



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

**Zajištění napájení distribuční sítě PREdistribuce, a.s.
z nadřazené přenosové soustavy ČEPS, a.s.
v dlouhodobé perspektivě**

*Provision of optimal power connection of distribution network PREdistribuce, a.s.
from superior transmission network ČEPS, a.s. in long perspective*

Diplomová práce

Diploma thesis

Studijní program: **EEM**, Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

Vedoucí diplomové práce: **Stanislav Votruba, M. Sc. RWTH**, PREdistribuce, a.s.

Bc. David Hampl

Praha 2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Haml** Jméno: **David** Osobní číslo: **406193**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Zajištění napájení distribuční sítě PREdistribuce, a.s. z nadřazené přenosové soustavy ČEPS, a.s. v dlouhodobé perspektivě

Název diplomové práce anglicky:

Provision of optimal power connection of distribution network PREdistribuce, a.s. from superior transmission network ČEPS, a.s. in long term.

Pokyny pro vypracování:

- zmapujte současný stav napájení distribuční sítě PREDi z přenosové soustavy
- proveďte predikci vývoje zatížení v distribuční síti PREDi s důrazem na uzlovou oblast Malešice
- sestavte variantní návrh koncepčního řešení zajištění napájení z nadřazené přenosové soustavy
- technicko-ekonomicky vyhodnoťte navržené koncepční varianty

Seznam doporučené literatury:

Fencel F.: Elektrický rozvod a rozvodná zařízení. ČVUT, 2009, 4. vydání. ISBN 978-80-01-04351-6.
Vastl J.: Management a ekonomika energetických soustav, A1M16MES [online]. 2016
PREdistribuce, a.s.: Podnikové normy [online]. 2016
ČEPS, a.s.: Kodex PS. ČEPS [online]. 2016

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Stanislav Votruba M.Sc.RWTH, PREdistribuce, a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017** Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2017**

Platnost zadání diplomové práce: **25.05.2018**

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Obsah

1. Úvod do problematiky.....	7
2. Analýza stávajícího stavu napájení distribuční sítě PREDi z přenosové soustavy	9
2.1. Historický rozvoj distribuční sítě PREDi a napájení z nadřazené přenosové soustavy.....	9
2.1.1. Provozovatel přenosové soustavy	10
2.1.2. Provozovatel distribuční soustavy	10
2.1.3. Současný stav distribuční sítě (DS) na území hlavního města Prahy	12
2.1.4. Vývoj napájení z přenosové soustavy.....	13
2.2. Vývoj zatížení zásobovacího území PREDi	18
2.2.1. Historický vývoj zatížení 1970 – 2018	18
2.3. Popis uzlových oblastí PREDi a jejich provozu	20
2.3.1. Spolehlivost jednotlivých oblastí.....	22
2.4. Územní problematika – proces připojení v podmínkách ČR.....	23
2.4.1. Zásady rozvoje PS	23
2.4.2. Zásady rozvoje DS.....	26
3. Predikce vývoje zatížení v DS PREDi s důrazem na uzlovou oblast Malešice	29
3.1. Problematika použité predikční metodiky.....	29
3.1.1. Popis metodiky výpočtu předpokládaného instalovaného výkonu.....	31
3.1.2. Analýza instalovaného výkonu území hl. m. Prahy	34
3.2. Východiska případové studie EGÚ – Napájení hl. m. Prahy	41
3.2.1. Stávající predikce zatížení pro zásobovací území severní části DS PREDi.....	41
3.2.2. Predikce zatížení DS v budoucím období dle studie EGÚ Brno, a.s.....	43
3.3. Analýza a predikce výkonového zatížení oblasti hl. m. Prahy	46
3.3.1. Analýza vývoje zatížení v krátkodobém časovém horizontu	50
3.3.2. Analýza vývoje zatížení v střednědobém časovém horizontu	50
3.3.3. Analýza vývoje zatížení v dlouhodobém časovém horizontu	52
3.3.4. Analýza vývoje zatížení – Metropolitní plán (nejdelší horizont)	52
3.4. Zaměření na uzlovou oblast Malešice	52
3.5. Vyhodnocení Top Down a Bottom Up analýzy.....	53
3.6. Predikce zatížení pro uzlovou oblast Malešice	54
3.6.1. Zaměření na vývoj zatížení v oblasti Malešice – Bottom Up analýza.....	55
4. Variantní návrh koncepčního řešení zajištění napájení z přenosové soustavy.....	58
4.1. Všeobecné podmínky pro definici variantního návrhu	58
4.1.1. Teoretická obnova stávající rozvodny Tr 220/110 kV Malešice	59
4.2. V.1. Nové před. místo z PS v místě stáv. TR 110/22 kV Sever	61
4.2.1. Stávající stav – rozvodna (transformovna) Tr 110/22 kV Sever	61
4.2.1. Navržený stav – rozvodna 400/110 kV Praha-Sever	62
4.2.1. Navržený stav – napojení na stávající vedení 400 kV	65

4.3.	V.2. Nové předávací místo z PS nad severní oblastí hl. m. Prahy	66
4.1.	Předpoklad technologické řešení pro variantní řešení V.1. a V.2.	67
4.1.0.	Technologické řešení pro variantu V.1.....	67
4.1.1.	Technologické řešení pro variantu V.2.....	69
4.1.2.	Rozvodna 400 kV – společná část pro variantu V.1. a V.2.	70
4.2.	Teoretické a legislativní zhodnocení var. řešení V.1. a V.2.....	70
5.	Technicko-ekonomické vyhodnocení navržených koncepčních variant	73
5.1.	Zvolení způsobu výpočtu ekonomické efektivity.....	73
5.1.1.	Problematika regulovaných výnosů, WACC.....	73
5.1.1.	Ekonomická efektivity – použitá kritéria	76
5.1.1.1.	Čistá současná hodnota (NPV).....	76
5.1.1.2.	Vnitřní výnosové procento (IRR).....	77
5.1.1.3.	Výnosnost investice (ROI)	77
5.1.1.4.	Prostá doba návratnosti (PP).....	78
5.1.1.5.	Diskontovaná doba návratnosti (DPP)	78
5.2.	Zavedení ekonomických předpokladů, parametry	79
5.2.1.	Stanovení doby pro porovnání, doba životnosti zařízení.....	79
5.2.1.	Stanovení diskontní míry r	82
5.2.2.	Metodika ekv. peněžních toků (rCF).....	83
5.2.2.1.	Zohlednění ostatních parametrů, výpočty a ocenění ztrát	84
5.1.	Přehled vstupních dat pro zhodnocení ekonomické efektivity variant V.1. a V.2.	87
5.2.	Ekonomické porovnání variant V.1., V.2. metodikou rCF	89
5.2.1.	Příklad výpočtu rCF.....	90
5.2.2.	Výsledné hodnoty z metodiky ekv. peněžních toků	92
5.3.	Výsledná data analýzy ekon. kritérií NPV, IRR, ROI a DPP	93
5.3.1.	Způsob výpočtu celkových výdajů v jednotlivých letech.....	93
5.3.2.	Způsob výpočtu celkových příjmů v jednotlivých letech.....	94
5.3.2.1.	Výsledná data pro porovnání variant V.1. a V.2.	97
5.3.2.2.	Výsledné závislosti	98
5.3.3.	Citlivostní analýza	99
5.3.3.1.	Změna predikovaného vývoje zatížení	99
5.3.3.2.	Změna míry diskontu.....	101
6.	Závěr	103
7.	Použité zdroje.....	106
7.1.	Seznam příloh	108
7.1.1.	Vložené přílohy – Citlivostní analýza NPV, IRR, změna P [MW]	109
7.1.2.	Vložené přílohy – Citlivostní analýza NPV, změna r [%].....	110

Prohlášení

Tímto prohlašuji, že jsem svou diplomovou práci vypracoval samostatně a použil jsem pouze podklady uvedené v příloženém seznamu použitých zdrojů.

Nemám žádný závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu §60 zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne 19.5.2017

Podpis

Anotace

V této diplomové práci se zabývám teoretickým pohledem a následnou analýzou stávajícího stavu vytížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy. Cílem této práce je nalezení vhodné doby a lokality pro realizaci nového uzlového bodu - rozvodny 400/110 kV pro posílení zejména severní části města s důrazem na uzlovou oblast napájenou rozvodnou Tr 220/110 kV Malešice.

V první části se věnuji teoretickému zmapování stávajícího stavu sítě. Dále se zaměřuji na výkonovou analýzu s následnou predikcí vývoje zatížení distribuční sítě v následujícím desetiletí. Při predikování vývoje budoucího zatížení se zaměřuji na uzlovou oblast Malešice. Nejprve vycházím z analýzy dat za pomoci tzv. Top Down analýzy. Následně predikovaná data porovnávám s konkrétními odhady budoucího vývoje zatížení, které jsem získal za pomoci tzv. Bottom Up analýzy. V této části jsem na základě predikce vytížení oblasti Malešice stanovil vhodné období pro realizaci nového uzlového bodu 400/110 kV.

Dále v této práci se snažím najít možné variantní řešení pro určení vhodné lokality pro realizaci nové rozvodny 400/110 kV. Stanovil jsem dvě možné varianty. V první variantě (s označením V.1.) předpokládám realizaci nové rozvodny s označením Tr 400/110 kV Praha-Sever, která by se nacházela u stávající transformovny Tr 110/22 kV Sever umístěné v městské části Čimice na území hl. m. Prahy. V druhé variantě předpokládám realizaci nové uzlové rozvodny v severní oblasti, a to nad hranicí hl. m. Prahy. V obou případech se počítá s napojením na stávající zdvojené venkovní vedení 400 kV (s označením V410), které se nachází severně nad územím hlavního města.

V závěru práce se věnuji technicko-ekonomickému porovnání variantního řešení. Jednotlivé varianty V.1. a V.2. vzájemně srovnávám s přihlédnutím k predikovanému zatížení v uzlové oblasti Malešice. Na základě těchto predikcí následně obě varianty testuji z hlediska ekonomické efektivity s požadavkem nalézt minimální diskontované doby návratnosti.

V úplném závěru jsem se zaměřil na citlivostní analýzu s cílem prozkoumání jednotlivých závislostí u „trendovaných“ parametrů, které mohou výrazně ovlivnit výsledné hodnoty. Na základě těchto výsledků doporučuji vhodnou variantu, která stanovuje předpokládanou dobu a místo konečné lokality pro realizaci nové uzlové rozvodny 400/110 kV.

Klíčová slova: transformovna 400/110 kV, transformovna 110/22 kV, instalovaný výkon, přenosová síť, ČEPS, a.s., distribuční síť, PREDistribuce, a.s., výkonová analýza – Top Down, Bottom Up, spotřeba elektrické energie.

Annotation

In this diploma thesis I deal with the theoretical view and the subsequent analysis of the current state of utilization of the distribution network in the territory of the City of Prague. The aim of this work is to find a suitable time frame and location for the realization of a new nodal point - the 400/110 kV substation for strengthening especially the northern part of the city, with emphasis on the area supplied from Tr 220/110 kV Malešice.

In the first part I deal with the theoretical mapping of the current state of the network, I also focus on the power analysis with the following prediction of the development of the load of the distribution network in the following decade. In predicting future load development, I focus on the Malešice node area. Firstly, I analyze the data using the Top Down analysis, then compare the predicted data with the specific estimates of the future development of the load I obtained with the help of the Bottom Up analysis. In this section, based on the prediction of the utilization of the Malešice area, I have set a suitable period for realizing a new 400/110 kV nodal point.

Furthermore, in this thesis I solve a possible variant solution for determination of suitable location for realization of new 400/110 kV substation. I have set two possible variants where in the first variant (with the designation V.1.). I envisage the realization of a new substation with the designation Tr 400/110 kV Praha-Sever, which would be located at the existing substation Tr 110/22 kV Sever, which is located in the city of Čimice in the territory of the city Prague. In the second variant I expect to implement a new nodal substation in the northern area, above the Prague. In both cases, it is intended to be connected to the existing 400 kV double overhead line (V410), which is located north of the capital city Prague.

At the end of my thesis I deal with the technical-economic comparison of the variant solution. I compare variants V.1. and V.2. to each other, taking into account the predicted load in the Malešice node area. Based on these predictions, I check economic efficiency with a requirement to find a minimum discounted return time. At the end of the thesis I deal with sensitivity analysis with the aim of examining individual dependences on "trended" parameters, which can significantly affect the resulting values. On the basis of these results, I recommend a suitable variant, which determines the expected time and place of the final site for the realization of a new 400/110 kV substation.

Key words: substation 400/110 kV, substation 110/22 kV, installed capacity, transmission network, ČEPS, a.s., distribution network, PREdistribuce, a.s., , power analysis – Top Down, Bottom Up, power consumption.

Poděkování:

Tímto bych rád poděkoval za všestrannou pomoc společnosti PREdistribuce, a.s., zejména mému vedoucímu práce Stanislavu Votrubovi, M.Sc. RWTH za vedení a celkově průběžnou pomoc při tvorbě práce, dále Ing. Vladimíru Svádovi za cenné informace z praxe. Dále bych chtěl poděkovat za spolupráci společnosti ČEPS, a.s., zejména Ing. Zdeňkovi Hruškovi, který se mnou konzultoval veškeré záležitosti týkající se převážně koordinace se společnostmi PREdistribuce, a.s. a ČEPS, a.s. Zároveň bych chtěl poděkovat Mgr. Zuzaně Zdražilové za komplexní korekturu mé práce s důrazem na správnou stylistiku textu. V neposlední řadě bych chtěl poděkovat celé své rodině za psychickou podporu během studií a závěrečné tvorbě této práce. A na závěr bych tímto velmi rád poděkoval za všestrannou pomoc a průběžnou konzultaci doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. z katedry Ekonomiky, manažerství a humanitních věd, ČVUT FEL.

1. Úvod do problematiky

Cílem diplomové práce je zmapování stávajícího stavu napájení distribuční sítě PREdistribuce, a.s. (dále PREdi) z nadřazené přenosové soustavy (ČEPS, a.s.), analýza budoucího vývoje zatížení v této oblasti a poté technicko-ekonomické zhodnocení budoucího koncepčního řešení napájení z přenosové soustavy s důrazem na uzlovou oblast Malešice. Tato uzlová oblast bude podrobena důkladné analýze možných scénářů vývoje zatížení. Předpokládá se, že Praha jako hlavní město České republiky se bude v následujících desetiletích stále více rozvíjet a tím se budou zvyšovat nároky na energetickou síť (nároky na spolehlivost a bezpečnost dodávky elektrické energie koncovým zákazníkům). V tuto chvíli se jedná až o 800 tisíc konečných odběrných míst, která se dle energetického zákona č. 458/2000 Sb. musí neustále udržovat v řádném provozuschopném stavu, jehož se dlouhodobě dosahuje strategickou obnovou a rozvojem energetické sítě.

Regionální distribuční společnost PREdi má na základě udělené 25leté licence zákonnou povinnost zajišťovat nepřetržitou dodávku elektrické energie z předávacích míst přenosové soustavy (ČEPS, a.s.) až do míst konečné spotřeby distribuční sítě (PREdi). Na základě toho se předpokládá, že stávající 3 uzlová předávací místa PS/110 kV z přenosové do distribuční sítě budou v budoucnu z pohledu referenčního růstu zatížení a požadavků zákazníků na nepřetržitou dodávku nedostačující. Bude proto nutné řešit posílení pražské aglomerace v podobě výstavby nového uzlového bodu umístěného v severní části Prahy, případně na jejím okraji (v součinnosti s distribuční soustavou ČEZ Distribuce, a.s.).

V úvodu této práce se budu zabývat historickým vývojem přenosové a distribuční soustavy v aglomeraci hlavního města a základy koncepčního řešení těchto sítí s tím, že objektivně zmapuji stávající stav zásobování elektrické energie na území hl. m. Prahy. Dále provedu analýzu stávajícího a predikci předpokládaného zatížení této oblasti. Zaměřím se na uzlovou oblast Malešice, jelikož právě tato uzlová oblast se v následujících letech blíží svým limitům vzhledem k důvodům, které rozebírám v této diplomové práci. Na základě důkladné analýzy budoucího vývoje zatížení stanovím koncepční varianty pro možného řešení zajištění bezpečné a spolehlivé dodávky el. energie. Zamyslím se nad možností modernizace stávající uzlové oblasti Malešice, která je ve stávajícím stavu napájena rozvodnou Tr 220/110 kV Malešice. Dále vezmu v úvahu možnost vybudovat nový uzlový bod 400/110 kV v severní oblasti hl. m. Prahy. A v druhé variantě budu počítat s možností realizace nového uzlového bodu 400/110 kV v severní oblasti nad hranicí města. Tyto varianty popíšu a poté technicko-ekonomicky zhodnotím v čtvrté a páté kapitole. Na závěr provedu citlivostní analýzu pro vybrané parametry, které mají na ekonomické vyhodnocení nejvýznamnější vliv. Cílem této práce bude predikce vhodného technického řešení a stanovení vhodného období pro realizaci nového uzlové bodu 400/110 kV.

Poznámka: V této práci budu vycházet z poznatků, ke kterým jsem dospěl ve své bakalářské práci „Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice“, což velmi úzce souvisí s tématem, kterým se zabývám v diplomové práci. Opět se jedná o posílení stávající distribuční sítě, ale s tím rozdílem, že se momentálně nezaměřuji pouze na konkrétní lokální oblast, ale na napájení celé severní oblasti hl. m. Prahy. Rozdíl oproti mé bakalářské práci bude v samotném energetickém řešení, neboť se budu zabývat napájením distribuční sítě severní oblasti hl. m. Prahy včetně rozšíření o rozvodnou část 420 kV, která bude napájena z přenosové energetické soustavy ČEPS, a.s. Hlavním cílem této práce bude nalezení vhodné varianty pro umístění a realizaci nového napájecího uzlového bodu 400/110 kV, který bude napájen z přenosové soustavy.

2. Analýza stávajícího stavu napájení distribuční sítě PREDi z přenosové soustavy

V úvodu této práce je potřeba se seznámit s elektrizační soustavou zkoumaného území hlavního města Prahy a s tím spojenou legislativou zkoumaného území hlavního města Prahy. Zaměřím se na stávající energetickou síť jak z pohledu místní regionální distribuční společnosti PREDi (PREdistribuce, a.s.¹), tak z pohledu nadřazené České přenosové energetické soustavy ČEPS, a. s.².

2.1. Historický rozvoj distribuční sítě PREDi a napájení z nadřazené přenosové soustavy

Historické pozadí energetiky hl. města Prahy.

Hlavní město České republiky je samo o sobě významnou metropolí. Je to centrum státní správy, sídlo prezidenta ČR, vlády či parlamentu a řady dalších významných institucí, nemocnic a kulturních zařízení. V roce 1897 byly na tomto území založeny tzv. Elektrické podniky královského hlavního města Prahy, které se v následujících desetiletích různě přejmenovávaly. Jejich dnešním následovníkem je Pražská energetika (PRE, a.s.).

V průběhu let došlo k postupnému vývoji energetické politiky. Mezi významné období patřil rok 2002, kdy na území České republiky započalo postupné otevření trhu s elektřinou. Významný byl 1. leden 2006, kdy se poslední skupiny zákazníků (tedy domácnosti) staly oprávněnými zákazníky s právem zvolit si svého dodavatele. Trh s elektřinou byl plně liberalizován a monopolní charakter zůstal pouze regulovaným činnostem, mezi které patří např. doprava elektřiny od výrobního zdroje prostřednictvím přenosového a distribučního systému. Naopak činnosti, ve kterých je možná konkurence, se buď částečně, nebo zcela přestaly regulovat. Jedná se o výrobu elektřiny, její dovoz a samotné obchodování. Součástí liberalizace byl tzv. „unbundling“, který představoval dle nařízení energetického zákona č. 458/2000 Sb³ velkou změnu v elektroenergetice. Provozovatelé distribučních soustav s více než 90 tisíci odběrateli byli od této doby povinni ze zákona oddělit činnosti distribuce elektřiny od ostatních licencovaných činností. V této době se to týkalo 3 regionálních distributorů elektřiny - společností ČEZ a.s., E.ON a.s. a PRE a.s. Od té doby se společnost Pražská energetika dělí na část obchodní (PRE, a.s.) a část distribuční PREdistribuce, a.s. (PREDi) a další jednotlivé subjekty, jako např. PREměření, a.s. aj.

V této části vycházím ze zdroje: *XI. Národní zpráva České republiky o elektroenergetice a plynárenství za rok 2006, ERÚ* a ze zdroje *VI. Hlavní milníky v historii DS, PREdistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

¹ **Společnost PREdistribuce, a.s.** – Jedná se o energetickou akciovou společnost, která spadá pod obchodní část mateřské společnosti PRE, a.s. Tato společnost společně se svými předchůdci je více jak 100 let distributorem elektřiny hlavního města Prahy. Po celá desetiletí se považuje za spolehlivou distribuční společnost od předacích míst přenosové soustavy po cca 780 000 přípojných míst koncových zákazníků.

² **Společnost ČEPS, a.s.** – Jedná se o státní akciovou energetickou společnost, která zajišťuje provoz přenosové soustavy na území České republiky. Tato soustava je propojená s evropskými soustavami zabezpečující akcionářům růst hodnoty společnosti.

³ **Energetický zákon č. 458/2000 Sb.** – Tento zákon obecně informuje o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích včetně změny některých zákonů. Konkrétně se jedná o základní právní předpis, který upravuje energetické odvětví v ČR týkající se elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství s přehledem práv a povinností fyzických a právnických osob. Tento zákon nabyl plné účinnosti dne 1. ledna 2001 a nahradil tehdejší energetický zákon č. 222/1994 Sb.

2.1.1. Provozovatel přenosové soustavy

Provozovatel přenosové soustavy (zkráceně PPS) na základě uzavřených smluv poskytuje přenos elektrické energie, řídí toky elektřiny v přenosové soustavě při dodržování a respektování mezinárodních přenosů elektřiny mezi propojenými soustavami ostatních států včetně spolupráce s provozovateli distribučních soustav. Dále zajišťuje systémové a podpůrné služby, rovnováhu výroby a spotřeby včetně strategického přerozdělování přeshraniční kapacity formou aukcí.

Mezi základní činnosti patří:

- **Dispečerské řízení** – zajištění spolehlivého a bezpečného provozu elektrizační soustavy ČR.
- **Systémové služby (SyS)** – zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny na úrovni přenosové soustavy (PS) při současném plnění mezinárodních závazků a podmínek propojené elektrizační soustavy České republiky.
- **Podpůrné služby (PpS)** – zajištění prostředků pro zajištění podpůrných služeb (PyP). Jedná se o činnosti jak fyzických, tak právnických osob pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektrické energie v rámci elektrizační soustavy ČR.
- **Přenosové služby (PřS)** – jedná se o základní činnost společnosti ČEPS, a.s. Přenosové služby obecně spočívají v přenosu elektrické energie z míst výroby do míst koncové spotřeby (do distribuční úrovně elektroenergetické sítě). Tento přenos se realizuje jak vnitrostátně (v rámci ES na území ČR), tak i mezinárodně v rámci přeshraničního přetoku vyrobené el. energie.
- **Zahraniční spolupráce** – společnost ČEPS, a.s. na území ČR spolupracuje bilaterálně se sousedními provozovateli přenosových soustav: Německem, Rakouskem a Slovenskem. Dále probíhá spolupráce v rámci regionu východní a střední Evropy.

Provozovatel přenosové energetické soustavy na území České republiky musí být držitelem licence dle podmínek stanovených energetickým zákonem. Hlavní zásadou provozovatele přenosové soustavy je zajištění přenosu elektrické energie z míst výroby do míst spotřeby, tedy do částí distribučních soustav a zajištění stability soustavy jako celku. Hlavním a zároveň jediným provozovatelem přenosové soustavy elektrické energie na území České republiky je společnost Česká energetická přenosová soustava (zkráceně ČEPS, a. s.).

V této části vycházím ze zdroje: *VIII. Česká přenosová soustava. ČEPS, a.s.* (viz seznam použité literatury).

2.1.2. Provozovatel distribuční soustavy

Provozovatel distribuční soustavy (zkráceně PDS) má za úkol zajistit spolehlivý provoz, obnovu a odpovídající rozvoj distribuční soustavy na území, které je přímo vymezené licencí dle

energetického zákona č. 458/2000 Sb. Provozovatele distribučních soustav obecně rozlišujeme dle spravovaného území na tzv. regionální distribuční společnosti (RDS – např. PREDi), které jsou přímo připojené do přenosové sítě (ČEPS, a.s.) a lokální distribuční společnosti (LDS), které jsou lokálně připojené v místní regionální distribuční síti. Mezi regionální energetické distribuční společnosti řadíme společnost E.ON Distribuce a.s. operující převážně na jižní části ČR, dále PREDistribuce, a.s. operující výhradně na území hlavního města Prahy a přilehlého města Roztoky. Nejrozsáhlejším regionální distribuční společností je ČEZ Distribuce, a.s. operující na zbytku území ČR.

Poznámka: Dle energetického zákona č. 458/2000 Sb. musí být distribuční společnosti na území ČR držitelem tzv. licence na distribuci elektrické energie, tudíž konkrétním licencovaným distributorem elektrické energie na vymezeném území, kde vykonává licencované činnosti.

V této části vycházím ze zdroje: VII. *Pravidla provozování lokální distribuční soustavy. Energetický regulační úřad* (viz seznam použité literatury).

Historický rozvoj distribuční sítě (DS) a distributora PREDi na území hl. m. Prahy

- 1. 9. 1897 – založení Elektrických podniků královského hlavního města Praha.
- Malé parní elektrárny Žižkov, Smíchov, Karlín apod.
- 1900 – první větší energetický zdroj v Holešovicích, celkem napájel 43 trafostanic.
- 1926 – zprovoznění první rozvodny VVN – Tr 100/22 kV (Praha-Sever 1).
- 1928 – zprovoznění rozvodny 100/22 kV Praha Jih včetně areálu údržby.
- 1956-1963 – realizace rozvodů Tr Karlov 22/3 a 22/6 kV, Praha-Východ 110/22 kV; R 110 kV Praha Sever II.
- 1963 – zprovoznění části 110/22 kV v Tr 220/110/22 kV Malešice.
- 1966-1980 – uvedení dalších rozvodů Tr 110/22 kV do provozu (Chodov, Holešovice, Lhotka, Praha-Střed ad.).
- 1985-1993 – uvedení dalších rozvodů do provozu (Tr 110/22 kV Jinonice, Zbraslav, Pražáčka ad.).
- 1. 1. 1994 – vznik akciové společnosti Pražská energetika, a.s. (zkráceně PRE, a.s.).
- 1998-2005 – založení dalších dceřiných společností + realizace dalších rozvodů 110/22 kV.
- 2005 – v rámci tzv. „unbundlingu“ vznik 100% dceřiné společnosti PREDistribuce, a.s.
- 2006 – průběh „unbundlingu“ + k 1. 1. 2006 liberalizace elektroenergetického trhu.
- 2007-2010 – rozšiřování distribuční sítě (Tr Pankrác – posílení městské oblasti Pankrác).
- 2012-2016 až současnost – dokončování rozvodny Tr 110/22 kV Karlín (2018), Tr Uhřetěves 110/22 kV (2017) aj.

V této části vycházím ze zdroje: VI. *Hlavní mezníky v historii DS, PREDistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury), včetně pomoci p. Ing. Vladimíra Svády ze společnosti PREDistribuce, a.s. (historické pozadí distribuční sítě na území hl. m. Prahy)

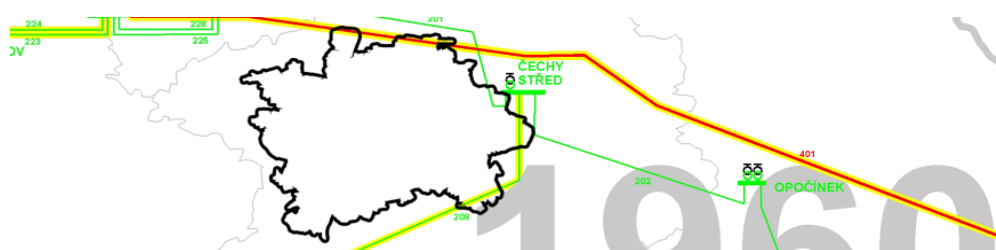
Poznámka: Celkový instalovaný výkon stále roste v závislosti na plánovaném rozvoji a požadavcích nových odběrných míst. V budoucnu se počítá s navýšením počtu výstavby nových rozvodů 110/22 kV (např. Tr Písnice, Tr Slivenec, Tr Ruzyně atd.) podle územního plánu hlavního města Prahy pro nové potřeby (podzemní síť metra, rozšíření letiště, postupné zahuštění developerskou a průmyslovou stavbou).

2.1.4. Vývoj napájení z přenosové soustavy

V další části jsem se zaměřil na analýzu vývoje elektrizační sítě přenosové energetické soustavy ČEPS, a.s. s návazností na vývoj distribuční sítě společnosti PREDi na území hl. m. Prahy. Pro lepší představu jsem si vybral několik schémat elektrizační sítě České republiky s důrazem na okolí pražské aglomerace. Pro všeobecný přehled o vývoji elektrizační sítě na území České republiky je součástí přehledu i informace o vývoji celkové **tuzemské brutto spotřeby elektrické energie**⁵.

Poznámka: Převzato z interní prezentace společnosti ČEPS, a.s., grafické zpracování EGÚ Brno, a.s. (viz použitá literatura). Jednotlivé obrázkové výřezy jsem pro lepší orientaci opatřil siluetou hraničního území hl. m. Prahy.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 1960



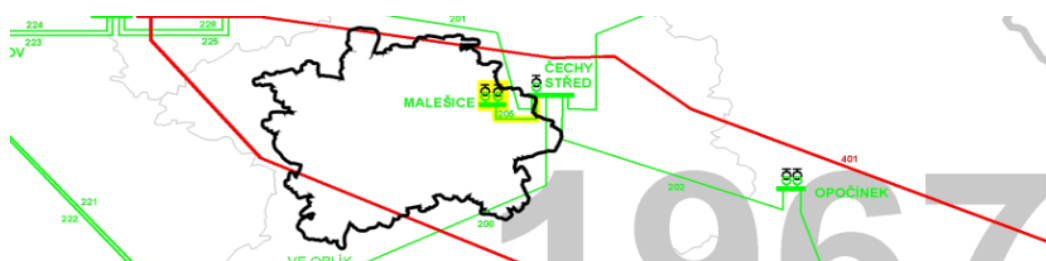
Obr. 2 – Stav sítě v ČR k roku 1960⁶

Poznámka: Legenda k obrázkům: Zelené linie vyznačují vedení 220 kV a naopak červené linie vyznačují vedení 400 kV.

K roku 1960 byla ve Středočeském kraji, katastrálního území Mochov uvedena do provozu významná rozvodna Tr 220/110 kV Čechy-Střed.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR: 20,3 TWh.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 1967



Obr. 3 – Stav sítě v ČR k roku 1967

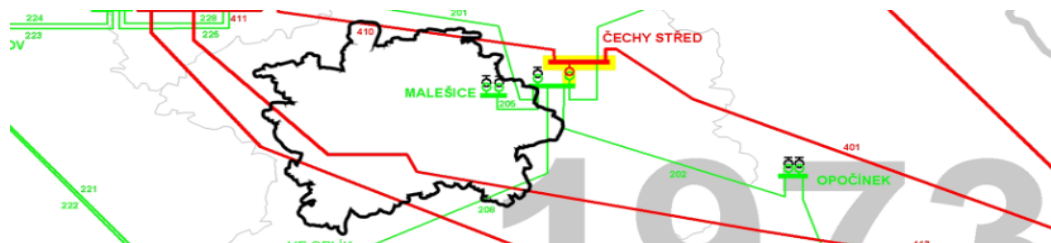
⁵ Tuzemská BRUTTO spotřeba (TBS) = tuzemská NETTO spotřeba (TNS) + spotřeba na přečerpání vodních elektráren (PVE) + technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu tepla TVSt (ERÚ – Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2016).

⁶ 2. – 8. Použitý obrázek (výřezy prezentace) – Vývoj ES v ČR 1967-2025 [interní prezentace], 26.9.2016 – Kritická infrastruktura energetiky, bezpečnost dodávek energie v mimořádných stavech. Ing. Miroslav Vrba, ČEPS, a.s., grafické zpracování podkladů EGÚ Brno, a.s.

K roku 1967 byla na území hl. m. Prahy uvedená do provozu nová rozvodna Tr 220/110 kV Malešice. V průběhu let od roku 1960 do roku 1967 dále došlo k rozšíření napájecích vazeb z rozvodny Tr 220/110 kV Čechy-Střed k rozvodně Tr Milín, Tr Bezděčín a následnému propojení v roce 1976 k Tr 220/110 kV Malešice.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR: 29,2 TWh.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 1973

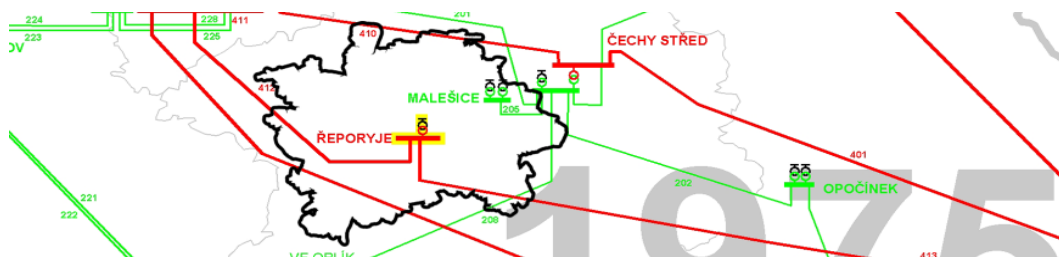


Obr. 4 – Stav sítě v ČR k roku 1973

K roku 1973 byla rozšířena rozvodna Tr Čechy-Střed z původní napěťové hladiny 220 kV na vyšší napěťovou hladinu 400 kV.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR: 40,6 TWh.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 1975

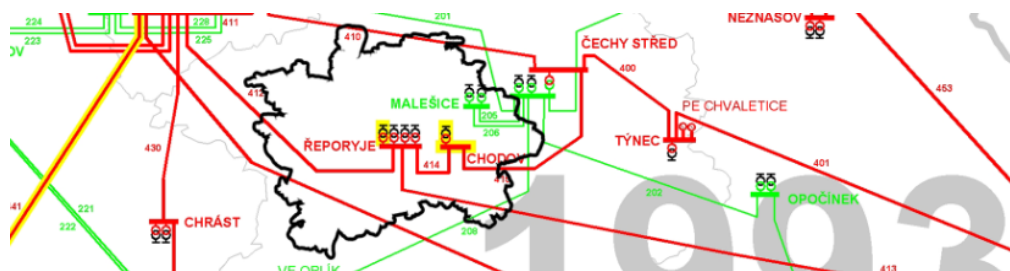


Obr. 5 – Stav sítě v ČR k roku 1975

K roku 1975 byla na území hl. m. Prahy uvedena do provozu rozvodna Tr 400/110 kV Řeporyje. Jednalo se o vznik prvního uzlového bodu na území hl. m. Prahy, který je napájen z vyšší napěťové hladiny 400 kV (ZVN). K roku 1985 byl uveden do provozu paralelní propoj 400 kV mezi rozvodnou Tr Řeporyje a Tr Čechy-Střed.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR: 44,2 TWh.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 1993



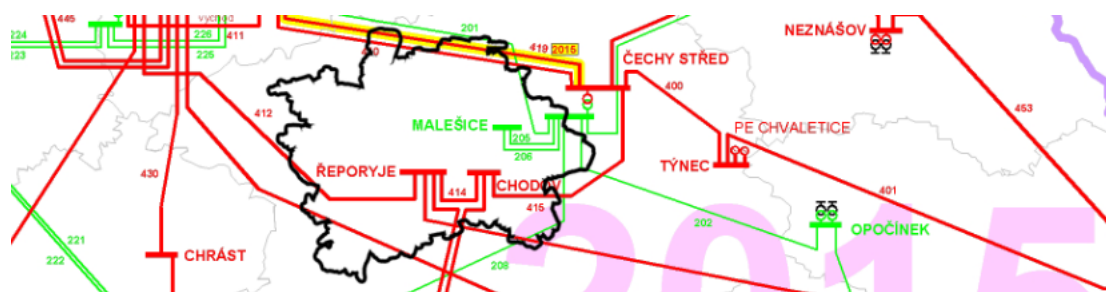
Obr. 6 – Stav sítě v ČR k roku 1993

K roku 1993 byla uvedena do provozu další rozvodna Tr 400/110 kV Chodov. Využilo se realizovaného paralelního propojení 400 kV mezi rozvodnou Tr Čechy-Střed a Tr Řeporyje. Díky tomu se v tomto období na území hl. m. Prahy zrealizoval druhý uzlový napájecí bod z napěťové hladiny 400 kV.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR: 56,7 TWh.

Stav sítě z pohledu rozvoje přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, rok 2015

Poznámka: pro rok 2016, 2017 prozatím neměnný stav

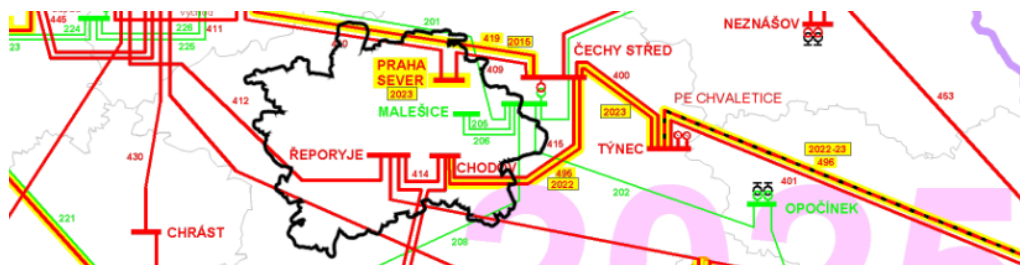


Obr. č. 7 – Stav sítě v ČR k roku 2015

V průběhu let 2014-2015 došlo ke zdvojení venkovního vedení (linky 410) napěťové hladiny 400 kV spojující rozvodnu Tr 400/110 kV Výškov a Tr 400/110 kV Čechy-Střed. Tento milník je pro současný stav napájení distribuční sítě hl. m. Prahy velmi důležitý, neboť právě v budoucnu bude pravděpodobně řešit otázku možného napájení nové rozvodny Tr 400/110 kV v severní oblasti města. Využije se tak zdvojeného vedení 400 kV pro následné vyvedení napájecí smyčky pro novou rozvodnu 400/110 kV, která bude realizovaná v severní oblasti hl. m. Prahy.

Poznámka: Tehdejší celková brutto spotřeba el. energie v ČR k roku 2012: 70,4 TWh.

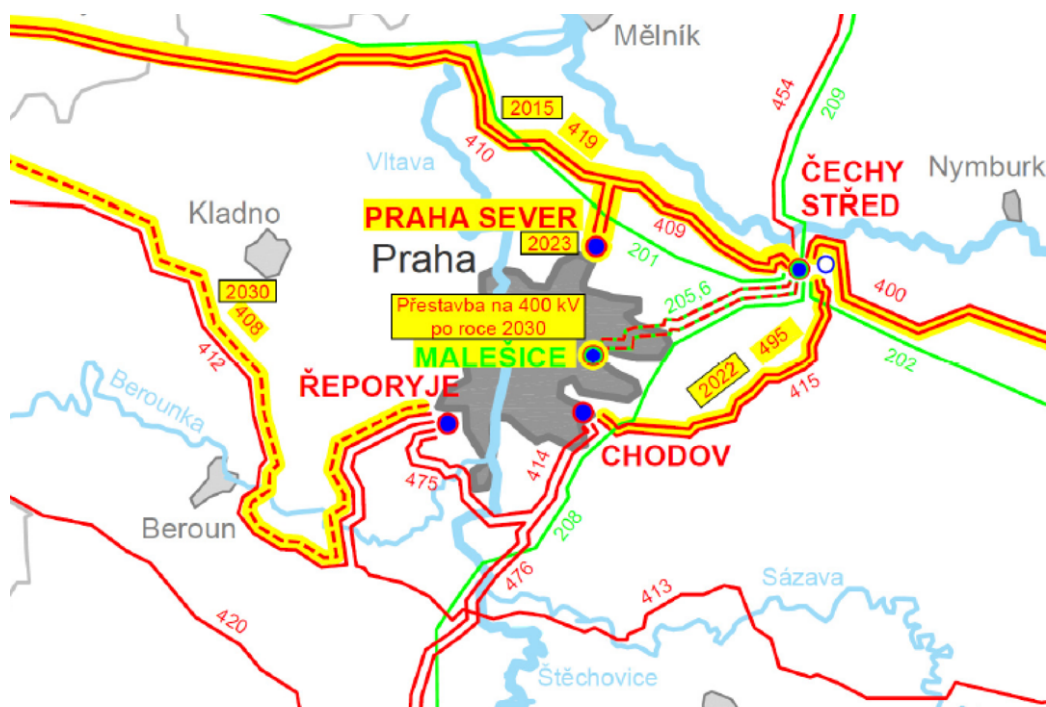
Předikovaný rozvoj přenosové soustavy (PS) v okolí Prahy, predikce k roku 2025



Obr. 8 – Stav sítě v ČR k roku 2025

Tento obrázek představuje ukázkou plánovaného rozvoje části přenosové soustavy 400 kV do roku 2025. Zde se jedná pouze o výřez z původního schématu pro obnovu přenosové sítě celé České republiky, ale přesto je zde zachycená změna, která je pro mou práci velmi podstatná. Jedná se o využití plánovaného posílení stávající linky 400 kV mezi rozvodnou Tr Čechy-Střed a rozvodnu na severní části České republiky Tr Výškov. Právě na toto zdvojené vedení 400 kV se dlouhodobě plánuje připojení („zasmyčkování“) nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever.

Přehledové schéma predikovaného stavu sítě v okolí hl. m. Prahy po roce 2025



Obr. 9 – Předpokládaný vývoj sítě v okolí území hl. m. Prahy do roku 2030⁷

Výše v práci jsem se zmiňoval, jak je z obrázku pro rok 2025 patrné, že elektrizační síť hl. m. Prahy je již téměř po desetiletí v provozu na pouze dvou nadřazených uzlových bodech PS/110 kV (tzv. 2 nohy – pozn. „3. noha“ včetně Tr Malešice). **V rámci dodržení povinností rozvoje sítě při zvyšujících se požadavcích na energetickou síť plynoucích z energetického zákona je v nejbližší době nutné vybudovat 4. uzlový bod z vyšší napěťové hladiny 400 kV (viz obr. 9 – naznačení předpokládané lokality pro realizaci rozvodny 400/110 kV Praha-Sever – dle ÚP. Prahy).**

Poznámka: Problematice takto velkého zásahu do stávající elektrizační sítě se věnuji v následující kapitole, která se zabývá právě současným a budoucím vývojem zatížení v oblasti pražské metropole – projekt SNAPA.

