



**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE**

---

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

**Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice**

**Construction of electrical substation 110/22 kV, Písnice**

**Bakalářská práce**

Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**

Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

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

**David Hampl**

---

České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

## ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **HAMPL David**

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor: Elektrotechnika a management

*Název tématu:*

### **Výstavba transformovny 110/22 kV – rozvodna Písnice**

*Pokyny pro vypracování:*

1. Popis oblasti pro výstavbu rozvodny Písnice, zatížení oblasti a jeho vývoj.
2. Návrh variant rozvoje sítě včetně výstavby nové TR Písnice 110/22kV.
3. Ekonomické vyhodnocení, citlivostní analýza a doporučení pro investora.

*Seznam odborné literatury:*

1. Fencel F.: Elektrický rozvod a rozvodná zařízení. ČVUT, 2009, 4. vydání.
2. Chochol B., Šlechta Z.: Rozvodny a transformovny 110 kV. Nakladatelství dopravy a spojů, Praha, 1964, 2. vydání.
3. Studie EGEM s.r.o., Praha 4 – TR 110 kV Písnice (z roku 2014, zadavatel PREdistribuce, a.s.)

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Tomáš Kocourek - PREdistribuce, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2015/2016

L.S.

*Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.*

vedoucí katedry

*Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.*

děkan

V Praze dne 10.2.2015

## **Prohlášení**

Tímto prohlašuji, že jsem svou bakalářskou 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 15. 5. 2015

Podpis

## **Anotace:**

V této bakalářské práci se zabývám teoretickým pohledem a následnou analýzou problematiky rozšíření a tím i posílení stávající distribuční sítě v oblasti městských částí Písnice, Libuš a Kunratice. Na základě provedené analýzy oblasti pro realizaci jsem stanovil dvě varianty řešení v podobě posílení stávající sítě pomocí nových kabelů 22 kV napojených z okolních rozvodů nebo přímo výstavbou nové kompaktní rozvodny 110/22 kV v oblasti městské části Písnice.

Za pomoci výkonové analýzy oblasti jsem došel k závěru, že vzhledem k plánovaným požadavkům pro budoucí velkoodběratelské stanice není provozně ani technicky možné zrealizovat první variantu. Z toho důvodu se ve své práci dále věnuji výhradně možnosti realizace rozvodny 110/22 kV Písnice, u které se předpokládá dostatečné zajištění výkonové rezervy za účelem výstavby stanice metra D pro plánovaného velkoodběratele Dopravní podnik hl. m. Prahy.

V závěru práce se zaměřuji na ekonomickou stránku dvou možných provedení investičního záměru. První z nich je realizace celé investice najednou, druhá varianta řeší možnost odkladu části investice a dobudování rozvodny TR 110/22 kV Písnice s ohledem na postupný nárůst odběrů. Výsledné řešení doplňuji citlivostní analýzou a doporučením pro investora.

**Klíčová slova:** transformovna 110/22 kV, Písnice, instalovaný výkon, metro linky D, distribuční síť, analýza prostředí, výkonová analýza, spotřeba elektrické energie, PREDistribuce, a.s.

## **Annotation:**

The focus of this bachelor thesis is the issue of broadening and thereby strengthening the existing electrical distribution network in urban areas Písnice, Libuš and Kunratice from a theoretical and analytical standpoint. The conclusions are based on a complex analysis of the areas targeted for the implementation. There are two possible solutions set for this project to strengthen the existing distribution network: new 22 kV cables connected from surrounding substations or construction of a new 110/22 kV compact electrical substation named Písnice. After carrying out a performance (power) analysis of the targeted area it became clear that the planned requirements for future large power consumption are operationally and technically impossible to implement in the first option. Due to this fact the second part of the thesis deals only with the theoretical construction of the new 110/22 kV electrical substation Písnice, which is planned with sufficient power reserves in mind for future operating requirements of the new line "D" underground station planned to be built by Dopravní podnik hl. m. Prahy, a.s. The conclusion addresses two possible economical solutions for said implementation accompanied by an economical sensitivity analysis and a recommendation for a potential investor.

**Key words:** transformation station 110/22 kV, Písnice, installed power, underground line D, distribution network, area analysis, power analysis, power consumption, PREDistribuce, a.s.

**Poděkování:**

Tímto bych rád poděkoval za všestrannou pomoc společnosti PREdistribuce, a.s., zejména mému vedoucímu práce Ing. Tomáši Kocourkovi za vedení a průběžnou pomoc při tvorbě práce. Dále děkuji za potřebné rady, doporučení a náhled na věc doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. a doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc. z katedry Ekonomiky, manažerství a humanitních věd, ČVUT FEL.



