledujúce vstupy:

- investičné náklady,
- náklady na prevádzku – 1% z investičných nákladov,
- diskont – 5,55% podľa výšky WACC určeným ERÚ pre rok 2014.

Použila som niekoľko predpokladov podľa doterajšieho vývoja cien pre všetky varianty výpočtu. Pre náklady na nákup strát uvažujem ich rast o 0,5 % ročne. V posledných rokoch cena, za ktorú PREDi nakupuje elektrickú prácu na pokrytie strát, klesá. Napriek tomu uvažujem rast, pretože cena elektriny nemôže klesať stále a predpokladá sa ustálenie poklesu cien a následný rast. V príkladoch u všetkých variant výpočtu, po dohode s vedúcim práce, zanedbávam cenu za stratený výkon, pretože tieto náklady nebolo možné vyčísliť. Ďalej podľa doterajšieho vývoja cien za distribučné služby, ktoré stanovuje ERÚ, predpokladám, že ceny za distribučné služby bude rásť o 1% ročne. Rovnaký predpoklad rastu som použila

aj pre merné tržby (1 % ročne). Podľa zadaní investičných akcií, ktoré mi poskytol vedúci práce, uvažujem, že investičné akcie budú financované z vlastných zdrojov a nebude využívaný žiaden úver od banky. U nákladov na prevádzku som zaviedla predpokladaný rast o 1% ročne, z dôvodu opotrebovania a starnutia prvkov tvoriacich investičný projekt. Dobu hodnotenia som zvolila v každom prípade individuálne.

Vo výpočtoch, v ktorých som aplikovala merné tržby, som použila ich priemerné hodnoty uvedené v kapitole 4.1 v tabuľke 10. Pre použitie ostatných spôsobov stanovenia ceny za elektrickú prácu a výkon je nutné prijať predpoklad, že sa celé investičné náklady dostanú do regulovanej bázy aktív, a teda sa premietnu do výšky ceny za distribučné služby pre ďalšie roky. V prípade, že by som neprijala tento predpoklad ocenenie týmto spôsobom by nemalo zmysel. V takom prípade by mohol totiž nastať aj pokles ceny stanovenej ERÚ. Pri hodnotení s použitím cien ERÚ uvažujem mesačnú cenu za mesačný rezervovanú kapacitu.

4.2.1 Zhodnotenie projektu výstavby rozpínacej stanice na hladine VN

Prvým hodnoteným investičným projektom je výstavba novej RS na území PREDi s nasledovným zadaním a parametrami:

- 2x pole s prívodom, vypínačom a ochranou,
- 1x pole prechodu k odberateľovi s vypínačom a ochranou,
- 1x skelet stanice,
- sekundárna technika.

Po dobu výstavby zákazníka (3 roky) bude požadovaný výkon 480 kW, následne bude požadovaných 2,5 MW. Stanica bude zahŕňať 2 stavebné rezervy, z ktorých bude jedna po 5 rokoch dozbrojená a vznikne na nej nový odber 2 MW. Pripojenie stanice bude realizované káblami 3x1x240 mm² a bude pripojená na optickú oznamovaciu sieť. Keďže prvky investície majú rozdielnú dobu životnosti, pri voľbe doby hodnotenia som použila krokovú metódu popísanú v podkapitole 2.2.1. Dobu prevádzky som zvolila v súlade s touto metódou podľa doby životnosti najdôležitejšieho a najdrahšieho prvku investície. Týmto prvkom je technológia 22 kV, ktorej doba životnosti je 30 rokov. V tomto prípade má rovnakú dobu životnosti aj optická cesta. Doba hodnotenia investície je 31 rokov vrátane roku výstavby. Rozdiel medzi dobou životnosti prvkov investície a dobou hodnotenia som zahrnula započítaním ich zostatkovej hodnoty v poslednom roku doby hodnotenia investície.

Predpokladané náklady sú nasledovné:

- | | |
|--------------------------------------|---|
| ○ kábel 22 kV (80 m trasy): | 870 000 Kč (z toho TSK: 35 000 Kč) |
| ○ technológia 22 kV: | 3 185 000 Kč (vrátane skeletu Betonbau) |
| ○ sekundárna technika: | 620 000 Kč |
| ○ optická oznamovacia cesta (120 m): | 2 542 000 Kč. |

Celkové odhadované náklady sú 7 217 000 Kč a investícia prebehne v priebehu jedného roku. Prevádzkové náklady tvoria 1 % z investície. Dĺžka káblu medzi RS a rozvodňou je

3,5 km. Doba využitia maxima na hladine VN je 4200 hodín. Použitý je kábel 22 kV-AXEKVCEY s menovitým prierezom 240 mm² a nasledujúcimi elektrickými vlastnosťami:

- činný odpor: 0,128 Ω/km
- kapacita: 0,3 μF/km
- indukancia: 0,35 mH/km
- zemný stratový prúd: 3,4 A/km.

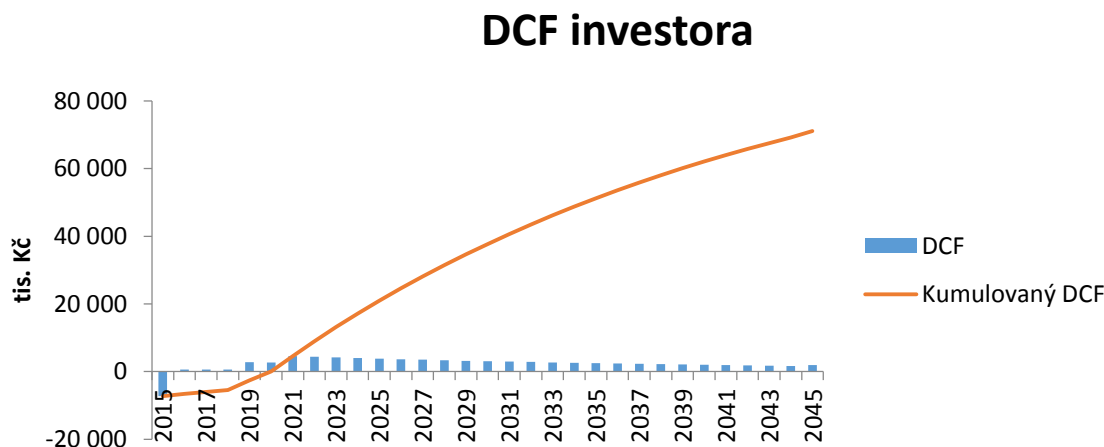
Pre tento projekt som z podkladov PREDi spočítala straty vo vedení prislúchajúce odoberanému výkonu a tieto hodnoty som ocenila mernými nákladmi za stratenú prácu. Straty predstavujú pre 1-3 rok 1,19 MWh, pre 4-5 rok 18,39 MWh a od 6 roku 55,65 MWh.

a) Ocenenie pomocou merných tržieb

Odoberaný výkon zo zadania som pre jednotlivé roky ocenila mernými tržbami, uvedených v kapitole 4.1. Cena za predaj výkonu na hladine VN je vo výške 1498,6 Kč/kW a za predaj práce 0,03866 Kč/kWh. Pre ocenenie strát som použila cenu spočítanú programom Merné tržby, ktorá je uvedená v kapitole 4.1. Táto vypočítaná hodnota nákladov na straty zahŕňa straty zo strát a jej výška je 1,3057 Kč/kWh. Pri dodržaní vyššie uvedených predpokladov a cien som dospela k výsledkom uvedeným v tabuľke 15. Na grafe 1 je zobrazený vývoj diskontovaných hotovostných tokov investora počas doby hodnotenia investície.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	4 798 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	34,60 %
Prostá doba splácania	4,5 roku
Diskontovaná doba splácania	5,0 roku

Tabuľka 15 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití merných tržieb



Graf 1 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (merné tržby)