Bližší informace o připravovaném projektu SNAPA (Spolehlivé Napájení Pražské Aglomerace)

Jedná se o projekt ve spolupráci společnosti ČEPS, a.s. a PREdistribuce, a.s. a ve spolupráci ČEZ Distribuce, a.s. s cílem vytvořit strategický a harmonizovaný plán pro obnovu a rozšíření stávající přenosové a distribuční sítě v okolí hl. m. Praha. Tento projekt dokladuje vzájemnou provázanost jak provozovatele přenosové soustavy (společnosti ČEPS, a.s.) tak obou distributorů (PREdistribuce, a.s. a ČEZ Distribuce, a.s.) do aktuální problematiky spočívající v dlouhodobém horizontu nedostatečné kapacity pro zásobování pražské distribuční sítě.

Poznámka: Tento pohled je ze širší perspektivy. Projekt SNAPA se zabývá posílením Prahy jako celku, přesto jsem projekt rozhodl uvést, neboť se týká i problematiky posílení severní části Prahy

⁷ 9. Použitý obrázek – Vývoj ES v Praze do roku 2030 [online], dostupný: 20.10.2016 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>

Mezi hlavní body tohoto projektu patří:

- Za účelem uvědomění si významnosti hl. m. Prahy zpracovat data a zkušenosti z posledních zaznamenaných poruch, které svou povahou vychází ze selhání napájení právě přenosové sítě, které vede následně k selhání napájené distribuční sítě.
- Probíhající a budoucí změny jak v PS, tak v DS včetně udržení/zvýšení standardů spolehlivosti zásobování elektrickou energií.
- V poslední řadě se jedná o možném tzv. útlumu stávající sítě 220 kV, neboť se vzhledem k budoucí strategii obnovy přenosové sítě počítá s rozvojem u nás nejvyšší napěťové hladiny 400 kV. S tím předpokladem, že se stávající rozvody napěťové hladiny 220 kV budou postupně „přeizolovávat“ na vyšší napěťovou hladinu 400 kV. Nebo se stávající sítě 220 kV při budoucích obnovách zcela zruší.

V této části vycházím ze zdroje: *IX. Kritická infrastruktura energetiky, bezpečnost dodávek energie v mimořádných stavech, ČEPS, a.s. Ing. Miroslav Vrba* (viz seznam použité literatury).

Společnost ČEPS již v tomto období (2015-2017) zrealizovala posílení stávající linky o napěťové hladině 400 kV spojující rozvodnu Tr Výškov a Tr Čechy-Střed (linka s provozním označením 410). S tím se postupně začala projednávat možnost výstavby nové rozvodny Tr 400/110 kV s pojmenováním Praha-Sever. Současně s tím se začal plánovat postupný „útlum“ elektrárenských zdrojů **EMĚ1 a EMĚ2**⁸ (původní již nevyhovující elektrárenská zařízení – viz poznámka pod čarou). V případě realizace nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha–Sever se předpokládá tzv. paralelní provoz rozvodn Tr Chodov a Tr Řeporyje. S následným zrealizováním nové linky transformovny 400/110 kV Mílín s plánovaným propojením mezi rozvodnami Tr Řeporyje a Tr Mílín. Tímto způsobem by mohl být zrealizovaný jakýsi „ideální“ scénář rozvoje přenosové a distribuční části sítě na území hl. m. Prahy a okolí v budoucích letech. Otázkou však zůstává, jak a zda vůbec bude možné tyto realizace provést ať z pohledu ekonomického, technického a nebo legislativního? Proto se budu dále v této práci zabývat touto problematikou s cílem nalezení vhodné varianty, kterou by se vyřešilo právě posílení severní oblasti hl. m. Prahy. Mezi další alternativy by potom vešla v úvahu výše zmíněná varianta v podobě přestavby, resp. „přeizolování“ stávající rozvodny Tr Malešice 220/110 kV na vyšší napěťovou hladinu 400 kV s cílem vytvořit nový 4. uzlový bod (respektive 3. uzlový bod z hladiny ZVN) Tato varianta včetně dalších možných variant však závisí na technických a ekonomických podmínkách, které se pokusím vyřešit v průběhu této práce.

⁸ **EMĚ 1,2, (3)** – V energetice se zkratka „EMĚ“ používá pro elektrárenské zařízení Mělník. Jedná se o teplárnu, která pracuje v tzv. kombinovaném cyklu, tedy vyrábí jak tepelnou, tak elektrickou energii. Jedná se o elektrárnu, která je nejbližší umístěna k hl. městu Praha (pouhých 13 km pod soutokem řek Labe a Vltava). V současné době disponuje instalovaným výkonem 4 x 60 MWt (EMĚ I), 2 x 110 MWt (EMĚ II) a 1 x 500 MWt (EMĚ III). V současné době spadá tato elektrárna do programu útlumu uhelných zdrojů (ekologicko-ekonomické důvody), kdy se předpokládá postupný útlum částí EMĚ III a následně v letech 2016-2020 i útlum částí EMĚ I a EMĚ II.

2.2. Vývoj zatížení zásobovacího území PŘEdi

Distribuční síť na území hl. m. Prahy zaznamenala prudký rozvoj již v sedmdesátých letech, kdy bylo dosaženo téměř 2/3 ze současného zatížení. Nicméně zatížení distribuční sítě stále rostlo s meziročním tempem růstu proměnně od 2 až do 5 % za rok, přitom referenční růst se předpokládal pouze kolem 1-2 % ročně. Dále byl zajímavý rok 1993, ve kterém se poprvé začalo využívat technologie pro hromadné dálkové ovládání zařízení (zkráceně HDO – viz problematika dále), kdy se spíše experimentálně regulovaly velké odběry u koncových zákazníků s cílem predikovat a regulovat průběh diagramu zatížení elektrizační soustavy na území hl. města Prahy. Postupně se využívání HDO stalo jedním z významných způsobů řízení zatížení soustavy. Díky získaným poznatkům z regulace zatížení se začalo vycházet ze zkušeností ohledně změny zatížení během změny ročního období, kdy se v zimních měsících obecně dosahovalo vyššího zatížení a naopak v letních měsících se dosahovalo zatížení nižšího. Bylo to způsobené zejména tehdy nekvalitním zateplením objektů a využíváním energeticky náročných přímotopných zařízení. Tento trend se však postupem času zcela otočil, neboť v současné době se letní měsíce svým zatížením přibližují spíše zimním měsícům. Dochází tak k zrovnoměnění diagramu zatížení. Dnešní hodnoty dosahují min. 850 MW stálého zatížení (pracovní dny) bez ohledu na změnu ročního období (změnu podnebí) a maxim ve výši 1100-1200 MW. Zajímavostí je, že dle odhadů je v klimatizačních jednotkách v Praze instalováno kolem 150 MW výkonu, což je hlavním důvodem sblížení zimních a letních maxim. Pro energetiku to může vytvářet nevýhodnou pozici z technického hlediska, neboť stávající elektroenergetická síť je sice plně provozuschopná, ale je potřeba ji v pravidelných časových intervalech obnovovat a rozšiřovat. Veškeré tyto obnovy a rozšíření se v minulosti ze strategických důvodů plánovaly na období letních měsíců ať už z klimatického, tak hlavně z technického hlediska, neboť se využívalo faktu nižšího zatížení a tím teoreticky nižšího rizika případného výpadku el. energie v důsledku manipulace na el. zařízení.

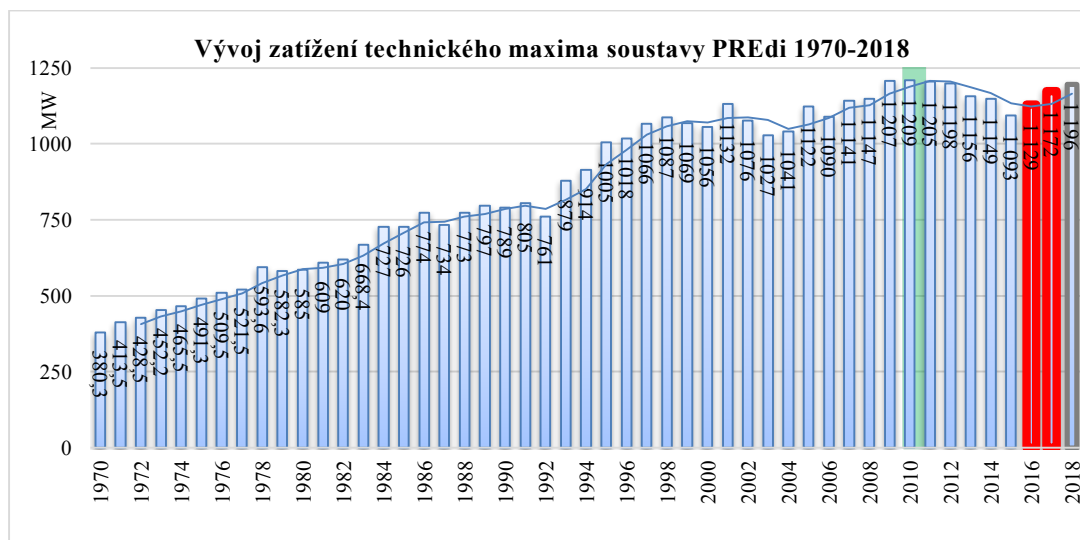
Otázkou stále zůstává, kdy bude vhodné období na případné zásahy do stávající sítě, když se postupně vyrovná zatížení sítě v letních měsících se zatížením sítě v zimních měsících? Odpovědí může být celkové zvýšení zabezpečení sítě v podobě vhodného rozšíření, jako je navýšení instalovaného výkonu v uzlových bodech sítě. Součástí řešení této problematiky, tak může být strategické vybudování nového uzlového bodu na severní straně Prahy - rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever.

2.2.1. Historický vývoj zatížení 1970 – 2018

Rok	Datum měř.	Zatížení [MW]	Přírůstek [%]	Poznámka
2011	01.02.11	1205	-0,33%	dle Lancelot
2012	/	1198	-0,58%	dle Lancelot
2013	/	1156	-3,51%	dle Lancelot
2014	/	1149	-0,61%	dle Lancelot
2015	/	1093	-4,87%	dle Lancelot
2016	20.01.16	1129	3,29%	dle Lancelot
2017	05.12.17	1172,4	3,84%	dle Lancelot (akt.)
2018	/	1195,848	2,00%	PREDIKCE

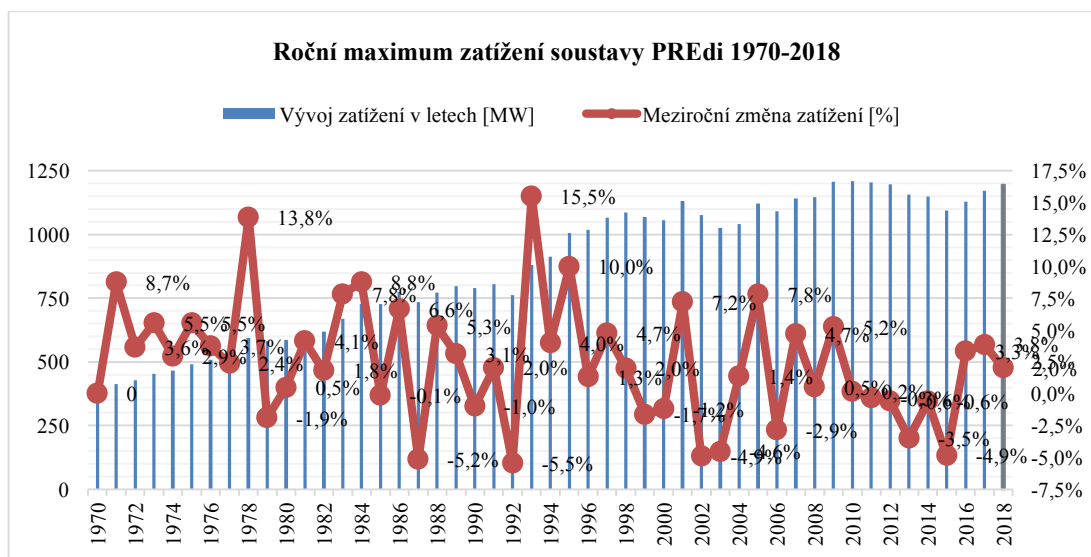
Tab. č. 2.2.1. – Tabulka hodnot: Ukázka dat - historický vývoj zatížení [zdroj: kap. 5.1.]

Poznámka: **Zatížení v roce 2018 je dopočítané dle predikce referenčního růstu zatížení 2 % za rok.** Výše vložená tabulka je pouze částečnou ukázkou reprezentativního vzorku dat. Celá tabulka kompletního souboru dat je k nahlédnutí v příloze č. 2 – „2.RocniMax.zatizeni_2017.xlsx“.



Graf č. 2.2.1.a – Vývoj zatížení technického maxima soustavy PREDi (pro roky 2017 a 2018 se jedná o predikci vývoje zatížení) [zdroj: kap. 5.1.]

Z výše uvedeného grafu vyplývá postupný nárůst zatížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy. Kolem roku 1994 došlo k prolomení hranice 1 000 MW technického maxima zatížení soustavy. Následně kolem roku 2001-2002 došlo ke krátkodobému propadu zatížení. Naopak v roce 2010 bylo naměřené historické maximum ve výši 1 209 MW. Od té doby byl zaznamenán mírný pokles trendu vývoje zatížení, kde hlavním důvodem byla ekonomická krize, mírné zimy a nastoupený trend snižování energetické náročnosti budov (např. energetická optimalizace budov). Svou roli sehrál i nárůst decentrálních zdrojů, především fotovoltaických elektráren (FVE) na okraji města. Tyto zdrojové přírůstky k dnešnímu dni tvoří až 30 MW.



Graf č. 2.2.1.b) – Vývoj zatížení technického maxima soustavy PREDi [zdroj: kap. 5.1.]

Následně jsem pro jednotlivé roky dopočítal meziroční změnu zatížení (v %). Z toho jsem dopočítal tzv. roční průměrnou změnu zatížení v období od roku 1970 až do roku 1994 (před prolomením hodnoty 1 000 MW), kde vyšlo tempo růstu na 3,8 % za rok. Potom jsem dopočítal druhou část období – od roku 1995 do roku 2017, kde mi vyšel růst zhruba na 1,2 % za rok. Průměrná meziroční změna zatížení od roku 1970 do roku 2017 potom vychází na 2,6 % za rok. Tuto analýzu jsem provedl z důvodu hlubšího pochopení problematiky predikce vývoje zatížení v závislosti na stanovených scénářích dle různého meziročního růstu zatížení. Na základě toho je vidět, že jako obvyklá referenční hodnota pro stanovení meziročního růstu zatížení skutečně vychází přibližně 2 % za rok (dle historického vývoje). Touto problematikou se hlouběji zabývám v další kapitole.

Přehled významných okolností:

Rok 2010 – dosažení **historického** maxima 1 209 MW.

Rok 2016 – dosažené maximum ve výši 1 172 MW - měřeno ze dne 5. 12. 2016.

Rok 2017 – zatím nižší hodnoty (konkrétně neměřeno).

Rok 2018 – predikované maximální zatížení 1 196 MW (pro meziroční růst 2 %).

V této části vycházím ze zdroje: *XII. Provozní zpráva za rok 2015, PREdistribuce, a.s.* a ze zdroje: *XIII. Lancelot ETRM – softwarová platforma pro obchod s energiemi* (viz seznam použité literatury).

2.3. Popis uzlových oblastí PREdi a jejich provozu

Od počátku roku 1973, kdy byl zrealizován první napájecí uzel PS/110 kV, jsou k roku 2016 na území hl. m. Prahy pouze tři uzlové oblasti PS/110 kV. O čtvrtém uzlu 400/110 kV v severní oblasti Prahy se již jedná (plánovaná rozvodna Tr 400/110 kV Praha-Sever). Byť je tato rozvodna uvedena v územním plánu hl. m. Prahy, jeví se tak jako u jiných staveb tohoto typu problematické samotné připojení nové linky venkovního vedení 400 kV. Vzhledem ke snaze zmapování stávajícího stavu sítě je vhodné tyto hlavní zdrojové uzly popsat a zamyslet se nad možným budoucím provozem.

Současný stav transformoven 400/110 kV a 220/110 kV, které napájí celou pražskou aglomeraci:

1. Tr 400/110 kV Řeporyje

- 2 transformační jednotky – 2 x 250 MVA (v provozu od roku 1986 a 2010).
- Celá rozvodna je realizovaná jako venkovní rozvodna (bez zapouzdřených částí).
- *Zajímavost z historie: Původně v letech 1977-1982 byly v provozu hned 4 transformační jednotky, a to z důvodu historického připojení části kladenských 100t pecí, které svým zatížením způsobovaly „kývání sítě“ kvůli velkým výkonovým rázům.*
 - V roce 2013 došlo k obnově jednotky z roku 1984 za **novou transformační jednotku o zdánlivém výkonu 350 MVA.**
- **Současný instalovaný zdánlivý výkon S = 1050 MVA (3 x 350 MVA).**

- Stávající připojení – 4 linky vedení napěťové hladiny 400 kV.
- **Budoucí předpoklad:** obměna stávající jednotky 250 MVA za 350 MVA jednotku (strategie obnovy a rozvoje sítě společnosti ČEPS, a.s. do roku 2017 – interní informace z ČEPS).

2. Tr 400/110 kV Chodov

- 3 transformační jednotky – 2 x 250 MVA (jednotky s označením 401 a 402, v provozu od roku 1993 a 1999) a další 1 x 350 MVA z roku 2013.
- Na rozdíl od rozvodny Tr 400/110 kV Řeporyje se jedná o částečně zapouzdřenou rozvodnu (část 400 kV).
 - *Poznámka: V roce 2013 došlo k havárii jedné transformační jednotky 250 MVA, která byla v provozu od roku 1999.*
- **Současný instalovaný výkon: S = 950 MVA** (2 x 350 + 1 x 250 MVA).
- Stávající připojení – 3 linky vedení napěťové hladiny 400 kV.
- **Budoucí předpoklad:** v roce 2018 bude provedena výměna ZVN rozvaděče 400 kV (starý - původní zn. ALSTOM) za nový zn. ABB (zdroj: interní informace ze společnosti ČEPS, a.s.).

3. Tr 220/110 kV Malešice

- 2 transformační jednotky 200 MVA (uvedené do provozu v letech 2002 a 2012).
- Jako u rozvodny Tr 400/110 kV Řeporyje se jedná o venkovní rozvodnu.
 - *Zajímavost z historie: Původně zde bylo provozováno až 7 transformačních jednotek vždy po 1 fázi. Tedy 2 x 3 jednofázové jednotky + 1f jednotka s označením „Q“, která měla rezervní funkci v případě poruchy jedné ze šesti jednotek.*
- **Současný instalovaný výkon: S = 400 MVA** (2 x 200 MVA).
 - *Poznámka: Část výkonu tato rozvodna využívá ze severního propojení s elektrárnou Mělník II. (EMĚ II).*
- Stávající připojení – dvojité radiální vedení 220 kV z rozvodny TR 400/220 kV Čechy-Střed.
 - *Poznámka: Jak už jsem se zmínil v podkapitole výše, tak myšlenka postupné obnovy a rozšíření stávající sítě bude spočívat v upřednostnění transformační vazby 400/110 kV, proto se předpokládá, že rozvodna Tr 220/110 kV Malešice bude v budoucí době předělána a připojena na vyšší napěťovou hladinu 400 kV (zrekonstruovaná – tedy „přeizolovaná“ na vyšší napěťovou hladinu).*

Předpoklad 4. uzlu – Tr 400/110 kV Praha Sever

Jedná se o dlouhodobý záměr mezi společnostmi ČEPS (přenosová soustava) a PREdistribuce, a.s. (distribuční soustava) pro zajištění 4. napájecího uzlu, který posílí severní oblast hl. m. Prahy. Připojení nové rozvodny do stávající elektrizační sítě by mělo být zrealizované smyčkou na nově zdvojeném venkovním vedení 400 kV (V410) spojující rozvodnu Tr Výškov – Čechy-Střed. V první etapě se předpokládá vybavení (osazení) 2 transformačními jednotkami o zdánlivém instalovaném výkonu 2 x 350 MVA s následným předpokládaným rozšířením (v 2. etapě) o další jednotku o výkonu 350 MVA.

- **Předpokládaný instalovaný výkon: S = 700 MVA (2 x 350 MVA) v 1. etapě a celkově 1050 MVA (3 x 350 MVA) v etapě 2.**

Poznámka: V distribuční síti (DS) na území hl. m. Prahy dochází ročně k připojení až 10 tis. (plánovaných) nových odběrných míst (koncových zákazníků) – převážně na sítích NN a cca 15-20 nových velkoodběratelů ze sítě VN. I přes trend různých energetických optimalizací, úsporných řešení dochází dlouhodobě k růstu zatížení sítě. Ze strany zákazníka tak vzniká požadavek na místní distribuční společnost, regionální společnost PREdi, k zajištění optimálního rozvoje. Tento požadavek se automaticky ze strany zákazníka převrací na povinnost distributora, a to dle platného nařízení energetického zákona č. 458/2000 Sb., „o podmínkách a povinnostech provozování distribučních společností“. Z tohoto důvodu musí regionální distribuční společnost včas zajistit obnovu a posílení sítě tak, aby se v budoucích letech uspokojil požadavek až na plánované zatížení ve výši 200 MW (dle informací ze sekce Rozvoje sítě PREdi).

V této kapitole vycházím ze zdroje: III. Studie EGÚ Brno a.s., studie napájení hl. m. Prahy – Napájení oblasti Pražské aglomerace (viz seznam použité literatury), včetně pomoci p. Ing. Vladimíra Svády ze společnosti PREdistribuce, a.s. (historické pozadí distribuční sítě na území hl. m. Prahy)

2.3.1. Spolehlivost jednotlivých oblastí

Výše zmíněné 3 hlavní uzlové oblasti PS/110 kV (Tr Malešice, Chodov a Řeporyje PS/110 kV) budou v následujících letech postupně obnovované, rozšiřované a případně propojované (např. uvažovaný paralelní propoj mezi Tr Chodov a Tr Řeporyje). Z tohoto důvodu se řeší myšlenka „spolehlivosti“ jednotlivých oblastí. V současné době se považují rozvodny Tr Chodov a Tr Řeporyje jako nejsilnější uzlové oblasti s dostačujícím instalovaným výkonem pro dlouhodobý horizont. Zatímco uzlová oblast Malešice je v současné době značně „poddimenzovaná“. Momentálně je částečně napájena z rozvodny Tr Čechy-Střed a částečně ze severní části přes elektrárnu EMĚ I a EMĚ II (elektrárnská zařízení - teplárny Mělník). Z těchto oblastí se získává kolem 70-80 MW (dle posledních měření).

Poznámka: Elektrárnské zařízení s označením Mělník I (I.) napájí převážně uzlovou část Řeporyje, zatímco druhá část Mělník 2 (II.) napájí převážně uzlovou část Malešice (v Mělníku lze přepojit přípojnice). Co se plánovaných útlumů těchto zařízení týče, tak se počítá s blízkým útlumem nejdříve 2. části a až potom první částí zdrojů Mělník I a II.

Vzhledem k plánovanému rozvoji zejména severní oblasti hl. m. Prahy a plánovanému útlumu elektráren Mělník (EMĚ I, II) bude tato situace v budoucím období nevyhovující. Z těchto důvodů je potřeba se do budoucna zamyslet na napájení zmíněných oblastí v případě nutných rekonstrukcí (obnov) za dodržení **spolehlivostního kritéria „N-1“**⁹ nebo za vytvoření takových podmínek, aby nebyla ohrožena stabilní a kvalitní dodávka el. energie ke koncovým zákazníkům.

2.4. Územní problematika – proces připojení v podmínkách ČR

Předmětem této práce je nalezení řešení pro posílení severní oblasti hl. m. Prahy. Vzhledem k tomu, že se jedná o možnost realizace nového uzlového bodu PS/110 kV, je třeba vycházet jak z požadavků provozovatele distribuční soustavy (PDS), tak z požadavků provozovatele přenosové soustavy (PPS). Tedy provozovatelé - PPS i PDS musí vycházet z platné legislativy energetického zákona č. 458/2000 Sb. v platném znění.

Poznámka: V bakalářské práci jsem se zabýval problematikou připojení pouze k distribuční síti (DS), ale v případě zajištění napájení z vyšší napěťové hladiny nad distribučních 110 kV je potřeba projednat a splnit podmínky připojení právě provozovatele PS. V následující kapitole se proto zabývám touto problematikou.

2.4.1. Zásady rozvoje PS

Na území České republiky je jediným provozovatelem přenosové soustavy (PPS) společnost ČEPS, a.s. (přirozený monopol v oblasti energetiky). Pokud vznikne požadavek na připojení z distribuční sítě na přenosovou síť, pak je potřeba se řídit podmínkami, které stanovuje tento provozovatel. Na základě toho společnost ČEPS, a.s. vytvořila tzv. Kodex PS (pravidla provozování přenosové soustavy), který je veřejně dostupný a informuje zejména o připojovacích a provozních podmínkách pro připojení do přenosové soustavy.

Obecně Kodex PS stanovuje minimální technické, konstrukční a provozní požadavky pro připojení a užívání přenosové soustavy a podmínky pro poskytování **PpS a PŘS (SyS)**¹⁰. Jedná se tak o soubor 8 dokumentů, které jsou chápány a postupně vytvářeny jako soubor minimálních podmínek, nutných k zajištění spolehlivosti a bezpečnosti provozování přenosové soustavy (PS). Je důležité si uvědomit, že přenosová soustava jako celek ovlivňuje i okolní přenosové soustavy, v tomto případě v oblasti celé střední Evropy. Jedná se tak o mezinárodní spolupráci všech synchronně propojených soustav, známá je rovněž pod zkratkou **ENTSO-E**¹¹. Pro dodržení této spolupráce se musí vycházet ze základních podmínek, které stanovuje právě zmíněný Kodex PS.

⁹ **Spolehlivostní kritérium „N-1“** – Je v energetice definováno tak, že v případě výpadku jakéhokoliv prvku v síti (transformátor, vedení, elektrárna) nesmí dojít k přetížení jiného prvku v síti. Tedy nesmí dojít k narušení stability soustavy nebo kolapsu (pokles/nárůst) hlavních parametrů přenášené el. energie (napětí/frekvence).

¹⁰ **Zkratky PpS, PŘS, SyS** – V energetice zkratka PpS znamená „podpůrné služby“ – zajištění spolehlivého a bezpečného provozu ES na území ČR. Dále zkratka PŘS znamená „přenosové služby“ a zkratka SyS se používá pro „systémové služby“.

¹¹ **ENTSO-E** (z angl. European Network of Transmission System Operators for Electricity) - neboli Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny. Jedná se o evropské sdružení provozovatelů elektroenergetických soustav (TSO). Cílem tohoto sdružení je dotvoření a fungování vnitřního trhu s obchodováním přeshraničních toků elektřiny. A dále zajištění optimálního řízení a rozvoje elektroenergetických přenosových soustav v rámci států Evropské unie (celkově se jedná o 41 evropských PPS z celkem 34 zemí).

Vzhledem k řešené problematice bych se blíže zabýval přímo částí Kodexu IV. Tento dokument pojednává o plánování a rozvoji PS.

Cituji Kodex IV: „Proces plánování rozvoje přenosové soustavy (PS) je jednou z nezbytných a nepřetržitých činností, která zajišťuje spolehlivý chod celé elektrizační soustavy (ES) ve standardních podmínkách. Tato činnost, kterou je ČEPS podle energetického zákona povinen zajišťovat, musí reagovat na požadavky výrobců el. energie a zajistit spolehlivé vyvedení výkonu z jejich zdrojů, rovněž musí uspokojovat potřeby uživatelů na přenos výkonu v požadované velikosti, kvalitě, a to ve vazbě na geografické rozložení spotřeby na celém teritoriu. V rámci mezinárodního propojení naplňuje ČEPS závazky plynoucí z právních předpisů.“ [cit. 2016-11-19_4]

V práci řeším budoucí nedostatek výkonové kapacity ze stávajících uzlů PS/110 kV (předpokládané rozvodny 400/110 kV). Na základě toho se dle energetického zákona č. 458/2000 Sb. musí PDS a PPS ve vzájemné koordinaci zabývat rozvojem a konfigurací PS. Tento rozvoj musí odpovídat predikovanému růstu spotřeby elektřiny v jednotlivých regionech ČR. Konkrétně v tomto případě se jedná o možnost výstavby rozvodny 400/110 kV v regionu hl. m. Prahy.

Dle Kodexu (dokument č. IV.) se musí v případě plánované realizace nové rozvodny 400/110 kV vycházet přímo z kapitoly č. 4, která pojednává o možnosti **nového připojení nebo rozšíření stávajícího připojení.**

Je nutné vycházet z daného postupu žadatele:

- 1. krok - zahájení jednání s žadatelem o připojení** - Zaslání písemné žádosti o připojení společnosti ČEPS, a.s. (nutné dodat veškeré požadované podklady).
- 2. krok – vytvoření studie připojitelnosti** - Společnost ČEPS je oprávněna zažádat o tzv. studii připojitelnosti pro posouzení dopadů připojení nového zdroje a tím ovlivnění spolehlivosti PS (nová rozvodna – zkratové poměry).
- 3. krok – odsouhlasení smlouvy o smlouvě budoucí (SoBS)** - Na základě výsledků bodu kroku č. 3 se jedná o uzavření smlouvy o smlouvě budoucí v otázce připojení za předpokladu, že je k dispozici schválené vyjádření pro územní souhlas a splněny podmínky stavebního zákona.
- 4. krok – vyhotovení smlouvy o připojení (SoP)** - Při splnění podmínek kroku č. 4 lze přejít k podepsání smlouvy o připojení (SoP). Tato smlouva jasně definuje technické parametry a termín připojení schváleného zařízení (např. rozvodny). Tímto je stanovena výše rezervovaného příkonu/výkonu a dále je stanoven způsob úhrady měrného podílu na připojení.

Poznámka: Touto problematikou je nutné se z teoretického hlediska zabývat, neboť v případě větších investičních staveb v energetice dochází nejen k velké finanční náročnosti, ale i časové náročnosti. V mém konkrétním případě možné výstavby nové rozvodny Tr 400/110 kV v severní oblasti města vzniká potenciální problém při odhadování předpokládaného termínu realizace, který ohrožuje splnění včasného posílení stávající sítě. Nejedná se ani tak o zmíněnou finanční nebo technickou náročnost při realizaci, ale o celkovou problematiku spočívající ve zpracování a následném odsouhlasení veškerých povolenacích procesů v územním

řízení (včetně studie vlivu na životní prostředí a dohody s vlastníky dotčených nemovitostí, kterých se přímo týká plánované umístění nové stavby, např. rozvodny).

Pro představu cituji část Kodexu č. 4 - časové náročnosti pro plánovanou realizaci rozvodny 400/110 kV:

Činnost:	Celková časová náročnost [měs.]	
	Min. odhad [měs]	Max. odhad [měs]
Zpracování územně-technické studie a studie proveditelnosti (včetně zaústění vedení)	12,0	18,0
Zpracování studie vlivu na životní prostředí (včetně projednání)	9,0	12,0
Zakreslení plochy do katastrálních map a nalezení vlastníků pozemků	6,0	6,0
Dohoda s vlastníky a výkup pozemků	3,0	6,0
Dohoda s vlastníky a výkup pozemků	6,0	6,0
Výběrové řízení na dodavatele stavby (včetně řešení protestů)	6,0	12,0
Vlastní realizace stavby	24,0	36,0
Celkově (měsíce) =	66,0	96,0
Celkem (let) =	5,5	8,0

Graf č. 2.4.1.a) - Přehled časových náročností pro realizaci rozvodny [zdroj: Kodex PS č. 4, 4EPS, a.s.].

Poznámka: Kompletní data jsou obsažena v příloze č. 1 – „1.UzemniProblematikaCEPS.xlsx.“.

V této kapitole vycházím ze zdroje: XVI. Kodex PS, ČEPS, a.s. a Problematika ENTSO-E (viz seznam použité literatury).

Poznámka: Konečná délka období v části „dohoda s vlastníky a výkup pozemků“ je čistě relativní, v tomto případě až ideální, neboť ve skutečnosti se mohou objevit nejrůznější problémy při dohledávání a uzavíráním smluv mezi vlastníky. Například může dojít k zjištění, že daného vlastníka nelze zcela dohledat (např. z důvodu úmrtí a následné změny dědických práv nebo kvůli změně trvalého bydliště vlastníka – přestěhování do zahraničí). V takových případech spadá pozemek/lokalita do restituce a dále se vlastnictví projednává. Pro energetickou společnost (např. ČEPS, a.s., PREDistribuce, a.s.) nastává nevhodné období, které může vyústit v časové prodloužení a nedodržení včasných termínů požadované realizace.

Tabulka s přehledem středních dob trvání jednotlivých povolovacích procesů

Činnost:	Celková časová náročnost [měs.]	
	Výstavba vedení	Výstavba transformator./rozvodny
1. projednávání studie	12,0	7,0
2. dokumentace EIA	20,5	0,0
3. stanovisko MŽP	8,5	0,0
4. dokumentace pro finální rozhodnutí o investici (DZA)	12,0	7,0
5. rozhodnutí o investici (dle výše - předst., doz. rada, vlastníci)	7,0	4,0
6. Dokumentace pro územní řízení (PD bez projednání)	19,0	5,0
7. Projednání dokumentace pro územní řízení	12,0	5,0
8. dokumentace pro stavební povolení	0,0	7,0
9. projednání dokumentace pro stavební řízení	0,0	10,0
Celkově (měsíce) =	91,0	45,0
Celkem (let) =	7,6	3,8

Graf č. 2.4.1.b) – Přehled časových náročností pro realizaci rozvodny/vedení [zdroj: Rozvoj sítě PS – interní informace společnosti ČEPS, a.s.]

Poznámka: Kompletní data jsou obsažena v příloze č. 1 – „1.UzemniProblematikaCEPS.xlsx.“.

Výše uvedená tabulka pojednává o středních dobách trvání všech povolovacích procesů včetně zpracování příslušných dokumentací. Jak již bylo řečeno, jedná se pouze o střední doby

očekávaného trvání, proto je celková očekávaná doba cca 7,6 let pro povolení výstavby vedení a 3,8 let pro realizaci rozvodny nebo transformovny pouze orientační. Části ohledně získání a zpracování dokumentace EIA a stanoviska MŽP vychází v koordinaci s požadovaným vedením, proto jsou tyto činnosti v tabulce vyznačeny nulovou hodnotou.

Poznámka: Časový rozsah se týká pouze povolovacího procesu, neobsahuje nutné projednání s vlastníky (výkup pozemků a služebnosti). Dále časové rozdělení neobsahuje potřebný čas pro vlastní realizaci. Jinak paralelně s uvedeným procesem probíhá uplatňování do územně plánovací dokumentace (politika územního rozvoje, zásady územního rozvoje jednotlivých krajů a územních plánů jednotlivých obcí).

Celková konečná doba včetně realizace rozvodny se pohybuje v období od 5,5 až do 10 let. Pokud bych počítal pouze část vyřizování bez samotné realizace, pak se stejně jedná o období zhruba 3,5 až 5 let, což je v případě strategického rozvoje sítě poměrně dlouhá doba.

V této kapitole vycházím ze zdroje: *Interní informace ze sekce Rozvoje a připojování k PS společnosti ČEPS, a.s.*

2.4.2. Zásady rozvoje DS

Plánování rozvoje distribuční sítě je oproti rozvoji přenosové sítě snazší v tom smyslu, že se většinou netýká více územních celků (např. pro koridory venkovních vedení), ale i tak se musí vycházet z požadavků obsáhle legislativy. Obecně se vychází z dlouhodobých předpokladů s ohledem na požadavky budoucích koncových zákazníků. Je třeba strategicky projednávat rozšiřování sítě zejména v koordinaci s plánovaným územním plánem hl. m. Prahy. Tím mám na mysli, že regionální distribuční společnost (PREdi) musí být dlouhodobě tzv. o krok napřed před požadavky budoucích zákazníků. V případě požadavků velkooběratele na připojení většího zatížení (např. nový developerský projekt o plánovaném zatížení 20 MW – lokalita nádraží Žižkov či Waltrovka v Praze), je distributor v této situaci povinen včas projednat možnosti umístění a výstavby nové transformační stanice nebo případně celé nové rozvodny, aby byla síť včas připravena na další zatížení. Jedná se tak o strategickou koordinaci s útvarem IPR - institut plánovaného rozvoje – MHMP hl. m. Prahy. Opět se tedy musí počítat s „úředním prodlením“, které může nastat v důsledku zamítnutí a nebo požadavku o doplnění potřebných informací (dále např. studie o dopadu na životní prostředí apod.).

Poznámka: U větších rozveden, které jsou napájeny přímo z přenosové soustavy, se objekt obecně rozlišuje na část přenosovou a část distribuční.

Podmínky a povinnosti distributora elektrické energie (zdroj: energetický zákon č. 458/2000 Sb.)

Distributor je povinen zajistit spolehlivý provoz včetně potřebné obnovy a rozvoje místní distribuční soustavy na území vymezeném licenci na distribuci elektrické energie. Dále musí umožnit distribuci na základě uzavřených smluv. V neposlední řadě je ze zákona povinen připojit k distribuční soustavě každého a umožnit tak distribuci každému, kdo o to požádá, za předpokladu, že splňuje podmínky připojení včetně obchodních podmínek, které stanovují pravidla provozování distribuční soustavy.

K podobným problémům se vzhledem k vytížení centrální oblasti Malešice blíží celá severní a severozápadní oblast Prahy. Zatímco jižní a západní strana je díky předimenzovaným napájecím uzlům (Tr Řeporyje a Tr Chodov) energeticky zajištěna i s výhledem do budoucna. Zatímco severní oblast Prahy je momentálně závislá především na vnější dodávce elektrické energie (elektrárna Mělník II. a z části uzlové oblasti Tr Čechy-Střed). Do budoucna je proto nezbytné se zabývat možností posílení severní a středové oblasti této metropole.

tzv. magnetického pole daného zařízení (transformátor, vedení atp.), tato část se označuje jednotkou VAr „volt-ampér reaktanční“).

Obecně se vychází ze vztahu:

$$S = U_S \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2 (+D^2)} \text{ [VA]} \quad [1]$$

kde:

S ... zdánlivý výkon [VA]

P ... činný výkon [MW]

Q ... jalový výkon [VAr]

D ... deformační výkon [VA]

$$P = \sqrt{3} \cdot U_S \cdot I \cdot \cos(\varphi_{ekv}) \text{ [MW]} \quad [2]$$

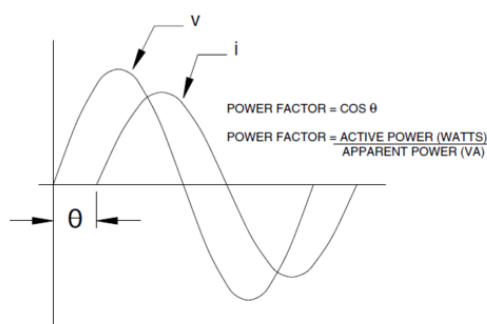
kde:

U_S ... sdružené napětí [V]

I ... proud [A]

$\cos(\varphi_{ekv})$... ekvivalentní účinník [-]

Samozřejmě nesmím opomenout nelineární zatížení, které vytváří např. polovodičové součástky (tzv. nelineární součástky). Těmito nelineárními prvky v síti teče neharmonický proud, a to i při harmonickém napájecím napětí (napájecí napětí se sinusovým průběhem). Dochází tak ke vzniku vyšších harmonických, tedy zjednodušeně řečeno ke vzniku tzv. deformačního výkonu (označováno D). Ten je tvořen součinem právě proudů a napětí vyšších harmonických, proto je kromě kompenzace jalové složky zatížení, také nutné myslet na druhou kompenzaci, tedy filtrování vyšších harmonických, aby nedocházelo k vzniku tzv. „deformačních výkonů“ v síti, které způsobují další navýšení zdánlivého výkonu (na úkor činného výkonu) a tím nadbytečnému zatěžování el. sítě a zvyšování ztrát el. energie. Při započítání vlivu deformačního výkonu lze mluvit o výsledném tzv. ekvivalentním účinníku $\cos(\varphi_{ekv})$.



Obr. č. 13. – Znárodnění rozdílů dPF a PF¹⁵

Je tedy potřebné rozlišovat normální účinník a zmíněný ekvivalentní účinník. Pro toto rozlišení byly převzaty dva anglické pojmy – tzv. „displacement power factor“ (dPF) pro „normální“ účinník jako cosinus fázového posunu první harmonické proudu a napětí a pro „opravdový účinník“, tedy

¹⁵ 13. Použitý obrázek – Problematika dPF a PF [online], dostupný: 5.11.2016 na adrese: http://zenatix.com/wp-content/uploads/tumblr_inline_n6yjd9QCXj1shjvod.png - dPF a PF

„ekvivalentní účinník“, se používá anglický termín tzv. „power factor“ (PF), který je definován jako podíl činného a zdánlivého výkonu (viz níže vysvětlující obrázek).

V této části kapitoly vycházím ze zdroje: *XV. Kompenzace jalového výkonu, měření kvality elektrické energie* (viz seznam použité literatury).

3.1.1. Popis metodiky výpočtu předpokládaného instalovaného výkonu

Pro stanovení vhodné predikce budoucího vývoje zatížení v severní oblasti území hl. m. Prahy je potřeba nejprve důkladně zanalyzovat veškeré stávající instalované zdroje, ale i budoucí plánované zdroje. Dále se budu zabývat stávajícím zatížením jednotlivých oblastí se započítáním plánovaných nových odběrných míst.

Vztah pro výpočet předpokládaného instalovaného zdánlivého výkonu cílových oblastí, včetně severní části hl. m. Prahy:

$$\sum S_i = \sum S_{IDTS} + \sum S_{IVO} \text{ [MVA]} \quad [3]$$

kde:

$\sum S_i$... celkový (maximální) instalovaný výkon [MVA]

$\sum S_{IDTS}$... celkový instalovaný zdánlivý výkon všech distribučních stanic [MVA]

$\sum S_{IVO}$... celkový instalovaný zdánlivý výkon velkoodběratelů [MVA]

Pro jednotlivé městské části severní oblasti hl. m. Prahy se v tomto případě počítá s instalovanými výkony jednotlivých trafostanic 22/0,4 kV a nadřazených – hlavních trafostanic jednotlivých oblastí 110/22 kV.