## Obsah

<b>1. Úvod.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Distribuce elektrické energie.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. Kvalita distribuované elektrické energie .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Rozlišení rozvoden na území hl. m. Prahy .....</b>	<b>6</b>
2.2.1. Rozvodna 22 kV .....	6
2.2.2. Rozvodna 110 kV .....	7
2.2.3. Používané transformátory .....	8
<b>3. Zmapování oblasti pro výstavbu rozvodny Písnice .....</b>	<b>10</b>
<b>3.1. Analýza cílové oblasti.....</b>	<b>10</b>
3.1.1. Stávající stav transformačních stanic v cílové oblasti .....	11
3.1.2. Stávající stav transformačních stanic v celé oblasti.....	12
Dispozice DTS a VOTS stanic v celé oblasti.....	12
<b>3.2. Technické varianty možného posílení distribuční sítě .....</b>	<b>12</b>
3.2.1. a) Rozšíření stávající kabelové sítě 22 kV .....	12
3.2.2. b) Vybudování transformovny 110/22 kV, Písnice .....	13
3.2.2.1. Technické porovnání variant.....	13
<b>4. Analýza výkonové náročnosti v oblasti Písnice .....</b>	<b>15</b>
<b>4.1. Plánovaná nová odběrná místa .....</b>	<b>15</b>
4.1.1. Plánovaná nová trasa linky metra D .....	17
<b>4.2. Předpoklad celkového instalovaného výkonu.....</b>	<b>18</b>
4.2.1. Výpočet celkového instalovaného výkonu .....	19
4.2.1.1. Vnitřní oblast.....	19
4.2.1.2. Vnější oblast.....	20
4.2.1.3. Celková oblast (vnitřní + vnější).....	21
4.2.2. Předpokládané zatížení oblasti.....	23
<b>5. Realizace rozvodny 110/22 kV .....</b>	<b>27</b>
<b>5.1. Obecný popis stavby.....</b>	<b>27</b>
<b>5.2. Stavební část .....</b>	<b>27</b>
5.2.1. Územně plánovací studie .....	27
5.2.2. Popis území stavby .....	29
5.2.3. Plánované prostorové rozložení budoucí rozvodny .....	30
5.2.4. Stavební část budovy pro umístění technologie.....	30
<b>5.3. Technologická část .....</b>	<b>31</b>
5.3.1. Stanoviště transformátorů 110/22 kV .....	31
5.3.1.1. Technologie rozvodny - část 110 kV .....	32
5.3.2. Vlastní spotřeba, transformátory 22/0,4 kV .....	33
5.3.2.1. Technologie rozvodny - část 22 kV .....	34
5.3.3. Ostatní části technologických zařízení rozvodny.....	34

<b>6.</b>	<b>Ekonomická analýza pro výstavbu nové rozvodny.....</b>	<b>35</b>
<b>6.1.</b>	<b>Možné řešení výstavby rozvodny 110/22 kV Písnice.....</b>	<b>35</b>
6.1.1.	Varianta A – postupná výstavba (3. a 6. rok) .....	36
6.1.2.	Varianta B – výstavba najednou (6. rok) .....	36
<b>6.2.</b>	<b>Teorie ekonomického zhodnocení projektu.....</b>	<b>36</b>
6.2.1.	Čistá současná hodnota (NPV) .....	36
6.2.2.	Vnitřní výnosové procento (IRR) .....	37
<b>6.3.</b>	<b>Určení potřebných parametrů pro výpočet NPV .....</b>	<b>39</b>
6.3.1.	WACC.....	40
<b>6.4.</b>	<b>Určení celkových elektrických ztrát v rozvodně .....</b>	<b>41</b>
<b>6.5.</b>	<b>Výpočet čisté současné hodnoty:.....</b>	<b>42</b>
<b>6.6.</b>	<b>Výsledky výpočtu čisté současné hodnoty .....</b>	<b>43</b>
6.6.1.	Varianta A – realizace TR 110/22 kV (plný provoz - 6. rok) .....	44
6.6.2.	Varianta B – realizace TR 110/22 kV (plný provoz – 3. rok).....	45
6.6.3.	Grafické znázornění CF a DCF v období 30 let .....	46
<b>6.7.</b>	<b>Časové porovnání variant realizace rozvodny.....</b>	<b>47</b>
6.7.1.	Roční ekvivalentní peněžní prostředky .....	47
<b>6.8.</b>	<b>Provedení citlivostní analýzy .....</b>	<b>49</b>
6.8.1.	Grafické znázornění NPV v období 30 let .....	50
<b>7.</b>	<b>Závěr .....</b>	<b>51</b>
7.1.	Zhodnocení technické proveditelnosti.....	51
7.2.	Ekonomické zhodnocení, doporučení pro investora .....	51
<b>8.</b>	<b>Použité zdroje .....</b>	<b>53</b>
<b>9.</b>	<b>Přílohy .....</b>	<b>54</b>
9.1.	Vložené obrázky .....	54
9.2.	Přiložené dokumenty.....	54