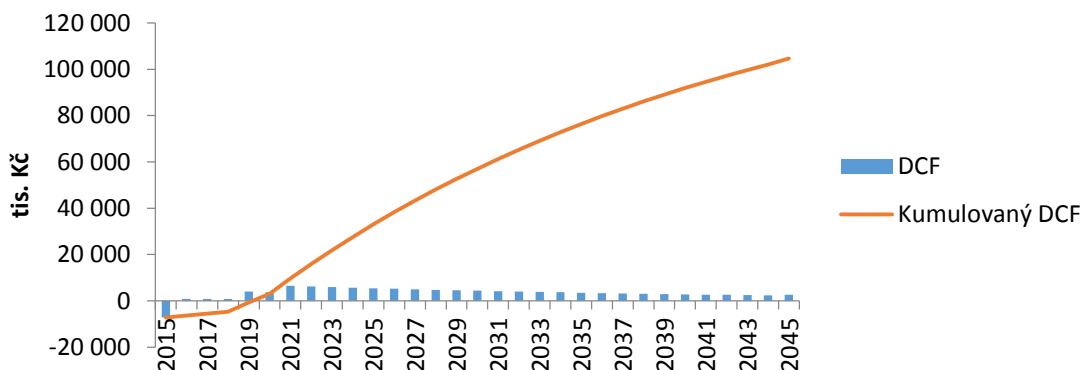
b) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ

Pri ocenení odberu cenami stanovenými ERÚ som uvažovala dvojjložkovú cenu na hladine VN. Straty som ocenila nákupnou cenou na hladine VVN vynásobenou koeficientom strát, teda 1280,82 Kč/MWh. Použila som mesačnú cenu za rezervovanú kapacitu a cenu za použitie sietí z cenového rozhodnutia na VN vo výške 180 051 Kč/MW a 49,88 Kč/MWh. Pri výpočte som dostala výsledky uvedené v tabuľke 16. Graf 2 ukazuje vývoj diskontovaných CF počas doby hodnotenia investície.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	7 060 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	42,41 %
Prostá doba splácania	3,9 roku
Diskontovaná doba splácania	4,2 roku

Tabuľka 16 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití cien stanovených ERÚ

DCF investora



Graf 2 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (ceny ERÚ)

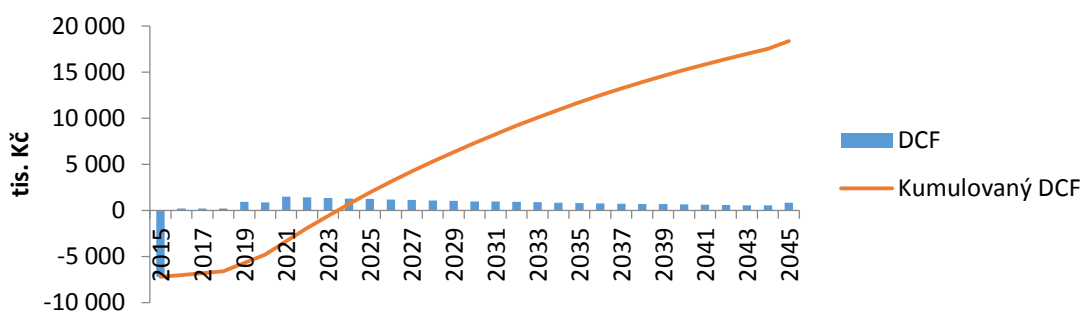
c) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ upravenými podľa podielu prvkov na majetku PREdi

Tento výpočet zhrňa ocenenie dvojzložkovou cenou. Straty som ocenila nákupnou cenou na hladine VVN vynásobenú koeficientom strát, teda vo výške 1280,82 Kč/MWh. Odber som vynásobila mesačnou cenou za rezervovanú kapacitu a cenou za použitie sietí z cenového rozhodnutia pre VN vynásobenú podielom prvkov investície na doterajšom majetku PREdi (23%), a to 41411,7 Kč/MW a 11,47 Kč/MWh. Výsledky výpočtov tabuľka 17 a priebeh DCF ukazuje graf 3.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	1 240 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	17,13 %
Prostá doba splácania	7,1 roku
Diskontovaná doba splácania	8,5 roku

Tabuľka 17 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití dvojzložkovej ceny a podielu na majetku

DCF investora



Graf 3 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)

4.2.2 Zhodnotenie projektu nového káblu 22 kV

Ďalšia investičná akcia, ktorú som hodnotila je výstavba nového úseku káblu na hladine VN na území PREdi podľa zadania popísaného nižšie.

Doba výstavby káblu 3x1x240 mm² AXEKVCEY na hladine 22 kV bude trvať 1 rok. Po dokončení výstavby ním bude prenášaný výkon 5 MW. Dĺžka káblu je 2,9 km. Doba hodnotenia investície je 41 rokov vzhľadom na dobu výstavby a predpokladanú dobu prevádzky, ktorá je 40 rokov podľa doby životnosti káblu.

Predpokladané náklady sú nasledovné:

- kábel 22kV: 10 590 000 Kč
- TSK: 7 350 000 Kč.

Celkové odhadované náklady sú 17 940 000 Kč. Prevádzkové náklady tvoria 1 % z investície. Doba využitia maxima na hladine VN je 4200 hodín. Použitý je kábel 22kV-AXEKVCEY s menovitým prierezom 240 mm² a nasledujúcimi elektrickými vlastnosťami:

- činný odpor: 0,128 Ω/km
- kapacita: 0,3 μF/km
- indukancia: 0,35 mH/km
- zemný stratový prúd: 3,4 A/km.

Pre tento projekt som z podkladov PREdi spočítala straty vo vedení vzhľadom na odoberaný výkon, ktoré predstavujú 55,67 MWh.

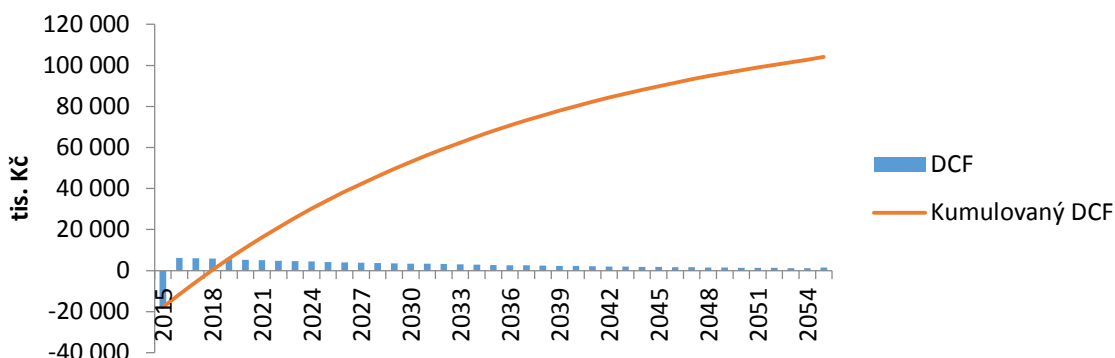
a) Ocenenie pomocou merných tržieb

Prenášaný výkon som ocenila mernými tržbami pre výkon na VN vo výške 1498,6 Kč/kW a práca cenou 0,03866 Kč/kWh. Straty som ocenila hodnotou spočítanou pomocou programu Merné tržby vo výške 1,3057 Kč/kWh. Výsledky výpočtov sú uvedené v tabuľke 18 a vývoj DCF zobrazuje graf 4.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	6 448 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	38,35 %
Prostá doba splácania	2,7 roku
Diskontovaná doba splácania	2,9 roku

Tabuľka 18 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití merných tržieb

DCF investora



Graf 4 – Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (merné tržby)