Dle pomocného vztahu pro výpočet instalovaného zdánlivého výkonu distribučních trafostanic:

$$\sum S_{IDTS} = T_{ks} \cdot S_x \text{ [MVA]} \quad [4]$$

Dle pomocného vztahu pro výpočet instalovaného zdánlivého výkonu velkoodběratelských trafostanic:

$$\sum S_{IVO} = T_{ks} \cdot S_x \text{ [MVA]} \quad [5]$$

kde:

T_{ks} ... celkový počet instalovaných transformátorů [ks]

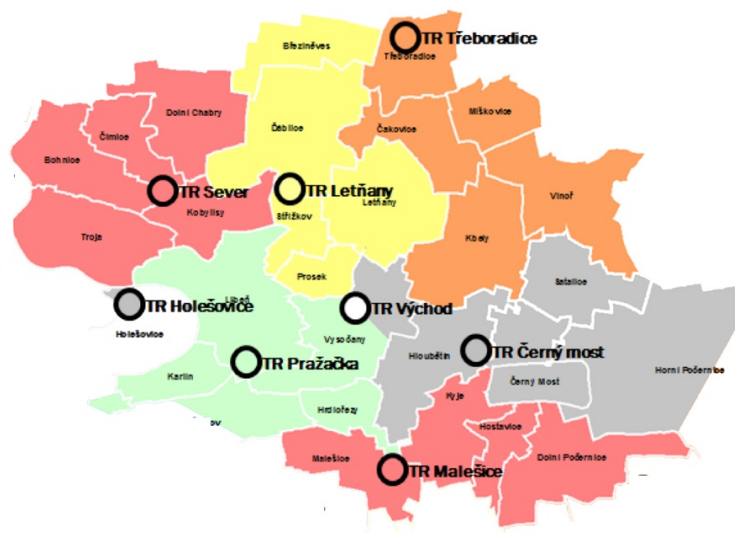
S_x ... zdánlivý výkon instalované transformační jednotky [VA]

*Poznámka: Tímto způsobem výkonové analýzy jsem se zabýval již ve své bakalářské práci, kde jsem se podrobně věnoval výkonové analýze oblastí Praha Kunratice, Chodov a přilehlé části Písnice. Zatímco v této výkonové „predikci“ budu počítat kromě **distribučních¹⁶ a velkoodběratelských¹⁷ stanic z napěťové hladiny 22/0,4 kV spíše s vyšší napěťovou hladinou transformoven 110/22 kV a zdrojovými uzly PS/110 kV.***

¹⁶ **DTS (neboli distribuční trafostanice)** – Jedná se o lokální transformační stanice, které jsou v plném vlastnictví místní distribuční společnosti PREdi. Převážně se jedná o stanice 22/0,4 kV s osazenými transformátory 630 kVA.

Těmito výpočty se analyticky dostanu na teoreticky maximální možný instalovaný zdánlivý výkon celé zájmové oblasti S_{Icelk} [MVA], kterým místní elektrizační soustava disponuje (3 zájmové oblasti). Neznamená to však, že lze dle analyzovaného instalovaného výkonu lze tzv. 100% zatěžovat. V praxi se vychází ještě z dalších předpokladů, na základě kterých lze analyticky odhadovat zatížení zájmové oblasti (mluvím tím o problematice predikce zatížení – viz další část).

Schéma rozveden 110/22 kV v zájmové oblasti hl. m. Prahy – uzlová oblast Malešice



Obr. č. 12 – Schéma rozveden 110/22 kV Praha (výřez)

Prvním předpokladem je výše zmíněná problematika ohledně zdánlivého výkonu S [MVA] a myšlenka skutečného zatížení P [MW]. Z tohoto důvodu je potřeba pro následující početní operace provést jednotlivé zjednodušující předpoklady:

Pro zjednodušení vycházím ze vztahu pro zdánlivý výkon v třífázové soustavě, udávaný pro jednotlivé transformátory (koncové trafostanice):

$$S = \sqrt{3} \cdot U_S \cdot I \text{ [MVA]} \quad [6]$$

Poznámka: Zdánlivý výkon je definovaný jako efektivní součet sdružené hodnoty napětí a proudu.

kde:

S ... zdánlivý výkon [VA]

U_S ... sdružené napětí [V]

I ... proud [A]

A následně z toho pro činný výkon v třífázové soustavě:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_S \cdot I \cdot \cos(\varphi) \text{ [MW]} \quad [7]$$

¹⁷ **VOTS (neboli velkoodběratelské trafostanice)** – Taktéž se jedná o lokální trafostanice s tím rozdílem, že jsou ve vlastnictví odběratele (koncového zákazníka). Tyto stanice mívají rozdílné instalované výkony. Zpravidla se jedná o jednotky zdánlivého výkonu 250/400/630/1000/1500/2000 kVA.

$$\sum P = \sum S_{INST.} \cdot \cos(\varphi) \text{ [MW]} \quad [8]$$

kde:

S_{INST} ... instalovaný zdánlivý výkon všech zařízení [MVA]

$\cos(\varphi)$... účinník [-]

P...celkové zatížení všech instalovaných zařízení [MW]

Výše uvedeným vztahem tak budu předpokládat plně kompenzovanou síť, tedy při účinníku $\cos(\varphi) = 1$. (kdy skutečný tzv. neutrální účinník se pohybuje v rozmezí kolem 0,95 induktivního charakteru). Tímto způsobem předpokládám nulový fázový posun fázoru napětí a proudu při zatěžování elektrizační soustavy, tedy zcela popírám jalovou složku zatížení (zjednodušení pro následnou predikci zatížení).

Poznámka: Tímto způsobem lze při navrhování obnovy sítě zjednodušeně uvažovat. Pokud bude v budoucnu dodržovaná požadovaná kompenzace na tzv. neutrální účinník, pak tyto odhady budoucího zatížení budou relevantní.

Dalším předpokladem bude tzv. **koeficient soudobosti**¹⁸, kterým budu respektovat soudobé zatížení stávajících instalovaných trafostanic. Obecně v distribuční síti PREDi na území hl. m. Prahy je cílem zatěžovat jednotlivé trafostanice max. do 60 % jmenovitého zatížení z důvodu tzv. zastupitelnosti, kdy se automaticky počítá s výkonovou rezervou v případě nenadálých situací (např. výpadky okolních stanic, krátkodobé přetížení – kritérium „N-1“).

Poznámka: Obecně se v distribuční síti PREDi na území hl. m. Prahy dodržuje kritérium „N-1“, což v praxi při více strojích, které za sebe mohou zaskakovat, znamená, že může být využito transformačního výkonu rozvodny i vyšší než 60 %. V jiných případech, kdy jsou například 3 provozované stroje (transformační jednotky), tak lze tyto jednotky krátkodobě přetěžovat až na 120 % (dle informací z Koncepce sítě společnosti PREDi).

V dalších výpočtech tak budu vycházet se započítáním koeficientu soudobosti $k_m = 0,6$ [-].

Výpočet maximálně možného zatížení:

$$P_{sv} = \sum P_{INST} (S_{INST}) \cdot k_m \text{ [MW]} \quad [9]$$

kde:

P_{sv} ... analytický odhad skutečného zatížení [MW]

S_{celk} ... celkový instalovaný zdánlivý výkon [MVA]

$k_m = 0,6$... koeficient soudobého zatížení [-]

V této podkapitole vycházím ze zdroje: V. *Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice, BP, David Hampl* (viz seznam použité literatury).

¹⁸ **Koeficient soudobosti (neboli číselník soudobosti)** – Je bezrozměrný koeficient, který obvykle nabývá hodnot 0-5-0,8. Jedná se o pomocný koeficient, který se v energetice užívá k analytické simulaci skutečného zatížení. Stanovuje takové hodnoty koeficientu, které odrážejí zastupitelnost využití jednotlivých trafostanic v případě poruchy nebo například nenadálého výpadku sousední trafostanice.

3.1.2. Analýza instalovaného výkonu území hl. m. Prahy

Pro potřebné stanovení budoucího vývoje zatížení na území hl. m. Prahy s důrazem na severní oblast kolem uzlové oblasti Malešice je potřeba se předem nejprve zabývat důkladnou analýzou instalovaného výkonu distribuční sítě (DS).

Poznámka: Těto problematice jsem se věnoval ve své bakalářské práci. Vzhledem k tomu, že v této diplomové práci se zabývám problematikou napájení hlavních uzlových bodů PS/110 kV, zaměřím se na instalované výkony na této napěťové hladině. Vycházet budu z poskytnutých informací ze sekce Koncepce a rozvoje DS společnosti PREdi na napěťové hladině 110 kV.

Tabulka přehledu všech 22 provozovaných transformoven 110/22 kV na území hl. m. Prahy

NÁZEV TR VVN / VN (11/22 kV)	Sinst [MVA]	Akt. využití [%]	Akt. zatížení [MW]
BĚCHOVICE	120	38,60	38,91
ČERNÝ MOST	80	53,95	36,25
ČERVENÝ VRCH	80	61,84	41,56
HOLEŠOVICE	252	43,86	92,84
CHODOV	143	47,85	57,48
JIH	189	61,26	97,26
JINONICE	143	47,11	56,59
KARLOV	126	33,42	35,37
LETŇANY	80	50,00	33,60
LHOTKA	120	57,89	58,35
MALEŠICE	120	47,37	47,75
MĚCHOLUPY	80	67,11	45,10
PANKRÁČ	126	40,94	43,33
PRAŽÁČKA	189	63,49	100,80
SEVER	80	44,74	30,07
SMÍCHOV	126	42,61	45,10
STŘED	252	54,30	114,94
TŘEBORADICE	80	22,37	15,03
VÝCHOD	80	7,89	5,30
ZÁPAD	189	44,00	69,85
ZBRASLAV	80	47,37	31,83
ZLIČÍN	80	44,74	30,07
CELKEM [MVA] =	2815		

Tab. č. 3.1.2. – Tabulka přehledu transformoven VVN/VN PREdi.

Poznámka: Kompletní data jsou obsažena v příloze č. 1 – „1.UzemníProblematikaCEPS.xlsx.“

Tento přehled všech transformoven 110/22 kV na území hl. m. Prahy pojednává o instalovaných výkonech S [MVA] včetně údajů o průměrné hodnotě využívané transformace daných transformoven 110/22 kV. Konkrétně se jedná o transformaci s max. naměřenou poměrnou hodnotou a s údajem tzv. akt. využití v procentech. Tento parametr si lze představit jako koeficient soudobosti (neboli využití). Celkově si tak lze všimnout, že většina transformačních míst 110/22 kV je využívána zhruba z 50 %. Samozřejmě, že jsou zde více a méně zatěžovaná místa (pozn.: maximální zatížení se pohybovalo kole 67 % - před zprovozněním transformovny Tr Uhřetěves).

Úplné schéma rozvoden 110/22 kV – celá oblast hl. m. Prahy



Obr. č. 13 – Kompletní schéma rozvoden 110/22 kV Praha.

Výše vložený obrázek představuje celé území hl. m. Prahy s rozdělením katastrálních území podle toho, k jakým transformačním uzlům náleží, a to z pohledu transformace uzlů PS/110 kV. Při bližším prozkoumání si lze všimnout, že je zde celkem 24 transformačních bodů 110/22 kV, ale ve výše uvedené tabulce je uvedených pouze 22 transformačních bodů, neboť mezi čistě transformační místa 110/22 kV se nepočítá rozvodna Tr 110/22 kV Lochkov a Tr 400/110 kV Řeporyje.

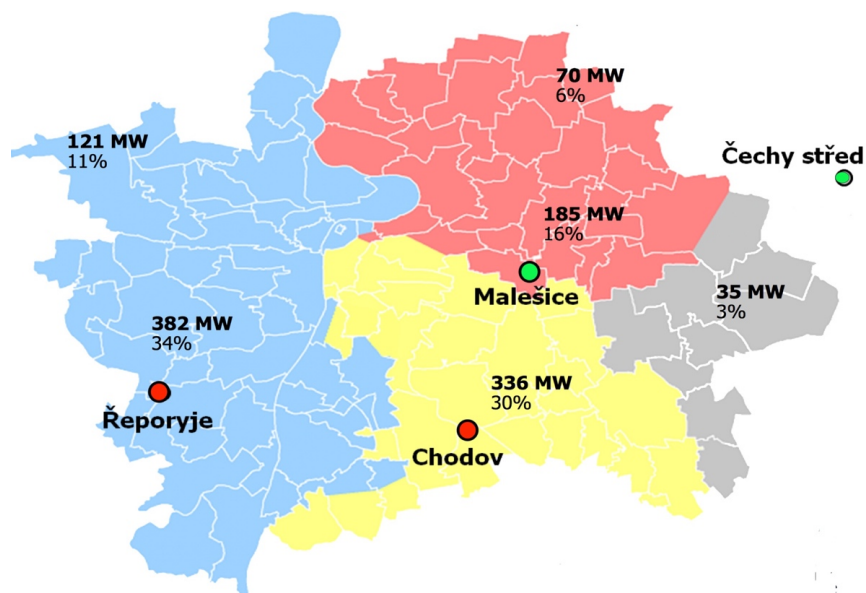
Poznámka: Neboť rozvodna 400/110 kV Řeporyje je ve vlastnictví společnosti ČEZ, a.s., kde společnost PREdi v této rozvodně nevlastní žádné transformátory 110/22 kV, ale pouze 6 kobek, odkud se cílově napájejí několik koncových odběratelů (= zákazníků). Zatímco druhá rozvodna Tr 110/22kV Lochkov je s využitím svého transformačního výkonu do této analýzy započítána.

Rozvodna Tr 400/110 kV Řeporyje sice slouží jako přímý uzlový bod PS/110 kV, ale na straně nižšího napětí 110 kV nemá rozvodna transformační jednotky 110/22 kV, proto se nepočítá mezi tradiční transformační body 110/22 kV. Z tohoto transformačního bodu se pouze rozvádí transformované napětí na hladině 110 kV.

Poznámka: Rozvodna 400/110 kV Řeporyje je ve vlastnictví společnosti ČEZ, a.s. Společnost PREdi v této rozvodně nevlastní žádné transformátory 110/22 kV, ale pouze 4 kobky, odkud se cílově napájejí několik koncových odběratelů (= zákazníků). Druhá rozvodna Tr 110/22kV Lochkov je s využitím svého transformačního výkonu do této analýzy započítána.

V této části vycházím ze zdroje: XII. Provozní zpráva za rok 2015, 2016, PREdistribuce, a.s. (viz seznam použité literatury).

Přehledové schéma aktuálního zatížení uzlových oblastí PS/110 kV – hl. m. Praha



Obr. č. 14 – Přehledové schéma uzlových oblastí PS/110 kV¹⁹.

Celá oblast území hl. m. Prahy se dle **Kirchoffových zákonů**²⁰ energeticky uzavírá až za pomyslnými hranicemi jednotlivých katastrálních území. Přitom výkonové toky jednotlivých transformoven 110/22 kV se přímo neuzavírají pouze na vymezených katastrálních území, ale často zasahují do ostatních oblastí, které spadají pod jiné transformační uzly. Například oblast Řeporyje je částečně otevřená k vnějším transformačním bodům 110/22 kV ze severozápadní strany, odkud se naměřil dodávaný výkon ve výši až 121 MW. Stejně tak oblast Malešice, kde se ze severní strany využívá (tehdy naměřeného) zatížení ve výši až 70 MW. Tento výkon je smluvně dodáván z dnes již utlumovaných elektrárenských zdrojů EMĚ1 a EMĚ2 (viz výše).

Poznámka: Výše uvedené přehledové schéma uzlových oblastí PS/110 kV graficky vyobrazuje hlavní 3 uzlové oblasti, na které je oblast pražské aglomerace rozdělena. Lze si všimnout, že část uzlové oblasti Malešice (220/110 kV) disponuje nejnižším podílem převzatého zatížení, zatímco oblasti spadající pod část rozvodny Tr Chodov a Řeporyje (400/110 kV) zajišťují prakticky dvojnásobné dodávky.

Aktuální přerozdělení zatížení – dle uzlových oblastí:

Oblast Řeporyje	121	MW
	382	MW
Oblast Chodov	70	MW
	185	MW
Oblast Malešice	336	MW
Oblast Čechy-Střed	35	MW
Zatížení P=	1129	MW

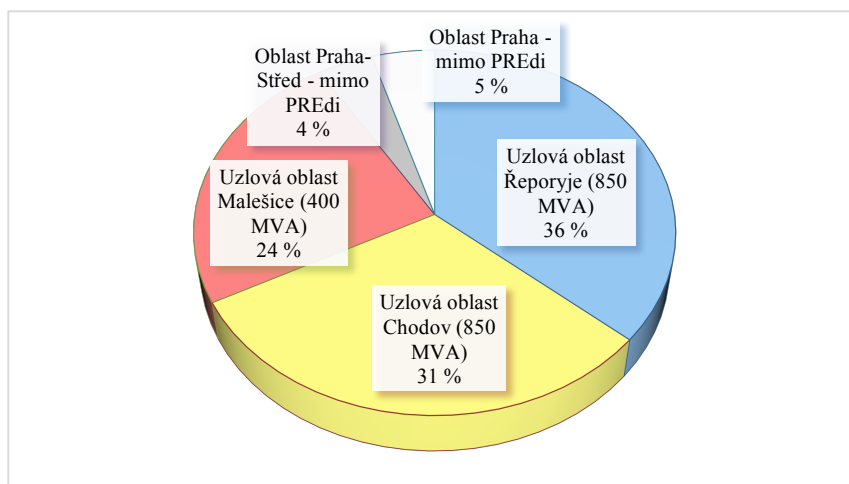
Graf č. 3.1.2.a) – Aktuální přerozdělení zatížení dle uzl. oblastí.

¹⁹ **Kirchoffovy zákony** – tzv. I a II. Kirch. zákon stanovuje základní fyzikální předpoklady pro určení toku a směru el. energie obecně v elektroenergetice.

²⁰ 14. – 15. použitý obrázek – Schéma uzl. oblastí [online], dostupný: 4.11.2016 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>

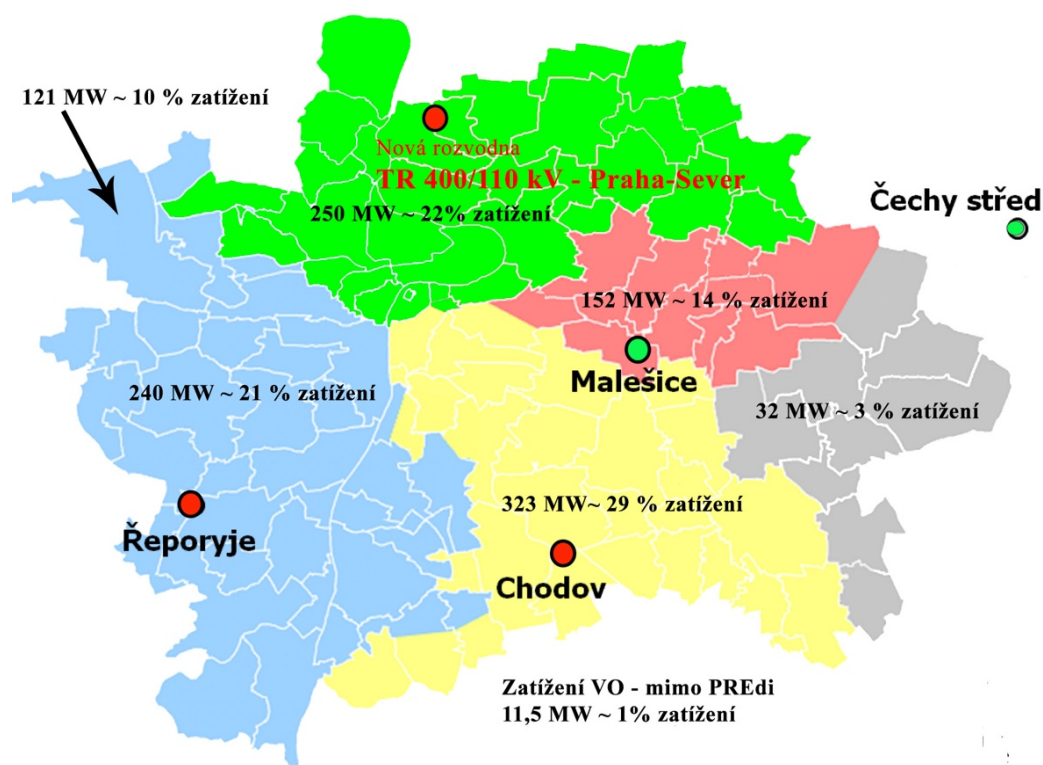
Tabulka výše uvedených hodnot představuje výkonové zatížení jednotlivých uzlů PS/110 kV v oblastech Chodov, Řeporyje, Malešice a Čechy-Střed. Tato data jsou získaná na základě měření ze dne 20. ledna 2016.

Pro větší přehlednost jsem získaná data vynesl do kruhového diagramu pro názorné rozdělení zatížení vůči instalovanému výkonu v jednotlivých uzlových oblastech:



Graf č. 3.1.2.a) – Kruhový diagram – rozdělení zatížení na území hl. m. Prahy.

Upravené schéma uzlových oblastí PS/110 kV – dle předpokládaného rozvoje sítě



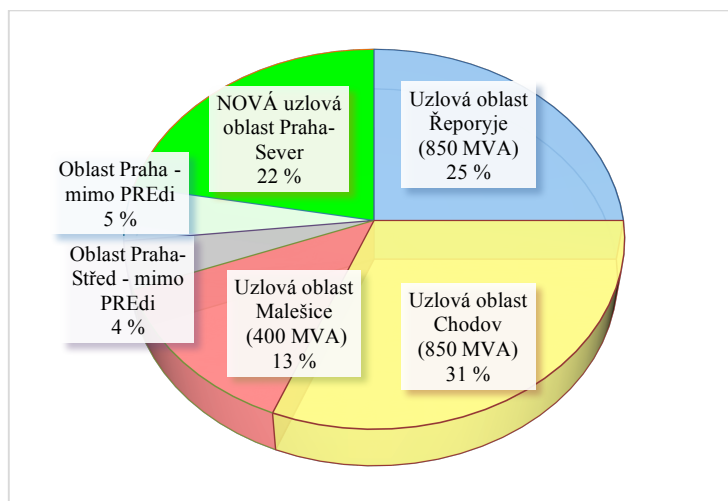
Obr. č. 15 – Přehledové schéma uzlových oblastí PS/110 kV (budoucí předpoklad).²¹

²¹ 15. Použitý obrázek – Schéma uzl. oblastí – upraveno za pomoci grafického editoru [online], dostupný: 4.11.2016 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>

Na výše vloženém obrázku demonstrují predikované „přerozdělení“ napájení uzlových oblastí v případě realizace nového napájecího (uzlového) bodu Tr 400/110 kV v severní oblasti města. Cílem budoucího rozvoje sítě tak bude minimalizovat stávající zatížení v přetížené oblasti rozvodny Tr 220/10 kV Malešice.

Poznámka: Jedná se pouze o pomyslné rozdělení jednotlivých katastrálních území dle předpokládané změny napájených uzlových oblastí – předpoklad dle sekce Koncepce sítě, PREDistribuce, a.s.

Výsledné hodnoty jsem opět vynesl do kruhového diagramu pro větší přehlednost:



Graf č. 3.1.2.b) – Kruhový diagram – predikce rozdělení zatížení na území hl. m. Prahy

Na výše uvedeném kruhovém diagramu si lze všimnout, že v případě vytvoření nového uzlového bodu Tr 400/110 kV vznikne poměrně dominantní oblast (zeleně vyznačená katastrální území), která by mohla v budoucnu převzít zatížení až ve výši 250 MW. Zároveň by se vyřešil problém se současně nedostačujícím napájením severní oblasti území hl. m. Prahy, kde se momentálně využívá pomocného zdroje napájení o výkonu až 70 MW z elektráren EMĚ 1 a EMĚ 2. Výstavbou nového uzlového bodu na severní straně města by se posílila střední část města – Malešice, došlo by k zajištění energetické sítě proti nenadálým výpadkům a tím by se celkově zabezpečil energetický provoz sítě na území hl. m. Prahy s důrazem na bezpečnostní kritérium „N-1“.

Ukázka možného přerozdělení napájení jednotlivých katastrálních území v severní oblasti Prahy – vznik nového uzlového napájecího bodu Tr 400/110 kV Praha-Sever

Nová úlová oblast Praha-Sever (INST S = 700 MVA)				
	S [MVA]	Max [%]	Akt. využ. [%]	Akt. zat. [MW]
ČERVENÝ VRCH	80,00	47,00	61,84	34,19
TŘEBORADICE	80,00	17,00	22,37	12,37
SEVER	80,00	34,00	44,74	24,73
LETŇANY	80,00	38,00	50,00	27,64
HOLEŠOVICE	252,00	105,00	43,86	76,37
VÝCHOD	80,00	6,00	7,89	4,36
Celkem [MVA]	652,00			
zatížení [MW]		179,66		
PŘEVZATÉ ZATÍŽENÍ EMĚ1,1 [MW]=	70,00			
Celkem zatížení [MW]		249,66		

Tab. č. 3.1.2.b) – Predikce výkonového přerozdělení – oblast Sever.

Poznámka: Úplné informace ohledně analýzy instalovaného výkonu na území hl. m. Prahy včetně možné predikce jsou k dispozici v příloze č. 4 – „4.AnalyzaInstVýkonu.xlsx.“.

Stávající stav distribuční sítě na území hl. m. Prahy

	PREdi	cizí	
Inst. výkon PS/DS S [MVA]=	2100	/	
Inst. výkon 110/22kV S[MVA]=	2815	137,00	Vnější zdroje
Celkové zatížení P[MW]=	1 129,98	11,58	191

Tab. č. 3.1.2.c) – Výkonové přerozdělení, vlastnictví – aktuální stav..

Část „PREdi“ představuje elektrizační zařízení, která jsou přímo v provozu na území hl. m. Prahy – tedy v majetku společnosti PREDistribuce, a.s., zatímco „cizí“ představuje technologii elektrizační sítě, která spadá do majetku velkoodběratelů.

Dále jsem zde uvedl část tzv. „vnější zdroje“, které představují zatížení na samotném území hl. m. Prahy, ale s napájením mimo město, tedy opět mimo distribuční síť společnosti PREDi.

Navržený (predikovaný stav) distribuční sítě (DS) kolem roku 2024-2025:

	PREdi	cizí vlast.	
Inst. výkon PS/DS S [MVA]=	2800	/	/
Inst. výkon 110/22kV S[MVA]=	2 815,00	137,00	Vnější zdroje
Celkové zatížení P[MW]=	1 129,98	11,58	121

Tab. č. 3.1.2.d) – Výkonové přerozdělení, vlastnictví - predikce.

Předpoklad celkového zvýšení transformačního výkonu v uzlových oblastí PS/110 kV o 700 MVA (2 x T 350 MVA) – realizace nové rozvodny Tr 400/110 kV v severní oblasti města a následného docílení celkového transformačního výkonu až 2 800 MVA, což představuje oproti původním 2 100 MVA zhruba nárůst o 33 %.

Poznámka: Jedná se pouze o jakýsi „model“ území hl. m. Prahy, který jsem vytvořil upravením původního schématu sítě 110 kV [viz obr. 14]. Skutečné přerozdělení napájených oblastí by se muselo reálně přepočítat. Plánovanou rozvodnu Tr 400/110 kV jsem situoval v souladu s pravděpodobnou výstavbou dle územního plánu hl. m. Prahy poblíž stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever.

Ukázka dat – zatížení zdrojů mimo vlastnictví PREDi:

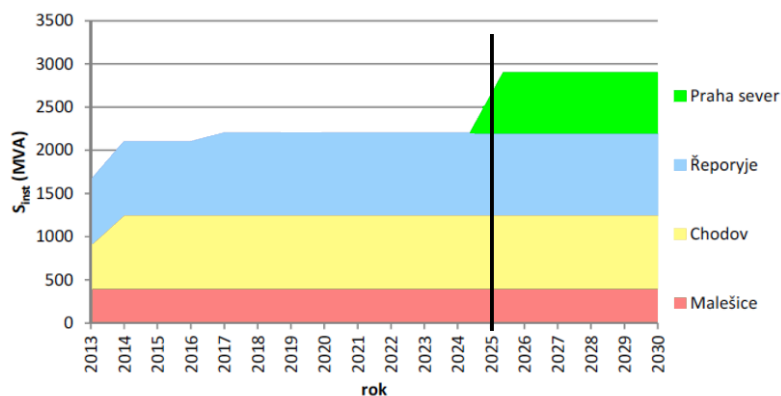
Mimo vlastnictví PREDi	S [MVA]	Max [%]	Akt. využ. [%]	Akt. zat. [MW]
LOCHKOV - PRAGOCEMENT	32,00	8,00	26,32	8,42
MALEŠICE - TEPLÁRNA - VS	25,00	0,00	0,00	0,00
TŘEBORADICE - TEPLÁRNA	40,00	3,00	7,89	3,16
TŘEBORADICE - ČEZ Distribuce	40,00	0,00	0,00	0,00
Celkem [MVA]	137,00			
Celkem zatížení [MW]	11,58			

Tab. č. 3.1.2.e) – Zatížení zdrojů mimo vlastnictví PREDi..

Následující graf vizuálně vyobrazuje přehled v celkových instalovaných výkonů v jednotlivých oblastech. V uvedeném grafu je též zanesen rok předpokládané výstavby nové rozvodny Tr 400/110 kV, která se plánuje k realizaci v období let 2023-2025. Jedná se zatím o předpoklad plánovaného rozvoje instalovaných výkonů transformace mezi PS a DS PREDi z období konce roku 2017.

Poznámka: Dle dostupných aktuálních informací se termín případné realizace nového uzlového bodu Tr 400/110 kV Praha-Sever bude dále posouvat. Zatímco nároky na místní elektrizační síť budou stále růst. To nám obecně do budoucna vytváří nevyhovující situaci, kterou bude potřeba vyřešit.

Průběh vyrovnávání instalovaného výkonu v DS hl. m. Prahy



Graf. č. 3.1.2.c) – Predikce vývoje inst. výkonu v DS hl. m. Prahy.²²

V další části kapitoly se zabývám rozбором již konkrétních dat z predikovaného vývoje zatížení zájmové oblasti severní části hl. m. Prahy. S touto částí upřesním další předpoklady, z kterých je nutné vycházet. Pro důkladnou analýzu stávajícího zatížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy s důrazem na přetíženou uzlovou oblast Malešice jsem se rozhodl provést dvě nezávislé analýzy zatížení. V první části tohoto rozboru se zabývám tzv. analýzou „shora dolů“ (z angl. Top Down analyse), kdy vycházím převážně z veřejně dostupných informací, analyzovaných dat ze studií, tedy z celkově dostupných dat, které lze analyzovat jako celek. Zatímco v druhé části se podrobněji zaměřím na opačnou analýzu - tzv. „zezdola nahoru“ (z angl. Bottom Up analyse). Tato analýza by se dala v principu považovat jako přesnější, neboť v ní pracuji s přesnějším respektive detailnějším zdrojem dat o vývoji zatížení v jednotlivých katastrálních územích. Pro tuto metodu analýzy je nutné mít přístup ke konkrétním skutečným datům. V mém případě jsem získal skutečná data o vývoji zatížení v jednotlivých katastrálních územích na území hl. m. Prahy ze sekce Koncepce sítě společnosti PREDi.

Poznámka: Na závěr následující kapitoly jsem provedl porovnání výsledků obou zmíněných analýz.

²² Použitý graf č. 3.1.2.c) – Predikce vývoje instalovaného výkonu – upraveno v grafickém editoru, Původ: studie EGÚ Brno, a.s.

3.2. Východiska případové studie EGÚ – Napájení hl. m. Prahy

Jak už jsem zmínil v úvodní části, v této práci vycházím z mnoha zdrojů včetně své bakalářské práce. Zároveň se opírám o důvěryhodná data z případové studie společnosti EGÚ Brno, a.s. Jedná se o nezávislou projekční a poradenskou společnost, která se zabývá mimo jiné i výpočty chodů sítě včetně zkratových poměrů, zejména pro PPS a PDS. V této práci vycházím z jejich poslední studie, která řeší problematiku napájení pražské aglomerace až do roku 2030. Bohužel je tato případová studie zatížena dřívějším datem zpracování z období roku 2012 (studie byla zpracovaná a vydána začátkem roku 2013). Musel jsem tak vycházet z původních dat, která se od roku 2012 do roku 2015 významně změnila. Tyto změny jsem se pokusil zanalyzovat a přepracovat, aby výsledné predikce souhlasily se současným stavem rozvoje sítě.

Poznámka: Tuto studii si objednala společnost PREdistribuce, a.s. a společnost ČEPS, a.s. S poradenskou společností EGÚ Brno, a.s. dlouhodobě spolupracují všichni regionální distribuční společnosti, obchodní energetické společnosti, ale třeba také Energetický regulační úřad (ERÚ), Operátor trhu s elektřinou a plynem (OTE, a.s.) a též Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO).

3.2.1. Stávající predikce zatížení pro zásobovací území severní části DS PREdi

Poznámka: V této části podkapitoly vycházím z dat případové studie společnosti EGÚ, a.s. Zdrojová data z roku 2012 jsem se pokusil analyzovat a případně propojit se současnými informacemi a aktuálními hodnotami vývoje zatížení z let 2013-2016.

Cituji ze studie: „Hodnoty zatížení jednotlivých uzlů 110 kV v sítích PREdistribuce vychází z předaných hodnot a zatížení zbytku ES ČR, dále vychází z hodnot dosažených v dostupných zimních a letních měřeních a z informací o záměrech na rozvoj či útlum konkrétních odběrů poskytnutých od provozovatele sítě PREdistribuce, a.s. Je respektován charakter odběru každého uzlu 110 kV, tzn. například u průmyslových odběrů je uvažováno s hodnotou obvyklou, odpovídající technologických potřebám.“ [cit. 2016-10-31_3]

Jedná se o simulaci spotřeby a zatížení s nejpravděpodobnějším vývojem daných lokalit. Obecně se vychází ze získaných dat a podmínek přímo od zadavatele (v tomto případě PREdi). Jde o informace ohledně možných scénářů rozvoje sítě daných lokalit, plánovaných rozvojů transformačních výkonů daných oblastí, budoucích nových odběrných míst atp. Pro simulování ročního růstu zatížení se obvykle vychází z několika možných scénářů. Konkrétně se jedná o tzv. nízký, referenční a vysoký scénář růstu zatížení s trendem růstu 1%, 2% a 3% ročně (stanoveno dle EGÚ, Brno, a.s.).

Získaná data ze studie predikce vývoje zatížení - dle EGÚ, a.s., Brno:

	nízký	REF.	vysoký	nízký	REF.	vysoký
období 2012	1042 MW - území Praha			9300 MW - území ČR		
2015	1 278 MW	1 324 MW	1 355 MW	10 022 MW	10 068 MW	10 099 MW
2020	1 343 MW	1 462 MW	1 570 MW	10 559 MW	10 678 MW	10 786 MW
2025	1 412 MW	1 614 MW	1 821 MW	11 136 MW	11 338 MW	11 545 MW
2030	1 484 MW	1 782 MW	2 111 MW	11 758 MW	12 056 MW	12 385 MW

Tab. č. 3.2.1. – Tabulka hodnot predikce zatížení DS v hl. m. Praha.

Poznámka: Tato tabulka představuje sumární dosažené a předpokládané hodnoty zatížení elektrizační sítě České republiky s důrazem na území hl. m. Prahy v letech od roku 2012 do roku 2030 – dle případové studie EGÚ Brno, a.s. z let 2012-2013.

Predikované hodnoty vývoje zatížení v budoucích letech jsou s odstupem času vzhledem k současnému stavu zatížení (období let 2015-2016) poněkud „optimistické“. Společnost EGÚ vycházela ze standardních předpokladů pro stanovení růstu zatížení za obvyklých podmínek. Přesto bylo predikované zatížení za rok 2015 odhadované až do výše 1 324 MW, které bylo oproti měřením ze dne 20. ledna 2016 s hodnotou 1 129 MW téměř o 200 MW vyšší, což je významný rozdíl. Při posledním měření ze dne 5. prosince 2016 došlo opět k růstu max. zatížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy až k výši 1 172 MW. Co ale tyto rozdíly v předpokládaném vývoji zatížení způsobilo?

V této kapitole vycházím ze zdroje: XII. Provozní zpráva za rok 2015, 2016, PREdistribuce, a.s. (viz seznam použité literatury).

Tento nepredikovaný vývoj zatížení lze interpretovat jako „energetický paradox“. Poradenská společnost EGÚ Brno, a.s. správně vycházela z dostupných podkladů zadavatele PREDi ohledně budoucího rozvoje zatížení sítě, ale pravděpodobně nevycházela z budoucích energetických optimalizací spotřeby, které zaznamenaly v letech 2013-2015 ohromný vzestup. Tím mám na mysli rozvoj decentralizovaných – lokálních zdrojů, jako jsou fotovoltaické panely (FVE) na střeších koncových zákazníků, nástup tepelných čerpadel, případně kogeneračních jednotek u větších odběratelů (KVET). K tomu další úsporné energetické opatření v podobě zateplování objektů (požadavek energetických štítků pro osvědčení „pasivity“ budov), dále využívání úsporných spotřebičů (dle nařízení EU, „ekodesign“²³) a jiných opatření. Tyto okolnosti způsobily obrácení trendu předpokládaného referenčního růstu zatížení spíše ke krátkodobému poklesu. I přes stále se rozvíjející elektrizační síť se zvětšujícím se počtem konečných odběratelů má současný stav energetiky spíše krátkodobý trend snižování konečného zatížení.

²³ **Ekodesign** – Systematický proces konečného návrhu a realizace výrobku (energetického zařízení) s velkým důrazem na dosažení minimálního negativního dopadu výrobku (zařízení) na životní prostředí z hlediska celého životního cyklu, kdy má být výrobek (zařízení) provozován. V energetice se tím například u transformačních jednotek myslí minimalizace celkových ztrát transformace a nezávadnost použitých materiálů – konkrétně využití minerálního transformačního oleje pro účely chlazení.

3.2.2. Predikce zatížení DS v budoucím období dle studie EGÚ Brno, a.s.

Pro hlubší pochopení této situace jsem se rozhodl analyzovat predikovaná data výzkumnou a projekční společností EGÚ Brno, a.s. Dle dostupných dat nebylo patrné, z jaké referenční hodnoty stávajícího zatížení roku 2012 vychází, proto jsem se pokusil toto zatížení přepočítat.

V této kapitole vycházím ze zdroje: *III. Studie EGÚ Brno a.s., studie napájení hl. m. Prahy – Napájení oblasti Pražské aglomerace* (viz seznam použité literatury).

Předpokládám neměnný vývoj distribuční sítě po dobu 15 let - od roku 2015 do roku 2030 se započítáním referenčního růstu zatížení dle vztahu:

$$P_{sv,t} = P_{sv} \cdot \left(1 + \frac{Z_s}{100}\right)^t \quad [10]$$

kde:

$P_{sv,t}$... Predikované zatížení v budoucích letech - t [rok]

P_{sv} ... Teoretické zatížení sítě (instalovaný výkon přepočtený soudobostí provozu) [W]

Z_s ... Předpokládány růst ročního zatížení sítě [%]

Příklad výpočtu:

$$1315,9_{sv,15let} = X \cdot \left(1 + \frac{2(\%)}{100}\right)^{15} \quad \text{kde } x = 1240$$

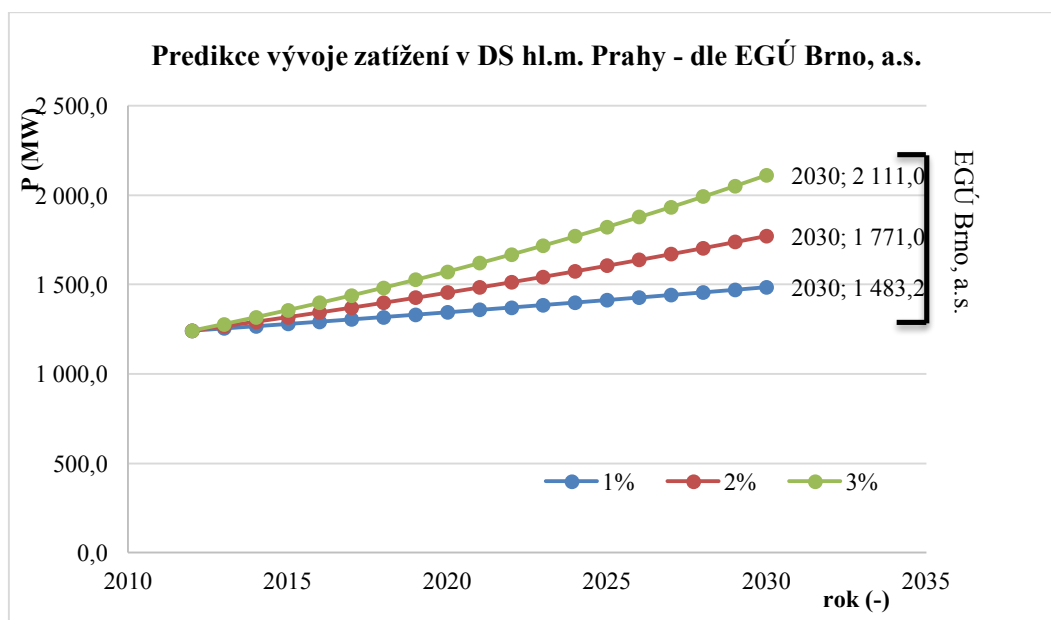
$$P_{sv,2012} = 1240 \text{ MW}$$

Na základě interních dat společnosti PREDi jsem získal informace, že v průběhu roku 2012 bylo zaznamenáno téměř rekordní naměřené zatížení ve výši ca 1 200 MW (nejvyšší zaznamenané v roce 2010 bylo ve výši 1209 MW) s tím, že v následujících letech zatížení postupně klesalo. Společnost EGÚ Brno, a.s. v průběhu roku 2012 teprve zpracovávala případovou studii, ze které vycházím. Dle předcházejícího trendu predikovala budoucí nárůst zatížení až na zmíněných 1 240 MW pro konec roku 2012.

S přihlédnutím k současným datům musím konstatovat, že situace se v následujících letech prakticky změnila:

	rok	0	1	2	3	4
Roční růst zatížení	[%]	2012 [MW]	2013 [MW]	2014 [MW]	2015 [MW]	2016 [MW]
nízký	1,00%	1240,0	1252,4	1264,9	1277,6	1172,0
REFERENČNÍ	2,00%	1240,0	1264,8	1290,1	1315,9	1172,0
vysoký	3,00%	1240,0	1277,2	1315,5	1355,0	1172,0
předpoklad	-1,40%	1240,0	1222,6	1205,5	1188,6	1172,0

Tab. č. 3.2.2.a) - Predikce zatížení DS v hl. m. Praha – přepočítané hodnoty (EGÚ)



Graf č. 3.2.2.a) – Predikce zatížení v DS hl. m. Prahy

Poznámka: Výše vložený graf vyobrazuje tři predikované scénáře vývoje zatížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy (dle studie EGÚ Brno, a.s.).

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou. Kompletní analýza je v příloze č. 3 – „3.Pred.Zati_Praha2017.xlsx“.