# 1. Úvod

Vzhledem k požadavkům odběratelů všech napětíových úrovní na kvalitní připojení a zajištění nepřetržité distribuční služby a z důvodu rozvoje decentralizace výroby z obnovitelných zdrojů se zvyšují nároky na provozovatele distribučních sítí a současně i na jejich nadřazenou přenosovou síť.

Kvalita distribuce elektrické energie musí odpovídat stanoveným vyhláškám Energetického regulačního úřadu (dále ERÚ) tak, aby distribuce elektrické energie byla bezpečná a spolehlivá. To je zajištěno pravidelnou obnovou zařízení dle stanovených pravidel ERÚ a norem jednotlivých distribučních společností.

Požadavky na nová připojení jsou řešeny efektivním rozšiřováním sítí NN, VN a VVN. Na licencovaném území hl. m. Prahy je situace ještě složitější, protože standardy kvality od ERÚ pro kvalitu dodávky elektrické energie jsou přísnější než mimo hlavní město. Obnova dodávky elektrické energie na hladinách napětí 110 a 22 kV musí být po Praze do 8 hodin, mimo Prahu do 12 hodin. Dále v sítích NN v Praze do 12 hodin a mimo Prahu do 18 hodin. Pokud místní distributor tyto časy překročí, mohou zákazníci požadovat sankce za neoprávněné přerušování dodávky.

*pozn. Území hl. m. Prahy je zajímavé i tím, že kromě velkého množství klasických zákazníků a velkoodběratelů elektřiny spravuje PREdistribuce, a.s., i např. mezinárodní Letiště Václava Havla a speciální napájecí systémy pro síť hromadné dopravy. Jde zejména o zajištění dostatečného napájení všech měniren pro tramvaje, tzn. napájení všech stejnosměrných rozvodů Dopravního podniku hl. m. Prahy, dále také veškeré (zálohované) napájecí uzly pro všechny linky metra DPP s provozováním energetického kritéria n-1 pro zajištění bezpečnosti u hromadné dopravy apod. Další důležití velkoodběratelé jsou například centrální pobočka DHL (v Praze 4) pro řízení celé logistiky části Evropy, případně obří telefonní ústředny, různá krizová centra (zajišťující bezpečnost státu), popřípadě největší nemocnice Motol apod.*

V této práci se zabývám řešením otázky v podobě posílení stávající distribuční sítě s hledáním optimálního řešení pro následnou realizaci. Po provedení dostatečné analýzy včetně teoretických výpočtů stávajícího a predikovaného zatížení cílové oblasti mohu stanovit dvě varianty možného řešení. První varianta vychází z myšlenky posílit stávající síť za pomoci položení nových kabelů 22 kV z okolních, stávajících rozvodů. Ve druhé variantě navrhuji výstavbu celé nové rozvodny 110/22 kV. Obě možnosti následně popisují a vzájemně porovnávám, přičemž se s ohledem na technické a provozní požadavky plánovaného zatížení sítě v horizontu následujících 10 let se snažím najít optimální řešení.

V druhé části této práce podrobně analyzuji plánovanou výstavbu nové rozvodné transformační stanice 110/22 kV v oblasti městských částí Písnice, Libuš a Kunratice s dopadem i do dalších okrajových oblastí, jako jsou například Cholupice, Hrnčiče a obec Točná. V předposlední kapitole řeším technologickou a stavební část výstavby plánované rozvodny, kde popisují nejdůležitější prvky současných moderních rozvodů 110/22 kV. Dále se zaměřuji na splnění primárního požadavku, a to zajištění spolehlivého napájení včetně připojení plánované nové linky metra D s rezervovaným příkonem 14 MW.

Poslední kapitola patří ekonomické stránce celého projektu realizace, kde srovnávám dvě ekonomické varianty možného řešení výstavby nové rozvodny 110/22 kV Písnice. Hledám optimální řešení s cílem strategicky rozložit a minimalizovat vstupní investice při dlouhodobém plnění požadavku dostatečného posilování distribuční sítě v městské části Písnice.

## 2. Distribuce elektrické energie

V úvodní části této práce je nutné zmínit současnou situaci v oblasti legislativy a poměry ve stávající distribuční síti elektrické energie na území, za které zodpovídá místní regionální distributor elektrické energie PREdistribuce, a.s.