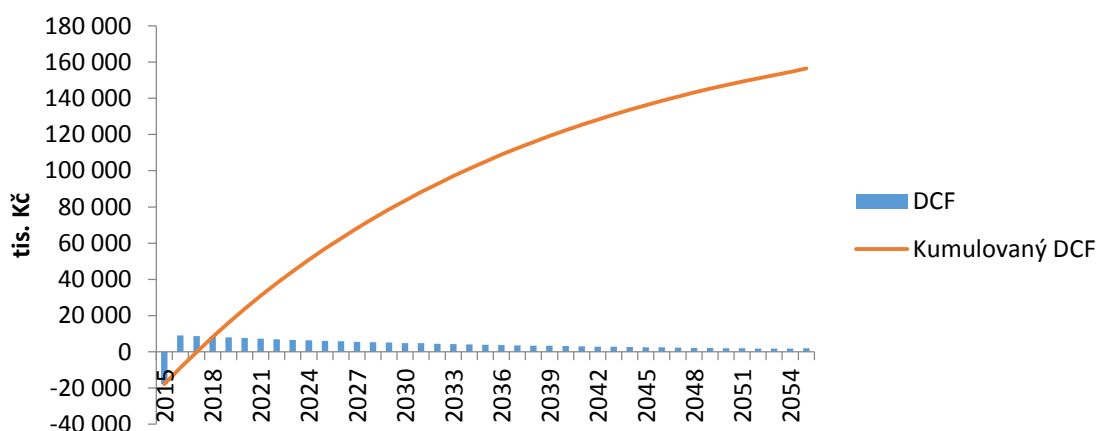
b) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ

Rovnako ako pri hodnotení prvej investičnej som pre ocenenie odberu použila dvojjložkovú cenu ERÚ na hladine VN. Taktiež som použila rovnaký princíp ocenenia nákladov na straty vo výške 1280,82 Kč/MWh. Mesačná ceny za rezervovanú kapacitu a cenou za použitie sietí z cenového rozhodnutia pre VN sú 180 051 Kč/MW a 49,88 Kč/MWh. Výsledky, ktoré som dostala za uvedených predpokladov a cien sú v tabuľke 19. Pribeh diskontovaných hotovostných tokov v jednotlivých rokoch doby hodnotenia investície je zobrazený na grafe 5.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	9 686 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	54,44 %
Prostá doba splácania	1,9 roku
Diskontovaná doba splácania	2 roky

Tabuľka 19 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití cien stanovených ERÚ

DCF investora



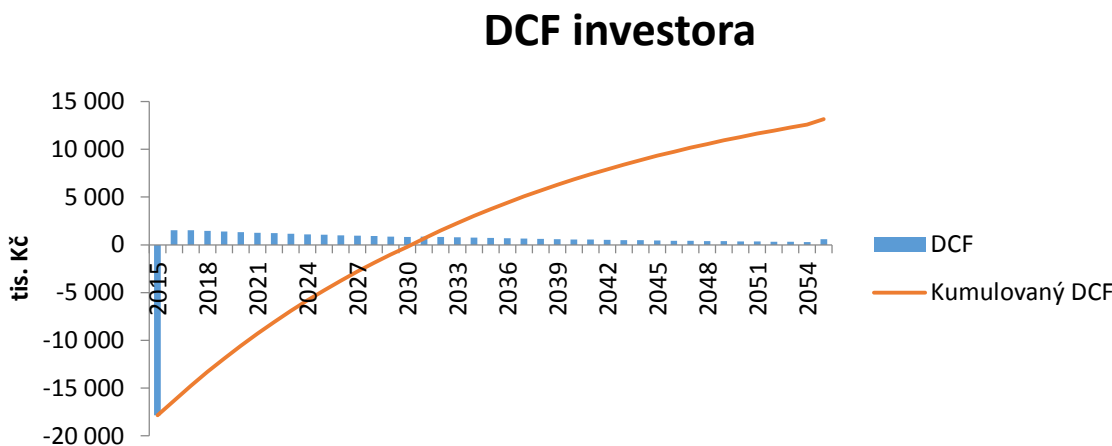
Graf 5 – Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (ceny ERÚ)

c) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ upravenými podľa podielu prvkov na majetku PREdi

Ocenenie v tomto prípade prebiehalo rovnako ako u investičnej akcie z podkapitoly 4.2.2. Straty som ocenila vo výške 1 280,82 Kč/MWh. Odber som v prvom prípade vynásobila mesačnou cenou za rezervovanú kapacitu a cenou za použitie sietí pre VN vynásobenú podielom káblov VN na doterajšom majetku PREdi (18%) vo výške 32409,2 Kč/MW a 8,97 Kč/MWh. Výsledky výpočtu sú uvedené v tabuľke 20 a priebeh diskontovaných hotovostných tokov je uvedený v grafe 6.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	815 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	10,15 %
Prostá doba splácania	10,2 roku
Diskontovaná doba splácania	15,2 roku

Tabuľka 20 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití cien ERU a podielu na majetku



Graf 6 - Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)

4.2.3 Zhodnotenie projektu výstavby rozvodne 110/22 kV

Posledným hodnoteným investičným projektom je výstavba rozvodne 110/22 kV s nižšie uvedeným zadaním.

Doba výstavby rozvodne je 1 rok. Všetky odbery sú na hladine VN. Aktuálne z okolitej siete VN cca 42 MW, ktorú nie je ďalej možné posilňovať. Prvý odber je konkrétny odberateľ s definovaným predpokladaným rastom zaťaženia uvedenom v tabuľke 21. Druhý odber predstavuje sumu odberov z okolitej siete s rastom 1 % ročne a definovanými skokovitými nárastmi v rokoch:

- 2018: + 3 MW
- 2020: + 5 MW
- 2025: + 5 MW
- 2030: + 15 MW.

ROK	ODBER 1	ODBER 2	ODBER CELKOM
2016	19,4	23,0	42,4
2017	21,3	23,2	44,5
2018	21,4	26,5	47,9
2019	22,3	26,7	49,0
2020	23,1	32,0	55,1
2025	23,2	38,6	61,8
2030	24,7	55,6	80,3

Tabuľka 21 - vývoj odberu hodnotenej výstavby trafostanice VVN/VN

Na rozdiel od ostatných hodnotených projektov som v tomto prípade, po dohode s vedúcim práce, dobu hodnotenia zvolila podľa pevne stanovenej doby prevádzky 40 rokov. Doba hodnotenia investície je 41. U prvkov s kratšou dobou životnosti ako je doba hodnotenia uvažujem automatickú obnovu. Rozdiel medzi dobou životnosti prvkov po obnove a dobou hodnotenia je zohľadnený predajom za zostatkovú cenou v CF posledného roku doby porovnania. Pripojenie stanice bude realizované káblami s prierezom 1600 mm², dĺžkou 8 km a 6 km, a nasledujúcimi elektrickými vlastnosťami:

- činný odpor: 0,025 Ω/km
- kapacita: 0,28 μF/km
- indukcia: 0,49 mH/km
- dovolený prúd: 1005 A.

Výstavba realizovaná naraz

Transformátor VVN/VN má straty na prázdno 21 kW, straty nakrátko 205 kW a menovitý výkon 63 MVA. Predpokladané investičné náklady sú nasledovné:

- TR 110/22 kV: 320 000 000 Kč
 - projektová príprava: 16 000 000 Kč
 - pozemok pre TR: 25 000 000 Kč
 - budova, napojenie na inžinierske siete, komunikácia: 95 000 000 Kč
 - technológia R 110 kV: 35 000 000 Kč
 - montáž R 110 kV: 15 000 000 Kč
 - transformátory 110/22 kV: 30 000 000 Kč
 - montáž transformátorov: 16 000 000 Kč
 - technológia R 22 kV: 30 000 000 Kč
 - montáž R 22 kV: 10 000 000 Kč
 - ostatné: 36 000 000 Kč
 - zariadenie staveniska: 12 000 000 Kč
- káblový tunel: 120 000 000 Kč
- kábel 110 kV (1.): 265 000 000 Kč
- kábel 110 kV (2.): 165 000 000 Kč.