Přehled predikovaného vývoje zatížení (přepočítané hodnoty ze studie prov. EGÚ, Brno, a.s.):

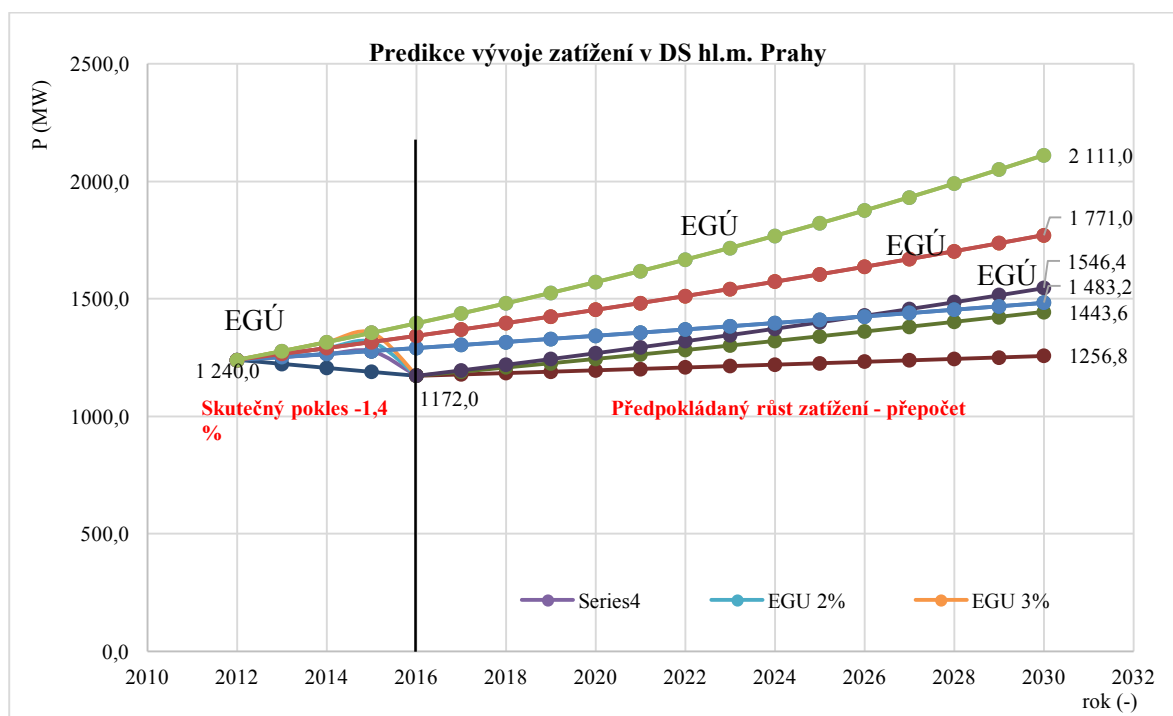
rok [%]	1	2	3	4	5	6	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
0,50%	1172,0	1177,9	1183,7	1189,7	1195,6	1201,6	1207,6
1,50%	1172,0	1189,6	1207,4	1225,5	1243,9	1262,6	1281,5
2,00%	1172,0	1195,4	1219,3	1243,7	1268,6	1294,0	1319,9
7	8	9	10	11	12	13	14
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1213,6	1219,7	1225,8	1231,9	1238,1	1244,3	1250,5	1256,8
1300,7	1320,2	1340,1	1360,2	1380,6	1401,3	1422,3	1443,6
1346,3	1373,2	1400,6	1428,7	1457,2	1486,4	1516,1	1546,4

Tab. č. 3.2.2.b) – Predikce vývoje zatížení DS na území hl. m. Prahy – přepočítané hodnoty EGÚ

Ve výše vložené tabulce jsem se pokusil analytickým způsobem dopočítat změnu trendu vývoje zatížení v letech 2012 až k současnému měřenému období ze dne 5. prosince 2016 s tím, že jsem se dostal k referenční hodnotě poklesu zatížení -1,4 % za uplynulé 4 roky. To signalizuje výše zmíněný trend optimalizace a úsporných opatření v otázce spotřeby nejen elektrické energie.

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou. Kompletní analýza je v příloze č. 3 – „3.Pred.Zati_Praha2017.xlsx“.

Dle získaných informací a doporučení ze sekce Koncepce sítě PREDi dále vycházím opět ze tří možných scénářů vývoje zatížení. V následujících letech se predikuje opětovný postupný nárůst zatížení, neboť se předpokládá, že největší „rozmach“ v oblasti úsporných řešení je překlenutý (rovněž s ohledem na aktivity investorů v důsledku ekonomické krize), proto je velmi pravděpodobné, že zatížení v síti vzhledem k nově vznikajícím odběrným místům opět poroste. V tomto ohledu jsem se pokusil spíše o konzervativnější přístup, kdy jsem zvolil nízký růst ve výši 1 %, střední (neboli referenční) růst ve výši 1,5 % a vysoký růst ve výši 2 % za rok. Výsledné průběhy jsem vynesl jako charakteristiky závislosti růstu zatížení na čase.



Graf č. 3.2.2.b) – Aktuální predikce vývoje zatížení v DS na území hl. m. Prahy.

Z výše uvedeného grafu lze předpokládat, že od současného období roku 2016 bude během roku 2017 opět docházet k postupnému růstu zatížení sítě na území hl. m. Prahy. Avšak oproti původní predikci společnosti EGÚ Brno, a.s. je mnou navržený referenční růst 1,5 % pravděpodobnější. Dokazuje to i poslední naměření maxima ke konci roku 2016, což bylo pravděpodobně způsobeno klimaticky nejchladnější částí roku. Původní predikované zatížení společností EGÚ Brno, a.s. bylo až ve výši 1 771 MW, což činí oproti mému předpokladu s hodnotou 1 443 MW (střední scénář) rozdíl až 350 MW. S ohledem na současné poznatky se předpokládá nárůst zatížení v následujících letech až ve výši 200 MW. Tento nárůst zatížení bude mít pravděpodobně největší podíl v severní oblasti hl. m. Prahy, což by měl řešit plánovaný projekt na výstavbu nového uzlového bodu – rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever.

V této kapitole vycházím ze zdroje: III. Studie EGÚ Brno a.s., studie napájení hl. m. Prahy – Napájení oblasti Pražské aglomerace a ze zdroje V.: Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice, BP, David Hampl (viz seznam použité literatury).

Společnost PREDi na území hl. m. Prahy v souladu s §25 zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) je povinna zveřejňovat základní informace o předpokládaném rozvoji distribuční soustavy. Na webovém portálu společnosti PREDi je veřejně dostupný dokument o zmíněném předpokládaném rozvoji pro aktuální období v letech 2017 až 2021. V tomto dokumentu je uvedený přehled plánovaných realizací a obnov významných transformoven 110/22 kV včetně vedení 110 kV na území hl. m. Prahy v horizontu následujících 5 let. Tento plán vzniká na základě předpokládaného rozvoje distribuční sítě (DS) v závislosti na predikovaném vývoji zatížení daných oblastí. Je nutné zmínit, že se jedná o dlouhodobou koncepci, která se může v závislosti na aktuálním a budoucím vývoji požadavků na trhu s elektrickou energií stále měnit. Přesto je velmi důležité do budoucna s určitým plánem obnov a rozšiřování sítě počítat, aby se včas zajistila spolehlivá a kvalitní dodávka el. energie všem budoucím, ale i stávajícím koncovým zákazníkům. Tento plán je uveden, jak už jsem zmínil, pouze pro transformovny a vedení 110 kV, neboť se jedná o hlavní napěťovou úroveň pro distribuci elektrické energie na území hl. m. Prahy. V této práci řeším možnost vybudování nového uzlového bodu pro transformaci z přenosové hladiny napětí na distribuční - PS/110 kV, tedy při napájecí napěťové hladině 400 kV, která spadá již do správy provozovatele přenosové energetické soustavy ČEPS, a.s.

Poznámka: Svým způsobem se tak jedná o vyšší napěťovou hladinu (ZVN), která je mimo působnost regionální distribuční společnosti PREDi, a proto se tato část musí řešit přímo s provozovatelem přenosové energetické soustavy ČEPS, a.s. Zatímco v druhé části této transformovny se bude řešit pouze distribuční část při napěťové hladině 110 kV. Půjde tedy o koordinovanou realizaci rozvodny mezi společnostmi PREDistribuce, a.s. a ČEPS, a.s.

Jak už jsem psal na začátku této kapitoly, v této části se zabývám „dvoustupňovou“ analýzou. Touto částí jsem uzavřel část obecné „Top Down“ analýzy a v další části se budu věnovat přesnější metodě „Bottom Up“ analýzy, kdy budu vycházet ze skutečně získaných dat pro stanovení trendu rozvoje v jednotlivých oblastech katastrálního území hl. m. Prahy.

3.3. Analýza a predikce výkonového zatížení oblasti hl. m. Prahy

V této kapitole se v návaznosti na předcházející část zabývám analýzou a predikcí výkonového zatížení severní oblasti hl. m. Prahy. V předcházejících kapitolách jsem se podrobněji věnoval predikci možného vývoje zatížení celé pražské aglomerace, kde na základě získaných dat od společnosti EGÚ Brno, a.s., jsem stanovil 3 možné scénáře predikovaného růstu zatížení v závislosti na historickém vývoji zatěžování distribuční sítě (využití „Top Down“ analýzy). V této kapitole se tak zabývám predikcí vývoje zatížení sítě v závislosti na skutečných informacích a podkladech od budoucích odběratelů – koncových zákazníků. Tato data jsem pro hlubší pochopení této problematiky a zpřesnění odhadu budoucího vývoje zatížení získal ze sekce Koncepce sítě společnosti PREDistribuce, a.s. (této části analýzy přezdívám „Bottom Up“ analýza).

Poznámka: Sekce Koncepce sítě společnosti PREDi obecně řeší problematiku inovací distribuční sítě, technického controllingu a koncepce a plánování sítě. Získané podklady jsem měl k dispozici pouze k nahlédnutí,

abych hlouběji proniknul do problematiky. Ve svých výpočtech tak pracuji jen s odhady zatížení u budoucích odběratelů (= zákazníků).

Při predikování budoucího skutečného zatížení sítě se obecně vychází z mnoha předpokladů a kombinací všech možných dostupných zdrojů informací.

Mezi základní předpoklady a zdroje informací pro predikci budoucího zatížení patří:

- **Prvotní žádost o příkon** – původ informace:
 - **prvotní** – přímo na základě požadavku žadatele – budoucího odběratele (zákazníka).
 - **druhotný** – veškeré dostupné zdroje (médiá, webové portály, další zdroje).
Poznámka: Tzv. druhotné zdroje se nedají chápat jako skutečné žádosti o příkon, neboť se jedná o fázi, kdy se získávají pouze informace z veřejně dostupných zdrojů s předpokladem, že distribuční společnost stále nemá k dispozici konkrétní žádost o příkon (= smlouvu).
- **IPR Praha** – Institut plánování a rozvoje Prahy.
- **Územní plán hl. města Praha (včetně vlivu procesu EIA)**

Žádost o příkon – nový odběratel (zákazník)

Společnost PREDi a další regionální distribuční společnosti se pokouší včas mapovat budoucí požadavky na příkon v jednotlivých katastrálních částech území distribuční sítě. Je to zejména z důvodu strategického rozvoje a obnovy sítě pro budoucí zajištění spolehlivé a kvalitní dodávky elektrické energie. Vedle standardních žádostí o připojení má distribuční společnost obecně přehled o plánovaném vývoji nových velkoodběratelských míst a jejich požadavků na příkon, ale menší přehled o stále větším množství neohlášených budoucích maloodběratelských míst. Musí se proto spoléhat také na veřejně dostupné informace o plánovaném rozvoji pražské aglomerace. Skutečně tak vychází z veřejně dostupných informací, kde se např. zjistí plánovaná stavba nějakého developerského projektu – bytový komplex, kancelářský komplex, jiná polyfunkční budova apod. Tyto informace se následně v sekci Koncepce sítě (společnosti PREDi) snaží ověřit a zanést do plánů s požadavky na dodávaný příkon (respektive odhadovaný výkon v oblasti). Při těchto odhadech se vychází z dalších dostupných informací, jako je např. demografická prognóza (vývoj změn indexu změny počtu obyvatel), výšková regulace budov (změna hustoty počtu obyvatel v dané lokalitě apod.) – dle nově zpracovávaného Metropolitního plánu hl. m. Prahy.

V této části vycházím ze zdroje: *XVIII. Rozvoj distribuční sítě PREDistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

IPR Praha

Institut plánování a rozvoje Prahy je veřejně dostupná instituce hl. m. Prahy s informacemi o rozvoji hlavního města v oblasti architektury, urbanismu či tvorby a správy města. Na tomto portálu jsou dostupné strategické, urbanistické a rozvojové dokumenty. Na základě těchto informací lze predikovat vývoj změn hustoty zastavěnosti, a tudíž celkového počtu obyvatel v daných katastrálních územích, z čehož lze predikovat vývoj zatížení. Pro tyto predikce je vhodné využít nově vznikající metropolitní plán, který bude sloužit jako přehledný systém pro stavebníky, investory apod. v případě stavebních záměrů na území hl. m. Prahy. Tímto systémem by se měl do budoucna predikovat vývoj oblastí budoucích zástaveb, kde bude v dalších letech nastavena výšková regulace budov, maximální plošná zastavěnost na úkor zeleně apod. Tento systém v oblasti predikování vývoje zatížení na území hl. m. Prahy by měl v budoucnu výrazným způsobem přispět k zjednodušení.

V této části vycházím ze zdroje: *XX. Co je metropolitní plán? IPR Praha* (viz seznam použité literatury).

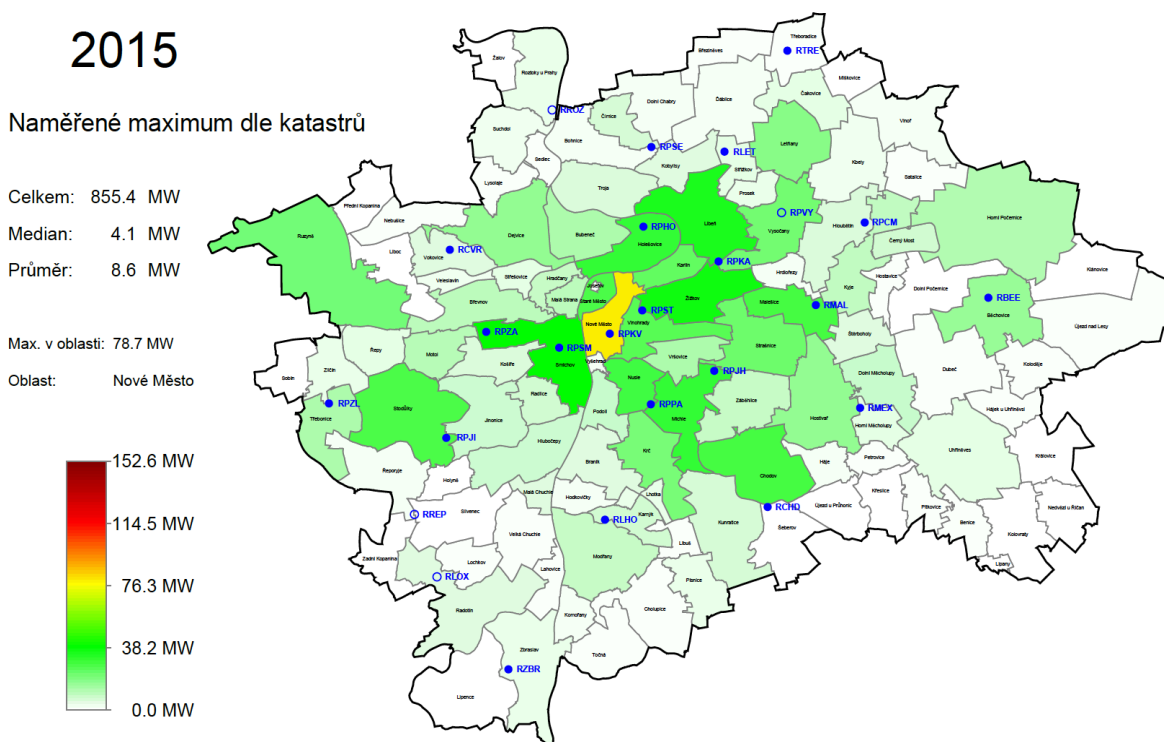
Proces EIA²⁴

Tento proces je založen na systematickém zkoumání a posuzování možného působení negativního vlivu na životní prostředí. Obecně lze říci, že se jedná o snahu komplexně vyhodnotit předpokládané vlivy, které může způsobit připravovaný záměr (např. výstavba nové transformovny) na životní prostředí či veřejné zdraví ve všech rozhodujících souvislostech. Tento proces projednávání je v důsledku nutných úředních povolení časově velmi náročný. V oblasti energetiky se jedná při výstavbě nových technologických zařízení o velmi důležitý proces, bez kterého se daný připravovaný záměr nesmí začít realizovat. Přitom se často v energetice stává, že uznaný proces EIA propadne ve stanovené lhůtě, neboť se z nejrůznějších důvodů (např. nedostatečné vypořádání majetkových poměrů u jednotlivých pozemků) nesplní jiné podmínky. Obecně pro jakékoliv územní plánování je dnes nejdůležitější právě dokumentace k posuzování EIA, kde je tak stanoven rozsah záměru, dále např. náročnosti na jednotlivé vstupy (jako např. voda, elektřina, teplo) aj.

V této části vycházím ze zdroje: *XIX. Posuzování vlivů na životní prostředí, proces EIA* (viz seznam použité literatury).

²⁴ **EIA** (z angl. Environment Impact Assessment neboli dopad na životní prostředí) - Posuzování vlivů na životní prostředí (proces EIA) je na území České republiky upraveno příslušným zákonem o posuzování vlivu na životní prostředí.

Naměřené maximum dle jednotlivých katastrů území hl. m. Prahy



Obr. č. 16 – Naměřené nesoudobé maximum dle katastrů – k roku 2015.²⁵

Na výše uvedeném obrázku si lze všimnout rozdělení výkonového vytížení jednotlivých katastrálních území. Obecně je vytíženější centrum pražské metropole než okolní oblasti.

Poznámka: Jedná se o data z roku 2015. Pro současné období roku 2016 se grafický výstup o rozložení zatížení ještě připravuje. Každopádně severní oblast Prahy se v důsledku plánovaných developerských projektů velmi rychle rozrůstá, tudíž postupně vzniká větší požadavek na příkon.

Na základě těchto aspektů se v rámci sekce Koncepce sítě společnosti PREdi v posledních letech vyvíjí plán predikovaného zatížení na území hl. m. Prahy. Tento plán se obvykle zpracovává ve třech časových horizontech - krátkodobý, střednědobý a dlouhodobý horizont. Pro účely této práce jsem tato data získal a následně zpracoval. Obdržel jsem tedy již zpracovanou tabulku, která blíže specifikuje zmíněné 3 časové scénáře včetně predikovaných pravděpodobností naplnění očekávaného zatížení.

Tabulka uplatnění požadavků z jednotlivých vrstev ke konci období								
	Žádosti (část zaplacená)		Žádosti (neplaceno)		Studie + významné projekty		Metropolitní plán - domnělá predikce	
Vysoký scénář	0,95		0,7		0,65		0,4	
Střední scénář (REF)	0,9		0,5		0,45		0,25	
Nízký scénář	0,85		0,3		0,25		0,1	
období uplatnění	2017	2020	2020	2025	2022	2037	2027	2047

Tab. č. 3.3. – Přehled časových scénářů predikovaného vývoje zatížení.

²⁵16. použitý obrázek – Území hl. m. Prahy dostupný: 4.11.2016 – interní podklad sekce Koncepce sítě PREdistribuce, a.s.

Poznámka: Z tabulky je jasně patrné, že odhadovaná pravděpodobnost naplnění požadavku na příkon (cílového zatížení) klesá s postupem času. Z hlediska krátkodobého a střednědobého scénáře lze počítat ještě s relativně vysokou pravděpodobností naplnění predikovaného zatížení. Naopak v dlouhodobém hledisku je pravděpodobnost prakticky na poloviční hodnotě. [zdroj: Koncepce sítě společnosti PREdi].

3.3.1. Analýza vývoje zatížení v krátkodobém časovém horizontu

V případě energetické predikce se krátkodobý horizont na vývoj zatížení stanovuje v časovém období 2-3 let. Můj konkrétní případ se váže na období roku 2017 až 2020 a jedná se především o žádosti k připojení do distribuční sítě jak od maloodběratelů, tak převážně od velkoodběratelů.

Jde tedy o projekty s požadavkem na příkon pod smlouvou. Z časového hlediska se tyto projekty zjednodušeně označují jako „zaplacené žádosti“ na připojení, u kterých se předpokládá vysoká pravděpodobnost realizace (až 95 %).

Krátkodobý horizont je poměrně spolehlivým, ale časově krátkým ukazatelem pro predikování budoucího zatížení. Stavby s vysokou pravděpodobností realizace úzce souvisí se střednědobým horizontem, proto se dále zabývám i střednědobou predikcí vývoje zatížení s pouze okrajovým pohledem na dlouhodobý horizont predikovaného vývoje zatížení.

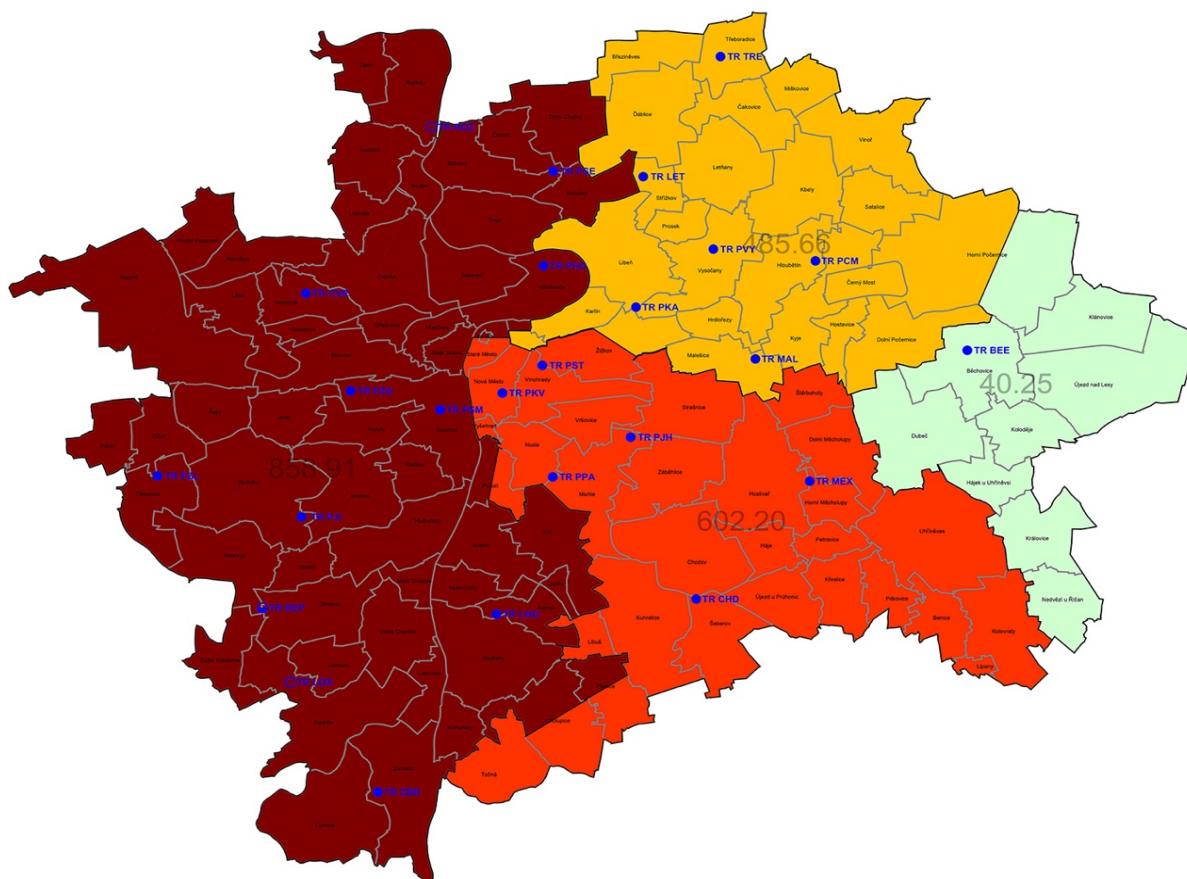
3.3.2. Analýza vývoje zatížení v střednědobém časovém horizontu

V případě energetické predikce se střednědobý horizont na vývoj zatížení stanovuje v časovém období od 3-5 let. Konkrétně v mém případě se jedná o období roku 2020 až 2025. Opět jsou to projekty zjednodušeně označované jako tzv. převážně nezaplacené žádosti. Přitom se stále jedná o velmi důvěryhodné informace s poměrně vysokou pravděpodobností realizace (až 70%).

Zpravidla sem spadají nejrůznější plánované realizace stavby ve stádiu projektových příprav – studie proveditelnosti. Střednědobý horizont se dá využít při plánování větších obnov a rozšiřování stávající distribuční sítě – např. realizace nových transformoven a rozvodů VVN/VN.

Pro zmíněný krátkodobý a střednědobý horizont jsem získal poměrně důvěryhodná data, která pojednávají o predikovaném nárůstu zatížení v jednotlivých katastrálních územích. Rozhodl jsem se tato data roztřídit do celkem 4 oblastí, které jsou reprezentovány uzlovými napájecími oblastmi PS/110 kV - Tr 400/110 kV Chodov, Řeporyje, Tr 220/110 kV Malešice a mimo území hl. m. Prahy uzlový bod Tr 400/110 kV Čechy-Střed.

Přehledová mapa napájení jednotlivých uzlových oblastí – hl. m. Praha



Obr. č. 17 – Přehledová mapa napájení jednotlivých uzlových oblastí – 2/2017.²⁶

Legenda:	
●	Významný zdroj (střed kolečka určuje umístění)
●	Rozvodna VVN/VN je v majetku PRE a zásobuje systémem 22kV síť PRE
○	Rozvodna VVN/VN není v majetku PRE a zásobuje systémem 22kV síť PRE
○	Rozvodna VVN/VN není v majetku PRE a zásobuje systémem 22kV síť lokálního distributora

Aktualizováno: 02/2017, data: 12/2016

Tabulka predikovaného nárůstu zatížení v jednotlivých uzlových oblastech dle krátkodobého (do 3 let) a střednědobého časového horizontu (do 5 let):

	2017-2020	2020-2025
Tr 220/110 kV MALEŠICE PI [MW]	33,08	20,71
Tr 400/110 kV CHODOV PI [MW]	34,174	46,96
TR 400/110 kV ŘEPORYJE PI [MW]	25,39	28,44
Uzl. bod mimo území Prahy		
TR 400/110 kV ČECHÝ STŘED PI [MW]	0,00	0,00
Pi=	92,64	96,11
Suma celkem =	188,75	[MW]

Tab. č. 3.3.2. – Rozdělení predikovaného zatížení – dle jednotlivých uzlových oblastí

²⁶17. použitý obrázek – Území hl. m. Prahy dostupný: 4.11.2016 – interní podklad sekce Koncepce sítě PREDistribuce, a.s.

Na základě těchto informací lze konstatovat, že v případě 100% naplnění krátkodobého a střednědobého scénáře predikovaného vývoje zatížení lze očekávat celkový nárůst zatížení na území hl. m. Prahy ve výši až 188,75 MW, tedy v období následujících ca 8 let. V praxi se po započítání stanovených pravděpodobností počítá s nižším odhadem.

3.3.3. Analýza vývoje zatížení v dlouhodobém časovém horizontu

V případě energetické predikce vývoje zatížení v dlouhodobém horizontu se obvykle počítá s obdobím kolem 10-15 let. Tento časový horizont je logicky nejméně spolehlivým ukazatelem predikovaného vývoje zatížení. Do tohoto období se zasazují pouze největší developerské projekty a územní změny, které se v tomto období očekávají. Výsledné predikované hodnoty jsou proto pouze orientační pro možnost přípravy případných studií na obnovu a rozšíření distribuční sítě v budoucích letech. Tento časový horizont už není tak přesným ukazatelem pro predikci vývoje zatížení jako je tomu u krátkodobého a střednědobého časového horizontu. Přesto se postupně evidují veškeré studie a významné projekty, o který jsou již dostupné informace. V tomto případě se jedná o součet všech predikovaných zatížení na území hl. m. Prahy.

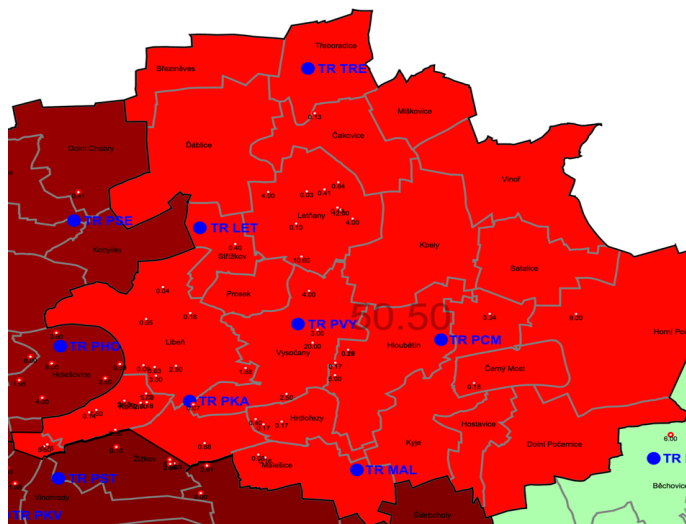
3.3.4. Analýza vývoje zatížení – Metropolitní plán (nejdelší horizont)

Na závěr se počítá s „nejvzdálenější“ predikcí, která se stanovuje dlouhodobě na základě nově vznikajícího Metropolitního plánu hl. m. Prahy. Vychází se z různých předpokladů, jako jsou například očekávané zastavující oblasti pro obytný, produkční a rekreační rozvoj (*pozn.: Metropolitní plán obecně udává typ zástavby*). Na základě těchto polohopisných dat se počítá očekávaná hustota zástavby a následně podle typu se i predikuje očekávané zatížení. Tyto predikce dnes slouží pouze jako domněnky pro budoucí rozvoj. Ale i tak se jedná o poměrně důležité informace při řešení dlouhodobých plánů na rozvoj a posílení distribuční sítě.

3.4. Zaměření na uzlovou oblast Malešice

Cílem této práce je zejména vyřešení otázky posílení stávající vytížené severní oblasti distribuční sítě hl. města Prahy. Tato oblast je převážně napájena z uzlové oblasti Malešice (rozvodna Tr 220/110 kV Malešice), která je tak ze stávajícího pohledu trvale přetěžovaná. Navíc dle provedené predikce budoucího nárůstu zatížení se předpokládá velký nárůst zatížení právě v této oblasti. Při analýze těchto dat jsem se proto zaměřil přímo na oblast, která je napájena rozvodnou Tr 220/110 kV Malešice.

Uzlová oblast Malešice (výřez)



Obr. č. 18 – Přehledová mapa predikovaného nárůstu zatížení v oblasti Malešice – 2/2017.²⁷

Z výřezu je patrné, že jen z krátkodobého a střednědobého scénáře predikovaného vývoje zatížení bude postupně uzlová oblast Malešice stále více zatěžovaná. Z dlouhodobého hlediska, ale i z pohledu metropolitního plánu bude tato oblast v porovnání s ostatními oblastmi hl. m. Prahy stále nejvíce rozvíjena, a proto bude potřeba tento z energetického hlediska „problém“ řešit.

3.5. Vyhodnocení Top Down a Bottom Up analýzy

Výsledné přírůstky zatížení – dle „Top Down“ analýzy

TopDown analýza - scénáře růstu zatížení			
rok	TD-Vys. sc. 2% [MW]	TD-Stř. sc. (REF) 1,5% [MW]	TD-Níz. sc. 0,5% [MW]
2016	1172,00	1172,00	1172,00
2017	1195,44	1189,58	1177,86
2018	1219,35	1207,42	1183,75
2019	1243,74	1225,54	1189,67
2020	1268,61	1243,92	1195,62
2021	1293,98	1262,58	1201,59
2022	1319,86	1281,52	1207,60
2023	1346,26	1300,74	1213,64
2024	1373,18	1320,25	1219,71
2025	1400,65	1340,05	1225,81
2026	1428,66	1360,15	1231,94
2027	1457,23	1380,56	1238,10
2028	1486,38	1401,26	1244,29
2029	1516,11	1422,28	1250,51
2030	1546,43	1443,62	1256,76

Tab. 3.5.a) – Výsledné hodnoty – „Top Down“ analýza.

²⁷ 18. Použitý obrázek – Schéma uzl. oblastí – detailní výřez přes grafický editor [online], dostupný: 4.11.2016 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>

Výsledné přírůstky zatížení – dle „Bottom Up“ analýzy

BOTTOM UP analýza - scénáře růstu zatížení			
rok	BU-Vys. sc.[MW]	BU-Střed. sc. [MW]	BU-Níz. sc. [MW]
2016	1172,00	1172,00	1172,00
2017	1194,00	1191,80	1188,83
2018	1216,00	1211,60	1205,66
2019	1238,01	1231,41	1222,50
2020	1260,01	1251,21	1239,33
2021	1273,46	1257,94	1241,35
2022	1286,92	1264,66	1243,36
2023	1311,08	1276,21	1246,59
2024	1335,24	1287,75	1249,81
2025	1359,40	1299,30	1253,03
2026	1370,11	1304,12	1254,24
2027	1380,82	1308,94	1255,44
2028	1393,36	1314,21	1256,69
2029	1405,91	1319,49	1257,94
2030	1418,45	1324,77	1259,19

Tab. č. 3.5.b) – Výsledné hodnoty – „Bottom Up“ analýza.

Poznámka: Jedná se o „přírůstky“ predikovaného vývoje zatížení při započítání pravděpodobností dle stanovených časových scénářů. Rok 2016 se bere jako vztažný, a proto v tomto roce předpokládám nulový přírůstek zatížení.

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou do roku 2030. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 5 – „5.AnalyzaPredikce_2017.xlsx“.

Porovnáním predikcí vývoje zatížení distribuční soustavy PREDi na základě Top Down analýzy a Bottom Up analýzy je vidět, že tyto analýzy se ve výsledcích od sebe nepatrně odlišují. Nelze jednoznačně říci, že jedna analýza je lepší než druhá, jelikož každá sleduje mírně odlišný cíl a především je velký rozdíl v pracnosti jejich přípravy. Top Down analýzu lze připravit velmi jednoduše nastavením několika trendů a jejich projekcí do budoucna. Naopak u Bottom Up analýzy je nutné velmi důkladné zpracování rozsáhlých podkladů. Největším přínosem BottomUp analýzy je schopnost zachytit výrazně přesněji lokální situaci, která by z pohledu analýzy Top Down pohledu nebyla patrná (např. rychlý růst zatížení v jedné oblasti by mohl být kompenzovaný stagnací v jiné, což by se v Top Down analýze zprůměrovalo), a proto pro stanovení predikce rozvoje zatížení v uzlové oblasti Malešice bude použita především metoda Bottom Up.

3.6. Predikce zatížení pro uzlovou oblast Malešice

Cílem této práce je vyřešení otázky posílení stávající vytížené severní oblasti distribuční sítě hl. města Prahy. Tato oblast je převážně napájena z uzlové oblasti Malešice (Tr 220/110 kV Malešice). Dle provedené predikce budoucího nárůstu zatížení se předpokládá velký nárůst zatížení právě v této oblasti. Při analýze těchto dat jsem se proto zaměřil přímo na oblast napájenou rozvodnou Malešice.

3.6.1. Zaměření na vývoj zatížení v oblasti Malešice – Bottom Up analýza

Po bližší analýze jsem společně se specialisty ze sekce Koncepce sítě společnosti PREDi stanovil hraniční zatížení, které je z dnešního pohledu stávající distribuční sítě pro uzlovou oblast Malešice přípustné. Na základě predikovaných přírůstků jsem našel optimální období, kdy dojde k maximálnímu vytížení oblasti Malešic a bude vhodné zrealizovat nový uzlový bod v podobě rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever. Při současném stavu sítě budu předpokládat vytížení uzlové oblasti Tr 220/110 kV Malešice ve výši 200 MW s krátkodobou přetížitelností až ve výši 250 MW. Na základě současných průběhových měření na hladině VVN konstatuji, že rozvodna Malešice je vytížena zhruba 185 MW s podporou až 70 MW zatížení ze severní oblasti ze zdrojů EMĚ 1 a EMĚ 2. Jak už jsem zmínil výše v textu, v blízké budoucnosti se počítá jak s modernizací (respektive s možností přeizolace stávající rozvodny TR Malešice 220/110 kV na vyšší napěťovou hladinu 400 kV), tak s pravděpodobným útlumem výkonu elektrárenských zdrojů EMĚ 1 a EMĚ 2. Kde část elektrárenského zdroje EMĚ 2 (II.) dnes dodává do severní oblasti Prahy výkon až ve výši 70-80 MW.

Modelová situace (pouze předpoklad):

Předpoklad postupného útlumu části EMĚ 2 až o 80% (do budoucna 100 %), tedy na dodávaný výkon: $P_{\text{dod}} = 14$ [MW], tímto předpokladem se dostávám na fiktivní aktuální zatížení v oblasti rozvodny TR 220/10 kV Malešice ve výši ca $P_{\text{max}} = 199$ [MW].

Přítom předpokládám $P_{\text{max}} = 250$ [MW] - jako maximální přípustné zatížení uzlové oblasti Malešice (stanoveno na hraně plnění spolehlivostního kritéria „N-1“). Současné zatížení TR Malešice ve výši až $P_{\text{max}} = 185$ [MW] s využitím dodávky ze zdroje EMĚ 2. Cílem je najít ideální dobu, kdy bude nutné začít s realizací nové rozvodny s ohledem na včasné připojení do stávající distribuční sítě, aby nebylo překročeno maximální přípustné zatížení TR Malešice.

Tabulka predikovaného vývoje zatížení v zájmové uzlové oblasti Malešice

BOTTOM UP (BU) analýza - scénáře růstu zatížení - oblast Malešice			
rok	BU-Vys. sc.[MW]	BU-Střed. sc. [MW]	BU-Níz. sc. [MW]
2016	199,00	199,00	199,00
2017	208,90	207,91	206,57
2018	218,80	216,82	214,15
2019	228,70	225,73	221,72
2020	238,60	234,64	229,30
2021	244,66	237,67	230,21
2022	250,71	240,70	231,11
2023	261,59	245,89	232,56
2024	272,46	251,09	234,01
2025	283,33	256,28	235,46
2026	288,15	258,45	236,01
2027	292,97	260,62	236,55
2028	298,61	263,00	237,11
2029	304,26	265,37	237,67
2030	309,90	267,75	238,24

Tab. 3.6.1.a) – Predikce vývoje zatížení se zaměřením na uzl. oblast Malešice.

Na základě těchto predikcí mohu konstatovat, že dle referenčního (střednědobého) scénáře predikce vývoje zatížení bude uzlová oblast Malešice pravděpodobně v letech 2024-2025 plně vytížena. V této době bude nutná realizace nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV, která dle odhadů specialistů ze sekce Koncepce sítě PREDi bude trvat okolo 2 let.

Tabulka predikovaného vývoje zatížení v uzlové oblasti Malešice (dále zdrojová data) – z pohledu středního referenčního růstu zatížení

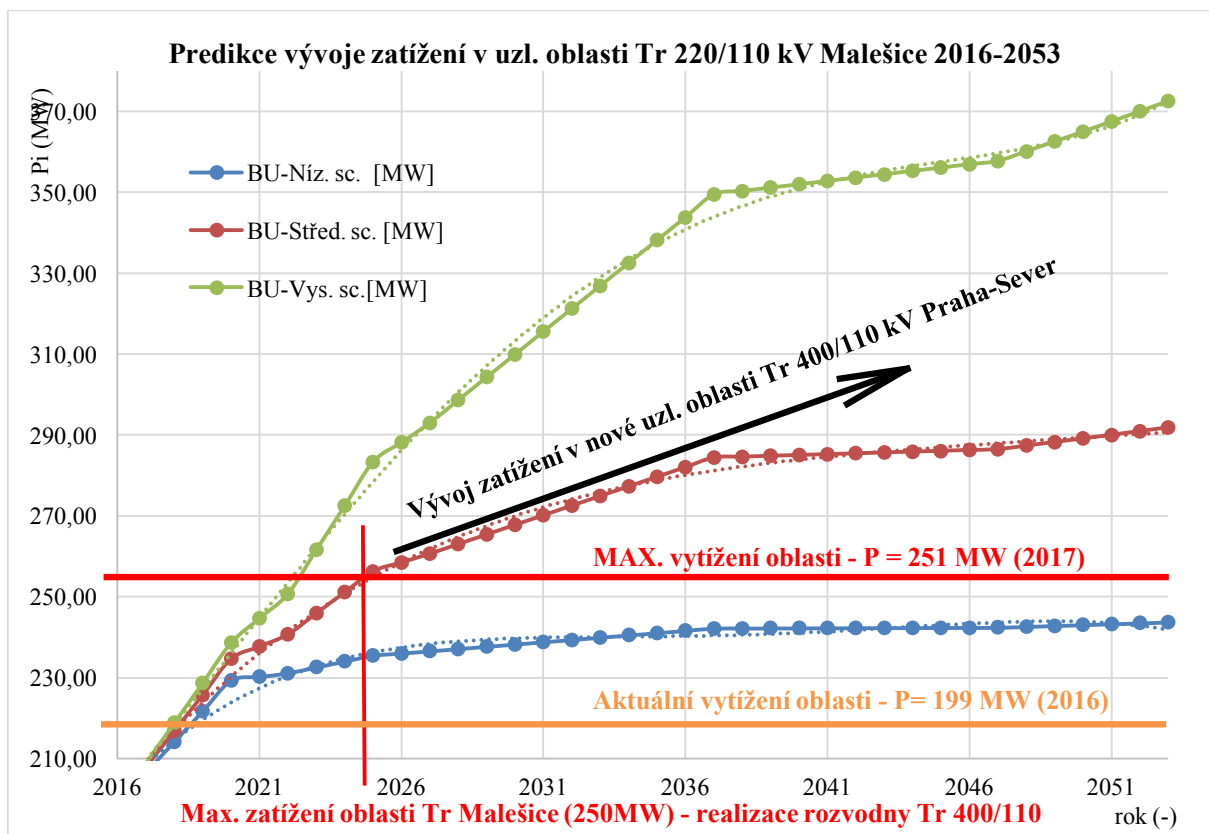
rok [-]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			
P [MW]	199,00	207,91	216,82	225,73	234,64	237,67	240,70	245,89			
Příspěvek:	199,00	8,91	17,82	26,73	35,64	38,67	41,70	46,89			
Provoz rozvodny											
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	251,09	256,28	258,45	260,62	263,00	265,37	267,75	270,12	272,50	274,87	277,25
	52,09	57,28	59,45	61,62	64,00	66,37	68,75	71,12	73,50	75,87	78,25
Vyřazení Tr 220/110 kV - Malešice											
	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	279,62	282,00	284,37	284,58	284,78	284,99	285,20	285,40	285,61	285,82	286,02
	280,62	283,00	85,37	85,58	85,78	85,99	86,20	86,40	86,61	86,82	87,02
	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053			
	286,23	286,44	287,31	288,19	289,09	289,99	290,90	291,82			
	87,23	87,44	88,31	89,19	90,09	90,99	91,90	92,82			

Tab. 3.6.1.b) – Predikované hodnoty nárůstu zatížení v uzl. oblasti Malešice.