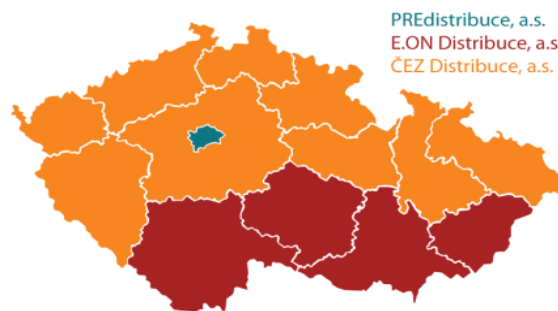
Při poskytování elektrické energie pro každou specifickou oblast je povinností pro místní energetické distributory stát se držitelem licence na distribuci elektrické energie a být tak licencovaným distributorem pro konkrétní oblast, což stanovuje samotný energetický zákon č. 458/2000 Sb.<sup>1</sup> Pro větší přehlednost uvádím některé zásadní podmínky energetických distributorů:

### Jakýkoliv provozovatel distribuční soustavy je povinen zejména:

1. Zajistit spolehlivý provoz, včetně potřebné obnovy a rozvoje místní distribuční soustavy na území vymezeném licenci na distribuci elektrické energie.
2. Umožnit distribuci na základě uzavřených smluv.
3. Distributor je dále povinen **připojit k distribuční soustavě každého**<sup>2</sup> a umožnit tak distribuci elektřiny každému, kdo o to požádá, pokud splňuje podmínky připojení a obchodní podmínky stanovené pravidly provozování distribuční soustavy.

V této kapitole vycházím ze zdroje: XVII. Úplné znění energetického zákona č. 458/2000 Sb. z roku 2009, včetně aktuálních novel a ze zdroje: IV. Informace o distribuční síti na území hl. m. Prahy (viz seznam použité literatury).

V České republice působí pouze tři významní distributoři (ČEZ Distribuce, a.s., E.ON Distribuce, a.s., a PREdistribuce, a.s.) a dále desítky lokálních (vložených) distributorů, kteří zajišťují ve vyhrazených územích veškerou činnost spojenou s rozvodem a dodávkou elektrické energie.



Obr. 1 – Distribuční oblasti na území České republiky.

Na území hl. m. Prahy, kde se vyskytuje vedení pouze do napět'ové hladiny 110 kV, se nachází pouze distribuční rozvodná soustava, za kterou zodpovídá jako regionální distributor zmíněná společnost **PREdistribuce, a.s.**<sup>3</sup> (dále PREdi). Nad distribučním územím v oblasti

<sup>1</sup> **Energetický zákon č. 458/2000 Sb.** - obecně informuje o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích, včetně změny některých zákonů.

<sup>2</sup> **Výjimka o nepřipojení zákazníka** - při prokazatelném nedostatku energetické rezervy zařízení pro distribuci elektrické energie (nutné posílení sítě) nebo kvůli riziku ohrožení spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy.

<sup>3</sup> **Společnost PREdistribuce, a.s.**, (dále PREdi) - společně se svými předchůdci je více jak 100 let distributorem elektřiny hlavního města Prahy. Tato společnost je spolehlivým distributorem od předacích míst přenosové soustavy po cca 750 000 přípojných míst koncových zákazníků.

distributorů elektrické energie ČEZ D (D – distribuce) a E.ON D se rozkládá ještě nadřazená přenosová soustava společnosti ČEPS, a.s., která se zabývá přenosem elektrické energie velmi vysokého napětí (VVN), tedy nad 110 kV.

Společnost ČEPS, a.s., má na území spadající pod distributora PREDi své vlastní rozvodny, např. Malešice, Chodov či Řeporyje (viz příloha č.3. – Přenosové schopnosti vedení 110 kV).

**Uvažovaná oblast pro posílení sítě 22 kV (v možné kombinaci s 110kV sítí) se nachází mezi městskými částmi Písnice, Libuš a Kunratice** na jihovýchodním okraji hl. m. Prahy. Oblast patří do licencovaného území provozovatele distribuční sítě PREDi, která zajišťuje distribuční činnost v Praze a přilehlém městě Roztoky, které spadá pod vymezené licencované území o celkové rozloze 505 km<sup>2</sup>.

V této kapitole vycházím ze zdroje: *IV. Informace o distribuční síti na území hl. m. Prahy* (viz seznam použité literatury).