Celkové investičné náklady predstavujú 870 000 000 Kč. Pre tento projekt som z podkladov PREdi spočítala straty vo vedení a straty v transformácii pre jednotlivé roky podľa odberu v jednotlivých rokoch a ocenila ich.

a) Ocenenie pomocou merných tržieb

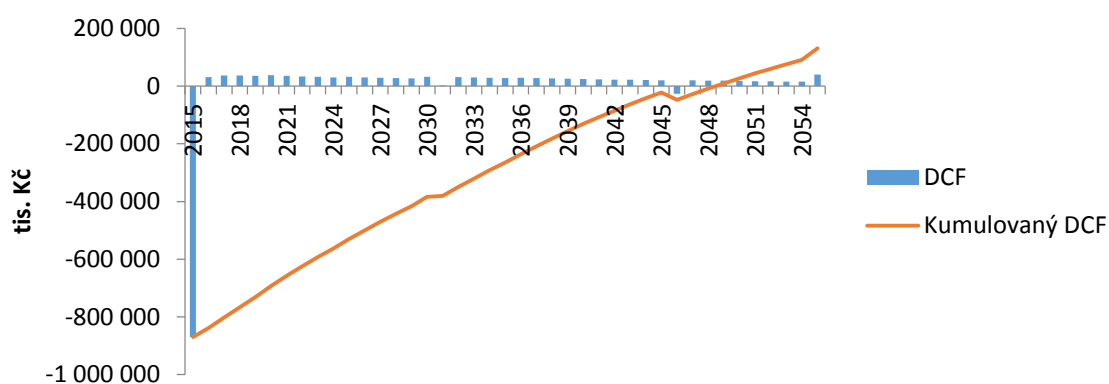
Prenášaný výkon som ocenila mernými tržbami pre výkon pre kábel 110 kV vo výške 311,9 Kč/kW a práca cenou -0,00249 Kč/kWh. Pre transformáciu majú použité merné tržby

výšku 658,4 Kč/kW a 0,02574 Kč/kWh. Straty som ocenila taktiež hodnotami spočítanými pomocou programu Merné tržby. Takto vypočítané hodnoty nákladov na straty sú vo výške 1,2962 Kč/kWh pre straty vo vedení a 1,2990 Kč/kWh pre straty v transformácii. Výsledky výpočtu pre prijaté predpoklady a vyššie uvedené ceny zobrazuje tabuľka 22. Diskontované hotovostné toky za dobu hodnotenia sú zobrazené v grafe 7.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	8 077 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	6,41 %
Prostá doba splácania	17,4 roku
Diskontovaná doba splácania	33,5 roku

Tabuľka 22 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (merné tržby)

DCF investora



Graf 7 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (merné tržby)

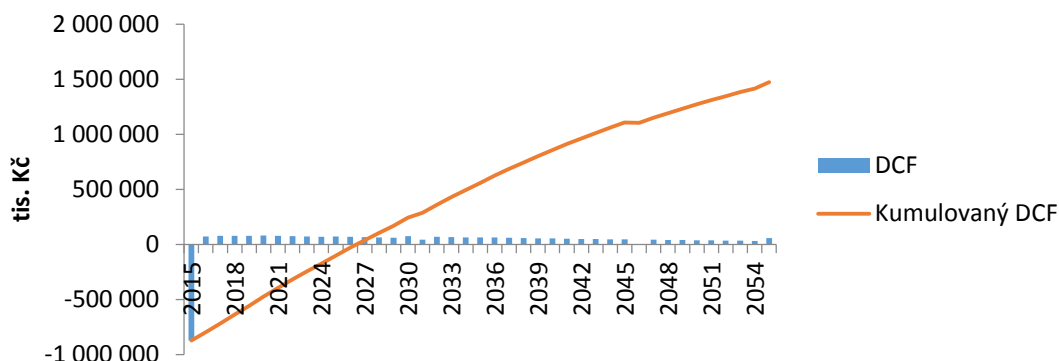
b) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ

Keďže všetky odbery sú realizované na VN a ERÚ nerozlišuje vedenie a transformáciu, musela som použiť cenu na hladine VN. Straty som ocenila nákupnou cenou na hladine VVN vo výške 1243,51 Kč/MWh a v transformácii VVN/VN 1280,82 Kč/MWh, ktorá vznikla vynásobením ceny nákupu elektrickej práce a koeficientu strát. Mesačná cena za rezervovanú kapacitu a za použitie sietí podľa ERÚ pre VN sú 180 051 Kč/MW a 49,88 Kč/MWh. Spočítané výsledky pre jednotlivé kritéria obsahuje tabuľka 23. Vývoj DCF počas doby hodnotenia zobrazuje graf 8.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	91 348 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	13,46 %
Prostá doba splácania	8,6 roku
Diskontovaná doba splácania	11,4 roku

Tabuľka 23 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (ceny ERÚ)

DCF investora



Graf 8 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (dvojjložková cena ERÚ)

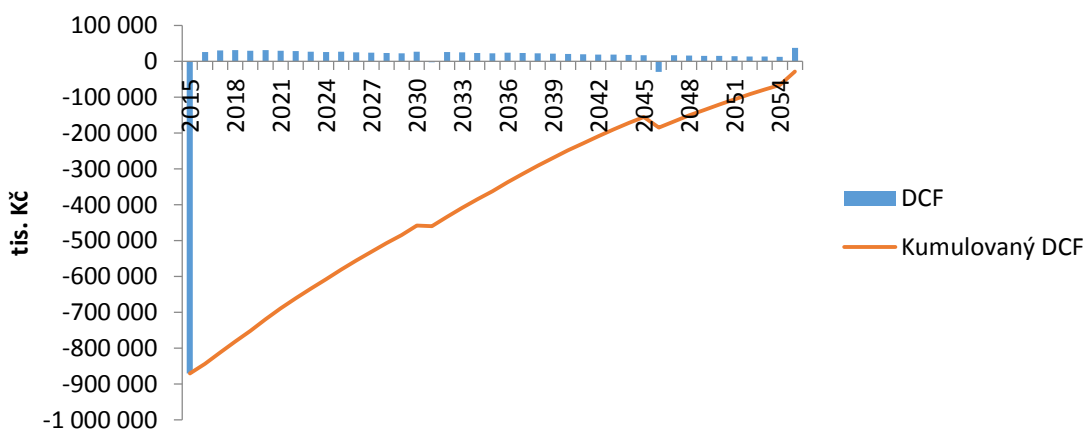
c) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ upravenými podľa podielu prvkov na majetku PREDi

Straty som ocenila, rovnako ako u hodnotenia v bode b), nákupnou cenou na hladine VVN vo výške 1243,51 Kč/MWh a 1280,82 Kč/MWh pre transformáciu VVN/VN. Pre výpočet príjmov som použila za rezervovaný výkon a cenou za použitie sietí pre VN vynásobenú podielom prvkov projektu na doterajšom majetku PREDi (38,5%) vo výške 69 319 Kč/MW a 19,2 Kč/MWh. Výsledky hodnotiacich kritérií som zhrnula v tabuľke 24 a vývoj diskontovaných CF zobrazuje graf 9.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	- 1 739 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	5,36 %
Prostá doba splácania	19,5 roku
Diskontovaná doba splácania	x

Tabuľka 24 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)

DCF investora



Graf 9 - Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)

Výstavba realizovaná v 2 etapách

Transformátor VVN/VN má straty na prázdno 21 kW, straty nakrátko 205 kW a menovitý výkon 63 MVA. Predpokladané investičné náklady v prvej etape sú nasledovné:

- TR 110/22 kV: 224 000 000 Kč
 - projektová príprava: 16 000 000 Kč
 - pozemok pre TR: 25 000 000 Kč
 - budova, napojenie na inžinierske siete, komunikácia: 95 000 000 Kč
 - technológia R 110 kV: 5 000 000 Kč
 - transformátory 110/22 kV: 15 000 000 Kč
 - montáž transformátorov: 8 000 000 Kč
 - technológia R 22 kV: 15 000 000 Kč
 - montáž R 22 kV: 5 000 000 Kč
 - ostatné: 30 000 000 Kč
 - zariadenie staveniska: 10 000 000 Kč
- káblový tunel: 120 000 000 Kč
- kábel 110 kV (1.): 265 000 000 Kč.