Poznámka: Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 5 – „5.AnalyzaPredikce_2017.xlsx“.

Ve výše uvedené tabulce pracuji již s konkrétními daty predikovaného vývoje zatížení v uzlové oblasti Malešice z pohledu referenčního (středního) scénáře. Pro období roku 2024-2025 predikuji vhodnou realizaci nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever s tím, že v tomto období by se rozvodna dokončila a následně zprovoznila včetně nové konfigurace rozvodné části sítě 110 kV.

Dále vzhledem k plánované rekonstrukci stávající uzlové rozvodny Tr 220/110 kV Malešice předpokládám v období roku 2035 až 2036 dočasné vyřazení této rozvodny. V tomto období dojde k předpokládanému „převzetí“ zatížení až 250 MW mezi ostatní uzlové body (předpoklad 2 let).



Graf. 3.6.1. – Závislost predikovaného vývoje zatížení v uzl. oblasti Malešice.

Poznámka: Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 5 – „5.AnalyzaPredikce_2017.xlsx“.

Z výše vložené závislosti vyplývá, že dle referenčního scénáře růstu zatížení (střednědobý scénář) dojde k maximálnímu přípustnému vytížení oblasti pravděpodobně v roce 2025.

Poznámka: Skokové změny v predikci zatížení mají pouze demonstrativní význam. Uvedené predikce lze brát jako vypočítané pouze v krátkodobém a střednědobém horizontu, které jsou max. do období roku 2024 až 2025. Stanovené trendy vývoje v následujících časových obdobích jsou pouze ilustrativního charakteru (předpoklad vývoje).

4. Variantní návrh koncepčního řešení zajištění napájení z přenosové soustavy

Cílem této kapitoly je stanovení podmínek a konkrétních technických variant pro posílení severní oblasti Prahy s důrazem na uzlovou oblast Malešice. V předchozí kapitole jsem se zabýval predikcí vývoje zatížení distribuční sítě na území hl. m. Prahy s důrazem na střední a severní oblast města, která je napájena z uzlové rozvodny Tr 220/110 kV Malešice. Provedenou analýzou jsem zjistil, že dle predikovaného vývoje zatížení bude tato oblast kolem roku 2024-2025 maximálně vytížena, a to až ve výši 250 MW (stávající rozvodna disponuje instalovaným výkonem až 200 MW – v tomto případě se počítá s obdobím krátkodobého přetížení rozvodny s využitím dodávaného výkonu ze severní oblasti elektrárenských zdrojů EMĚ, které se budou v budoucnu utlumovat).

4.1. Všeobecné podmínky pro definici variantního návrhu

Pro stanovení možných variant řešení a následného vyhledání optimální varianty je potřeba vzít v úvahu všechny okrajové podmínky, se kterými je nutné počítat, aby se zvolenou variantou vyhovělo jak po technické, tak po ekonomické stránce.

Na základě provedené predikce budoucího vývoje zatížení jsem zjistil, že **ideálně v roce 2025 by měl být ke stávající distribuční síti připojen nový napájecí (uzlový) bod 400/110 kV.**

Je potřeba si uvědomit, že požadovaná realizace nového uzlového bodu 400/110 kV bude v koordinaci dvou společností (PREdistribuce, a.s. a ČEPS, a.s.), což přináší do budoucna z hlediska propojenosti elektroenergetických soustav velké výhody, ale také potenciálně legislativní problémy, které obvykle způsobují zbytečné průtahy v otázce veškerých veřejnoprávních povolení, potřebné koordinace a projednávaných studií. Potencionální časové prodloužení může způsobit, že v konečném důsledku nedojde k včasné realizaci daného elektroenergetického zařízení (vedení, transformovny, rozvodny apod.). Cílem je proto nalézt takové variantní řešení, které vyhoví všem požadavkům a vnějším vlivům.

Poznámka: V předchozí kapitole (č. 2-3) jsem se blíže věnoval „povolovacímu cyklu“ pro projednání realizace nových elektrárenských zařízení v přenosové soustavě společnosti ČEPS, a.s.

Pro přehlednost stanovím základní všeobecné podmínky a dostupné informace k stanovení možných variant řešení:

- TECHNICKÉ hledisko

- Předpoklad vytížení uzlové oblasti Malešice do roku 2025 – **nutná realizace nového uzlového bodu Tr 400/110 kV.**
- Reálný problém v podobě provozování napájení hl. města pouze ze 2 uzlových napájecích bodů z napěťové hladiny 400 kV (tedy rozvodny Tr 400/110 kV Chodov a Řeporyje) je z hlediska spolehlivosti na hranici rizika (při předpokladu vypnutí

rozvodny Tr Malešice). Navíc stávající rozvodna Tr 220/110 kV Malešice se považuje vzhledem k nižší napěťové hladině jako neplnohodnotný napájecí bod (preferované napájecí napětí 400 kV) – **nutná realizace 3. uzlového bodu 400/110 kV**.

- Realizací nového uzlového bodu 400/110 kV dojde k posílení zmíněné oblasti Malešice a tím i zvýšení celkové „zabezpečení“ rozvodu a dodávky elektrické energie na území hl. m. Prahy a **splnění kritéria „N-1“** i pro severní oblast města. Díky tomu bude možné do budoucna počítat (po realizaci nové rozvodny) s **obnovou stávající rozvodny Tr 220/110 kV Malešice**.

- **LEGISLATIVNÍ hledisko**

- Požadavek na včasné vyřízení územního povolení, získání požadovaných úředních rozhodnutí, analýza a vyhodnocení případných dopadů na životní prostředí (získání kladného rozhodnutí „EIA“ – pouze na období 5 let) atd.

Poznámka: Veškerá tato rozhodnutí a povolení je nutné získat v dostatečném předstihu, aby nedošlo k prodlení plánované realizace elektroenergetického zařízení. Například transformovny a rozvodny se dle získaných informací z oblasti rozvoje sítě ČEPS, a.s. a PREdi, a.s. projednávají v rozmezí od 5-10 let (mnohdy i déle). Z tohoto důvodu je nutné mít důležité záměry včas vyprojektované, úředně povolené a samozřejmě ve stanoveném čase zrealizované.

- **EKONOMICKÉ hledisko**

- Jako u většiny investičních záměrů je i zde požadavek na rentabilitu (efektivnost), tedy na včasnou finanční návratnost. Oproti např. developerským projektům z oblasti realit, kde je cílem maximalizace zisku z daného záměru, je v energetice tato situace podstatně složitější. Dle platného energetického zákona (č. 458/2000 Sb.) se musí společnost ČEPS, a.s., ale také distribuční společnosti na území ČR řídit platnými vyhláškami a nařízeními dle Energetického regulačního úřadu (ERÚ). Tyto nařízení se týkají obnovy a rozšiřování elektroenergetických sítí z důvodu zákonné povinnosti o zajištění kvalitní a nepřetržité dodávky el. energie ke koncovým odběratelům (zákazníkům) – viz podrobně v následující kapitole č. 5.

4.1.1. Teoretická obnova stávající rozvodny Tr 220/110 kV Malešice

Stávající rozvodna Tr 220/100 kV Malešice byla uvedena do provozu v roce 1963 společně s distribuční částí 110/22 kV, v roce 1982 byl zprovozněn uzlový vysílač pro **HDO²⁸ signál**. Následně v roce 1999 proběhla rozsáhlá rekonstrukce části rozvodny 110 kV, která byla plně dokončena až v roce 2006. Přenosová část napěťové hladiny 220 kV společnosti ČEPS, a.s. prošla rekonstrukcí

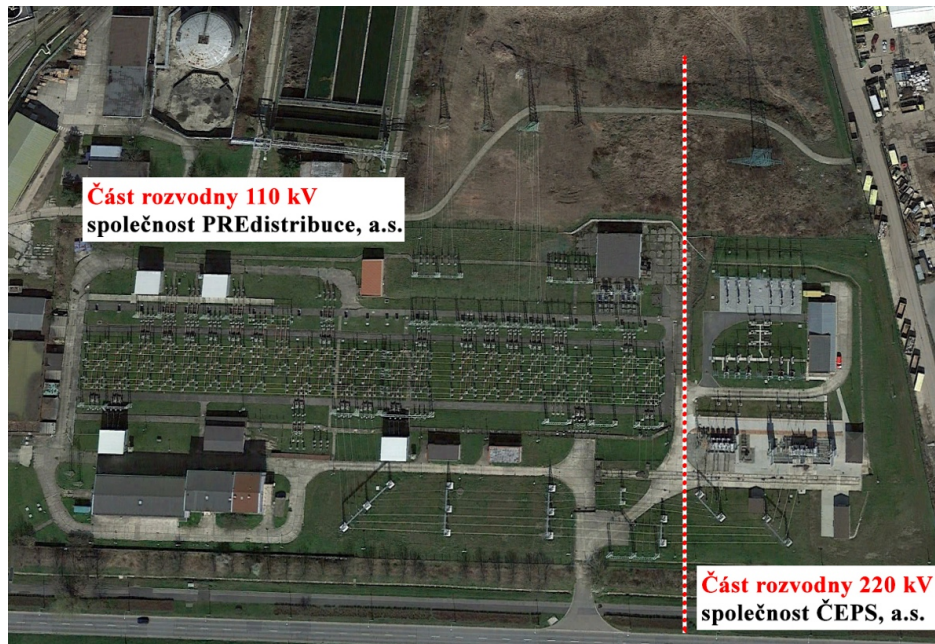
²⁸ **HDO** (neboli hromadné dálkové ovládání) – Jedná se o technologii, kterou je možné přenášet kódy nebo jednotlivé signály pro ovládání, respektive dálkové zapínání a vypínání některých elektrotopelných spotřebičů (jako např. elektrické přímotopy, bojler apod.).

přístrojového vybavení, výměnou transformátorů a sekundární technicky, ocelové konstrukce a uzemnění jsou však původní. Vzhledem k současnému vývoji zatížení distribuční sítě a požadavkům na zabezpečení dodávky el. energie je do budoucna cílem tuto rozvodnu zrekonstruovat. Společnost ČEPS, a.s. plánuje v budoucnu její přestavbu ze stávající napěťové hladiny 220 kV na vyšší napěťovou hladinu 400 kV. Tuto technologickou možnost tak z pohledu své diplomové práce beru jako možnou variantu při řešení otázky posílení severní části distribuční sítě města.

V současné době tento krok není z hlediska zajištění spolehlivostního kritéria „N-1“ realizovatelný, neboť při potenciálním vyřazení této rozvodny by došlo k vyššímu vytížení jak uzlové oblasti s rozvodnou Tr 400/110 kV Řeporyje, tak uzlové oblasti s rozvodnou Tr 400/110 kV Chodov. V případě jejich nenadálého výpadku by se tak popřelo dodržení spolehlivostního kritéria a hrozil by plošný výpadek velké části města. Z tohoto důvodu je patrné, že je toto následné řešení v současné chvíli považováno pouze jako podmíněné řešení v případě úspěšné realizace nového uzlového bodu pro napájení severní oblasti města. Této problematice se věnuji v následující části - popis variant V.1. a V.2.

V této části vycházím ze zdroje: *VI. Hlavní mezníky v historii DS, PREDistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

Pohled na stávající rozvodnu Tr 220/110 kV Malešice



Obr. 19 – Pohled na stávající rozvodnu Tr 220/110 kV Malešice – 4. 2. 2016.²⁹

Aktuální technický stav:

Přívodní pole 2 x 220 kV (ČEPS, a.s.), přívodní/vývodní pole 8 x 110 kV, transformace 2 x S = 200 MVA (strana ČEPS, a.s.). Transformace 110/22 kV, 3 x transformátor S = 40 MVA

²⁹ 19. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z aplikace Google Earth – snímek zachycen dne 4. 2. 2016

(strana PREDi), tedy celkový instalovaný výkon $S = 120$ MVA, využití transformace za uplynulý rok 2016 ve výši 47,37 % (dle provozní zprávy z roku 2016).

Poznámka: Rozvodna Tr 220/110 kV se nachází v ulici Teplárenská v městské části Malešice.

V této části vycházím ze zdroje: *XII. Provozní zpráva za rok 2015, 2016, PREDistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

4.2. V.1. Nové před. místo z PS v místě stáv. TR 110/22 kV Sever

S označením V.1. se v této práci zabývám technickým a ekonomickým řešením pro realizaci nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV v severní části hl. m. Prahy. Dle současného platného územního plánu hl. m. Prahy a požadavků společnosti PREDi se plánuje rozšíření stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever v městské části Čimice o přenosovou část rozvodny 400 kV společnosti ČEPS, a.s. v podobném rozsahu jako je tomu u stávajících uzlových rozvodů Tr 400/110 kV Chodov, Řeporyje a Tr 220/110 kV Malešice.

Pohled na stávající rozvodnu Tr 110/22 kV Sever



Obr. 20 – Pohled na stávající rozvodnu Tr 110/22 kV Sever – 4. 2. 2016.³⁰

4.2.1. Stávající stav – rozvodna (transformovna) Tr 110/22 kV Sever

V roce 1956 byla uvedena do provozu rozvodna (transformovna) s označením Tr 110/22 kV Praha-Sever II. V letech 1998-1999 prošla rozvodna modernizací, které se týkala výstavby nové R 110 kV severně od původní R 110 kV a realizací řídicích systémů. Byla provedena obnova R 22 kV a přemístění a zastřešení transformátorů 110/22 kV. Od této doby je rozvodna v plném provozu. V současné době je realizována obnova řídicích systémů a ochran (cyklus cca 15 let).

V této části vycházím ze zdroje: *VI. Hlavní mezníky v historii DS, PREDistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

³⁰ 20. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z aplikace Google Earth – snímek zachycen dne 4. 2. 2016

Aktuální technický stav:

Přívodní/vývodní pole 10 x 110 kV, z toho 21 rozvodných polí 110 kV a 28 rozvodných polí 22 kV. Transformace 110/22 kV, 2 x transformátor $S = 40$ MVA, tedy celkový instalovaný výkon $S = 80$ MVA, využití transformace za uplynulý rok 2016 ve výši 44, 74 % (dle provozní zprávy z roku 2016). *Poznámka: Rozvodna Tr 110/22 kV se nachází u ulice K Ládví v městské části Čimice.*

V této části vycházím ze zdroje: *XII. Provozní zpráva za rok 2015, 2016, PREdistribuce, a.s.* (viz seznam použité literatury).

4.2.1. Navržený stav – rozvodna 400/110 kV Praha-Sever

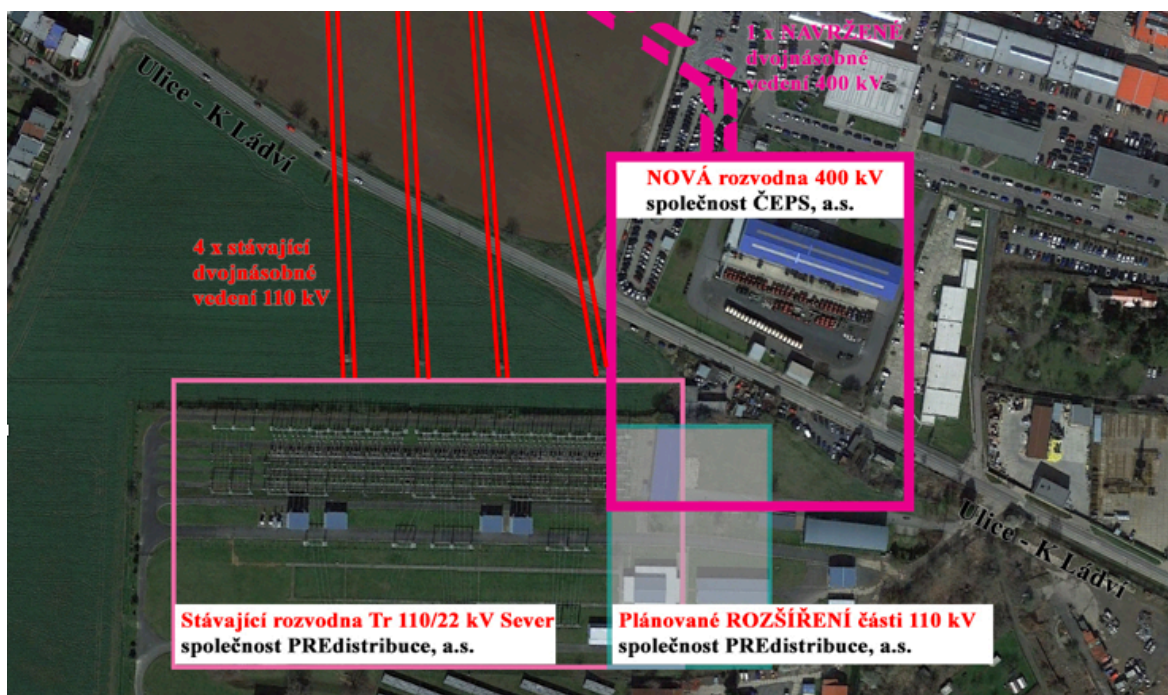
V současné době je dle platného územního plánu hl. m. Prahy vymezena již projednaná plocha pro budoucí realizaci nové rozvodny s označením Tr 400/110 kV Praha-Sever. Z níže uvedeného obrázku je patrné, že nově plánovaná rozvodna 420 kV (zařízení ZVN se obecně konstruuje na vyšší napěťovou hladinu 400 až 420 kV – proto se toto zařízení někdy označuje pro „420“ kV). společností ČEPS, a.s. bude realizovaná v těsné blízkosti stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever.

Vzhledem k platnému územnímu plánu s předpokládaným, bezproblémovým vykoupením okolních pozemků zde odpadá potenciální problém při projednávání a odkupu potřebných pozemků pro umístění v tomto případě pouze rozšiřující části R 110 kV společnosti PREdi (v obr. označeno světle fialovou barvou) a nově realizované části R 400 kV společnosti ČEPS, a.s. (v obr. označeno tmavě fialovou barvou). Zároveň je v územním plánu projednána trasa, neboli koridor pro umístění tzv. **sduženého vedení 400 a 110 kV** ³¹ (předpokládaná územně naplánovaná trasa nového sduženého vedení je v obrázku vyznačena červenou čárkovanou linkou).

V následujícím obrázku si lze všimnout předpokládaného prostorového rozdělení technologie 110 kV společnosti PREdistribuce, a.s. a části technologie 400 kV společnosti ČEPS, a.s. Kromě vyznačeného místa pro plánovanou realizaci části rozvodny 400 kV je zde vyznačený prostor pro plánované rozšíření stávající části rozvodny 110 kV pro účely napojení na nově realizovanou část 400 kV.

³¹ **Sdužené vedení** – V případě realizace rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever se jedná o realizaci speciálního venkovního vedení, které svou konstrukcí umožní instalaci jak dvojitého vedení 110 kV, tak dvojitého (dvojnásobného) vedení 400 kV.

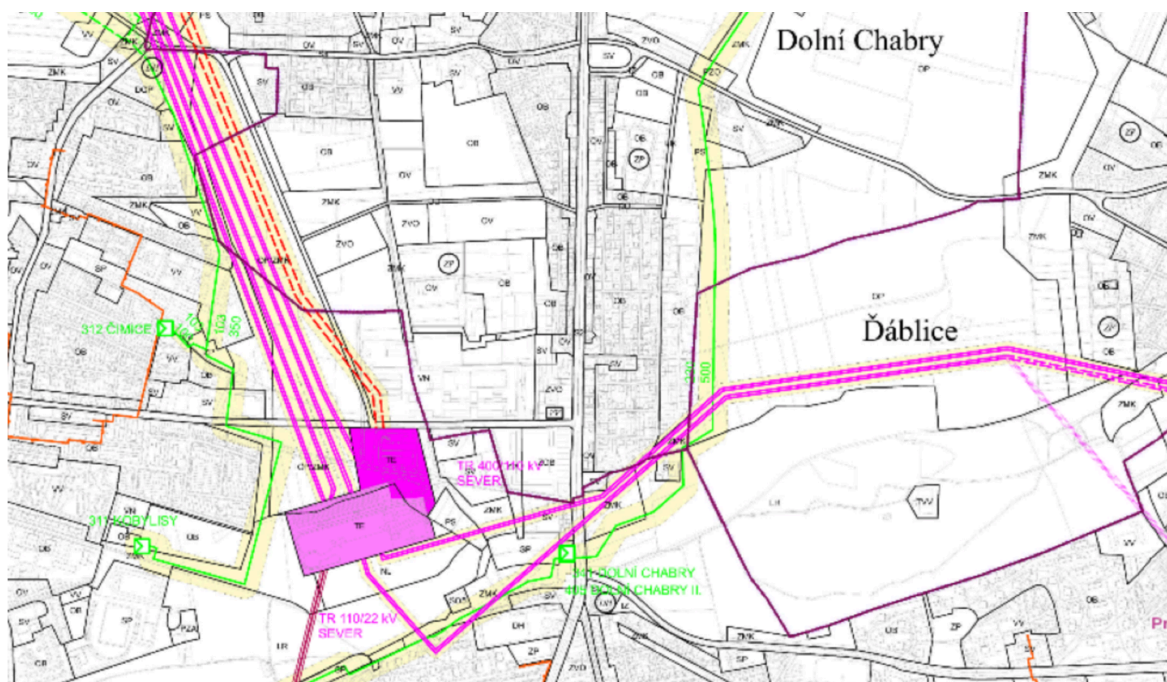
Na obr. 26 jsem vyznačit možné rozložení nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever



Obr. 24 – Předpokládané rozložení nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever.³²

Poznámka: Ve výše uvedeném obrázku jsou jednotlivé hranice pro realizaci technologických částí 110 a 400 kV zakresleny pouze orientačně. Nejedná se tedy o skutečné rozdělení pro budoucí zábory pozemků. Skutečné zábory okolních ploch jsou stále v územním řízení.

Výkres územního pánu hl. m. Prahy – oblast stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever



Obr. 21 – Výkres UP oblast rozvodny Tr 110/22 kV³³.

³² 24. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z aplikace Google Earth – snímek zachycen dne 4. 2. 2016, upraveno v grafickém editoru

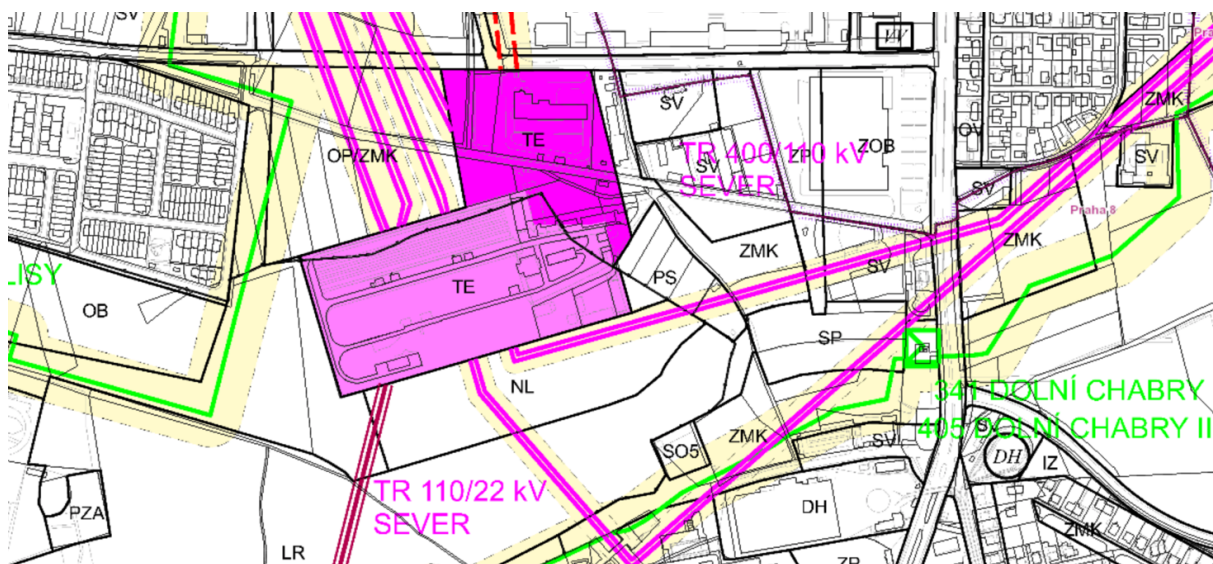
Poznámka: Výhodou zmíněného sdruženého vedení (červená čárkovaná linie) je využití stávající trasy vedení 110 kV, které vede od rozvodny Tr 110/22 kV Sever až k stávajícímu zdvojenému vedení 400 kV (s označením V410), které se nachází v severní oblasti mezi obcemi Sluhy a Mratín (viz následující kapitola).

Zjednodušená legenda - Zásobování elektrickou energií

STÁVAJÍCÍ	NÁVRH	ÚZEMNÍ REZERVA	
			VENKOVNÍ VEDENÍ 400 kV
			VENKOVNÍ VEDENÍ 110 kV
			PLOCHA ELEKTROENERGETICKÝCH ZAŘÍZENÍ
			PLOCHA ELEKTROENERGETICKÝCH ZAŘÍZENÍ NÁVRHOVANÁ NA ZMĚNU FUNKCE
			KABELOVÉ VEDENÍ 110 kV V ZEMI
			KABELOVÉ VEDENÍ 110 kV VE STÁVAJÍCÍM TUNELU, KOLEKTORU NEBO KANÁLU

Obr. 22 – Upravená legenda k UP Prahy.

Výkres územního plánu hl. m. Prahy (obr. 25.) – detail stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever + rozšíření o část rozvodny 400 kV



Obr. 23 – Výkres UP detail rozvodny Tr 110/22 kV.³⁴

Určitým problémem této varianty může být stávající umístění pozemní komunikace (ul. K Ládví), která je vedená přímo skrz plánované území pro realizaci rozvodné části 420 kV. Podle dostupných informací je možné komunikaci přeložit nebo v místě nutného propojení rozvodné části 400 a 110 kV zrealizovat pod komunikací kabelový propoj. Tato problematika není předmětem této práce.

³³ 21-23. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z webové aplikace: Výkresy územního plánu hl. m. Prahy [online], <http://mpp.praha.eu/app/map/VykresyUP/>

³⁴ 23. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z webové aplikace: Výkresy územního plánu hl. m. Prahy [online], <http://mpp.praha.eu/app/map/VykresyUP/>

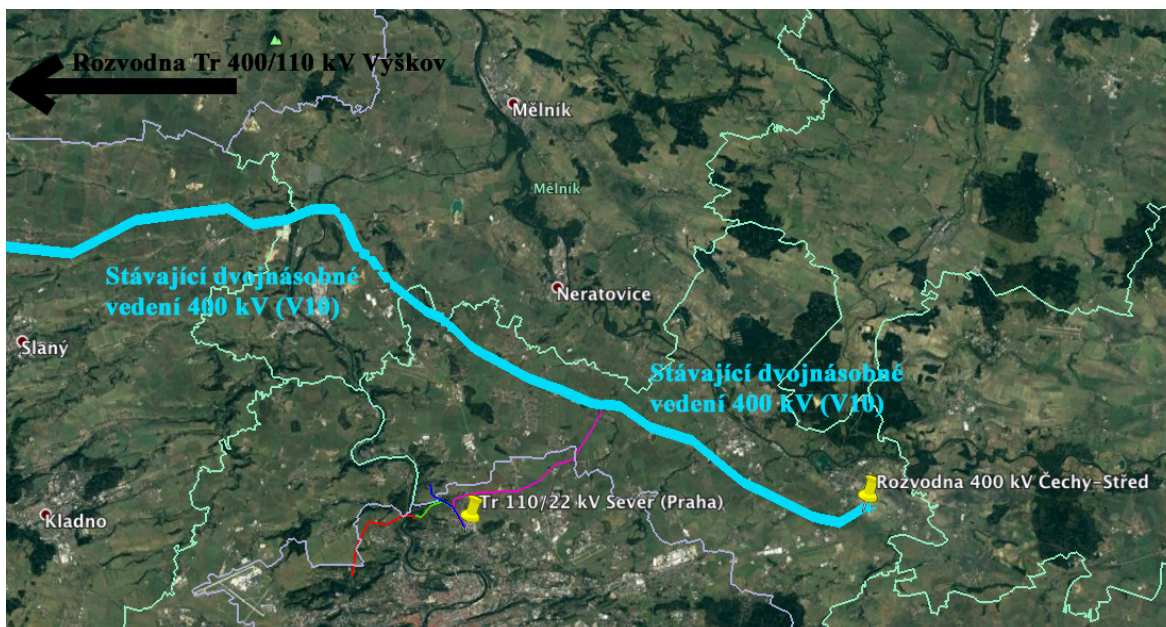
4.2.1. Navržený stav – napojení na stávající vedení 400 kV

Pro zajištění napájení nové rozvodny 400/110 kV je potřeba vedení 400 kV, které bude co možná nejbližší požadovanému místu realizace rozvodny. Pro tento účel se počítá se stávajícím vedením 400 kV s označením V410 společnosti ČEPS, a.s., které se nachází nad severní oblastí hl. m. Prahy.

Toto vedení propojuje dvě významné rozvodny (transformovny) – Tr 400/110 kV Čechy-Střed a Tr 400/110 kV Výškov. Vzhledem k významnosti tohoto vedení v centru ČR byla v uplynulých 3 letech provedena kompletní obnova v podobě zdvojení stávající linky 400 kV. Jednalo se o největší investici do rozvoje české elektroenergetické přenosové soustavy vytvářející podmínku pro připojení nového napájecího bodu pro oblast hl. m. Prahy.

Poznámka: Zdvojením stávajícího vedení se posílila, respektive zvětšila přenosová schopnost vedení, čímž se do budoucna předešlo přetěžování vedení v podobě vysokých energetických „tranzitů“ elektrické energie z Německa do Rakouska. Samozřejmě toto zdvojení je přínosem pro plánované „zasmyčkování“ Prahy a připojení nové rozvodny 400/110 kV ke stávajícímu vedení 400 kV.

Vyznačená trasa stávajícího vedení 400 kV (s ozn. V410)



Obr. 25 – Předpokládané rozložení nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever.³⁵

V této části vycházím ze zdroje: XXI. Zdvojení vedení V410, článek www.allforpower.cz (viz seznam použité literatury).

Česká energetická přenosová společnost (ČEPS, a.s.) na území České republiky realizuje převážně vedení z kategorie ZVN (zvlášť vysoké napětí), napěťové hladiny 400 kV, zejména 3 typů: tzv. standardní vedení (jednoduché vedení) s přenosovou schopností 2000 A, dále tzv. modernizované

³⁵ 25. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z aplikace Google Earth – snímek zachycen dne 4. 2. 2016, upraveno v grafickém editoru.

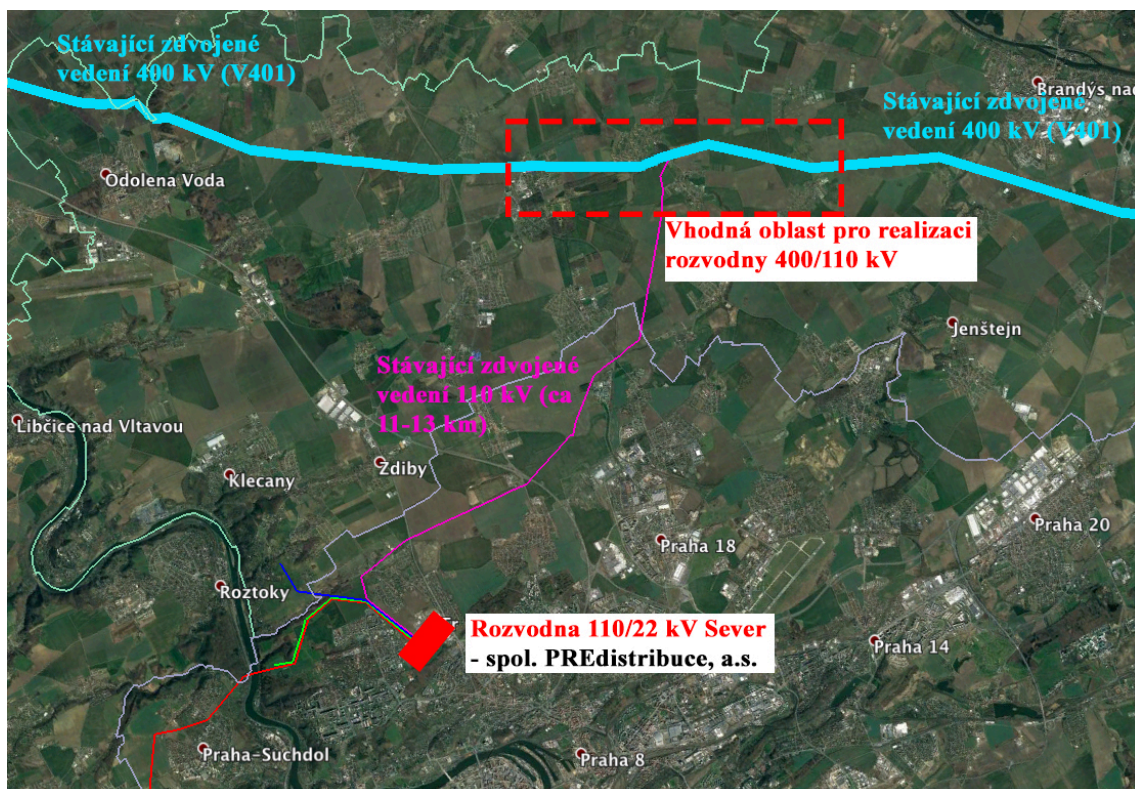
jednoduché vedení s přenosovou schopností 2500 A a tzv. zdvojené vedení s přenosovou schopností až 2 x 2500 A – vše v jednom koridoru (jedné trase).

V této kapitole vycházím ze zdroje: *Interní informace ze sekce Rozvoje a připojování k PS společnosti ČEPS, a.s.*

4.3. V.2. Nové předávací místo z PS nad severní oblastí hl. m. Prahy

V této práci se zabývám rovněž možnou alternativní variantou pro realizaci nové rozvodny 400/110 kV s označením „V.2.“. V této variantě se počítá s umístěním nové rozvodny pro Prahu nad severní hranicí Prahy v blízkosti stávajícího vedení 400 kV (s označením V410/419). Do níže vloženého obrázku jsem vyznačil vhodnou alternativní oblast pro realizaci nové rozvodny mimo území hl. m. Prahy. Vyznačená oblast splňuje technické kritérium ohledně napojení na blízké stávající vedení 400 kV (v rozmezí 1-2 km od V410) a stávající přívodní vedení 110 kV (v rozmezí 1-3 km od stávajících vedení 110 kV), kterým by se nová rozvodna 400/110 kV v této oblasti propojila se stávající rozvodnou 110/22 kV Sever (na území hl. m. Prahy). Tato dvě dvojitá vedení z této transformovny by bylo nutné modernizovat s posílením na přenosovou schopnost, a to vždy 2 x 1600 A (každé dvojité vedení).

Přehledová mapa s vyznačením alternativní oblasti pro realizaci rozvodny 400/110 kV:



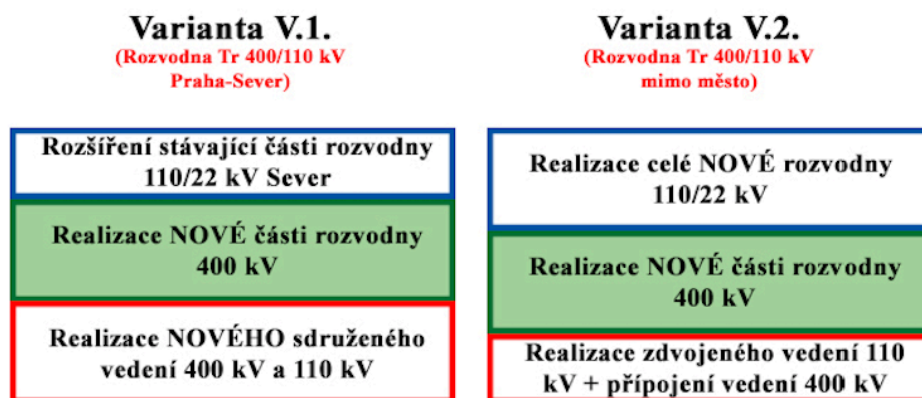
Obr. 26 – Předpokládaná oblast pro realizaci rozvodny 400/110 kV.³⁶

³⁶ 26. Použitý obrázek – Screenshot obrazové části z aplikace Google Earth – snímek zachycen dne 4. 2. 2016, upraveno v grafickém editoru.

Poznámka: Stávající linka 110 kV by musela být vzhledem k požadovanému budoucímu přenosu až o 200 MW výkonu posílena. V praxi to znamená realizaci čtyřnásobného venkovního vedení 110 kV (v současné chvíli je linka vybavena pouze jedním dvojnásobným vedením).

4.1. Předpoklad technologické řešení pro variantní řešení V.1. a V.2.

Pro lepší představu jsem vytvořil modelový obrázek, který představuje jakési technologické rozdělení jednotlivých částí dle příslušných variant V.1. a V.2. Z uvedeného obrázku je patrné, že ve variantě (V.1.) se počítá pouze s menším technologickým dílem v podobě pouze rozšíření stávající rozvodny (transformovny) Tr 110/22 kV Sever pro následné připojení nové rozvodné části 400 kV. V druhé variantě (V.2.) se vychází z realizace celé nové rozvodny 110 kV mimo území hl. m. Prahy. V druhé části se pracuje s realizací rozvodny 400 kV, která bude jak z technologického, tak investičního hlediska pro obě varianty stejná. Na závěr se bude řešit odpovídající připojení nové rozvodny 400/110 kV. V první variantě se bude počítat s realizací nového sdruženého vedení 400 a 110 kV, které tak bude jak z technologického, tak investičního hlediska náročnější, než realizace dvou zdvojených vedení u alternativní varianty V.2. V této variantě se navíc počítá s kratším úsekem dvojitého vedení 400 kV pro napojení nové rozvodny mimo hl. m. Prahu.



Obr. 27 – Variantní řešení (přehled).³⁷

Poznámka: Na výše uvedeném obrázku graficky zobrazují investiční rozdělení jednotlivých variant (dle šíře orámovaných celků).

4.1.0. Technologické řešení pro variantu V.1.

V první variantě (V.1.) se zabývá realizací nové části rozvodny dle platného územního plánu u stávající rozvodny 110/22 kV Sever, která se nachází v pražské městské části Čimice. Jak už jsem zmínil, v této variantě se využije stávající rozvodny 110/22 kV, která se pouze patřičně rozšíří pro napojení nové části rozvodny 400 kV.

³⁷ 27. Použitý obrázek – Vytvořeno za pomoci grafického editoru.

Tato varianta se skládá z:

TECHNOLOGICKÉ části rozvodny 110 kV – investice PREdistribuce, a.s.

- Realizace propojů mezi novými transformátory 400/110 kV kabelovým vedením 110 kV
- Rozšíření stávajících polí 110 kV o celkem 2 nová pole – vyvedení výkonu z transformace 400/110 kV
- Realizace 2 polí pro vysílače HDO na napěťové hladině 110 kV
 - instalace a připojení 2 uzlových vysílačů HDO – strana společnosti PREdistribuce, a.s.

Poznámka: U uzlových rozvodů, které jsou napájeny z vyšší napěťové hladiny 220 nebo 400 kV se na transformované nižší (distribuční) napěťové hladině 110 kV za transformátory instalují výkonné HDO vysílače, které tak centrálně vysílají povely do všech transformoven 110 kV až ke koncovým odběratelům (zákazníkům). V současné chvíli se využívá vysílačů z rozvodů Řeporyje, Chodov a Malešice. Při realizaci nové rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever by se vzhledem k plánované instalaci dvou transformátorů 400/110 kV realizovali 2 vysílače HDO.

Části realizace nového VEDENÍ – investice ČEPS, a.s

- Realizace nového tzv. sdruženého vedení 400 kV a 110 kV (ca 1,5-2 km)
- Realizace zdvojeného vedení 400 kV (ca 11 km).

Poznámka: V této variantě se počítá s využitím koridoru stávajícího vedení 110 kV na území hl. m. Prahy. Toto vedení překračuje hranice města ve směru požadovaného vedení 400 kV, a tak je v plánu této trasy využít. Dle získaných informací z rozvoje přenosové sítě společnosti ČEPS, a.s. jsem se dostal k informacím, že se plánuje realizace zhruba 1,5 km sdruženého vedení (kombinace 110 kV a 400 kV) až k hranicím hl. m. Prahy a Středočeského kraje, odkud se plánuje realizace dalších zhruba 11 km zdvojeného vedení 400 kV.

STAVEBNÍ části – investice PREdistribuce, a.s.

- Stavební úpravy – rozšíření o 2 pole 110 kV + 2 pole pro vysílače HDO

Poznámka: Vzhledem ke stávající zrekonstruované rozvodně 110 kV se počítá pouze s jejím stavebním rozšířením pro novou technologii 110 kV. Stavební částí pro rozvodnu 400 kV se zabývám v samotné podkapitole.

ADMINISTRATIVNÍ/KOORDINAČNÍ části

- Vypracování projektové dokumentace – část rozvodny R 110 kV
- Zajištění koordinace stavby

Poznámka: Na závěr je potřeba se zabývat částí koordinace a administrativních činností. V této variantě se počítá pouze s projektovou činností na realizaci rozvodny a částí pro financování potřebné koordinace během realizace. Položka zahrnující pozemky je v této variantě zanedbaná vzhledem k tomu, že jsou okolní pozemky pro rozšíření a výstavbu nové rozvodny již vykoupeny společností PREdistribuce, a.s.

4.1.1. Technologické řešení pro variantu V.2.

V druhé variantě se zabývá možnost realizace nové rozvodny 400/110 kV mimo území hl. m. Prahy - v severní oblasti u stávajícího zdvojeného vedení 400 kV. Na rozdíl od předchozí varianty V.1. se v této variantě počítá s plnohodnotnou realizací nové rozvodny 110 kV.

Tato varianta se skládá z:

TECHNOLOGICKÉ části rozvodny R 110 kV – investice PREdistribuce, a.s.

- Realizace požadovaných technologických částí jako v předchozí variantě V.1.
 - + realizace pole příčného spínání přípojnic, pole podélného dělení atd.
 - + další potřebná sekundární technologie
 - + až 8 x pole vedení 110 kV

Poznámka: V této části se počítá s plnohodnotnou realizací rozvodné části R 110 kV.

Části realizace nového VEDENÍ – investice ČEPS, a.s., PREdistribuce, a.s.

- Realizace zdvojeného vedení 400 kV (ca 1-2 km) – připojení ke stávajícímu vedení 400 kV
- Realizace zdvojeného nového vedení 110 kV (ca 2 x 12 km) – vyvedení výkonu z rozvodny 400/110 kV až ke stávající rozvodně 110/22 kV Sever, která se nachází na území hl. m. Prahy.

Poznámka: Možná realizace nové rozvodny 400/110 kV mimo území hl. m. Prahy se předpokládá v okolí stávajícího zdvojeného vedení 400 kV. K tomuto vedení se tak počítá s realizací připojovacího vedení 400 kV o vzdálenosti max. 1-2 km. Naopak k požadovanému vyvedení výkonu a napojení k stávající rozvodně 110/22 kV Sever se počítá s realizací dvou zdvojených vedení 110 kV v celkové délce až 11 km.

STAVEBNÍ části – investice PREdistribuce, a.s.

- Stavba – kompletní realizace celé rozvodny R 110 kV

Poznámka: Na rozdíl od předchozí varianty (V.1.) se v této variantě počítá s kompletní realizací stavební části rozvodny 110 kV. Stavební částí pro rozvodnu 400 kV se zabývá v samotné podkapitole.

ADMINISTRATIVNÍ/KOORDINAČNÍ části

- Vypracování projektové dokumentace – část rozvodny R 110 kV, stavební část
- Zajištění koordinace stavby
 - + výkup pozemků na část rozvodny 110 kV a 400 kV

Poznámka: Na závěr je potřeba se zabývat částí koordinace a administrativních činností. V této variantě se počítá pouze s projektovou činností na realizaci rozvodny a částí pro financování potřebné koordinace během realizace. Na rozdíl od předchozí varianty se v případě kompletní realizace nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV počítá s vykoupením pozemků pro následnou realizaci rozvodny.

4.1.2. Rozvodna 400 kV – společná část pro variantu V.1. a V.2.

Rozvodná část 400 kV tvoří společný základ jak pro variantu V.1., tak pro variantu V.2. Tato část je stejná pro obě varianty jak po technické, tak investiční stránce.

Rozvodná část 400 kV se skládá z:

TECHNOLOGICKÉ části rozvodny 420 kV – investice ČEPS, a.s.

- Instalace a zprovoznění 2 nových transformátorů 400/110 kV o instalovaném výkonu 2 x 350 MVA
- Realizace rozvodné částí 420 kV včetně celé silové technologie ZVN, VVN
 - Dále části VN a NN
- Realizace sekundární části – řídicí prvky, ochrany apod.
- Realizace části vlastní spotřeby – zjednodušeno ve formě jednorázové investice

Poznámka: V této části vycházím ze zjednodušeného schématu pro stanovení celkové vybavenosti rozvodny 400 kV – informace od společnosti ČEPS, a.s.

STAVEBNÍ části – investice ČEPS, a.s.

- Stavba – kompletní realizace celé rozvodny 420 kV

Poznámka: Pro část rozvodny 400 kV se počítá s kompletní stavbou tzv. na klíč, tedy opět pro zjednodušení počítám s jednou položkou jako jednorázové investice.

ADMINISTRATIVNÍ/KOORDINAČNÍ části

- Vypracování projektové dokumentace – část rozvodny 420 kV, stavební část
- Zajištění koordinace stavby

Poznámka: Stejně jako v předchozích částech je potřeba se zabývat administrativní a koordinační částí při realizaci rozvodné části 400 kV. Cílem je vyřešení projektové dokumentace a celkové koordinace stavby.

Při stanovení a ocenění jednotlivých položek a celkových částí pro realizaci variantního řešení jsem vycházel z reálně poskytnutých dat od společností PREdistribuce, a.s. a ČEPS, a.s. Tato data bývají zatížena nejistotou až do výše +/- 10 % z hodnoty investice, neboť u podobných investičních záměrů není možné přesně predikovat budoucí vývoj investiční náročnosti. Tuto toleranci zohledňuji ve výpočtu ekonomické efektivity.

4.2. Teoretické a legislativní zhodnocení var. řešení V.1. a V.2.

Obě navržené varianty pro umístění a realizaci nové rozvodny 400/110 kV jsou z technického hlediska proveditelné. Přesto mají obě tyto varianty své pozitivní i negativní stránky, které se pokusím

zohlednit. Například alternativní umístění rozvodny mimo území hl. m. Prahy (varianta V.2.) naráží na potenciální problémy s výkupem pozemků a územním plánem Středočeského kraje, ve kterém není v současné chvíli „přisouzená“ lokalita pro energetiku (*Poznámka: Při tvorbě územního plánu se strategicky rozděluje projednávané území dle budoucího využití – zemědělská plocha, stavební plocha, plocha pro energetiku apod.*). Dále se v této lokalitě stále uvažuje o umístění nového dopravního obchvatu města, který by se tak realizoval mimo území hl. m. Prahy. Z toho důvodu je v současné chvíli problematické v této oblasti projednávat požadované území pro případnou realizaci nové rozvodny. Ve výše vloženém obrázku jsem se proto rozhodl zvolit větší plochu, na které je možná realizace nové rozvodny, neboť není jisté, v jaké oblasti by byla případná realizace vhodná.

Další potenciální potíží může být skutečnost, že plánovaná rozvodna by nestála na území hl. m. Prahy, kde působí regionální distributor PREdistribuce, a.s. Pokud by byla rozvodna umístěna severně mimo Prahu, patřila by na licencované území regionální distribuční společnosti ČEZ Distribuce, a.s. Tato společnost by musela souhlasit s vyjmutím svého území pro budoucí distribuci el. energie pro potřeby společnosti PREdistribuce, a.s. Šlo by vlastně o vymístění stávajícího koridoru vedení 110 kV ze stávajícího distribučního území pro plánované rozšíření na tzv. sdružené vedení.

Naopak výhodou této varianty může být fakt, že nebude potřeba realizovat technologicky a investičně poměrně složité tzv. sdružené vedení (kombinace vedení 400 a 110 kV), které bude jinak potřebné délce ca 2 km v koridoru stávajícího vedení 110 kV k napájení plánované rozvodny Tr 400/110 kV Praha-Sever (na území hl. m. Prahy).

Naopak první varianta (varianta V.1.) je v mnoha ohledech oproti alternativní variantě (V.2.) výhodnější s ohledem na kombinaci příznivých technologických a legislativních předpokladů, které by byly ve výsledné realizaci snáze proveditelné. Vychází se z předpokladu, že stávající rozvodna (Tr 110/22 kV Sever), ale i budoucí rozvodna (nová stavba rozvodné části 420 kV) se nachází uvnitř licencovaného území distribuční sítě společnosti PREdistribuce, a.s., tudíž by odpadlo vyřizování povolení o vyjmutí části licencovaného území distribuční společnosti ČEZ Distribuce, a.s. při plánovaném rozšíření stávajícího koridoru vedení 110 kV mimo území hl. m. Prahy (*Poznámka: V případě realizace tzv. sdruženého vedení by se jednalo pouze o rozšíření ochranných pásem stávajícího vedení 110 kV, navíc by šlo o část vedení spadajícího do vlastnictví ČEPS, a.s., která působí jako „nadřazená“ energetická společnost na území celé České republiky.*)

Další reálnou výhodou je skutečnost, že stávající rozvodna Tr 110/22 kV Sever byla již zmodernizovaná a stačilo by ji pouze vhodně rozšířit s cílem následného připojení nové rozvodné části 400 kV společnosti ČEPS, a.s. Navíc v souvislosti s technologickými parametry lze využít strategického umístění stávající rozvodny v severní části hl. m. Prahy a zrealizovat skutečně nový uzlový bod 400/110 kV, který by byl na území hlavního města, nemluvě o minimalizaci ztrát při přenosu elektrické energie vzhledem k připojení přívodní linky 400 kV přímo na území hl. m. Prahy.

Potenciální překážkou této varianty může být legislativní problematika ohledně povolování a vyřešení konečné cesty pro realizaci sdruženého vedení (kombinace vedení 110 a 400 kV), které svými plánovanými rozměry a ochranným pásmem mohou zasahovat do okolní zástavby (*Poznámka: Tato trasa se již zhruba 5 let projednává a je již zanesena na kraj stávajícího platného územního plánu hl. m. Prahy*).

Obě tyto varianty mají své kladné a záporné stránky, přesto je vzhledem k platnému územnímu plánu a jednotlivým technickým výhodám pro společnosti PREdistribuce, a.s. a ČEPS, a.s. vhodnější prosazovat a realizovat variantu V.1., ve které se počítá s výstavbou rozvodny přímo na území hl. m. Prahy. Přesto se v této práci v následující kapitole věnuji přesnému technicko-ekonomickému porovnání obou variant, abych zjistil, která z variant je po technicko-ekonomické stránce výhodnější.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *I. FENCL, František. Elektrický rozvod a rozvodná zařízení. A ze zdroje: II. CHOCHOL, Bohumír a Zdeněk Šlechta. Rozvodny a transformovny 110 kV.* (viz seznam použité literatury).

5. Technicko-ekonomické vyhodnocení navržených koncepčních variant

V této kapitole se zabývám ekonomickým porovnáním a zhodnocením možných technických variant pro posílení stávající distribuční sítě v severní oblasti hl. m. Prahy v podobě realizace nové uzlové rozvodny 400/110 kV. Cílem této kapitoly je vyhodnocení stanovených variant s následným doporučením takové varianty, která bude po investiční i technické stránce vhodná pro posílení severní oblasti hl. m. Prahy.

5.1. Zvolení způsobu výpočtu ekonomické efektivity

Před zvolením vhodného ekonomického porovnání jednotlivých technických variant je nutné si rozmyslet, jak přistoupit k ohodnocení daných investičních záměrů. V následující části se proto věnuji dvěma způsobům, kterými je v tomto případě možné postupovat:

5.1.1. Problematika regulovaných výnosů, WACC

Dle platných vyhlášek Energetického regulačního úřadu (ERÚ) je na území České republiky každá elektroenergetická stavba sloužící k přenosu nebo distribuci elektrické energie vložena do tzv. RABu (regulační báze aktiv). Následně po dokončení realizace daného záměru je investice řádně odepisována po životnosti jednotlivých zařízení a stává se tak součástí konečného výpočtu tzv. povolených výnosů, které jsou určující pro konečnou tvorbu cen za distribuci, respektive přenos elektrické energie.

RAB („Regulatory Asset Base“) - tedy „regulační báze aktiv“, obecně představuje hodnotu vázaného kapitálu. K této hodnotě se každý rok zmíněná báze navýší o určitou hodnotu investic při současném odečtu jednotlivých odpisů. Na hodnotu RABu se získá úroková míra ve formě povoleného zisku a dále povolených odpisů, které tak v podstatě představují splátky na původní investice (*Poznámka: ERÚ odsouhlasí výši „úrokové“ míry, v tomto případě tzv. WACCu*). Zjednodušeně lze říci, že odpisy na původní (starý) majetek nestačí na financování nových plánovaných investic. Na základě toho by měla nová regulační pravidla zajistit, aby regulovaná společnost zůstala finančně stabilní a mohla tak dosáhnout na vyhovující podmínky pro své financování. Obecný zájem regulátora (ERÚ) je, aby byl nastaven co možná nejnižší tarif pro stanovení koncové ceny za elektrickou energii a přitom zároveň má dle Energetického zákona (č. 458/2000 Sb.) zákonnou povinnost zajistit vhodné (respektive přiměřené) financování budoucích investic. To se odráží na „finančním zdraví“ a stabilitě distribučních společností (tyto vyhlášky taktéž ovlivňují činnost přenosové energetické společnosti ČEPS, a.s pro přenos el. energie na celém území České republiky).

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *XXII. Článek – CFO World, from IDG* (viz seznam použité literatury).

WACC („Weights average capital costs“) - tedy „vážené průměrné náklady na kapitál“. V obecném hodnocení větších investic se počítá s úrokovou mírou, která je stanovena tzv. diskontní sazbou. V tomto případě se jedná o financování výlučně cizím kapitálem. Zatímco u větších investic se počítá s trochu odlišnou „úrokovou mírou“. V tomto případě se stanovenou mírou tzv. parametrem WACC. Tento parametr investorovi udává, kolik procent firma na daný projekt v průměru zaplatí za kapitál právě těm, kteří jej na potřebné financování půjčili (tedy věřitelé = investoři). Tímto parametrem se stanovuje minimální požadovaná míra výnosnosti, kterou musí investující firma dosáhnout.

Poznámka: Koncové hodnoty parametru WACC jsou určovány na základě předloženého návrhu investora (např. na území hl. m. Prahy - regionální distribuční společnost PREDistribuce, a.s.) a dále posudku Energetického regulačního úřadu (ERÚ).

Výpočet koncové hodnoty parametru WACC závisí na několika vstupních parametrech. Vychází se z parametrů, které musí reflektovat aktuální situaci na trhu. Jedná se tedy o kombinaci cizího (D) a vlastního (E) kapitálu pro stanovení financování daného projektu:

Vztah pro výpočet hodnoty WACC:

$$WACC = r_E \cdot \frac{E}{D + E} + r_D \cdot (1 - t) \cdot \frac{D}{D + E} \quad [\%] \quad [11]$$

kde:

WACC ... míra určující průměrné vážené náklady kapitálu [%]

E ... tržní hodnota vlastního kapitálu (E = equity) [Kč]

D ... tržní hodnota cizího kapitálu – úročený cizí kapitál (D = debt) [Kč]

r_E ... požadovaná procentuální výnosnost vl. kapitálu (E) [-]

r_D ... úroková míra placená ze zpoplatněného cizího kapitálu (D) [-]

t ... sazba daně z příjmu právnických osob (T = tax rate) [-]

V této podkapitole vycházím ze zdroje: XXIV. *Dopad regulačních režimů na vážené průměrné náklady na kapitál (WACC), ERÚ* a ze zdroje: XXV. *Finanční rozhodování a WACC* (viz seznam použité literatury).

Cituji část Zprávy Energetického regulačního úřadu (ERÚ) o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství: „**Základní principy přípravy IV. regulačního období:**

➤ „*Jak již bylo uvedeno, IV. regulační období (RO) navrhuje Energetický regulační úřad (ERÚ) jako zkrácené (tříleté pro elektroenergetiku i plynárenství s počátkem v roce 2016) s cílem připravit důsledně jednotlivé vstupy a parametry regulačních vzorců pro následné V. RO ve vazbě na připravovanou novelu energetického zákona (EZ), legislativní podmínky EU a nastavení jednotlivých parametrů regulace, zejména nákladů, RAB a odpisů.*“

➤ „*Při stanovení hodnoty WACC Úřad vycházel z prostředí srovnatelných společností v zemích Evropské unie s důrazem na podporu investic směřujících ke zvýšení energetické bezpečnosti a spolehlivosti. ERÚ si v této souvislosti vyžádá od regulovaných subjektů investiční plány na dobu 10 let s věcným upřesněním na 3 roky.*“

[cit. 2017-04-20]

Základní výpočetní vztah pro povolené výnosy:

(zjednodušeně)

$$PV = PN + O + Z + F_T \text{ [Kč]} \quad [12]$$

kde:

PV ... hodnota povolených výnosů [Kč]

PN ... hodnota povolených nákladů [Kč]

O ... hodnota přeceněných odpisů [Kč]

Z ... zisk držitele licence pro regulovaný rok [Kč]

F_T ... hodnota parametru tzv. „faktoru trhu“ [Kč]

Poznámka: Faktor trhu se používá v případech, kdy se u regulovaných subjektů (např. ČEPS, a.s., PREDistribuce, a.s.) předpokládá situace vzniku vícenákladů, které tak nejsou prokazatelně obsazeny ve stanovené nákladové bázi (např. zavádění nových technologií, likvidace velkých celků majetků apod.).

Cituji část Zprávy ERÚ o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství: *Závěrečná zpráva ERÚ o metodice regulace III. regulačního období jednoznačně uvádí: „V průběhu roku 2006 probíhala intenzivní spolupráce Úřadu s regulovanými společnostmi na posouzení jejich dlouhodobých plánů investic, na jejichž základě mohl Úřad analyzovat výši zdrojů, které společnosti potřebují v průběhu dalších 15 let na obnovu majetku tak, aby byla zachována současná technická úroveň a kvalita dodávky“. Dále zpráva uvádí: „Na základě výše uvedených analýz dospěl Úřad k závěru, že potřebná výše odpisů jako zdroje peněz pro obnovu majetku odpovídá přeceněným odpisům, které mají společnosti zúčtovány ve svém účetnictví. Pokud společnosti nebudou investovat přeceněné odpisy zpět do obnovy majetku takovým způsobem, aby zachovaly jeho úroveň a kvalitu dodávky, Úřad zavede do regulace takový mechanismus, který zaručí, že povolené odpisy budou použity pouze pro investiční účely v rámci licence.“ [cit. 2017-04-20]*

Základní výpočetní vztah pro regulovaný zisk:

(zjednodušeně)

$$Z = WACC \times RAB \text{ [Kč]} \quad [13]$$

kde:

Z ... zisk držitele licence pro regulovaný rok [Kč]

WACC ... míra určující průměrné vážené náklady na kapitál [%]

RAB ... regulační báze aktiv [Kč]

Vztah pro výpočet končené ceny je vyjádřen obecně následovně:

(zjednodušeně)

$$C \cong \frac{PV}{E} \text{ [Kč/kWh]} \quad [14]$$

kde:

C ... cena za distribuci/přenos elektrické energie [Kč/MWh]

PV ... povolené výnosy [Kč]

E ... celková proteklá (tzv. opatřená) el. energie v daném roce [GWh]

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *XXIII. Zpráva ERÚ o metodice regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství* (viz seznam použité literatury).

5.1.1. Ekonomická efektivnost – použitá kritéria

Úvodem této části je potřeba se zabývat teoretickými předpoklady a stanovením jednotlivých parametru pro následné ekonomické zhodnocení stanovených variant možného řešení.

Při vzájemném porovnání jednotlivých variant budu počítat s těmito kritérii pro hodnocení ekonomické efektivnosti: NPV, IRR, ROI a prostou dobou návratnosti (včetně tzv. diskontované doby návratnosti). Pro zahrnutí časové hodnoty peněz a rizika při investování budu pracovat se hodnotou nominálního diskontu.

5.1.1.1. Čistá současná hodnota (NPV)

Prvním hodnotícím ekonomickým kritériem je tzv. **čistá současná hodnota** neboli NPV (z angl.: net present value). Tato hodnota se stanovuje jako součet diskontovaných peněžních toků za stanovenou dobu životnosti T_z .

Poznámka: Pro takové hodnocení je nutné znát, nebo stanovit diskontní sazbu (neboli alternativní náklad kapitálu).

Vztah pro určení čisté současné hodnoty:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_z} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad [\text{Kč}] \quad \text{krit. podmínka: } NPV \geq \max \quad [15]$$

kde:

NPV ... čistá současná hodnota [mil. Kč]

CF_t ... peněžní tok (= Cash Flow) v roce t [mil. Kč]

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace) [%]

T_z ... doba životnosti [v letech]

Poznámka: Obecně se při výpočtu hodnoty NPV počítá s dobou životností T_z . V této práci počítám s tzv. zkrácenou dobou pro porovnání T_p , která nezahrnuje ukončené doby životností jednotlivých prvků (viz problematika dále).

Při výpočtu hodnot peněžních toků (CF) v jednotlivých letech obecně vycházím ze zjednodušeného vztahu za pomoci výpočtů přes tzv. přímou metodu, kdy **v jednotlivých letech od příjmů odčítám výdaje:**

$$CF_t = -INV_{(t=0)} + P_t - V_t \quad [\text{Kč}] \quad [16]$$

kde:

CF_t ... hodnota cash flow (peněžního toku) v roce t [Kč]

$INV_{(t=0)}$... hodnota investice v roce t [Kč]

P_t ... hodnota celkových příjmů v roce t [Kč]

V_t ... hodnota celkových výdajů v roce t [Kč]

Poznámka: V početních modelech pro stanovení peněžních toků (CF) v jednotlivých letech se obvykle počítá se vstupními jednorázovými investicemi, které se nejčastěji započítávají na začátku hodnoceného období. V mém případě se bude jednat o jednorázové investiční výdaje v podobě realizace částí rozvodny, konkrétně v 1. a v 2. roce předpokládané doby výstavby. Dále se v početním modelu v průběhu jednotlivých let objeví reinvestiční výdaje na obnovu částí technologie.

Použití ekonomického kritéria NPV:

- nejprve je nutné stanovit peněžní toky v jednotlivých letech
- pro každý investiční záměr se vypočte hodnota NPV, kde diskontní míra představuje „cenu nevyužitých příležitostí“ (z angl. opportunity cost)
- jsou-li investice (hodnocené varianty) navzájem nevylučující se, pak realizujeme projekty (varianty) s kladnou výslednou hodnotou NPV
- jsou-li investice (hodnocené varianty) naopak **vylučující se** (případ mnou řešené problematiky), pak vybíráme takovou variantu, která generuje maximální hodnotu NPV

5.1.1.2. Vnitřní výnosové procento (IRR)

Dalším investičním kritériem pro ekonomické porovnání je tzv. **vnitřní výnosové procento** (z angl. internal rate of return). Toto kritérium udává trvalý roční výnos investice vzhledem k stanovené diskontní míře. Obecně se jedná se o takovou úrokovou míru, při které je čistá současná hodnota NPV rovna nule.

Vztah pro vnitřní výnosové procento:

$$\sum_{t=0}^{T_z} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad \text{krit. podmínka: } IRR \geq r \quad [17]$$

kde:

CF_t ... peněžní tok (= Cash Flow) v roce t [mil. Kč]

IRR ... vnitřní výnosové procento [%]

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace) [%]

T_z ... doba životnosti [v letech]

Poznámka: Pokud je hodnota IRR větší, nebo rovna stanovené diskontní sazbě, je vhodná investice realizovat.

Použití ekonomického kritéria IRR:

- obecně investiční záměr (projekt) se realizuje tehdy, pokud je jeho hodnota větší než hodnota stanovené diskontní míry
- v některých případech není možné hodnotu IRR určit, neboť hodnota IRR je více, nebo naopak žádná
- u vzájemně vylučujících se investic je nutné využít metodiku tzv. párové eliminace a použití dodatkové investice
 - o použitím zmíněné dodatkové investice dá hodnotě IRR stejné závěry jako hodnotící kritérium NPV

5.1.1.3. Výnosnost investice (ROI)

Dalším kritériem je tzv. metoda **výnosnosti neboli návratnosti investic** (z angl. return on investments). Jedná se o poměrové kritérium, které za efekt investice považuje zisk, kde změny

v zisku vyvolané investicí charakterizují přínos investice. Tato míra se vypočte jako čistá současná hodnota projektu (NPV) dělená velikostí sumy investic.

Vztah pro určení výnosnosti investice:

$$ROI = \frac{NPV}{INV} \cdot 100 \quad [\%] \quad [18]$$

kde:

ROI ... míra výnosnosti investice [%]

NPV ... čistá současná hodnota investice [mil. Kč]

INV... celková výše investice (investic) [mil. Kč]

Použití ekonomického kritéria ROI:

- vychází se z průměrného ročního zisku
- lze srovnávat i projekty s různou dobou životnosti a různou výší investičních nákladů
- tato metoda nebere v úvahu hodnotu peněz a rozložení zisku v čase, přesto se v praxi stále často používá

5.1.1.4. Prostá doba návratnosti (PP)

Předposledním užitým kritériem v této práci je tzv. **prostá doba návratnosti** neboli z angl. "pay back period". Je to potřebná doba k „vyrovnaní“ kumulovaného peněžního toku (CF) za sledované období „ T_z “ k celkové výši počáteční investice ($kCF = 0$).

Vztah pro výpočet prosté doby návratnosti:

$$\sum_{t=0}^{T_z} CF_t = 0 \quad [\text{let}] \quad \text{krit. podmínka: } T = \min! \quad [19]$$

kde:

CF_t ... peněžní tok (= Cash Flow) v roce t [mil. Kč]

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace) [%]

T_z ...doba životnosti [v letech]

5.1.1.5. Diskontovaná doba návratnosti (DPP)

Posledním užitým kritériem v této práci je tzv. **diskontovaná doba návratnosti**. Tento ukazatel vychází z výpočtu prosté doby návratnosti, akorát se počítá s diskontovaným kumulovaným diskontovaným peněžním tokem ($kDCF = 0$).

Vztah pro výpočet diskontované prosté návratnosti:

$$\sum_{t=0}^{T_z} DCF_t = 0 \quad [\text{let}] \quad \text{krit. podmínka: } T = \min! \quad [20]$$

kde:

DCF_t ... diskontované peněžní toky (= Cash Flow) v roce t [mil. Kč]

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace) [%]

T_z ...doba životnosti [v letech]

Poznámka: Všechna tato kritéria pro určení ekonomické efektivity investic se obecně počítají za ukončenou dobu životnosti všech zastoupených životností posuzovaných prvků (např. technologických zařízení). V mé práci počítám se zkrácenou dobou pro porovnání, která neobsahuje řádně ukončené doby životnosti (a to pouze pro „náhled“ do ekonomických důsledků ve zkráceném období). Přitom dále v této práci počítám s ročními ekvivalentními toky pro porovnání včetně následně zvolené investičně nejvýhodnější varianty. V této části počítám s řádnou dobou pro porovnání – viz problematika dále.

V této části vycházím ze zdroje: XXVIII. Kritéria ekonomické efektivity investic (viz seznam použité literatury).

5.2. Zavedení ekonomických předpokladů, parametry

V této části ekonomického zhodnocení variantního řešení je nutné se zabírat problematikou zavedení a stanovení všech dílčích ekonomických parametrů, které přímo ovlivňují výsledné hodnoty pro porovnání jednotlivých variant:

5.2.1. Stanovení doby pro porovnání, doba životnosti zařízení

Pro vhodné porovnání jednotlivých variant možného řešení jsem stanovil konečnou dobu pro porovnání, tedy parametr s označením T_p . V této části je třeba si teoreticky uvědomit rozdíl mezi tzv. dobou životnosti zařízení T_z a dobou pro porovnání T_p :

- **Ekonomická doba životnosti T_z [let]** - je to taková doba, za kterou je ekonomicky předmětné dané zařízení provozovat.
- **Doba porovnání T_p [let]** – je oproti tomu taková doba, za které se provádí ekonomické hodnocení efektivity.

Na základě toho se stanovuje tzv. **korektní doba porovnání**, která se stanovuje za ukončenou dobu životnosti T_z všech zařízení, které se v daném časovém období nachází.

Poznámka: V tomto období jsou zahrnuty životnosti všech posuzovaných investic.

Stanovení doby porovnání – T_{p1}

Pro vzájemné porovnání jednotlivých variant bylo potřeba stanovit si vhodné časové období, tedy tzv. dobu pro porovnání T_p [let]. Vzhledem k časově omezené predikci budoucích předpokládaných výnosů z proteklé elektrické energie z nově realizované rozvodny 400/110 kV jsem stanovil tzv. „nekorektní“ dobu pro porovnání T_{p1} pro zkrácené období 30 let od předpokládané doby realizace s následným zprovoznění nové uzlové rozvodny 400/110 kV. Přitom vycházím z předpokladů, že plánovaná rozvodna 400/110 kV by se měla realizovat až kolem roku 2025. V tomto případě porovnávám obě stanovené varianty v horizontu let 2025 až 2054 (v období 30). **Stanovená doba pro porovnání: $T_{p1} = 30$ let**

Poznámka: Vzhledem k provedené predikci vývoje zatížení na 30 let vycházím z této „zkrácené“ doby jako doby pro porovnání pouze pro účely simulace jednotlivých příjmů a výdajů, neboť jsem na základě provedené „Bottom Up“ analýzy schopen s určitou přesností predikovat příjmy z přenesené elektrické energie na napěťové

hladině 400 kV právě v období následujících 30 let. Z tohoto důvodu v matematickém modelu pro výpočet peněžních toků (CF) v jednotlivých letech cíleně zkoumám postupný vývoj oceněné proteklé el. energie za zkrácenou dobu „pouhých“ 30 let.

Naopak v části ekonomického porovnání variant vycházím z metody výpočtu tzv. ekvivalentních peněžních toků (rCF), kde počítám s „korektní“ dobou pro porovnání, tedy s dobou porovnání - označeno T_{p2} [let], ve které jsou zahrnuté zařízení za ukončenou dobu životnosti T_z . Na základě těchto výpočtů následně vyberu investičně nejvýhodnější variantu – viz další kapitola.

Dále je tedy nutné se zabývat stanovením tzv. **korektní doby pro porovnání**, tedy stanovením takové doby, do které jsou zařazeny veškeré technologické části za ukončenou dobu životnosti T_z všech vstupujících technologických částí – v mém případě částí rozvodny 400/110 kV (technologická, stavební část aj.).

Pro správné určení korektní doby pro porovnání jsem získal ze sekce Koncepce a rozvoj sítě společnosti PREdistribuce, a.s. přehled vybraných prvků s očekávanou dobou životnosti T_z :

Stanovené životnosti - PREdistribuce, a.s.	
Část technologie:	T_z [let]
Vedení 110 kV	60
Rozvodna 110 kV	40
Sekundární technika	15
Stavební část	60

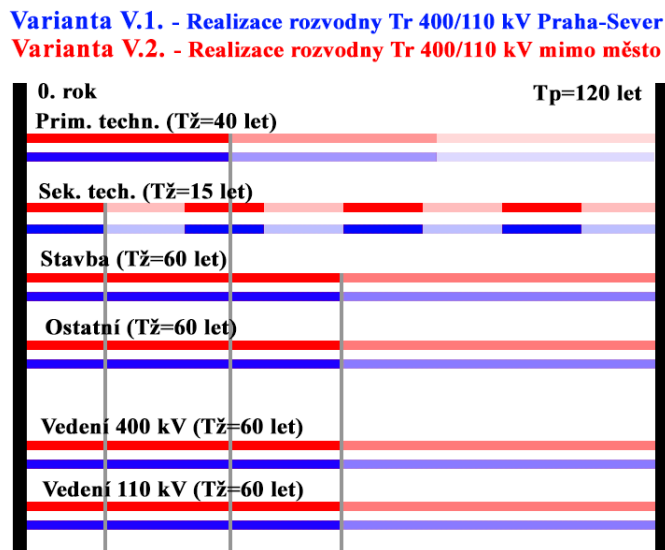
Tab. 5.2.1. Stanovené životnosti – dle spol. PREdi.

Poznámka: Uvedená technologická zařízení jsou pro zařízení distribuční společnosti PREdistribuce, a.s. Pro část technologických prvků rozvodné části R 400 kV společnosti ČEPS, a.s. jsem získal obdobný přehled, který s uvedenými životnostmi zcela koresponduje. Např. u vedení 400 kV se odhaduje životnost na 60 let, stejně tak rozvodná část technologie rozvodny 400 kV na 40 let.

V následujícím obrázku na časové ose graficky znázornuji doby životností pro jednotlivé prvky, se kterými v jednotlivých variantách počítám:

Poznámka: Vzhledem k porovnání obou variant z hlediska minimalizace investičních výdajů zanedbávám společnou část – rozvodné části 400 kV společnosti ČEPS, a.s. Neboť je tato část pro obě varianty investičně totožná – viz dále:

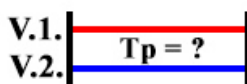
Grafické znázornění časového rozdělení dob životností T_z pro varianty V.1. a V.2. včetně cyklického opakování ekonomických důsledků (vyznačeno světlou barvou):



Obr. č. 28 – Grafické znázornění dob životností³⁸

Způsob stanovení korektní doby pro porovnání – T_{p2}

Výsledně zvolená varianta (z porovnávaných variant V.1. a V.2.) se dle předpokladů bude realizovat v predikovaném období let 2024-2025. Z toho důvodu přepokládám, že budou obě varianty uvedené do provozu ve stejném roce a dle očekávání budou i ve stejném roce ukončeny (zavedení ekonomického předpokladu).



Obr. č. 29. Stanovení doby pro porovnání.

Jednotlivé doby životností T_z pro obě varianty V.1. a V.2.:

$$T_{p2} = T_{z1} = \dots = T_{zn} \quad [21]$$

Poznámka: Na základě tohoto předpokladu je potřeba dále stanovit vhodnou dobu pro porovnání (v práci označeno jako T_{p2}).

Při předpokladu stejných dob životností jednotlivých technologických zařízení lze tuto dobu určit metodou výpočtu jako nejmenší společný násobek („NSN“) dle vztahu:

$$T_{p2} = k_1 \cdot T_{z1} = \dots = k_n \cdot T_{zn} \text{ [let]} \quad [22]$$

Vzorový výpočet pro NSN:

$$T_p = \text{NSN} = (60, 40, 15, 60) = \dots = 2^3 \times 3 \times 5 = 120 \text{ let}$$

³⁸ 28. Použitý obr. – vytvořeno za pomoci grafického editoru

Poznámka: Výsledná doba 120 let je z hlediska jakéhokoliv možného způsobu predikce vývoje ekonomických příčin a důsledku zcela neúměrnou dobou. Za takto dlouhé období je prakticky nemožné determinovat ekonomický průběh predikovaného provozu rozvodny 400/110 kV. Přesto se z ekonomického hlediska jedná o korektní dobu pro porovnání, na základě které je možné správně zvolit investičně výhodnější variantu, neboť časově zohledňuje doby životnosti jednotlivých prvků.

Vypočtená korektní doba pro porovnání: $T_{p2} = 120$ let – tzv. korektní doba pro porovnání, která zohledňuje veškeré doby životnosti posuzovaného investičního záměru.

Předpoklad cyklického opakování ekonomických důsledků – Při určení neúměrně dlouhé doby pro porovnání (např. $T_{z2} = 120$ let) je možné vycházet z metodiky určení tzv. cyklického opakování ekonomických důsledků.

Poznámka: Zjednodušeně řečeno předpokládám stejné ekonomické děje po ukončení a znovu „naběhnutí“ jednotlivých stanovených dob životnosti.

5.2.1. Stanovení diskontní míry r

Mezi první parametry, které jsem musel zavést a určit jejich hodnotu, patří tzv. **diskontní míra**. Tento parametr lze zjednodušeně považovat jako období výše uvedeného parametru WACC. Přirozeným zájmem každého investora je, aby se vložená investice navrátila za přijatelnou dobu, a proto se zaměřuji především na výpočet návratnosti vložených investic z hlediska simulace budoucího vývoje zatížení u možného variantního řešení realizace nové uzlové rozvodny 400/110 kV.

V této práci pro zjednodušení počítám se stanoveným parametrem tzv. diskontem (diskontní mírou). Tato míra vyjadřuje minimální požadovanou míru návratnosti vloženého kapitálu, a která tak zohledňuje různé faktory, jako je časové hledisko, inflace a různá investiční rizika = ceny ušlé příležitosti (tzv. opportunity cost). Přirozeným zájmem každého investora je, aby se veškeré vložené investice navrátili v co možná nejkratší době. Obecně se jedná o nalezení takové doby, která je vzhledem k požadavkům investora a vnějším vlivům akceptovatelná.

Parametr diskontní míry jsem s ohledem na současný vývoj parametru WACC (před zdaněním) stanovil jako **nominální hodnotu ve výši $r = 6\%$** (včetně předpokládané inflace):

Vztah mezi nominální a reálnou hodnotou diskontní míry:

$$(1 + r_n) = (1 + r_r) \cdot (1 + \alpha) \quad [23]$$

kde:

r_n ... nominální diskontní míra [%]

r_r ... reálná diskontní míra [%]

α ... míra vlivu inflace [%]

Vztah pro určení nominální diskontní míry:

$$r_n = (1 + r_r) \cdot (1 + \alpha) - 1 \quad [24]$$

Vzorový výpočet nominální diskontní míry, s kterou počítám v části ekonomického zhodnocení:

$$r_n = (1 + 0,05) \cdot (1 + 0,01) - 1 \quad [25]$$

kde:

r_r ... započítání reálné diskontní míry ve výši 5 %

α ... započítání míry vlivu inflace ve stanovené výši 1 %

$$r_n = 0,0605 \cong 6 \%$$

Poznámka: Diskontní míra v nominální výši $r = 6 \%$ byla pro účely této práce odsouhlasena sekcí Koncepce sítě společností PREDistribuce, a.s.

5.2.2. Metodika ekv. peněžních toků (rCF)

V této práci porovnávám dvě možné varianty technického řešení pro realizaci nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV. Tyto varianty vyhodnocuji na základě metodiky tzv. ročních ekvivalentních peněžních toků (rCF – viz problematika dále) za korektní dobu pro porovnání (označeno $T_{p2} = 120$ let) a následně je podrobuji ekonomické analýze efektivnosti, tedy zkoumám vývoj hodnot peněžních toků (cash flow - CF) v jednotlivých letech za cíleně zkrácenou dobu pro porovnání $T_{p1} = 30$ let).

Pro řádné ekonomické zhodnocení možných variant řešení se dále zabývám metodikou tzv. ročních ekvivalentních peněžních toků (výpočty rCF). Kdy principiálně jde o to, že se veškerá technologická zařízení časově rozloží po celé časové ose dle jednotlivých dob životnosti T_z . Dále se vypočítá pro každé zařízení (případně soubor zařízení) roční ekvivalentní tok hotovosti (rCF), který nám udává roční hodnotu peněžních výdajů/příjmů, tedy takové hodnoty, která je ekvivalentně rozložena po celém posuzovaném období za stanovenou dobu životnosti T_z :

Stanovení kritériální podmínky pro výběr vhodné varianty dle výpočtu hodnoty rCF:

$$\text{krit. podmínka: } rCF_{\text{výdaje}} = \min! \quad [26]$$

kde:

$rCF_{\text{výdaje}}$... roční ekvivalentní výdaje [mil. Kč/rok]

Vztah pro výpočet ročních ekvivalentních hodnot:

$$rCF_{\text{výdaje}} = a_{T_z} \cdot kDCF_{T_z} \left[\frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right] \quad [27]$$

kde:

rCF ... roční ekvivalentní peněžní tok (= Cash Flow) za dobu T_z [Kč/rok]

a_{T_z} ... poměrná annuita za dobu životnosti T_z [-]

$kDCF_{T_z}$ (NPV) ... diskontovaný (kumulovaný) peněžní tok (obdoba NPV)

V této části vycházím ze zdroje: XXVI. *Kritéria efektivnosti investic*, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc. (viz seznam použité literatury).

5.2.2.1. Zohlednění ostatních parametrů, výpočty a ocenění ztrát

Výše v práci jsem stanovil a odůvodnil zkrácenou („nekorektní“) dobu pro porovnání T_{p1} na 30 let a „korektní“ dobu pro porovnání T_{p2} na 120 let, dále jsem stanovil nominální hodnotu diskontní míry r ve výši 6 % (včetně započítané inflace ve výši 1 %). Následně jsem pro zahrnutí všech provozních nákladů stanovil další neméně důležité parametry, jako jsou např. roční pracovní náklady na stavbu ve výši 0,5 % z investice, včetně meziročního růstu ve stejné výši. Dále roční pracovní náklady na technologii ve výši 1 % z investice a nakonec roční procentní náklady na vedení ve výši 0,25 % z investice. Na závěr jsem stanovil hodnotu pro ocenění ztrát z proteklé elektrické energie na transformátorech a vedení ve výši 1 250 Kč/MWh. Tuto hodnotu časově extrapoluji předpokládaným meziročním růstem o 0,5 %.

Poznámka: Tyto parametry jsem stanovil na základě konzultace a doporučení ze sekce Koncepce sítě společnosti PREdistribuce, a.s.

Přehled vstupních parametrů – pro analytický model NPV, rCF:

Parametry:	Zkratka:	/
Zvolená doba pro porovnání	T_p [let]	30,00
Stanovený diskont	r [%]	6,00
Inflace (ocenění ztrát)	i [%]	0,50
Roční prac. náklady - STAVBA	NpS [%]	0,50
Roční prac. náklady - TECH.	NpT [%]	1,00
Roční prac. náklady - VEDENÍ	NpV [%]	0,25
Roční procentní nárůst zatížení - transformátory	NpT [%]	1,50
Ocenění ztrát	Zt [Kč/MWh]	1250,00

Tab. 5.2.2.1.a) Přehled parametrů – obecná data

V mé práci jsem se dále zabýval problematikou výpočtu a následného ocenění ztrát z proteklé elektrické energie vedením 400 a 110 kV a transformátorech 400/110 kV.

Určení celkových ztrát na transformátorech 400/110 kV

V plánované rozvodně 400/110 kV budou dle informací od společnosti ČEPS, a.s. osazeny celkem 2 transformátory. Bude se jednat o standardní 3 fázové transformátory o zdánlivém výkonu $S = 350$ MVA. Transformátory budou osazeny dle zásad rozvoje přenosové energetické sítě ČEPS, a.s. při splnění bezpečnostního kritéria „N-1“. Tyto transformátory budou pracovat v paralelní spolupráci.

Ztráty v transformátoru se určí sečtením činných ztrát naprázdno a nakrátko:

$$\Delta P_{tr.celk.} = \Delta P_0 + \Delta P_{kn} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 [W] \quad [28]$$

kde:

$\Delta P_{tr.celk.}$... celkové činné ztráty transformátoru [W]

ΔP_0 ... ztráty naprázdno [W]

ΔP_k ... ztráty nakrátko (transformátor se zkrat. sek. vinutím) [W]

S ... zatížení transformátoru [VA]

S_n ... zdánlivý výkon transformátoru [VA]

Upravený vztah č. 28 pro výpočet ztrát n stejných transformátorů:

$$\Delta P_{tr.celk.} = n \cdot [\Delta P_0 + \Delta P_{kn} \cdot \left(\frac{S}{n \cdot S_n}\right)]^2 [W]$$

kde:

n ... počet stejných transformátorů [-]

Ztráty naprázdno jsou se zatížením transformátoru konstantní, naopak ztráty nakrátko se zatížením kvadraticky rostou (viz výše uvedený vztah), proto je potřeba počítat s predikovaným vývojem zatížení, aby se správně dopočítaly a ocenily očekávané ztráty na transformátorech 400/110 kV a rovněž vedení 400 a 110 kV.

Poznámka: Pro změření celkových ztrát se transformátor během měření napájí v tzv. chodu naprázdno, kdy je jednotka napájena jmenovitým napětím s rozpojeným sekundárním vinutím, tedy bez zatížení výstupní strany. Tímto způsobem se stanoví tzv. ztráty naprázdno ΔP_0 [MW]. Dále se transformátor měří v tzv. chodu nakrátko, kdy se „zkratuje“ (respektive spojí) sekundární vinutí a přitom se napájí primární vinutí sníženým napětím tak, aby sekundárním (zkratovaným) vinutím tekla jmenovitý proud. Při tomto měření se zaznamenají tzv. ztráty nakrátko ΔP_k [MW]. Sečtením těchto ztrát se získají celkové ztráty na transformátoru při daném zatížení S [MVA] (Tyto hodnoty jsou obvykle uvedeny na štítku daného transformátoru.)

Štítkové hodnoty transformátoru 400/110 kV, 350 MVA – dle společnosti ČEPS, a.s.

Trafo U [KV]	Sn primár a sekundár (MVA)	Uk (jm)	Uk (jm)	Uk (jm)
		1-2/Sn1 (%)	1-3/Sn1 (%)	2-3/Sn1 (%)
420/121kV	350	13,53	37,45	21
		Pk (jm)	Pk (jm)	Pk (jm)
		1-2/Sn1 (kW)	1-3/Sn3 (kW)	2-3/Sn3 (kW)
		71,14	502,9	179,6
			179,6	174,6

Tab. č. 5.2.2.1.b) Štítkové hodnoty transformátoru 400/110 kV, T350MVA

Pro simulování vývoje ztrát na transformátorech 400/110 kV vycházím z predikovaných dat o vývoji zatížení v oblasti stávající uzlové rozvodny Tr 220/110 kV (kapitola č. 3 – Top Down a Bottom Up analýza). V roce 2025 se predikuje zprovoznění nové rozvodny 400/110 kV. Od této doby bude nová rozvodna 400/110 kV (dle var. V.1 a nebo V.2.) přejímat další vývoj zatížení v oblasti (pouze přírůstky nad stávající zatížení uzlové oblasti Tr 220/110 kV Malešice).