Celkové investičné náklady prvej etapy predstavujú 609 000 000 Kč. Predpokladané investičné náklady v druhej etape sú nasledovné:

- TR 110/22 kV: 101 000 000 Kč
 - technológia R 110 kV: 35 000 000 Kč
 - montáž R 110 kV: 15 000 000 Kč
 - transformátory 110/22 kV: 15 000 000 Kč
 - montáž transformátorov: 8 000 000 Kč
 - technológia R 22 kV: 15 000 000 Kč
 - montáž R 22 kV: 5 000 000 Kč
 - ostatné: 6 000 000 Kč
 - zariadenie staveniska: 2 000 000 Kč
- kábel 110 kV (2.): 165 000 000 Kč.

Celkové investičné náklady druhej etapy predstavujú 266 000 000 Kč.

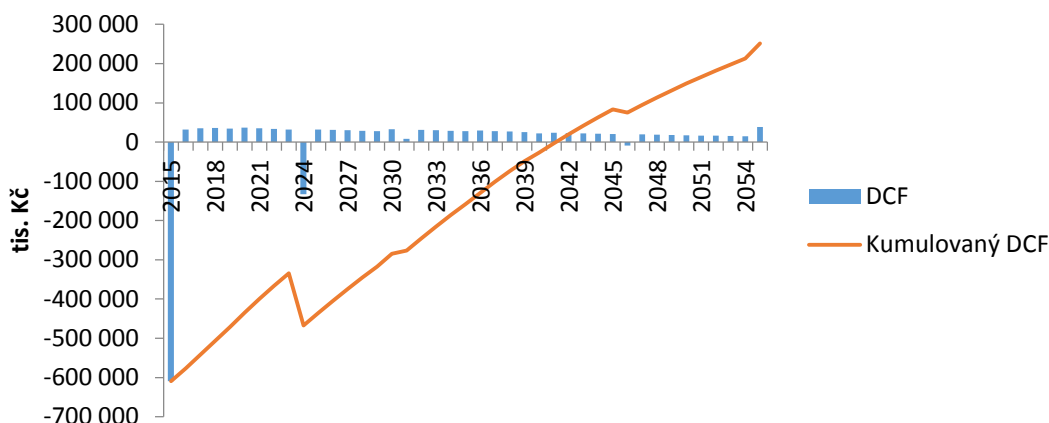
a) Ocenenie pomocou merných tržieb

Prenášaný výkon som ocenila mernými tržbami pre výkon pre kábel 110 kV vo výške 311,9 Kč/kW a práca cenou -0,00249 Kč/kWh. Pre transformáciu majú použité merné tržby výšku 658,4 Kč/kW a 0,02574 Kč/kWh. Straty som ocenila taktiež hodnotami spočítanými pomocou programu Merné tržby, teda 1,2962 Kč/kWh pre straty vo vedení a 1,2990 Kč/kWh pre straty v transformácii. Výsledky, ku ktorým som sa dopočítala, sú uvedené v tabuľke 25. Priebeh DCF v jednotlivých rokoch doby hodnotenia zobrazuje graf 10.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	15 546 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	7,56 %
Prostá doba splácania	17,2 roku
Diskontovaná doba splácania	26,1 roku

Tabuľka 25 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV pri použití merných tržieb

DCF investora



Graf 10 – Diskontovaný cash flow etapovej výstavby rozvodne 110/22 kV (merné tržby)

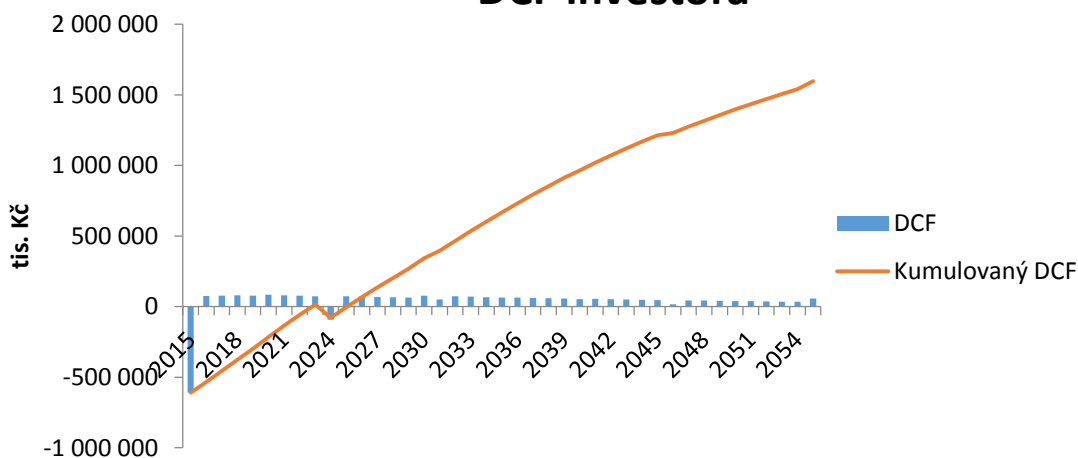
b) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ

Keďže všetky odbery sú realizované na VN a ERÚ nerozlišuje vedenie a transformáciu, musela som použiť cenu na hladine VN. Straty som ocenila nákupnou cenou na hladine VVN vo výške 1243,51 Kč/MWh a v transformácii VVN/VN 1280,82 Kč/MWh, ktorá vznikla vynásobením ceny nákupu elektrickej práce a koeficientu strát. Mesačná cena za rezervovanú kapacitu a za použitie sietí podľa ERÚ pre VN sú 180 051 Kč/MW a 49,88 Kč/MWh. Spočítané výsledky pre jednotlivé kritéria obsahuje tabuľka 26. Vývoj diskontovaných hotovostných tokov počas doby hodnotenia zobrazuje graf 11.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	98 817 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	16,53 %
Prostá doba splácania	6,3 roku
Diskontovaná doba splácania	7,8 roku

Tabuľka 26 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (ceny stanovené ERÚ)

DCF investora



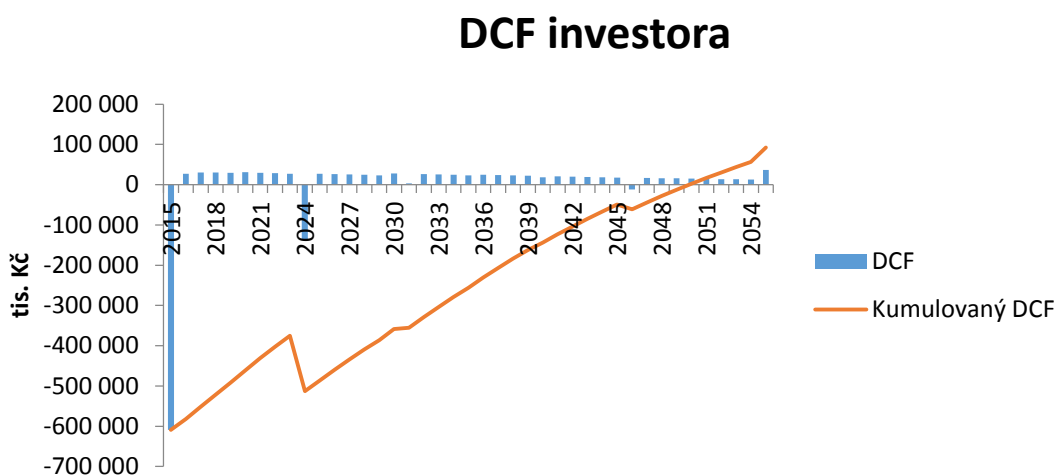
Graf 11 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (dvojzložková cena ERÚ)

c) Ocenenie cenami stanovenými ERÚ upravenými podľa podielu prvkov na majetku PREdi

Straty som ocenila, rovnako ako u hodnotenia v bode b), nákupnou cenou na hladine VVN vo výške 1243,51 Kč/MWh a 1280,82 Kč/MWh pre transformáciu VVN/VN. Pre výpočet príjmov som použila za rezervovanú kapacitu a cenou za použitie sietí pre VN vynásobenú podielom prvkov projektu na doterajšom majetku PREdi (38,5%) vo výške 69 319 Kč/MWh a 19,2 Kč/MWh. Výsledky hodnotiacich kritérií som zhrnula v tabuľke 27 a priebeh diskontovaných hotovostných tokov počas doby hodnotenia zobrazuje graf 12.