Dle zmíněné predikce jsem následně stanovil období zatížení v rozmezích 40, 80 a 100 MW, pro které jsem přiřadil odpovídající dopočítané ztráty jak pro část transformátorů, tak pro část vedení (viz problematika dále). Nakonec jsem počítal s krátkodobě predikovaným vyšším zatížením z důvodu plánovaného odstavení a obnovy stávající rozvodny Tr 220/110 kV Malešice, která by měla proběhnout po 10letém provozu nové rozvodny 400/110, tzn. kolem roku 2035. V tomto období predikují zvýšené zatížení až o 200 MW po dobu ca 2 let (období rekonstrukce).

Tabulka vývoje ztrát pro paralelní provoz 2 transformátorů 350 MVA

	S [MVA]	Sn [MVA]	P0 [kW]	Pk [kW]	Pz [kW]
0-10 let	40,00	700,00	142,28	3,28	145,56
10-20 let	80,00	700,00	142,28	13,14	155,42
20-30 let	100,00	700,00	142,28	20,53	162,81
MALEŠICE	280,00	700,00	142,28	160,93	303,21

Tab. 5.2.2.1.c) Vývoj ztrát na transformátorech 350 MVA

Vzorový výpočet pro stanovení ztrát dvou transformátorů 400 kV, 350 MVA při zatížení 280 MVA:

$$\Delta P_{\text{tr.celk.MALEŠICE}} = 2 \cdot [71,14 + 502,9 \cdot \left(\frac{280}{2 \cdot 350}\right)^2] = 303,21 \text{ [kW]}$$

Tabulka hodnot pro predikci ztrát na transformátorech – model NPV v MS Excel

Ztráty transformátorů (celk. - 400 kV) - rozvodna Praha-Sever	Zdánl. výkon [MVA]	Zkratka:	Pro 2 trafa
TR 400/110 kV zatížení 0-10 let	40,00	P.TR4.10 [kW]	145,56
TR 400/110 kV zatížení 10-20 let	80,00	P.TR4.20 [kW]	155,42
TR 400/110 kV zatížení 20-30 let	100,00	P.TR4.30 [kW]	162,81
TR 400/110 kV VÝPADEK MALEŠICE	280,00	P.TR4.XX [kW]	303,21

Tab. č. 5.2.2.1.d) Přehled parametrů – ztráty na transformátorech

Poznámka: Ztráty na transformátorech 110/22 kV a 22/0,4 kV pro napájení vlastní spotřeby jsem vzhledem k minimálnímu zatížení pro zjednodušení dále v práci nezohledňoval.

Dále se obdobným způsobem zabývám predikcí vývoje zatížení na přívodním vedení 110 kV a 400 kV (dle řešené varianty):

Stanovení ztrát pro vedení 110 kV – data ze sekce Koncepce sítě PREdistribuce, a.s.

Pzat. [MW]	Pzat. [%]	Pztr. /km [MW]	MWh/km/rok	Celkem [MWh]	Zdvojené vedení
				Alter. (V.2.)	(1/4 ztráty) [MWh]
25,00	12,26	0,0030	26,28	12	3
50,00	24,53	0,0100	87,60	1 051,2	262,8
75,00	36,79	0,0230	201,48	2 417,8	604,44
100,00	49,05	0,0410	359,16	4 309,9	1077,48
125,00	61,32	0,0640	560,64	6 727,7	1681,92
150,00	73,58	0,0920	805,92	9 671,0	2417,76
175,00	85,84	0,1250	1 095,00	13 140,0	3285
200,00	98,11	0,1640	1 436,64	17 239,7	4309,92
225,00	110,37	0,2070	1 813,32	21 759,8	5439,96

Tab. č. 5.2.2.1.e) Přehled parametrů – ztráty na vedení 110 kV

Tabulka použitých hodnot pro predikci ztrát na vedení 110 kV

Ztráty vedení 110 kV	Přenos [MW]	Zkratka:	Pro V.1. (0 km)	Pro V.2.(12 km)
Ztráty vedení 110 kV zatížení 0-10 let	do 25 MW	V.TR1.10 [MWh]	78,84	78,84
Ztráty vedení 110 kV zatížení 10-20 let	do 50 MW	V.TR1.20 [MWh]	262,80	262,80
Ztráty vedení 110 kV zatížení 20-30 let	do 100 MW	V.TR1.30 [MWh]	1077,48	1077,48
Ztráty vedení 110 kV VÝPADEK MALEŠIC - předpokládá 3 letě	do 300 MW (přef.)	V.TRX [MWh]	0,00	2207,52

Tab. č. 5.2.2.1.f) Přehled parametrů – ztráty na vedení 110 kV

Poznámka: Červené pole znázorňuje dočasně zvýšené zatížení vedení v důsledku plánované odstávky stávající uzlové rozvodny Tr 220/110 kV. V tomto období dojde k predikovanému nárůstu zatížení nové rozvodny 400/110 kV až o 200 MW (v ca 2 letém období – dle odstavení rozvodny Tr 220/110 kV Malešice).

Stanovení ztrát pro vedení 400 kV – získané hodnoty z Rozvoje PS ČEPS, a.s.

Pzat [MW]	P ztr. MW/km	IWh/km/ro	Celkem [MWh]	
			Praha-Sever (V.1.)	Alter. (V.2.)
			11	1,5
100	0,0010	9,18	25,3	3,4
200	0,0052	45,91	126,3	17,2
300	0,0115	101,01	277,8	37,9
400	0,0199	174,47	479,8	65,4
500	0,0304	266,29	732,3	99,9

Tab. č. 5.2.2.1.g) Přehled parametrů – ztráty na vedení 400 kV

Tabulka použitých hodnot pro predikci ztrát na vedení 400 kV

Ztráty vedení 400 kV	Přenos [MW]	Zkratka:	Pro V.1. (11km)	Pro V.2. (2 km)
Ztráty vedení 400 kV zatížení 0-30 let	do 100 MW	V.TR1. [MWh]	25,25	3,44
Ztráty vedení 400 kV VÝPADEK MALEŠIC	do 300 MW	V.TRX [MWh]	277,77	37,88

Tab. č. 5.2.2.1.h) Přehled parametrů – ztráty na vedení 400 kV

V této podkapitole vycházím ze zdroje: XXXII. Úvod do energetických soustav. doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc. (viz seznam použité literatury).

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou – vložené tabulky. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“.

5.1. Přehled vstupních dat pro zhodnocení ekonomické efektivity variant V.1. a V.2.

V následující části prezentuji obsah tabulek, které obsahují investiční odhady na realizaci jednotlivých technologických částí pro části rozvodny a vedení 110 kV společnosti PREdistribuce, a.s. a části rozvodny R 420 kV a vedení 400 kV společnosti ČEPS, a.s.

Vstupní inv. pro variantu V.1. – rozšíření stávající rozvodny 110 kV (území hl. m. Prahy)

Var. V.1. - Rozšíření roz. - 400/110 kV Praha-Sever				1.- 2. rok		Obnovy po 15 letech		Obnovy po 20 letech	
č.		cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]
V1.1. Technologická část - 110 kV (ROZŠÍŘENÍ)									
1	Propoj mezi traťmi, vedením 400/110 kV - vedení 110 kV	8 000,0	1	8 000,0	0	0,0	0	0,0	0
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí systémy apod.)	12 000,0	1	12 000,0	1	12 000,0	0	0,0	0
3	Rozšíření - pole 110 kV pro připojení rozvodny 400 kV	10 000,0	2	20 000,0	0	0,0	0	0,0	0
4	Pole pro HDO - 110 kV + připojení technologie	9 000,0	2	18 000,0	0	0,0	0	0,0	0
5	Vysílače HDO u T400/110 kV - strana PŘEdi	40 000,0	2	80 000,0	0	0,0	1	40 000,0	0
Celkem [tis. Kč] =		190 000,0		138 000,0		12 000,0		40 000,0	
V1.2. Stavební část - rozvodna 110kV									
6	Stavební úpravy - rozšíření - 2 x pole 110 kV + 2 x pole pro HDO	5 000,0	1	5 000,0					
Celkem [tis. Kč] =		5 000,0		5 000,0					
V1.3. Administrativa/koord.									
7	Projektová dokumentace - rozvodna 110 kV (5 % z INV rozvodny)	9 750,0	1	9 750,0					
8	Výkup pozemků - rozvodna 110 kV - pozemky již VYKOUPENY	0,0	0	0,0					
9	Koordinace stavby (pro 1 rok)	800,0	2	1 600,0					
Celkem [tis. Kč] =		11 350,0							
V1.4. VED. Venkovní vedení - 400 kV (SDR. + st.110kV)									
10	Realizace nového sdruženého vedení 400 + 110 kV	45 000,0	1,5	67 500,0					
11	Realizace nového zdvojeného vedení 400 kV	31 000,0	11,0	341 000,0					
Celkem [tis. Kč] =		408 500,0		408 500,0					
CELKEM (bez obnov) [tis. Kč] =		562 850,0							
CELKEM VČETNĚ OBNOV [tis. Kč] =		614 850,0							

Tab. 5.1.a) Vstupní data pro variantu V.1.

Poznámka: V tabulce jsem vyznačil 3 svislé sloupce, kde v prvním sloupci s označením „1.-2. rok inv. [tis. Kč]“ počítám se vstupními investicemi v plné výši pro období 1. až 2. roku predikované realizace rozvodny 400/110 kV (rok 2024 a 2025). Respektive dle částí R 110 kV a R 420 kV.

Ve druhém a třetím sloupci cyklicky započítávám obnovy technologie části ochrany (doba životnosti ca 15 let) a části technologie HDO (doba životnosti ca 20 let – viz problematika dále).

Vstupní inv. pro var. V.2. – realizace nové rozvodny 110 kV (mimo území hl. m. Prahy)

Var. V.2. - Roz. 400/110 kV nad severní oblastí hl.m.Prahy				1.- 2. rok		Obnovy po 15 letech		Obnovy po 20 letech	
č.		cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]
V2.1. Technologická část - 110 kV									
1	Propoj mezi traťmi, vedením 400/110 kV - vedení 110 kV	8 000,0	1	8 000,0	0	0,0	0	0,0	0
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí systémy apod.)	35 000,0	1	35 000,0	1	35 000,0	0	0,0	0
3	Rozšíření - pole 110 kV pro připojení rozvodny 400 kV	10 000,0	10	100 000,0	0	0,0	0	0,0	0
4	Pole pro HDO - 110 kV + připojení technologie	9 000,0	2	18 000,0	0	0,0	0	0,0	0
5	Vysílače HDO u T400/110 kV - strana PŘEdi	40 000,0	2	80 000,0	0	0,0	1	40 000,0	0
6	Pole příčného spínání připojnic, pole podélného dělení	30 000,0	1	30 000,0	0	0,0	0	0,0	0
Celkem [tis. Kč] =		346 000,0		271 000,0		35 000,0		40 000,0	
V2.2. Stavební část - rozvodna 110 kV									
7	Terénní úprava	3 900,0	1	3 900,0					
8	Uzemnění	850,0	1	850,0					
9	Připojka voda/elektro	950,0	1	950,0					
10	Kanalizace voda/splachy	3 800,0	1	3 800,0					
11	Budova - BSP	11 000,0	1	11 000,0					
12	Rozvodna/vedení 110kV	4 400,0	1	4 400,0					
13	Všech. osvětlení	900,0	1	900,0					
14	Všech. oplocení	1 500,0	1	1 500,0					
15	Systémy EZS/EPS	900,0	1	900,0					
16	Všech. Komunikace	900,0	1	900,0					
Celkem [tis. Kč] =		29 100,0		29 100,0					
V2.3. Administrativa/koord.									
17	Projektová dokumentace - rozvodna 110 kV (5% z INV rozvodny)	18 755,0	1	18 755,0					
18	Výkup pozemků - rozvodna 110 kV + rozvodna 400 kV	35 000,0	1	35 000,0					
19	Koordinace stavby (pro 2 roky)	800,0	2	1 600,0					
Celkem [tis. Kč] =		55 355,0							
V2.4. VED. Vedení - 110 kV + 400 kV (SDRUŽENÉ)									
20	Stavba nového vedení 110 kV (vývodové) - zdvojení?	18 500,0	24	444 000,0					
21	Stavba nového vedení 400 kV (přívodní)	31 000,0	1	31 000,0					
Celkem [tis. Kč] =		475 000,0		475 000,0					
CELKEM (bez obnov) [tis. Kč] =		830 455,0							
CELKEM VČETNĚ OBNOV [tis. Kč] =		905 455,0							

Tab. 5.1.b) Vstupní data pro variantu V.2.

Následující – poslední tabulka představuje výčet všech položek a jednotlivých investic pro společnou část, tedy rozvodnou část R 420 kV společnosti ČEPS, a.s.

Přehled vstupních investic pro variantu VX. – společná část rozvodny 400 kV

VX. Společná část - Rozvodna 400 kV			0.- 1. rok		obnova 15. rok		25. rok	
č.		cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]
VX.1. Technologická část - 400 kV								
1	Transformátory 400/110 kV (2 x 350 MVA)	90 000,0	2	180 000,0	0	0,0	0	0,0
2	Rozvodna 400 kV - silových technologie (ZVN, VVN)	400 000,0	1	400 000,0	0	0,0	0	0,0
3	Silových technologie (VN, NN)	80 000,0	1	80 000,0	0	0,0	0	0,0
4	Sekundární část (řídící prvky, ochrany apod.)	90 000,0	1	90 000,0	1	90 000,0	0	0,0
5	Vlastní spotřeba	10 000,0	1	10 000,0	0	0,0	0	0,0
Celkem [tis. Kč] =		850 000,0		760 000,0		90 000,0		0,0
VX.2. Stavební část - rozvodna 400 kV								
6	Kompletní stavba - "na klíč" (Dle spol. ČEPS, a.s.)	170 000,0	1	170 000,0				
Celkem [tis. Kč] =		170 000,0		170 000,0				
VX.3. Administrativa/koord.								
7	Projektová dok., fin.stavby- rozvodna 400 kV (5% z INV rozvodny)	51 000,0	1	51 000,0				
8	Koordinace stavby	1 200,0	2	2 400,0				
Celkem [tis. Kč] =		53 400,0						
CELKEM (bez obnov) [tis. Kč] =		983 400,0						
CELKEM VČETNĚ OBNOV [tis. Kč] =		1 073 400,0						

Tab. 5.1.c) Vstupní data pro společnou část rozvodny 400 kV

Poznámka: Veškeré údaje o výši jednotlivých investic jsem získal ze sekce Koncepce sítě PREDi a Rozvoj přenosové sítě společnosti ČEPS, a.s. – veškerá data jsou vzhledem k problematické predikci vnějších vlivů zatížena možnou tolerancí do výše +/- 10 %.

Poznámka: Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xls“.

5.2. Ekonomické porovnání variant V.1., V.2. metodikou rCF

U metodiky výpočtu ročních ekvivalentních peněžních toků (rCF) vycházím z předpokladu predikce stejných ročních příjmů pro obě varianty, a proto jsem příjmy nezohlednil (cíleně jsem je v tomto výpočtu zanedbal).

Kriteriální podmínkou pro výsledné rozhodnutí je nalezení minimální hodnoty ročních ekv. peněžních toků. Vzhledem k těmto předpokladům jsem do svých výpočtů nezahrnul společnou část rozvodny 400 kV a část obnovy technologie HDO, neboť tyto položky vykazují v obou variantách stejné ekonomické důsledky, a tak je možné tyto položky ve výpočtu nezohledňovat (vzhledem k zanedbání příjmů – tzv. výdajové (nákladové) kritérium).

Vstupní data pro variantu V.1.

Var. V.1. - Sloučené položky pro rozšíření části stáv. rozvodny 110 kV Sever		Doba živ. TŽ [let]		Pom. anuita aTŽ [-]
Položka č.		Výše investice [tis. Kč]		
1	Primární technologie (zařízení 110 kV - pole, propoje apod.)	28 000,0	40	0,066
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí systémy apod.)	12 000,0	15	0,103
3	Stavební úpravy (rozšíření pole, rozvody apod.)	5 000,0	60	0,062
4	Vedení SDRUŽENÉ (400 kV + 110 kV)	67 500,0	60	0,062
5	Vedení JEDNODUCHÉ 400 kV	341 000,0	60	0,062
6	Ostatní (administrativa/koordinace)	11 350,0	60	0,062
Suma celkem INVESTICE [tis. Kč]=		464 850,0		

Tab. 5.2.a) Vstupní data pro V.1. – rozšíření rozvodny 110 kV Sever

Vstupní data pro variantu V.2.

Var. V.2. - Sloučené položky pro výstavbu NOVÉ rozvodny 110 kV Sever		Doba živ. T _ž [let]	Pom. anuita aT _ž [-]
Položka č.	Výše investice [tis. Kč]		
1	Primární technologie (zařízení 110 kV - pole, propoje apod.)	138 000,0	40
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí systémy apod.)	35 000,0	15
3	Stavební úpravy (rozšíření pole, rozvody apod.)	29 100,0	60
4	Vedení - NOVÉ 110 kV	444 000,0	60
5	Vedení JEDNODUCHÉ 400 kV	31 000,0	60
6	Ostatní (administrativa/koordinace)	55 355,0	60
Suma celkem INVESTICE [tis. Kč]=		732 455,0	

Tab. 5.2.b) Vstupní data pro var. 2. – realizace NOVÉ rozvodny 110 kV mimo město

Poznámka: Obě porovnávané varianty (V.1. a V.2.) jsou složené ze stejných prvků, které se liší pouze výší celkových investic a s tím spojených provozních nákladů (případně nákladů na krytí el. ztrát části el. vedení). V první variantě se jedná pouze o rozšíření části stávající rozvodny R 110 kV Sever (v oblasti městské části Čimice – v hl. m. Prahy) a v druhé části se počítá s většími investičními výdaji vzhledem k cíli realizace celé nové rozvodny nad severní oblastí hl. m. Prahy.

5.2.1. Příklad výpočtu rCF

Ukázkový výpočet – pro metodiku ekvivalentních peněžních toku (rCF) pro **položku č. 5 - realizaci vedení 400 kV (varianta V.1.)** v celkové délce 11 km po dobu životnosti $T_{\dot{z}} = 60$ let, úrokové (diskontní) míře $r = 6\%$.

Vztah pro výpočet poměrné anuity za dobu $T_{\dot{z}}$ a stanovenou diskontní míru r :

$$a_{T_{\dot{z}}} = \frac{q^{T_{\dot{z}}} \cdot (q - 1)}{q^{T_{\dot{z}}} - 1} [-], \quad q^{T_{\dot{z}}} = (1 + r)^{T_{\dot{z}}} \quad [29]$$

kde:

$a_{T_{\dot{z}}}$... poměrná anuita za dobu životnosti $T_{\dot{z}}$ [-]

Konkrétní výpočet:

$$a_{T_{\dot{z}}} = \frac{(1 + 0,06)^{60} \cdot (0,06)}{(1 + 0,06)^{60} - 1} = \mathbf{0,0618} [-] \quad [30]$$

Vztah pro stanovení výše investice – v 1. Roce:

$$INV_{ved.400kV} = N_i \text{ [Kč]} \quad [31]$$

kde:

$INV_{ved.400kV}$... hodnota vstupní investice [mil. Kč]

Konkrétní výpočet:

$$INV_{ved.400kV} = \mathbf{-341} \text{ [mil. Kč]} \quad [32]$$

Vztah pro výpočet kumulované hodnoty celkových výdajů za provoz vedení 400 kV po dobu $T_{\dot{z}}$:

$$V_{ved.400kV} = \sum_{t=1}^{T_{\dot{z}}=60 \text{ let}} N_{t,prv} \cdot (1 + i_{tech.})^t + \sum_{t=1}^{T_{\dot{z}}=60 \text{ let}} N_{t,ztr} \cdot (1 + i_{ztr.})^t \text{ [Kč]} \quad [33]$$

kde:

$V_{ved.400kV}$... Celkové provozní náklady za dobu životnosti T_z [mil. Kč]

$N_{t,prv.}$... Roční provozní náklady s meziročním vývojem $(1 + i_{tech.})^t$ [mil. Kč]

$N_{t,ztr.}$... Roční náklady na krytí elektrických ztrát s meziročním vývojem $(1 + i_{ztr.})^t$ [mil. Kč]

$$DV_{ved.400kV} = \sum_{t=1}^{T_z=60 \text{ let}} [V_{ved.400kV}] \cdot (1 + r)^{-t} \text{ [Kč]} \quad [34]$$

kde:

$DV_{ved.400kV}$... Kumulované, diskontované výdaje za dobu životnosti $T_z = 60$ let [mil. Kč]

$V_{ved.400kV}$... Celkové náklady za období T [mil. Kč]

Konkrétní výpočet:

$$DV_{ved.400kV} = \sum_{t=1}^{T_z=60 \text{ let}} \left[\sum_{t=1}^{T_z=60 \text{ let}} 852,5 \cdot (1 + 0,01) + \sum_{t=1}^{T_z=60 \text{ let}} 126,88 \cdot (1 + 0,05) \right] \cdot (1 + 0,06)^{-t} \text{ [Kč]} \quad [35]$$

$$DV_{ved.400kV} = -15,22 \text{ [mil. Kč] (Provozní výdaje bez investic)}$$

Vztah pro výpočet čisté současné hodnoty (NPV) pro část vedení 400 kV za dobu životnosti T_z :

$$NPV_{ved400kV} = -INV_{ved.400kV} - DV_{ved.400kV} \quad [36]$$

kde:

$NPV_{ved400kV}$... celkové NPV pro část celkových investičních a provozních nákladů [mil. Kč]

$DV_{ved.400kV}$... kumulované diskontované celkové výdaje za dobu životnosti $T_z = 60$ let [mil. Kč]

$INV_{ved.400kV}$... vstupní výše investic v 1. a 2. roce [mil. Kč]

Konkrétní výpočet (součet investiční a provozní části):

$$\begin{aligned} NPV_{ved400kV} &= -341 - 15,22 \text{ [mil. Kč]} \\ NPV_{ved400kV} &= -356,22 \text{ [mil. Kč]} \end{aligned} \quad [37]$$

Vztah pro výpočet roční ekvivalentní hodnoty (rCF):

$$rCF_{ved400kV} = a_{T_z} \cdot (INV_{ved.400kV} + DV_{ved.400kV}) \quad [38]$$

kde:

$rCF_{ved.400kV}$... roční ekv. hodnota pro vedení 400 kV za dobu životnosti $T_z = 60$ let [mil. Kč]

$INV_{ved.400kV}$... hodnota vstupní investice [mil. Kč]

$DV_{ved.400kV}$... kumulované diskontované výdaje za dobu životnosti $T_z = 60$ let [mil. Kč]

a_{T_z} ... poměrná anuita za dobu T_z , při diskontu $r=6\%$ [-]

$$\begin{aligned} rCF_{ved400kV} &= 0,0618 \cdot (-356,22) \\ rCF_{ved400kV} &= -22,04 \text{ [mil. } \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \text{]} \end{aligned}$$

5.2.2. Výsledné hodnoty z metodiky ekv. peněžních toků

Výsledná data pro Variantu V.1.

	(Ni)INV	INV. *aTž	Prov.V.	NÁK. Npr *aTž	Celkem	
č.	Var.1.	[mil. Kč]	[mil. Kč/rok]	[mil. Kč]	[mil. Kč/rok]	[mil. Kč/rok]
1	Primární technologie (zař. 110 kV - pole, propoje apod.)	28 000,0	1,86	4,79	0,32	2,18
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí sys. apod.)	12 000,0	1,24	1,24	0,13	1,36
3	Stavební úpravy (rozšíření pole, rozvody apod.)	5 000,0	0,31	0,44	0,03	0,34
4	Vedení SDRUŽENÉ (400 kV + 110 kV)	67 500,0	4,18	3,75	0,23	4,41
5	Vedení JEDNODUCHÉ 400 kV	341 000,0	21,10	15,22	0,94	22,04
6	Ostatní (administrativa/koordinace)	11 350,0	0,70	0,99	0,06	0,76

Tab. 5.2.2.a) Výsledná data pro variantu V.1.

Poznámka: Vzorový výpočet rCF pro vedení 400 kV je v tabulce vyznačen žlutým řádkem.

Vztah pro výpočet celkové roční ekvivalentní hodnoty:

$$rCF_{\text{Var.V.1.}} = rCF_{\text{Pol.č.1.}} + \dots + rCF_{\text{Pol.č.n.}} \quad [39]$$

kde:

$rCF_{\text{Var.V.1.}}$... roční ekvivalentní hodnota pro variantu V.1. [mil. Kč/rok]

$rCF_{\text{Pol.č.n.}}$... roční ekv. hodnota n-té položky [mil. Kč/rok]

Konkrétní výpočet:

$$rCF_{\text{Var.V.1.}} = -2,18 - 1,36 - 0,34 - 4,41 - 22,04 - 0,76 \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right]$$

$$rCF_{\text{Var.V.1.}} = -31,1 \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right]$$

Výsledná data pro variantu V.2.

	(Ni)INV	INV. *aTž	Prov.V.	NÁK. Npr *aTž	Celkem	
č.	Var.2.	[mil. Kč]	[mil. Kč/rok]	[mil. Kč]	[mil. Kč/rok]	[mil. Kč/rok]
1	Primární technologie (zař. 110 kV - pole, propoje apod.)	138 000,0	9,17	23,60	1,57	10,74
2	Sekundární technologie (ochrany 110 kV, řídicí sys. apod.)	35 000,0	3,60	3,61	0,37	3,98
3	Stavební úpravy (rozšíření pole, rozvody apod.)	29 100,0	1,80	2,54	0,16	1,96
4	Vedení - NOVÉ 110 kV	444 000,0	27,47	37,17	2,30	29,77
5	Vedení JEDNODUCHÉ 400 kV	31 000,0	1,92	1,43	0,09	2,01
6	Ostatní (administrativa/koordinace)	55 355,0	3,43	4,83	0,30	3,72

Tab. 5.2.2.b) Výsledná data pro variantu V.2.

Konkrétní výpočet:

$$rCF_{\text{Var.V.2.}} = -10,74 - 3,98 - 1,96 - 29,77 - 2,01 - 3,72 \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right]$$

$$rCF_{\text{Var.V.2.}} = -52,2 \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right]$$

Vztah pro výpočet rozdílu ročních ekv. hodnot:

$$\Delta rCF = rCF_{\text{Var.V.2.}} - rCF_{\text{Var.V.1.}} \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right] \quad [40]$$

kde:

ΔrCF ... rozdíl ročních ekvivalentních hodnot [mil. Kč/rok]

$rCF_{\text{Var.V.1.}}$... roční ekvivalentní hodnota pro variantu V.1. [mil. Kč/rok]

$rCF_{\text{Var.V.2.}}$... roční ekvivalentní hodnota pro variantu V.2. [mil. Kč/rok]

Konkrétní výpočet:

$$\Delta rCF = -52,2 - (-31,1) = -21,1 \left[\text{mil.} \frac{\text{Kč}}{\text{rok}} \right]$$

Výsledná data – porovnání varianty V.1. a V.2:

List "DATA2"	Celkové INV. [mil. Kč]	Celkové NÁKL [mil.Kč]	
Var. V.1. - Rozšíření roz. - 400/110 kV Praha-Sever	464 850,0	26,4	
Var. V.2. - Roz. 400/110 kV nad severní oblastí hl.m.Prah	732 455,0	73,2	
	rCF - INV [mil.Kč/rok]	rCF - NÁKL.[mil.Kč/rok]	Celkem rCF [mil.Kč/rok]
V.1.	29,4	1,7	31,1
V.2.	47,4	4,8	52,2

Tab. č. 5.2.2.c) Porovnání variant V.1. a V.2.

V této části vycházím ze zdroje: *XXVI. Kritéria efektivnosti investic, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.* (viz seznam použité literatury).

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“.

Na základě tohoto porovnání variant se rozhodují na základě kritériální podmínky minimalizace hodnoty ročních ekvivalentních výdajů. U varianty V.1. jsem vypočítal roční ekvivalentní hodnotu výdajů ve výši 31,1 mil. Kč/rok, oproti tomu u varianty V.2. jsem se dopočítal k hodnotě až 52,2 mil. Kč/rok. Tedy rozdíl činí až 21,1 miliónů ročních ekvivalentní výdajů více pro variantu V.2 oproti variantě V.1. Na základě tohoto početního porovnání konstatuji, že varianta V.1. je z hlediska investičních výdajů vhodnější pro realizaci než „konkurenční“ varianta V.2.

5.3. Výsledná data analýzy ekon. kritérií NPV, IRR, ROI a DPP

V této části se zaměřuji na prezentaci ekonomických důsledků porovnávaných variant V.1. a V.2. vzhledem k meziročnímu vývoji hodnot peněžních toků (CF).

5.3.1. Způsob výpočtu celkových výdajů v jednotlivých letech

V následující tabulce prezentuji vývoj provozních nákladů všech položek varianty V.1. včetně vývoje predikovaného růstu zatížení. Včetně dopočítání a ocenění meziročního vývoje ztrát na krytí elektrické energie:

Ukázka dat pro variantu V.1.

Var. V.1. - Rozšíření roz. - 400/110 kV Praha-Sever						
	100% INV					
rok [-]	2024	2025	2026	2027	2028	2029
t (T)	1	2	3	4	5	6
Investice celkem/rok [ti. Kč]=	773 125,0	773 125,0	0,0	0,0	0,0	0,0
provozní výdaje 2 x T 400/110 kV [tis. Kč]=	0,0	450,0	451,1	452,3	453,4	454,5
provozní výdaje TECHNOLOGIE [tis. Kč]=	0,0	790,0	797,9	805,9	813,9	822,1
provozní výdaje STAVBA [tis. Kč]=	0,0	25,0	25,1	25,3	25,4	25,5
provozní výdaje VEDENÍ [tis. Kč]=	0,0	1 021,3	1 026,4	1 031,5	1 036,6	1 041,8
provozní výdaje CELKEM [tis. Kč]=	0,0	2 286,3	2 300,5	2 314,9	2 329,3	2 343,9
Krytí na el. ztráty 2 x T 400/110 kV [MWh]=	0,0	1 275,1	1 294,3	1 313,7	1 333,4	1 353,4
Celkové ztráty při přenosu el. vedením 400 kV[MWh]=	0,0	25,3	25,6	26,0	26,4	26,8
Celkové ztráty při přenosu el. vedením 110 kV[MWh]=	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Krytí el. ztrát=	1 250,0	1 256,3	1 262,5	1 268,8	1 275,2	1 281,6
Ocenění celkových el. ztrát [tis. Kč]=	0,0	1 633,6	1 666,4	1 699,9	1 734,0	1 768,8
VÝDAJE CELKEM [tis. Kč]=	773 125,0	777 044,9	3 966,9	4 014,7	4 063,3	4 112,7
[mil. Kč]=	-773,125	-777,045	-3,967	-4,015	-4,063	-4,113

Tab. č. 5.3.1. Ukázka dat pro variantu V.1.

Poznámka: Vložená data jsou pouze částečnou ukázkou - výsledné hodnoty provozních a investičních nákladů u varianty V.1: v období následujících 6 let. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“.

5.3.2. Způsob výpočtu celkových příjmů v jednotlivých letech

V této části popisují, jakým způsobem jsem predikoval a dopočítával předpokládané tržby z proteklé elektrické energie u nově realizované rozvodny 400/110 kV. Pro toto určení vycházím z provedené predikce vývoje zatížení (z pohledu Bottom Up analýzy – viz kapitola č. 3) a veřejně dostupného dokumentu od Energetického regulačního úřadu (ERÚ).

Vycházím z platného cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu (ERÚ) č. 7/2016 ze dne 25. listopadu 2016, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny.

Cituji část z cenového rozhodnutí ERÚ: „(1.2.) *Cena za rezervovanou kapacitu přenosových zařízení provozovatele přenosové soustavy je*

78 222 Kč/MW/měsíc,

tuto cenu účtuje provozovatel přenosové soustavy zákazníkovi, provozovateli distribuční soustavy, výrobci elektřiny druhé kategorie a dále výrobci elektřiny první kategorie, který odebírá elektřinu z přenosové soustavy při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny podle vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou, jejichž zařízení jsou připojena přímo do přenosové soustavy, s výjimkou subjektů uvedených v bodě (1.1.).“ [cit. 2017-05-04]

Dále cituji část z cenového rozhodnutí ERÚ: „(1.12.) *Cena za použití sítě přenosové soustavy je účtována provozovatelem přenosové soustavy ke každé MWh odebrané ze zařízení provozovatele přenosové soustavy provozovatelem distribuční soustavy, zákazníkem a výrobcem elektřiny, jehož zařízení je připojeno k přenosové soustavě, včetně odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu výrobce elektřiny a odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, je*

25,52 Kč/MWh.

Každou MWh odebranou ze zařízení provozovatele přenosové soustavy provozovatelem regionální distribuční soustavy se rozumí bilanční saldo na rozhraní mezi přenosovou soustavou a regionální distribuční soustavou.“ [cit. 2017-05-04]

Na základě těchto rozhodnutí (ERÚ) dále meziročně oceňuji proteklou elektrickou energii z pohledu napěťové hladiny ZVN (400 kV), tedy přenosové společnosti ČEPS, a.s. Nejedná se tak o skutečné tržby z prodané elektrické energie, ale o náklady proteklé elektrické energie pro nižší distribuční napěťovou úroveň 110 kV z pohledu společnosti ČEPS, a.s. Zjednodušeně lze říci, že tímto způsobem oceňuji elektrickou energii, kterou zaplatí distribuční společnost PREDistribuce, a.s. přenosové společnosti ČEPS, a.s.

Poznámka: Jedná se o zjednodušený předpoklad pro predikci vývoje tržeb z proteklé elektrické energie – pro účely této diplomové práce. Tento způsob ocenění jsem konzultoval se specialisty ze sekce Rozvoje sítě společnosti PREDistribuce, a.s.

Vzorový výpočet pro ocenění proteklé elektrické energie na napěťové hladině 400 kV:

- **Dle ERÚ:** Cena za rezervovanou kapacitu přenosových zařízení provozovatele přenosové soustavy ČEPS, a.s.

$$\text{pro rok 2016-2017: } C_{R,K,\text{měsíc}} = 78\,222 \left[\frac{\text{Kč}}{\text{MW}} / \text{měsíc} \right],$$

$$\text{tedy } C_{R,K,\text{rok}} = 938,7 \left[\frac{\text{tis. Kč}}{\text{MW}} / \text{rok} \right] - \text{FIXNÍ složka}$$

- **Dle ERÚ:** Cena za použití sítě přenosové soustavy dle každé započaté MWh, ČEPS, a.s. pro

$$\text{rok 2016-2017: } C_{P,PS} = 26 \left[\frac{\text{Kč}}{\text{MWh}} \right] - \text{VARIABILNÍ složka}$$

Poznámka: V modelovém řešení (MS Excel – příloha č. 6 „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“) počítám s meziročním nárůstem fixní, i variabilní složky o + 5 %/rok. Tento trend jsem stanovil na základě historického vývoje fixní části této složky z cenových rozhodnutí ERÚ a na základě konzultace se specialisty ze sekce Rozvoje sítě společnosti PREDistribuce, a.s.

V této části vycházím ze zdroje: XXX. Energetický regulační věstník ERÚ, Cenové rozhodnutí ERÚ č. 7/2016 ze dne 25. listopadu 2016 (viz seznam použité literatury).

Použitá data pro vzorový výpočet

Predikované zatížení v roce 2024:

$$P_{\text{zat.}} = 52,09 \text{ [MW]}, \text{ doba využití maxima: } T_m = 5579,1 \text{ [h]} \text{ (údaj z roku 2016)}$$

Problematika doby využití maxima T_m [hod] – obecně charakterizuje členitost, tedy tvar diagramu vývoje zatížení. Zjednodušeně lze říci, že je to doba, po kterou by muselo zařízení pracovat s maximálním výkonem P_m , aby se dodalo ve sledovaném období stejné množství energie jako podle diagramu zatížení s časově proměnným zatížením. Dle konečné délky sledovaného období rozlišujeme dobu využití maxima jako denní (24 h), týdenní (168 hodin), případně měsíční (720 h). V energetice se nejčastěji pracuje s tzv. roční dobou využití maxima, která je za celý rok, tedy 8760 hodin (8784 h v případě přestupného roku).

$$T_m = \frac{W(E)}{P_m} = \frac{1}{P_m} \cdot \int_0^T P(t) dt \leq T \quad [\text{hod}] \quad [41]$$

kde:

T_m ... celková doba využití maxima [hod]

$W(E)$... celková dodaná elektrická energie za dobu T [MWh]

P_m ... technické maximum - zatížení [MW]

V této části vycházím ze zdroje: XXXI. Doba využití maxima, www.wikipedia.org (viz seznam použité literatury).

Poznámka: Následující proměnné a vztahy pro vzorový výpočet jsou mnou definované a pouze pro ilustrativní účel (ukázka ze skutečně řešených početních operací z příloženého souboru MS Excel – příloha č.6 „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“).

- Výpočet části FIXNÍ složky:

$$FC = \frac{C_{R.K.rok} \cdot P_{zat.t}}{10^3} \text{ [mil. Kč]} \quad [42]$$

$$FC = \frac{938,7 \cdot 52,09}{10^3} = 48,89 \text{ [mil. Kč]}$$

kde:

FC ... složka fixní části [mil. Kč/MW/rok]

$C_{R.K.rok}$... cena za rezervovanou kapacitu [MWh]

$P_{zat.t}$... predikovaná hodnota zatížení v roce t [MW]

- Vzorový výpočet (sloučení fixní a proměnné složky):

$$C_{el.400kV} = \frac{(FC \cdot 10^6) + (T_m \cdot C_{P.PS} \cdot P_{zat.t})}{10^6} \text{ [mil. Kč]} \quad [43]$$

$$C_{el.400kV} = \frac{(48,89 \cdot 10^6) + (5579,1 \cdot 25,52 \cdot 52,09)}{10^6} = 56,31 \text{ [mil. Kč]}$$

kde:

$C_{el.400kV}$... celkové ocenění proteklé el. energie [mil. Kč]

FC ... složka fixní části [mil. Kč/MW/rok]

T_m ... doba využití maxima [hod]

$C_{P.PS}$... cena za použití přenosové sítě [Kč/MWh]

$P_{zat.t}$... predikovaná hodnota zatížení v roce t [MW]

Tedy dle uvedeného vzorového výpočtu pro rok 2024 proteče rozvodnou 400/110 kV na napěťové hladině ZVN (400 kV) elektrická energie v oceněné výši až **56,31 mil. Kč za rok** (dle referenční predikce vývoje zatížení, pro rok 2024 – P = 52,08 MW).

Ukázka dat pro predikci vývoje a ocenění el. energie:

rok [-] t (T)	2024 1	2025 2	2026 3	2027 4
Vývoj R.K. [tis. Kč]=	938,7	985,6	1 034,9	1 086,6
V.1.; V.2. Celkem s P (R.K*P) + Malešice [mil. Kč]=	48,9	56,5	61,5	67,0
Vývoj P.P.	25,52	26,80	28,14	29,54
Vývoj Tm=	5 579,17	5 580,57	5 581,96	5 583,36
Zatížení P pro Tr 400/110 kV Praha-Sever + MALEŠICE [MW]=	52,09	57,28	59,45	61,62
Roční příjem rozvodna 400/110 kV + Malešice [mil Kč]=	56,31	65,03	70,86	77,12
<i>Celkem - kumulativně (kontrola):</i>	56,31	121,34	192,20	269,32

Tab. 5.3.2. Ukázka dat pro predikci vývoje a ocenění el. energie.

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“.

5.3.2.1. Výsledná data pro porovnání variant V.1. a V.2.

List "DATA1"	Celkové INV. [mil. Kč]	Suma dis. V [mil. Kč]	Suma ned. P [mil. Kč]	NPV [mil. Kč]
Var. V.1. - Rozšíření roz. - 400/110 kV Praha-Sever	1 688,3	-1 924,692	6 763,0	923,3
Var. V.2. - Roz. 400/110 kV nad severní oblastí hl.m.Prah	1 978,9	-2 285,009	6 763,0	647,7
	PP [let]	DPP [let]	IRR [%]	ROI [%]
V.1.	12	16	10,26%	54,69%
V.2.	12	20	8,69%	32,73%

Tab. 5.3.2.1. Výsledná data pro varianty V.1. a V.2.

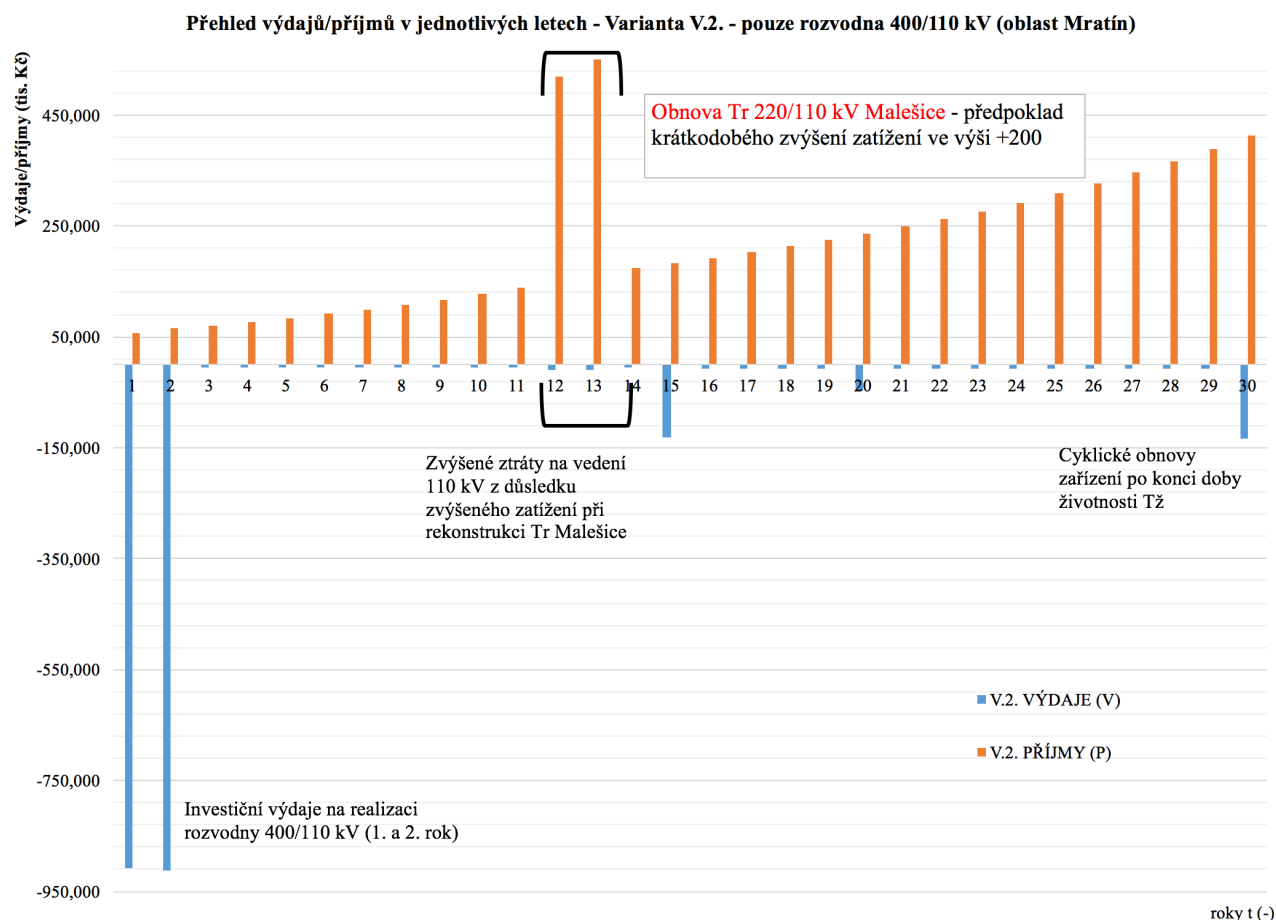
Výše vložená tabulka obsahuje přehled výsledných hodnot použitých ekonomických kritérií vzhledem k jednotlivým variantám V.1. a V.2. V prvním sloupci je uvedena celková výše investiční náročnosti v mil. Kč. Dále jsem uvedl sumu diskontovaných výdajů za období T_{22} (30let), dále sumu celkových (nediskontovaných) příjmů, které jsou pro obě varianty dle předpokladu ve stejné výši. V dalším sloupci udávám výslednou hodnotu NPV, která vykazuje pro první variantu lepší výslednou hodnotu. Dále udávám prostou dobu návratnosti a diskontovanou dobu návratnosti, která pro variantu V.1. stanovuje odhadovanou návratnost investice na období 16-17 let (přesně k začátku 17. roku – dle DPP) a pro variantu V.2. v období 20-21 let (přesně k začátku 21. roku – dle DPP).

Posledními dvěma ukazateli jsou IRR a ROI, kde hodnota u parametru IRR stanovuje výši vnitřního výnosového procenta (%). Tato hodnota pro variantu V.1. vychází ve výši 10,26 % s odpovídající hodnotou $NPV_1 = 923,3$ mil. Kč a pro variantu V.2. ve výši 8,69 % s odpovídající hodnotou $NPV_2 = 647,7$ mil. Kč.

Dle vyhodnocení z teorie ekonomického kritéria jsou tyto výsledné hodnoty IRR nad stanovenou diskontní mírou ($r = 6 \%$), tedy jsou výnosnější než je stanovena diskontní míra. Pokud bych měl tyto varianty vzájemně porovnat z hlediska ekonomických kritérií NPV a IRR, tak musím konstatovat, že jsou obě varianty výnosné. S tím, že varianta V.1. generuje vyšší hodnoty jak NPV, tak IRR.

5.3.2.2. Výsledné závislosti

Grafický rozbor průběhu ročních hodnot příjmů/výdajů pro variantu V.2.



Graf 5.3.2.2.a) Závislost vývoje příjmů a výdajů u var. V.2.

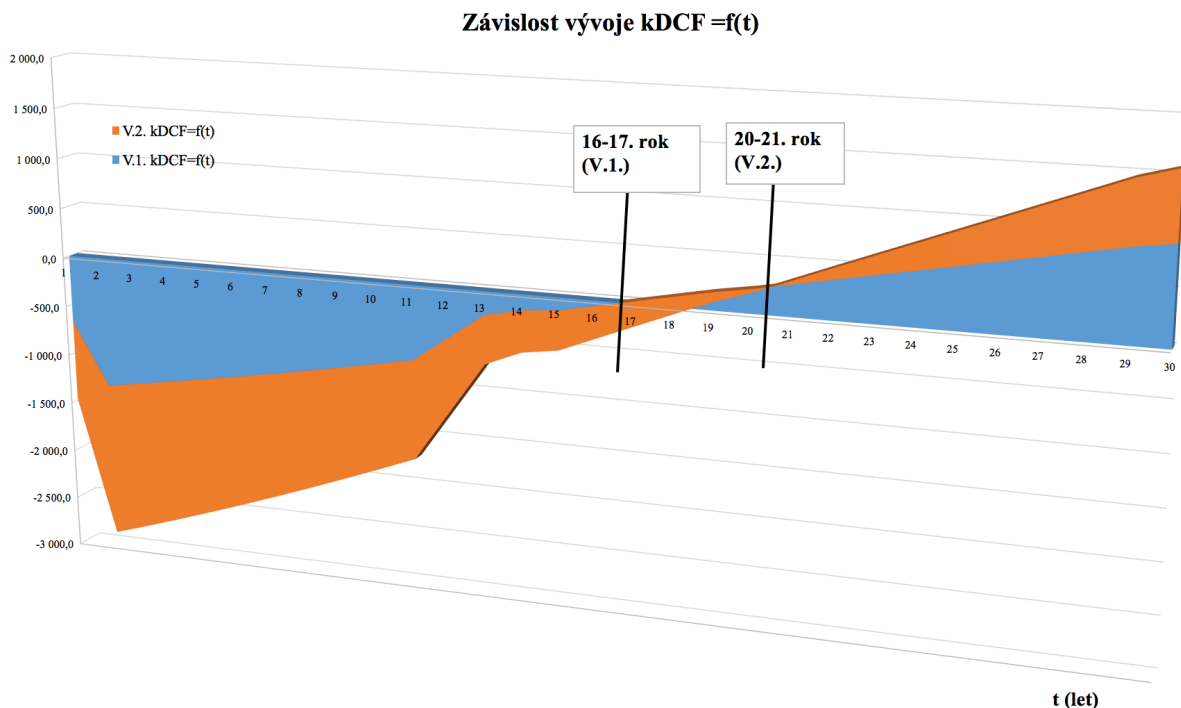
Do výše uvedeného grafu jsem graficky vyznačil významné změny v meziročních příjmech a výdajích pro sledovanou variantu V.2., která je oproti variantě V.1. prakticky identická až na proměnné - vyšší meziroční hodnoty výdajů.

Oproti V.1. je tato varianta ještě zajímavá ve vyšších výdajích zejména v 12. až 13. roce od zahájení provozu, kdy předpokládám vyřazení stávající rozvodny Tr 220/110 kV Malešice a tím krátkodobého zvýšení zatížení až o 200 MW, které následně vyvolá krátkodobé zvýšení zatížení stávající linky vedení 110 kV, což se negativně projeví v krátkodobě vyšších výdajích na krytí těchto vyvolaných elektrických ztrát.

Do následující grafické závislosti jsem vynesl závislost vývoje kumulovaných diskontovaných peněžních toků (zvláště pro variantu V.1. a V.2.)

V následně uvedeném grafu je patrné, že ve variantě V.1. dojde zhruba v 16-17. roce k vyrovnání kumulovaných (pravděpodobně k začátku 17. roku, tedy v roce 2040), diskontovaných hodnot CF do nulové hodnoty, tedy k pokrytí všech provozních a investičních výdajů, respektive k návratnosti investice. Obdobně u varianty V.2. dojde k tomuto vyrovnání až na přelomu 20-21. roku (pravděpodobně k začátku 21. roku, tedy v roce 2044).

Vývoj kumulovaných diskontovaných CF pro varianty V.1. a V.2 v období 30 let



Graf 5.3.2.2.b) Závislost vývoje kDCF v čase „t“

5.3.3. Citlivostní analýza

Dále jsem jednotlivé varianty V.1. a V.2. otestoval za pomoci tzv. **citlivostní analýzy**³⁹. Rozhodl jsem se dané výsledné hodnoty testovat na citlivost změny vývoje predikovaného zatížení v rozmezí od -60 % do +60 % referenční hodnoty k predikovanému referenčnímu vývoji zatížení. Přitom jsem zkoumal vývoj konečné hodnoty NPV, ale i hodnoty IRR pro obě varianty. V druhé části provedené citlivostní analýzy jsem zkoumal vliv změny diskontní míry r na výsledné hodnoty NPV opět u obou variant.

5.3.3.1. Změna predikovaného vývoje zatížení

V následující tabulce je ukázka (na 6 let) výstupních dat z provedené citlivostní analýzy na citlivost změny predikovaného vývoje zatížení vůči referenční hodnotě - pro první variantu (V.1). V prvním sloupci je procentní změna referenčního růstu predikovaného vývoje zatížení. V druhém a třetím sloupci jsou uvedeny výsledné hodnoty ekonomických kritérií NPV a IRR:

Poznámka: Žlutě vyznačený řádek v níže uvedené tabulce udává referenční hodnoty při nulové změně predikované referenční hodnotě zatížení v x -tém roce. Dále světle červené buňky označují hodnoty IRR, při kterých nabývají hodnoty NPV záporných hodnot. A posleďně zeleně vyznačený řádek udává možný scénář výsledných hodnot při předpokladu nárůstu zatížení o + 30 % vůči referenční hodnotě zatížení.

³⁹ **Citlivostní analýza** – Systematické provádění výpočtů, kterými se zkoumá vliv změny vstupních proměnných (parametrů) na výstupních proměnných (parametrech). Účelem citlivostní analýzy je určit citlivost výstupů na jednotlivé nebo kombinované vstupy a podle nich zjistit, jak tyto vstupy ovlivňují celkový výsledek.

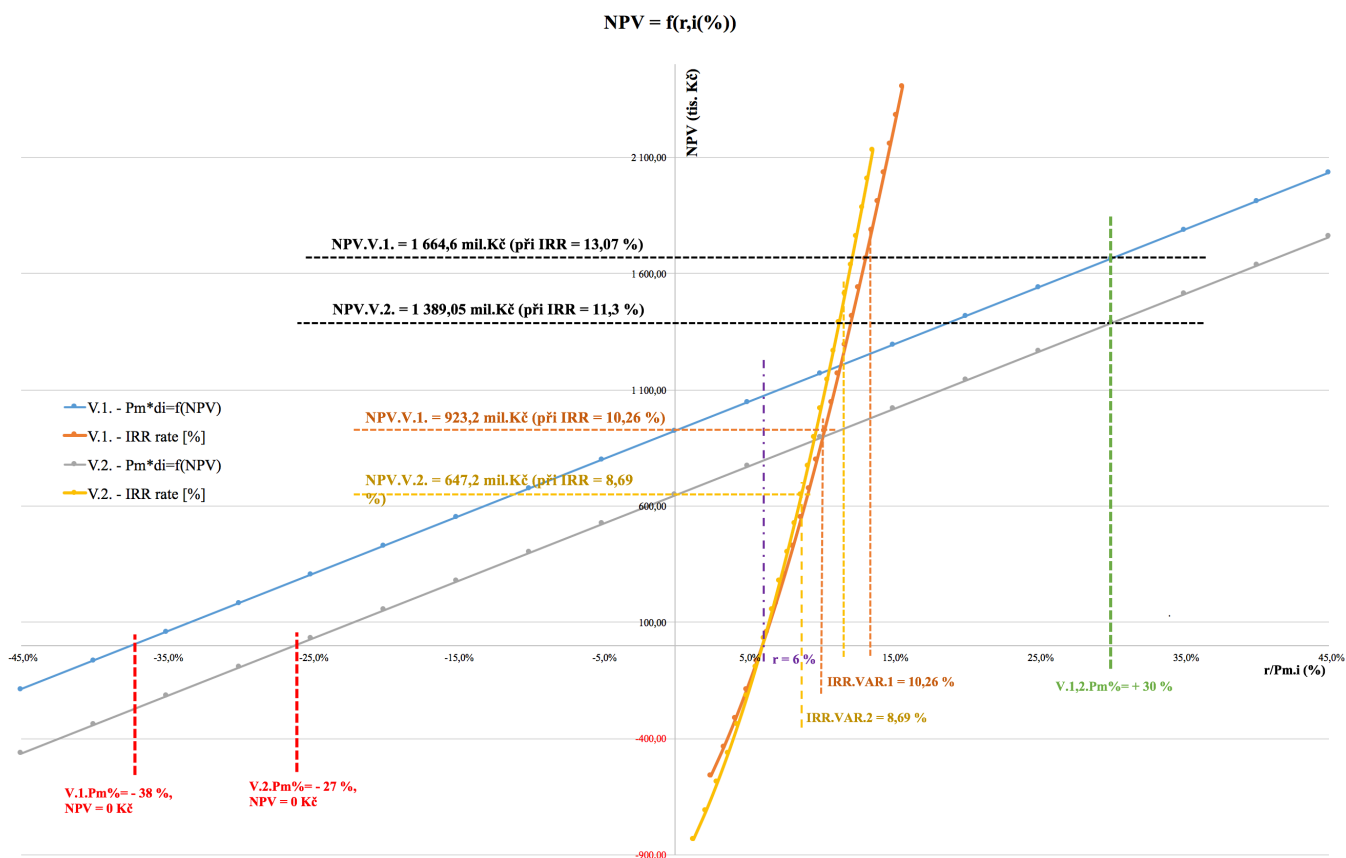
Ukázka použitých dat pro citlivostní analýzu – varianty V.1.

PRO VARIANTU V.1.			CF[t]	CF[t]	CF[t]	CF[t]	CF[t]	CF[t]
Pm*di[%]	NPV [mil. Kč]	IRR [%]	1	2	3	4	5	6
-60,0%	-559,44	2,48%	-750,60	-751,03	24,38	26,83	29,58	32,52
-55,0%	-435,88	3,37%	-747,79	-747,78	27,92	30,69	33,78	37,10
-50,0%	-312,32	4,18%	-744,97	-744,53	31,47	34,55	37,99	41,68
-45,0%	-188,76	4,94%	-742,15	-741,28	35,01	38,40	42,19	46,26
-40,0%	-65,20	5,64%	-739,34	-738,03	38,55	42,26	46,40	50,84
-35,0%	58,36	6,31%	-736,52	-734,78	42,09	46,12	50,60	55,42
-30,0%	181,92	6,94%	-733,71	-731,53	45,64	49,97	54,81	60,00
-25,0%	305,48	7,55%	-730,89	-728,28	49,18	53,83	59,01	64,58
-20,0%	429,04	8,13%	-728,08	-725,02	52,72	57,68	63,22	69,16
-15,0%	552,59	8,69%	-725,26	-721,77	56,27	61,54	67,42	73,74
-10,0%	676,15	9,23%	-722,45	-718,52	59,81	65,40	71,63	78,32
-5,0%	799,71	9,75%	-719,63	-715,27	63,35	69,25	75,83	82,90
0,0%	923,27	10,26%	-716,81	-712,02	66,90	73,11	80,04	87,48
5,0%	1 046,83	10,75%	-714,00	-708,77	70,44	76,96	84,25	92,06
10,0%	1 170,39	11,24%	-711,18	-705,52	73,98	80,82	88,45	96,63
15,0%	1 293,95	11,71%	-708,37	-702,26	77,53	84,68	92,66	101,21
20,0%	1 417,51	12,17%	-705,55	-699,01	81,07	88,53	96,86	105,79
25,0%	1 541,07	12,63%	-702,74	-695,76	84,61	92,39	101,07	110,37
30,0%	1 664,63	13,07%	-699,92	-692,51	88,16	96,25	105,27	114,95
35,0%	1 788,19	13,51%	-697,11	-689,26	91,70	100,10	109,48	119,53
40,0%	1 911,75	13,94%	-694,29	-686,01	95,24	103,96	113,68	124,11
45,0%	2 035,31	14,37%	-691,47	-682,76	98,79	107,81	117,89	128,69
50,0%	2 158,87	14,79%	-688,66	-679,51	102,33	111,67	122,09	133,27
55,0%	2 282,43	15,20%	-685,84	-676,25	105,87	115,53	126,30	137,85
60,0%	2 405,99	15,61%	-683,03	-673,00	109,42	119,38	130,50	142,43

Tab. 5.3.3.1.a) Ukázka dat citlivostní analýzy na změnu zatížení – pro variantu V.1.

Poznámka: Výše vložená data jsou pouze částečnou ukázkou. Kompletní data jsou k nahlédnutí v příloze č. 6 – „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“.

Grafická závislost vývoje NPV na změně predikce zatížení, závislost r



Graf 5.3.3.1. Závislost výsledných hodnot NPV na IRR a vývoji zatížení Pm (%).

Ve výše vloženém grafu zobrazuji vývoj hodnot NPV v závislosti na změně predikovaného vývoje zatížení (v %) včetně vnořené závislosti, kde jsou výsledné hodnoty NPV funkcí diskontní míry r , tedy $NPV = f(r)$. Dále jsem graficky vyznačil jakousi spodní a horní mez efektivity posuzovaných variant V.1. a V.2., kde jsem na základě citlivostní analýzy zjistil, že při možném scénáři poklesu zatížení (vůči referenční hodnotě) o – 27 % dojde u varianty V.1. k generování nulové hodnoty NPV1, obdobně při poklesu zatížení o – 38 % dojde k generování nulové hodnoty NPV2 u varianty V.2.

Pro bližší prozkoumání závislosti vývoje predikovaného zatížení na konečných hodnotách efektivity investic jednotlivých variant jsem vytvořil scénář možného poklesu predikovaného vývoje zatížení o přibližně 1/3 hodnoty (-30 %) vůči referenční hodnotě zatížení. Při tomto předpokladu by varianta V.1. generovala NPV1 ve výši 1 664,6 mil. Kč za zkrácené období 30 let, obdobně by generovala varianta V.2. nižší hodnotu NPV2 ve výši 1 389,05 mil. Kč.

Poznámka: V grafu je vyznačena závislost vývoje hodnot IRR, NPV v závislosti na procentní změně (nárůstu) predikované hodnoty zatížení oproti referenční hodnotě zatížení.

Tuto část citlivostní analýzy bych výsledně okomentoval tak, že obě varianty mají svou „spodní“, ale i „horní“ mez efektivity ohledně konečné výše ekonomických kritérií NPV a IRR. Samozřejmě s tím souvisí i proměnná diskontovaná doba návratnosti, která tak může být pro obě varianty nulová (spodní mez), nebo v lepším případě kratší než je stanovená dle referenčních hodnot predikovaného vývoje zatížení (horní mez). Dále je nutné zmínit, že obě varianty jsou vzájemně nezávislé, tedy vzhledem k plánovanému stejnému užítku neexistuje oblast, ve které by se změnila jejich vzájemná výhodnost.

5.3.3.2. Změna míry diskontu

V druhé části citlivostní analýzy jsem zkoumal citlivost změny diskontní míry (s krokem +/- 0,25 % vůči referenční diskontní míře ve výši $r = 6\%$). Zkoumám závislost změny diskontní míry r na výsledné hodnotě čisté současné hodnoty (NPV).

Ukázka dat pro výpočet citlivosti parametru r na hodnotě NPV

r [%]	2,00%	2,25%	2,50%	2,75%	3,00%	3,25%
NPV.V.1. [mil. Kč]	2 933,23	2 750,37	2 577,41	2 413,75	2 258,84	2 112,17
NPV.V.2. [mil. Kč]	2 611,45	2 432,46	2 263,19	2 103,07	1 951,54	1 808,11

Tab. 5.3.3.2. Ukázka výstupních dat z citlivostní analýzy na změnu diskontní míry (pro prvních 6 hodnot).

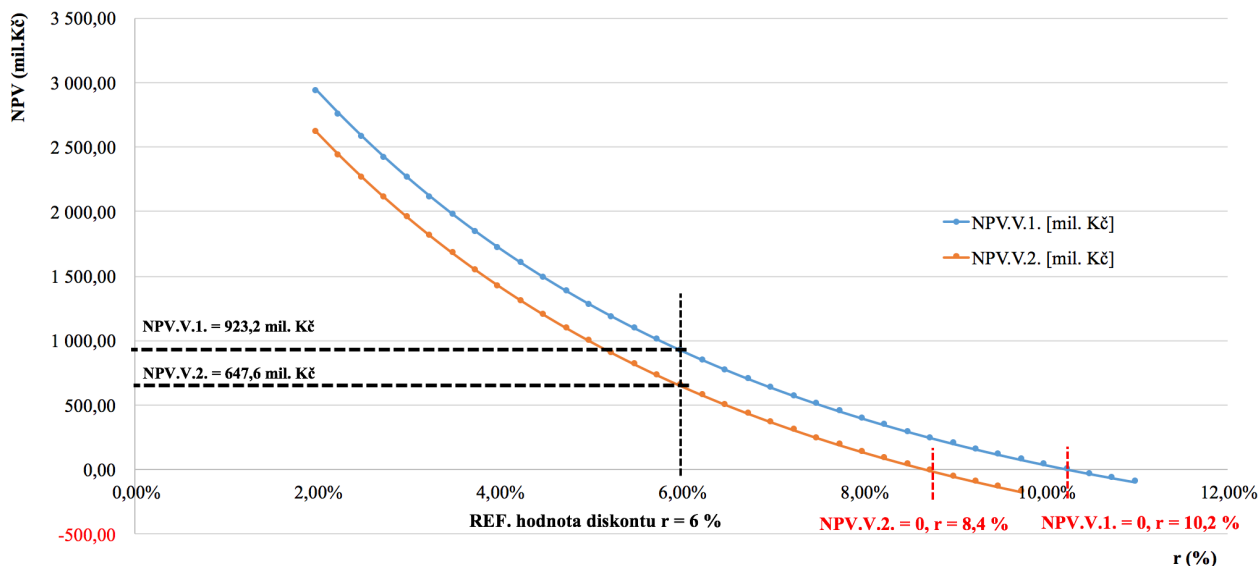
Níže uvedená závislost graficky znázorňuje vývoj hodnoty NPV v závislosti na změně diskontní míry r (%). Z grafu je patrné, že při stanovené hodnotě diskontní míry $r = 6\%$ varianta V.1. generuje hodnotu NPV ve výši 923,2 mil. Kč, oproti tomu varianta V.2. při stejné diskontní míře

generuje „pouze“ hodnotu 647,6 mil. Kč. Přitom obě varianty dosahují kladných hodnot NPV. Obě varianty jsou tedy návratné.

V této fázi citlivostní analýzy jsem našel hraniční hodnoty diskontní míry ve výši $r = \text{ca } 8,4\%$ pro var. V.2. a $r = \text{ca } 10,2\%$ pro var. V.1., při kterých výsledné hodnoty NPV dosahují nulových hodnot.

Grafická závislost vývoje NPV na změně diskontní míry r

$$r(\%) = f(\text{NPV}(\text{mil.Kč}))$$



Graf 5.3.3.2. Závislost výsledných hodnot NPV (mil. Kč) na diskontní míře r (%).

6. Závěr

V této diplomové práci jsem se zabýval problematikou zajištění napájení distribuční sítě z nadřazené přenosové sítě na území hl. m. Prahy. Mým cílem bylo provést analýzu stávajícího stavu a analýzu vývoje jejího zatížení dle požadavků ze strany odběratelů (koncových zákazníků).

V úvodní části práce jsem se věnoval zmapování stávajícího stavu distribuční a přenosové sítě v aglomeraci hlavního města a to včetně historického vývoje zatížení a postupného rozvoje sítě. V rámci druhé kapitoly jsem rovněž shrnul základy zásad rozvoje přenosové a distribuční soustavy. Součástí této kapitoly byl rovněž popis legislativního procesu při povolování a realizaci elektroenergetických zařízení v distribuční a přenosové síti na území České republiky. Důvodem byl zásadní vliv těchto procesů na plánování rozvoje a obnovy těchto soustav a to především z hlediska reálné rychlosti realizace jednotlivých investičních závěrů, a proto bylo nutné tento aspekt v práci zmínit, aby definice možných variant řešení byla úplná.

V následující části jsem se zabýval analýzou vývoje zatížení v rámci distribuční sítě PREDi a to s důrazem na uzlovou oblast Malešice. Provedl jsem důkladnou analýzu možných scénářů a to ve dvou krocích. Nejprve způsobem tzv. Top Down analýzy, tedy využitím predikce pracující s extrapolací dosavadního trendu resp. nastavením vývoje růstu v řádu nízkých jednotek procent ročně. Ve druhé kroku jsem se zaměřil na tzv. Bottom Up analýzu, ve které naopak vycházím z konkrétních známých či predikovaných požadavků na příkon. Ověřil jsem tak, že každá varianta má své výhody a nevýhody. Pro další úvahy jsem vycházel z Bottom Up analýzy, jelikož ta umožňuje v kratších časových horizontech spolehlivější predikci a významně lépe zohlednit případná specifika dané oblasti. Nevýhodou je výrazně vyšší pracnost této analýzy.

V rámci provedené Bottom Up analýzy jsem pracoval se třemi scénáři a třemi časovými horizonty, krátkodobým, střednědobým a dlouhodobým. Na základě této analýzy jsem dospěl k závěru, že kolem roku 2025 bude uzlová oblast Malešice plně vytížena a to konkrétně ve výši 250 MW. V takovém případě je již bezpodmínečně nutné provést taková opatření, aby byla zajištěna spolehlivá a bezpečná dodávka el. energie i v dalších obdobích. Bez těchto opatření by bylo nutné danou uzlovou oblast uzavřít a tím prakticky zastavit její rozvoj. Řešením je zprovoznit nový napájecí bod z přenosové soustavy pro posílení celé severní oblasti hl. m. Prahy. Tato nová transformovna by vytvořila čtvrtý napájecí bod z přenosové soustavy v pražské aglomeraci.

V předposlední čtvrté kapitole jsem navrhl konkrétní technické varianty řešení, které mají stávající situaci vyřešit, a které by byly v souladu s existujícími zásady rozvoje přenosové a distribuční soustavy. V první variantě (s označením V.1.) počítám s možností realizace nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV u stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever, která se nachází na území hl. m. Prahy v městské části Čimice. V druhé variantě (s označením V.2.) se věnuji realizaci nové rozvodny Tr

400/110 kV nad severní oblastí hlavního města. Konkrétní umístění nové rozvodny nebylo dosud blíže specifikováno, v návrhu je lokalita v oblasti nedaleko vzdáleného zdvojeného venkovního vedení 400 kV společnosti ČEPS, a.s., ca 11 km od stávající rozvodny 110/22 kV Sever. Toto vedení by mělo v obou navržených variantách plnit funkci napájecího vedení rozvodné části R 420 kV společnosti ČEPS, a.s. Čistě teoretickou variantou je přeizolace stávající rozvodny TR 220/110 kV Malešice na 400 kV, což ale vzhledem k nemožnosti zajištění napájení po dobu této rekonstrukce z okolních uzlových oblastí nebylo dále uvažováno jako přípustná varianta. V první variantě se tedy vychází z možnosti realizace tzv. sdruženého vedení 400 a 110 kV v trase stávajícího vedení 110 kV, které vede přímo k stávajícímu vedení 400 kV. V druhé variantě se počítá s případným využitím zmíněné trasy stávajícího vedení 110 kV (mezi rozvodnou 110/22 kV Sever a venkovním vedením 400 kV v celkové délce ca 11 km).

V poslední kapitole jsem se věnoval technicko-ekonomickému porovnání variant. Nejprve jsem stanovil potřebné parametry. Zabýval jsem se problematikou nalezení korektní doby pro porovnání obou variant, dále jsem se zabýval problematikou stanovení diskontní míry a nakonec jsem určil potřebné parametry pro výpočet všech provozních nákladů včetně problematiky určení a ocenění ztrát jak na transformátorech 400 kV, tak na vedení 110 a 400 kV.

V následujícím ekonomickém porovnání variant jsem nejprve počítal s tzv. ročními peněžními toky (hodnoty rCF v jednotlivých letech), kdy jsem zjišťoval, která z variant je ekonomicky méně náročná (korektní doba pro porovnání byla vypočtena na období 120 let). Tímto výpočtem jsem došel k závěru, že varianta V.1. s výslednou roční hodnotou rCF ve výši -31,1 mil. Kč/rok dosahuje až o -21,1 mil. Kč ročně méně, než varianta V.2. která vychází na -52,2 mil. Kč/rok. Tedy na základě této metodiky bych se jednoznačně rozhodl pro realizaci rozvodny v severní oblasti hl. m. Prahy, tedy pro variantu s označením V.1.

Dále jsem provedl simulaci ekonomických důsledků ve zkrácené době pro porovnání (stanovená doba na 30 let), kdy jsem počítal s ekonomickými kritérii NPV, IRR, ROI včetně diskontované doby návratnosti (DPP). Touto simulací jsem zanalyzoval meziroční vývoj hodnot peněžních toku (cash flow). Pokud bych měl zhodnotit efektivnost jednotlivých variant při zkrácené době porovnání, tak bych konstatoval, že varianta V.1. vychází při referenční predikci vývoje zatížení na konečnou hodnotu NPV1 ve výši 923 mil. Kč s hodnotou IRR1 ve výši 10,26 %. Přitom by se tato varianta dle diskontované prosté doby návratnosti investičně vrátila kolem 16-17 roku provozu rozvodny 400/110 kV (zatímco u druhé varianty se počítá s návratností až v období 20-21 let).

Na závěr této kapitoly jsem se věnoval citlivostní analýze na změnu predikované referenční hodnoty zatížení a citlivosti změny diskontní míry r . Tyto dva parametry byly pro citlivostní analýzu vybrány z toho důvodu, že vedle investičních nákladů na realizaci, které jsou dobře predikovatelné, mají tyto dva parametry zásadní vliv na ekonomické vyhodnocení.

Na základě výsledků této práce se jednoznačně jak z technického, tak ekonomického pohledu přikláním k realizaci první varianty s označením V.1. a preferuji tak realizaci nové uzlové rozvodny Tr 400/110 kV vedle stávající rozvodny Tr 110/22 kV Sever v městské části Čimice, tedy na území hl. m. Prahy. Tato varianta je z technických důvodů lepším řešením, neboť se tímto způsobem realizuje nový napájecí bod blíže odběru, což má pozitivní vliv na výši ztrát el. energie a další provozní aspekty. Zároveň tato varianta vychází lépe i z hlediska ekonomického hodnocení. Vybudováním nového napájecího bodu dojde posílení celé pražské energetické infrastruktury a k plnému naplnění bezpečnostního (respektive spolehlivostního) kritéria „N-1“ i v dlouhodobém horizontu. A zároveň bude umožněna následná rekonstrukce rozvodny Tr 220/110 kV Malešice, která je naplánována v období po roce 2030 (možnost odstavení stávající rozvodny).

7. Použité zdroje

- I. **FENCL, František. Elektrický rozvod a rozvodná zařízení.** Vyd. čtvrté. Praha 6: České vysoké učení technické v Praze, 2009. ISBN 978-80-01-04351-6.
- II. **CHOCHOL, Bohumír a Zdeněk Šlechta. Rozvodny a transformovny 110 kV.** Vyd. 2. Praha: Nakladatelství dopravy a spojů, 1964.
- III. **Studie EGÚ Brno a.s., studie napájení hl. m. Prahy – Napájení oblasti Pražské aglomerace.** (interní dokumentace z roku 2013, zadavatel PREdistribuce, a.s.).
- IV. **Úvod do energetických soustav, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.** [online], dostupné: 20. 10. 2016 na adrese: https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1M16MES/mes01_vod_do_energetickch_soustav.pdf
- V. **HAMPL, David. Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice, Bakalářská práce.** [knihovna ČVUT], České vysoké učení technické v Praze, 2015.
- VI. **Hlavní mezníky v historii DS, PREdistribuce, a.s.** [online], dostupné: 23.10. 2016 na adrese: <https://www.pre.cz/cs/profil-spolecnosti/o-nas/historie-pre/hlavni-mezniky-v-historii-spolecnosti/>
- VII. **Pravidla provozování lokální distribuční soustavy. Energetický regulační úřad** [online] [cit. 2016-10-16]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462808/PPLDS_Manhattan.pdf/d123cedc-6205-483f-a7cb-e4fb701a682a
- VIII. **Česká přenosová soustava. ČEPS, a.s.** [online]. [cit. 2016-10-16]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Prenosove-sluzby/Stranky/Default.aspx>
- IX. **Kritická infrastruktura energetiky, bezpečnost dodávek energie v mimořádných stavech, ČEPS, a.s.,** Ing. Miroslav Vrba, dostupné dne: 19.10.2016 [interní prezentace společnosti ČEPS, a.s.]
- X. **Přenosová soustava ČR, ČEPS, a.s.,** Ing. Jiří Hrbek, dostupné dne: 19.10.2016 [interní prezentace společnosti ČEPS, a.s.]
- XI. **Národní zpráva České republiky o elektroenergetice a plynárenství za rok 2006 , ERÚ.** [online], dostupné: 23.10. 2016 na adrese: <https://www.eru.cz/documents/10540/466497/NZ2006.pdf/d0e9d4e6-2eeb-404c-815c-c274d1c5f219>
- XII. **Provozní zpráva za rok 2015, 2016, PREdistribuce, a.s. ,** dostupné dne: 1.11.2016 [interní dokument společnosti PREdistribuce, a.s.]
- XIII. **Lancelot ETRM – softwarová platforma pro obchod s energiemi** [online], dostupné: 23.10. 2016 na adrese: <http://lancelot.unicornsyste.ms.eu/cz/>
- XIV. **Úplné znění – Energetický zákon č. 458/2000 Sb.** [online], dostupné: 5.11. 2016 na adrese: https://www.eru.cz/documents/10540/475627/458_2000_Sb.pdf/ed24b8ad-bfe2-499d-a0bf-9ffcc0e8978d

- XV. **Kompenzace jalového výkonu, měření kvality elektrické energie.** [online], dostupné: 5.11. 2016 na adrese: <http://www.kbh.cz/o-kompenzaci/zaklady-kompenzace>
- XVI. **Kodex PS, ČEPS, a.s.** [online], dostupné: 19.11. 2016 na adrese: <https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Stranky/default.aspx> [cit. 2016-11-19_4.]
- XVII. **Problematika sdružení ENTSO-E.** [online], dostupné: 19. 11. 2016 na adrese: https://cs.wikipedia.org/wiki/Evropsk%C3%A1_s%C3%AD%C5%A5_provozovatel%C5%AF_p%C5%99enosov%C3%BDch_soustav_elekt%C5%99iny
- XVIII. **Rozvoj distribuční sítě PREdistribuce, a.s.** [online], dostupné: 28. 12. 2016 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/rozvoj-distribucni-site/>
- XIX. **Posuzování vlivu na životní prostředí, proces EIA** [online], dostupné: 28. 12. 2016 na adrese: http://www.mzp.cz/cz/posuzovani_vlivu_zameru_zivotni_prostredi_eia
- XX. **Co je metropolitní plán?, IPR Praha** [online], dostupné: 28. 12. 2016 na adrese: <http://www.iprpraha.cz/clanek/1516/co-je-to-metropolitni-plan>
- XXI. **Zdvojení vedení V410 (článek www.allforpower.cz)** [online], dostupné: 23. 04.2017 na adrese: http://www.allforpower.cz/UserFiles/file/ga_energo.pdf
- XXII. **Článek – CFOWorld, From IDG** [online], dostupné: 15. 04. 2017 na adrese: <http://cfoworld.cz/financni-sluzby/thomas-merker-rwe-grid-holding-nejlepsi-cfo-neni-interni-clovek-z-firmy-2619>
- XXIII. **Zpráva ERÚ o metodice regulace IV. reg. období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství** [online], [cit. 2017-04-20] dostupné: 20. 04. 2017 na adrese: https://www.eru.cz/documents/10540/462862/Ramec_metodiky_IV+RO_2015-02-16.pdf/1370f896-8d16-441c-9153-d3fb6d6f3ffe
- XXIV. **Dopad regulačních režimů na vážené průměrné náklady na kapitál (WACC), ERÚ,** [online] dostupné 29. 3. 2017 na adrese: http://www.eru.cz/documents/10540/532515/WACC_studie_cz_16_10_2013.pdf/68e9062a-5755-4196-9596-29c89e47b194
- XXV. **Finanční rozhodování a WACC, prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.** [online], dostupné: 8. 4. 2017 na adrese: https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi13_cena_kapitalu.ppt
- XXVI. **Kritéria efektivity investic, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.** [online], dostupné: 20. 3. 2009 na adrese: <https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1M16MES/>
- XXVII. **Cash Flow, doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.** [online], dostupné 10. 4. 2017 na adrese: https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi06_cash_flow.ppt
- XXVIII. **Kritéria ekonomické efektivity** [online], dostupné 12. 4. 2017 na adrese: <https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1B16EPD/cv10%20Krit%20E9ria%20ekonomick%20efektivnosti.pdf>

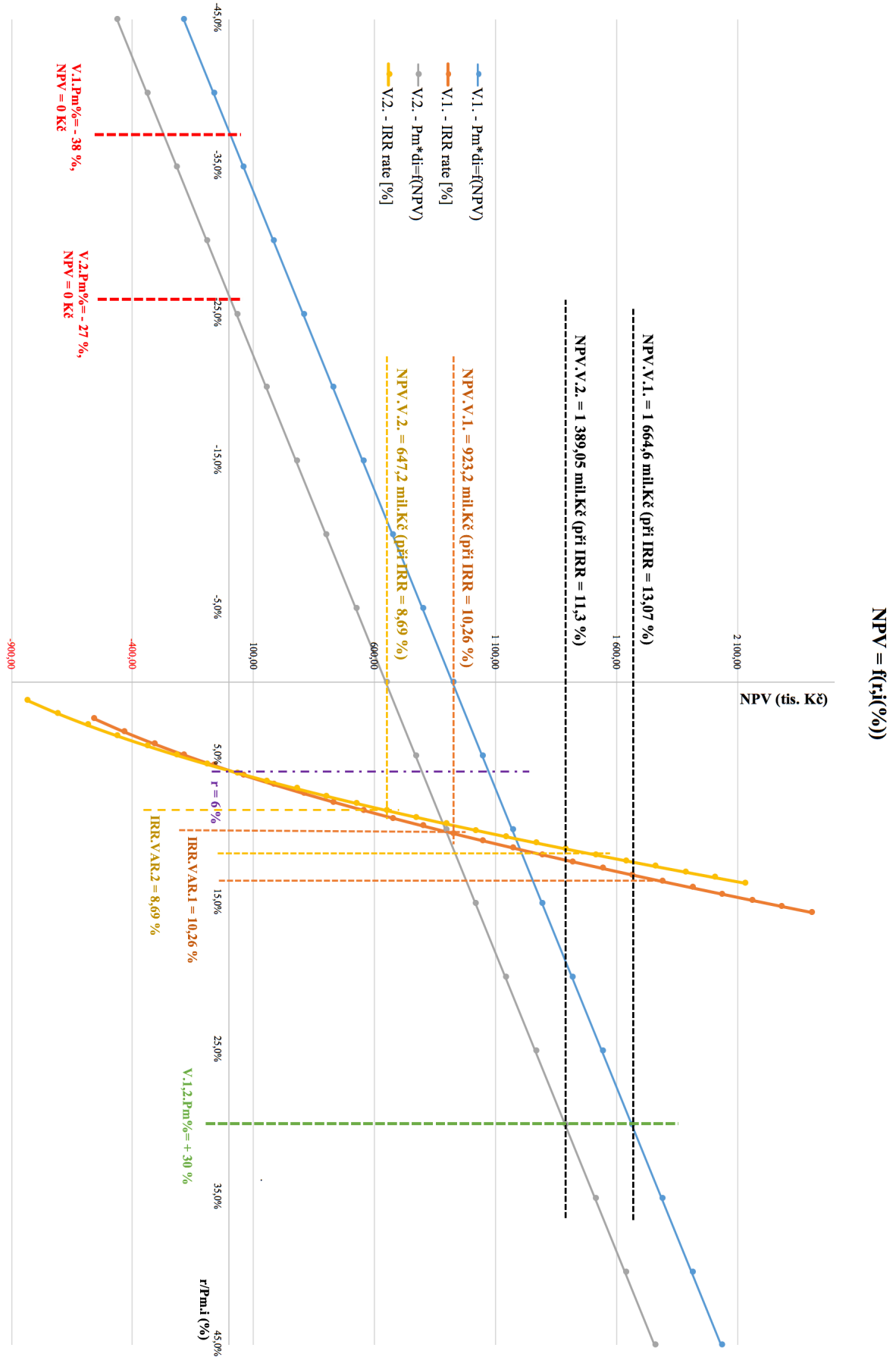
- XXIX. **Kritéria ekonomické efektivity** [online], dostupné 12. 4. 2017 na adrese:
<https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1B16EPD/cv10%20Krit%20E9ria%20ekonomick%20E9%20efektivnosti.pdf>
- XXX. **Energetický regulační věstník ERÚ, Cenové rozhodnutí ERÚ č.7/2016 ze dne 25. listopadu 2016** [online], [cit. 2017-05-04] dostupné 4. 5. 2017 na adrese:
https://www.eru.cz/documents/10540/2041142/ERV_10_2016/022f2fcf-55c0-4dde-9d8e-d0024602dc43
- XXXI. **Doba využití maxima, www.wikipedia.org** [online], dostupné 4. 5. 2017 na adrese:
https://cs.wikipedia.org/wiki/Doba_využit%C3%AD_maxima
- XXXII. **Úvod do energetických soustav, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.** [online], dostupné: 24. 10. 2016 na adrese:
https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1M16MES/mes01_vod_do_energetickch_soustav.pdf

7.1. Seznam příloh

1. **Příloha – Územní problematika – ČEPS, a.s.,**
příložený soubor: „1.UzemniProblematikaCEPS_2017.xlsx“
2. **Příloha – Vývoj zatížení 1970-2016,**
příložený soubor: „2.RocniMax.zatizeni2017.xlsx“
3. **Příloha – Predikce zatížení 2016-2030 (Top Down analýza),**
příložený soubor: „3.Pred.Zati_Praha2017.xlsx“
4. **Příloha – Analýza instalovaného výkonu na území Prahy, 2017,**
příložený soubor: „4.AnalyzaInstVykonu_2017.xlsx“
5. **Příloha – Analýza a predikce výkonového zatížení, Malešice (Bottom Up analýza),**
příložený soubor: „5.AnalyzaPredikce_2017.xlsx“
6. **Příloha – Ekonomické zhodnocení NPV, IRR, PP, 2017,**
příložený soubor: „6.Vypocet_NPV_2017.xlsx“
7. **Příloha – OBR Citlivostní analýza NPV, IRR, změna P[MW],**
příložený soubor: „7.Citl.Analyza_NPV,IRR.png“
8. **Příloha – OBR Citlivostní analýza NPV, změna r[%] [MW],**
příložený soubor: „8.Citl.Analyza_NPV,r.png“

Poznámka: Veškeré uvedené přílohy jsou uloženy na datovém nosiči (CD), které je přiloženo k tištěné verzi této diplomové práce.

7.1.1. Vložené přílohy – Citlivostní analýza NPV, IRR, změna P[MW]



7.1.2. Vložené přílohy – Citlivostní analýza NPV, změna r[%]