Ročná ekvivalentná hodnota NPV	5 731 000 Kč
Vnútorne výnosové percento IRR	6,32 %
Prostá doba splácania	19,3 roku
Diskontovaná doba splácania	34,8 roku

Tabuľka 27 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV pri použití cien ERÚ a podielu na majetku



Graf 12 - Diskontovaný cash flow etapovitej výstavby rozvodne 110/22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)

4.3 Zhodnotenie výpočtov

Vo všetkých troch investičných projektoch a všetkých príkladoch som prípadný rozdiel medzi dobou životnosti a dobou hodnotenia zahrnula predajom prvkov investície za zostatkovú hodnotu v poslednom roku doby hodnotenia. U každého projektu som pri použití merných tržieb použila tržbu spočítanú pre daný prvok. Pri hodnotení s ocenením cenami ERÚ a ocenením ich úpravou podľa podielu prvkov na majetku PREdi som používala ceny stanovené pre hladinu, na ktorej je realizovaný odber.

Po naštudovaní merných tržieb som uviedla v kapitole 3.3 očakávanie, že merné tržby prinášajú reálnejší obraz o ekonomickej efektívnosti investícií. Z výsledkov hodnotenia jednotlivých investičných akcií uvedených v kapitole 4.2 je vidieť, že merné tržby dávajú reálnejší obraz o kritériách rozhodovania realizácie daného projektu, čo je dané rozdielom metodík výpočtu uvedených v kapitole 3.3. Najväčší rozdiel medzi týmito dvoma spôsobmi ohodnotenia je vidieť na projekte rozvodne 110/22 kV. Zatiaľ, čo u merných tržieb najmä

u hodnotenia jednoetapovej výstavby rozvodne je IRR približne rovnaké ako WACC, ktorý stanovuje ERÚ každoročne pre PDS, IRR pre použitie cien ERÚ je viac ako dvojnásobkom WACC. V prípade realizovania celej investície v etapách vychádza IRR pre ocenenie cenami ERÚ až trojnásobok WACC. Pri pohľade na ročnú ekvivalentnú hodnotu NPV výstavby rozvodne 110/22 kV je v oboch prípadoch ročná ekvivalentná hodnota NPV u hodnotenia s ocenením cenami ERÚ minimálne o 80 miliónov Kč vyššia ako u ocenenia mernými tržbami. Ročná ekvivalentná hodnota NPV slúži pre porovnanie ekonomickej efektívnosti investície a slúži najmä pre porovnanie variant investície. Táto hodnota nepredstavuje presnú hodnotu peňazí, ktorú PREDi zarobí ročne. Keď porovnáam diskontovanú dobu splácania u týchto dvoch ocenení, ak spočítam príjmy cenou stanovenou ERÚ vychádza, že investícia bude splatená za tretinovú dobu, ako je doba splácania pri použití merných tržieb. Z porovnania výsledkov ročnej ekvivalentnej hodnoty NPV, IRR a dôb splácania je zrejmé, že etapovitá výstavba sa oplatí rozhodovateľovi viac, pretože všetky ukazatele nadobúdajú u etapovej výstavby lepších hodnôt.

Pri posudzovaní ekonomickej efektívnosti ostatných dvoch investícií, teda výstavby RS a káblu 22 kV, ukazuje použitie merných tržieb objektivnejšie výsledky všetkých ukazateľov oproti výsledkom s použitím cien ERÚ. Ďalej výsledky hodnotenia ukazujú, že výpočty s použitím cien z cenového rozhodnutia, ako som predpokladala, vyjdú vždy efektívne. Preto by som odporučila používať pre oceňovanie metódu merných tržieb, ktorá je podľa môjho názoru spoľahlivejšia v zmysle utvorenia si obrazu o efektívnosti investície. Merné tržby by mohli byť zbytočne zložité pri projekte v prípade, že bude mať PREDi počas doby hodnotenia len jedného odberateľa so známym odberom po celú dobu.

Hodnotenie pomocou poslednej metódy, používajúcej ceny z rozhodnutia ERÚ a podiel prvkov na majetku PREDi, vedie k rozumnejším výsledkom ako používanie samotných cien od ERÚ. Avšak tiež v určitých prípadoch nemusí viesť k objektívnemu výsledku, a to aj preto, že vychádza z metodiky používanej regulátorom pri výpočte cien, ktorá je odlišná od metodiky merných tržieb. Táto metodiky nie je podľa mňa správna v tom, že nezohľadňuje „zásluhu“ vyšších napätových hladín na tržbe danej hladiny, teda neprisudzuje časť tržieb z danej hladiny vyšším napätovým hladinám, ako som popísala v kapitole 3.1. Pri ocenení pomocou cien ERÚ upravených podľa podielu prvkov na majetku PREDi môže prísť napríklad k zmenám v majetku PREDi, čo môže ovplyvniť takýto výpočet. Tiež by mohol nastať prípad, že sa bude hodnotená investícia zahŕňať väčšinu prvkov v majetku PREDi, a potom bude táto metóda viesť k mylným záverom.

Záver

Cieľom tejto práce bolo rozobrať problematiku hodnotenia investícií v prostredí regulovanej distribučnej spoločnosti v sektore elektro-energetiky. Ďalej bolo jej úlohou zamerať sa na viacero spôsobov oceňovania predaja elektrickej energie a rozobrať ich nie len teoreticky, ale aj spočítať praktické príklady.

V prvej časti som zhrnula definíciu regulácie vo všeobecnosti. Naviazala som popisáním cenovej regulácie v energetickom odvetví v kontexte prirodzeného monopolu a Cenového zákona v Českej republike. Ďalej som uviedla kto je regulátor a jeho kompetencie Energetického regulačného úradu podľa Energetického zákona. Aby som sa v danej problematike lepšie orientovala a pochopila hlbšiu súvislosť pre ďalšiu prácu súvisiacou s touto tematikou v rámci mojej diplomovej práce, som si našťudovala a zosumarizovala metódy cenovej regulácie používané v Európskej únii. Popísala som spôsob cenovej regulácie v 4 vybraných štátoch EÚ. Taktiež som sa zaoberala reguláciou kvality dodávky elektrickej energie v európskom kontexte. V súvislosti s problematikou hodnotenia investícií v regulovanom odvetví som zhrnula metodiku regulácie cien distribučných spoločností elektrickej energie v ČR. Popísala som spôsob nastavenia parametrov – nákladov, odpisov a zisku pre činnosti PDS. Na to som naviazala úpravou povolených výnosov pre distribučné spoločnosti. Podrobnejšie som uviedla metodiku stanovenia cien za distribúcie elektrickej energie, ktorú používal ERÚ pre tretie regulačné obdobie.

V druhej kapitole som sa zamerala na dopady regulácie cien na investičné rozhodovanie. Popísala som čo sú to regulované aktíva a RAB, ktoré významne ovplyvňujú rozhodovanie o vynaložení prostriedkov na rozvoj distribučnej sústavy a výmeny stávajúcich prvkov siete. Ak ERÚ uzná vynaložené náklady na výstavbu za oprávnené a dostanú sa do RAB, má PDS zaručené, že sa premietnu v cenách za distribučné služby vydaných v cenovom rozhodnutí regulátora. Tiež môže rátať s výnosom vo výške WACC - vážených priemerných nákladov na kapitál, ktoré takisto určuje ERÚ každoročne. Ďalej som sa v tejto časti zaoberala cenovým rozhodnutím Energetického regulačného úradu a zahrnula som prehľad cien za distribučné služby, teda cenu za rezervovanú kapacitu PDS a cenu za použitie sietí PDS nad 1 kV pre jednotlivé hladiny v roku 2014 a 2015. S investičnými rozhodnutiami súvisí aj spoľahlivosť (kvalita) dodávky elektrickej energie. Zamerala som sa teda aj na ukazatele spoľahlivosti dodávky, ich vysvetlenie a spôsob výpočtu. Okrem štandardne používaných ukazateľov SAIFI, SAIDI a kombinovaného ukazateľa CAIDI som pridala popis ukazateľa fSP, ktorý vymyslela naša katedra pre lepšiu a presnejšiu kontrolu spoľahlivosti dodávky elektriny.

Tretia kapitola je tvorená zhrnutím teoretických poznatkov a mojich názorov k rozoberanej problematike. Venovala som sa v nej použitiu cien stanovených ERÚ pri hodnotení investícií a ich dopadu na rozhodnutie. Spracovala som princíp merných tržieb a prehľad vzorcov, ktoré platia pre ich výpočet. Táto teoretická príprava bola veľmi dôležitá pre praktickú časť diplomovej práce. K téme výpočtu príjmov z predaja elektriny pomocou merných tržieb alebo cien z rozhodnutí ERÚ som v tejto kapitole pridala svoj názor na problematiku. Ďalej som v tejto časti spracovala prehľad vývoja cien za distribučné služby od roku 2008, ktorý som ďalej využívala v praktickej časti pri výpočtoch k prijatiu predpokladov ovplyvňujúcich

hodnotenie ekonomickej efektívnosti investičných akcií, ako je vývoj cien počas doby hodnotenia investície. K vstupným údajom spracovávaným v tejto kapitole patrí aj ocenenie strát, ktoré som spracovala v poslednej podkapitole.

Posledná časť tejto práce je čisto praktická. Ako prvý krok som v spolupráci s katedrou spočítala merné tržby pre PREdi na rok 2014 a ich prehľad som uviedla v podkapitole 4.1. Okrem priemernej hodnoty tržieb, som uviedla aj tržby produkované konkrétnou hladinou, príspevok z nižšej hladiny prislúchajúci tejto hladine a platbu, ktorú by daná hladina mala zaplatiť najbližšej vyššej hladine za dodávku elektriny z nej. Tiež som uviedla prehľad merných nákladov na straty spočítaných na tomto princípe, ktorý bol popísaný v tretej časti. Ďalej táto časť obsahuje výsledky výpočtov kritérií hodnotenia investičných akcií pre tri projekty PREdi, a to výstavbu rozpínacej stanice 22 kV, káblu 22 kV a rozvodne 110/22 kV. Príklad rozvodne je rozdelený na dva prípady. V prvom je uvažovaná jednoetapová investícia, v druhom dvojetapová výstavba. Všetky projekty som hodnotila použitím troch spôsobov ocenenia predaja elektrického výkonu a práce, a to: pomocou merných tržieb, cenami stanovenými ERÚ a cenami stanovenými ERÚ upravenými podľa podielu prvkov investície na doterajšom majetku PREdi. V tejto súvislosti som použila dve ocenenia stratenej elektrickej práce. Pri použití merných tržieb som zohľadnila ceny na straty vypočítanými na princípe merných tržieb. U ostatných cien som použila na ocenenie strát náklady na nákup práce od PPS upravené o koeficient strát. Nakoniec som zhodnotila a porovnala výsledky týchto výpočtov v podkapitole 4.3.

Základné tvrdenie, že merné tržby vedú k objektívnejšiemu obrazu pri hodnotení ekonomickej efektívnosti investičnej akcie, som potvrdila výsledkami výpočtov. Odporučila by som využívanie tohto spôsobu oceňovania u PREdi, najmä pri rozhodovaní ekonomickej efektívnosti a výbere z viacerých variant pre jednu investičnú akciu.

Použité zdroje

- [1] KHEMANI, R. S. a D. M. SHAPIRO. Glossary of Industrial Organisation Economics and Competition Law. In: *OECD* [online]. 1993, 2002 [cit. 2014-10-02]. Dostupné z: <http://www.oecd.org/regreform/sectors/2376087.pdf>
- [2] Česká republika. Zákon č 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). In *Sbírka zákonů, Česká republika*. 2012, č. 90/2014 Sb., s 964. Dostupné z: <http://www.sbirka.cz/POSL4TYD/NOVE/14-090.htm>
- [3] Česká republika. Zákon č. 526/1990 Sb. o cenách ve znění pozdějších předpisů. In *Sbírka zákonů, česká republika*. 1990, č. 86/1990. Dostupné z: <http://aplikace.mvcr.cz/archiv2008/sbirka/1990/sb086-90.pdf>
- [4] FOUBÍK, Oldřich. *Regulace cen v energetice*. Praha, 2012. Diplomová práce. Fakulta elektrotechnická ČVUT v Praze. Vedoucí práce doc. Ing. Jiří Vašíček, Csc.
- [5] ACER/CEER. *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012*. 2013. Dostupné z: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf
- [6] Energetický regulační úřad. *Závěrečná zpráva Energetického regulačního úřadu o metodice regulace III. regulačního období včetně základních parametrů regulačního vzorce a stanovení cen v odvětví elektroenergetiky a plynárenství*. 2013.
- [7] KOLEKTÍV AUTOROV. *Mapping power and utilities regulation in Europe*. 2013. Dostupné z: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/\\$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf)
- [8] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví. Hodnoty parametrov pre rok 201x na výpočet miery výnosnosti regulačnej bázy aktív WACC. In: [online]. [cit. 2015-04-19]. Dostupné z: <http://www.urso.gov.sk/?q=search/node/wacc>
- [9] JAN, Oldřich. Regulované ceny v elektroenergetice pro rok 2014. *Energetický regulační úřad* [online]. 2014 [cit. 2015-04-19]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/elektrina/metodika-regulace>
- [10] NOVÁČKOVÁ, Tereza. Problémy regulace energetického sektoru jakožto přirozeného monopolu. Praha, 2011. Dostupné z: <http://ies.fsv.cuni.cz/default/file/download/id/17140> . Bakalářská práce. Univerzita karlova v Praze. Vedoucí práce PhDr. Petr Gapko.
- [11] Česká republika. Vyhláška ze dne 22. února 2012 o regulačním výkaznictví. In: *Sbírka zákonů*. 2012. Dostupné z: http://www.epravo.cz/_dataPublic/sbirky/2012/sb0023-2012.pdf

- [12] Energetický regulační úřad. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2013 ze dne 27. listopadu 2013, kterým se stanovují regulované ceny související s dodávkou elektřiny* [online]. Jihlava, 2013[cit. 2014-11-23]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/480760/ERV8_2013titul_konec_fin.pdf/133bfd09-2f67-4a08-844f-7ffce87b082a
- [13] Energetický regulační úřad. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2014 ze dne 25. listopadu 2014, kterým se stanovují regulované ceny související s dodávkou elektřiny* [online]. Jihlava, 2014[cit. 2014-11-23]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/613886/ERV_5_2014.pdf/07e2f39a-c098-4752-946b-9eb793ec4d36
- [14] Česká republika. Vyhláška č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona. In: *Sbírka zákonů*. 2005. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/475158/PTE_438.pdf/6cc398ad-6e1f-4a21-a5f5-764f09a3201f
- [15] VASTL, J., M. BENEŠ, O. STARÝ a J. VAŠÍČEK. *Spolehlivost a cena za distribuční služby SAIFI*. Praha, 2013. Výzkumná zpráva. V-I-P-X.
- [16] STARÝ, Oldřich. *Vliv inflace a daní na rozhodování*. Praha, 2011. Účetnictví a finance (přednášky) . ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická. Dostupné z: <https://ekonom.feld.cvut.cz/cs/student/predmety/ucetnictvi-a-finance>
- [17] STARÝ, Oldřich. *Rozhodovací metody pro výběr investic*. Praha, 2011. Účetnictví a finance (přednášky) . ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická. Dostupné z: <https://ekonom.feld.cvut.cz/cs/student/predmety/ucetnictvi-a-finance>
- [18] STARÝ, Oldřich. *Ekonomické hodnocení investic v energetice*. Praha, 1997. Habilitační práce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická.
- [19] VASTL, J., M. BENEŠ, O. STARÝ a J. VAŠÍČEK. *Měrné tržby PREDistribuce a.s.* Praha, 2011. Výzkumná zpráva. V-I-P-X.
- [20] Energetický regulační úřad. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2008-2013, kterým se stanovují regulované ceny související s dodávkou elektřiny* [online]. Jihlava, 2014[cit. 2014-11-23]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/elektrina/cenova-rozhodnuti/platna-cenova-rozhodnuti/archiv>
- [21] VASTL, J., M. BENEŠ, O. STARÝ a J. VAŠÍČEK. *Oceňování ztrát v distribuční síti PREDi pro výpočty ekonomické efektivity*. Praha, 2012. Výzkumná zpráva. V-I-P-X.
- [22] Míra inflace. *Český statistický úřad* [online]. 2014 [cit. 2015-04-29]. Dostupné z: https://www.czso.cz/csu/czso/mira_inflace_animovany_graf

Zoznam obrázkov

Obrázok č. 1 - Spôsob cenovej regulácie v Európe prevzaté z [7].....	14
Obrázok č. 2 - Voľba doby porovnania pre prvky s rovnakou dobou životnosti.....	29
Obrázok č. 3 - Voľba doby porovnania ako najmenší spoločný násobok doby životnosti	30
Obrázok č. 4 - Voľba najkratšej doby porovnania a použitie zostatkovej hodnoty prvkov	30
Obrázok č. 5 - Voľba doby porovnania ako najdlhšia doba životnosti	31
Obrázok č. 6 - Princíp delenia nákladov sériových prvkov	42
Obrázok č. 7 - Delenie nákladov paralelných prvkov	43

Zoznam tabuliek

Tabuľka 1 - príklady hodnôt WACC vybraných krajín EÚ (pre Fínsko v reálnej hodnote, pre ostatné krajiny v nominálnych hodnotách) [7, 8, 9].....	15
Tabuľka 2 - Cena za rezervovanú kapacitu PDS pre rok 2014 (VVN, VN).....	35
Tabuľka 3 - Cena za rezervovanú kapacitu PDS pre rok 2015.....	35
Tabuľka 4 - Cena za použitie sietí PDS nad 1kV na rok 2014.....	36
Tabuľka 5 - Cena za použitie sietí PDS nad 1kV na rok 2015.....	36
Tabuľka 6 - Cena za rezervovanú kapacitu PREDi na VVN.....	45
Tabuľka 7 - Cena za rezervovanú kapacitu PREDi na VN.....	46
Tabuľka 8 - Cena za použitie sietí PREDi na VVN nad 1kV.....	46
Tabuľka 9 - Cena za použitie sietí PREDi na VN nad 1kV.....	46
Tabuľka 10 - Priemerné merné tržby pre jednotlivé prvky za prácu a výkon.....	52
Tabuľka 11 – Merné tržby, ktoré daná hladina vytvára.....	52
Tabuľka 12 - Časť z merných tržieb (príspevok) z najbližšej nižšej hladiny.....	53
Tabuľka 13 – Platba za dodávku elektriny z najbližšej vyššej hladine.....	53
Tabuľka 14 - Náklady na straty vypočítané na princípe merných tržieb.....	54
Tabuľka 15 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití merných tržieb.....	56
Tabuľka 16 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití cien stanovených ERU.....	57
Tabuľka 17 - Výsledky výpočtov výstavby RS 22 kV pri použití dvojzložkovej ceny a podielu na majetku.....	57
Tabuľka 18 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití merných tržieb.....	58
Tabuľka 19 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití cien stanovených ERU.....	59
Tabuľka 20 - Výsledky výpočtov výstavby káblu 22kV pri použití cien ERU a podielu na majetku.....	60
Tabuľka 21 - vývoj odberu hodnotenej výstavby trafostanice VVN/VN.....	61
Tabuľka 22 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (merné tržby).....	62
Tabuľka 23 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (ceny ERÚ).....	62
Tabuľka 24 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku).....	63
Tabuľka 25 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV pri použití merných tržieb.....	64
Tabuľka 26 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV (ceny stanovené ERU).....	65
Tabuľka 27 - Výsledky výpočtov výstavby rozvodne 110/22kV pri použití cien ERU a podielu na majetku.....	66

Zoznam grafov

Graf 1 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (merné tržby).....	56
Graf 2 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (ceny ERÚ)	57
Graf 3 – Diskontovaný cash flow výstavby RS 22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)	57
Graf 4 – Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (merné tržby).....	59
Graf 5 – Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (ceny ERÚ)	59
Graf 6 - Diskontovaný cash flow výstavby káblu 22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)	60
Graf 7 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (merné tržby).....	62
Graf 8 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (dvojzložková cena ERÚ)	63
Graf 9 - Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku).....	63
Graf 10 – Diskontovaný cash flow etapovej výstavby rozvodne 110/22 kV (merné tržby)	65
Graf 11 – Diskontovaný cash flow výstavby rozvodne 110/22 kV (dvojzložková cena ERÚ)	65
Graf 12 - Diskontovaný cash flow etapovitej výstavby rozvodne 110/22 kV (cena ERÚ upravená podľa podielu na majetku)	66

Príloha 1

1) Príklad vzorca 3.14 pre premenné merné náklady na straty pre transformáciu VVN/VN

$$n_{w110/22} = k_{zw110} * n_{w110}$$

kde:

$n_{w110/22}$ = merné premenné náklady na straty v transformácii VVN/VN [Kč/MWh],

k_{zw110} = koeficient strát elektrickej práce vo vedení VVN [-].

2) Príklad vzorca 3.14 pre premenné merné náklady na straty pre hladinu VN

$$n_{w22} = n_{wz110/22} * k_{zw110/22}$$

kde:

n_{w22} = merné premenné náklady na straty vo vedení VN [Kč/MWh],

$k_{zw110/22}$ = koeficient strát elektrickej práce v transformácii VVN/VN [-].

3) Príklad vzorca 3.20 pre kapitálovú časť stálych merných nákladov pre NN

$$n_{k0,4} = (n_{ie22/0,4} * k_{m22/0,4} + n_{k22/0,4}) * k_{zp22/0,4}$$

kde:

$n_{k0,4}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu vo vedení NN [Kč/MW],

$n_{ie22/0,4}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady transformácie 22/0,4kV [Kč/MW],

$k_{m22/0,4}$ = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu na maximum napät'ovej hladiny 22/0,4kV [-],

$n_{k22/0,4}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu v transformácii 22/0,4kV [Kč/MW],

$k_{zp22/0,4}$ = koeficient strát výkonu v transformácii 22/0,4kV [-].

4) Príklad vzorca 3.20 pre kapitálovú časť stálych merných nákladov pre transformáciu VN/NN

$$n_{k22/0,4} = (n_{ie22} * k_{m22} + n_{k22}) * k_{zp22}$$

kde:

$n_{k22/0,4}$ = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu v transformácii VN/NN [Kč/MW],

n_{ie22} = merné kapitálové ekvivalentné náklady vedenia 22kV [Kč/MW],

k_{m22} = koeficient súdobosti maxima strateného výkonu na maximum napät'ovej hladiny 22kV [-],

n_{k22} = merné kapitálové ekvivalentné náklady strateného výkonu vo vedení 22kV [Kč/MW]

k_{zp22} = koeficient strát výkonu vo vedení 22kV [-].