## **2.1. Kvalita distribuované elektrické energie**

Povinností každého distributora elektrické energie na území České republiky je zajistit odpovídající kvalitu distribuované elektrické energie. Zabývám se proto udržováním požadovaných provozních parametrů včetně optimálního rozšiřování energetické sítě tak, aby byla zajištěna stálá, spolehlivá a tedy i bezpečná dodávka elektrické energie (distribuce) až do předacích míst koncových zákazníků (odběratelů).

Kvalita distribuované elektrické energie je dle energetického zákona (č. 458/2000 Sb.) dána ukazatelem nepřetržitosti provozu dle **vyhlášky č. 540/2005 Sb.**<sup>4</sup>

### **Pro stanovení požadované kvality zkoumáme převážně ukazatele: SAIFI a SAIDI**

- **SAIFI** (z angl. „System Average Interruption Frequency Index“) - celková doba trvání přerušení dodávky elektrické energie ke koncovým zákazníkům.
- **SAIDI** (z angl. „System Average Interruption Duration Index“) - průměrná celková doba trvání při přerušení dodávky elektrické energie ke koncovým zákazníkům.
- **CAIDI** (z angl. „Customer Average Interruption Duration Index“) - tento ukazatel určíme z poměru získaných hodnot dle vztahu:  $CAIDI = SAIDI/SAIFI$ , který nám stanovuje výslednou průměrnou dobu trvání jednoho přerušení dodávky elektrické energie ke koncovému zákazníkovi.

V distribuční soustavě je třeba dodržovat požadované parametry dodávané elektrické energie, zejména napětí a frekvenci v tolerančních polích. Tyto parametry stanovuje konkrétní norma **ČSN EN 50160**<sup>5</sup>:

V těchto pravidlech o distribuci elektrické energie mluvíme hlavně o stanoveném toleranční poli s regulováním na +/-10 % jmenovitého napětí (**Un**)<sup>6</sup> měřeného u koncového zákazníka.

<sup>4</sup> **Vyhláška č. 540/2005 Sb.** - stanovuje požadovanou kvalitu dodávek elektrické energie a služeb souvisejících s regulovanými činnostmi v elektroenergetice, dále výše případných náhrad za nedodržení těchto závazků.

<sup>5</sup> **Norma ČSN EN 50160** - je českou verzí evropské normy, která stanovuje požadované charakteristiky napětí za normálních provozních podmínek a udává možné toleranční meze napětí, k nimž se běžný odběratel může přiblížit.

Při nedodržení kvality elektrické energie a jejímu prokázání u koncového zákazníka (např. na základě průběžného měření v přírodní koncové skříni) lze podat podle §9 respektive §10 vyhlášky dle normy ČSN 50 160 písemnou formou stížnost na místní distribuční společnost. Na základě tohoto upozornění se v postiženém místě nainstaluje měřicí souprava, která po 10 minutových intervalech zaznamenává hodnoty napětí a proudu po dobu 7 dnů (5 pracovních a 2 víkendové). Na základě pozitivního vyhodnocení těchto údajů dojde v blízké době k napravení technického stavu odběrného místa a patřičnému odškodnění koncového zákazníka.

Co se týče zatěžování distribuční soustavy (sítě jako celku) není na rozdíl od přenosové soustavy takový důraz na samotného distributora při rovnoměrném pokrývání denního diagramu a zatěžování sledované oblasti. Je to z důvodu velkého počtu malých decentralizovaných zdrojů (jako jsou např. malé elektrárny – různé obnovitelné zdroje) a výskytu větších spotřebitelů (převážně nově vybudovaných velkoodběratelských trafostanic), které navzájem udržují jakousi výkonovou bilanci. V případě náhlého výpadku některého z těchto menších zdrojů tak nemohou narušit stabilitu distribuční sítě jako celku. To samé nelze říct o zmíněné přenosové soustavě, která je velmi náchylná na stabilitu provozu vzhledem k velkým dodavatelům (zdrojům) elektrické energie, jako jsou např. tepelné nebo jaderné elektrárny, které by v případě náhlého výpadku (nebo jen poklesu úrovně dodávané energie) mohly způsobit destabilizaci sítě s nežádoucími následky v podobě prudké změny jednotlivých parametrů dodávané elektrické energie (frekvence a napětí). Následně by mohlo dojít k „rozpadu“ sítě s rizikem vzniku ostrovních oblastí a obávaného „blackoutu“<sup>7</sup>.

Částečné regulaci podléhá i distribuční soustava. Pro řízení časového rozložení zatížení v distribučních sítích je využíván systém **HDO**<sup>8</sup>, který dovoluje dálkově spínat určité typy především akumulčních odběrů – viz poznámka pod čarou.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *VI. Provoz distribučních soustav, Ing. Jan Cimbolinec.* (viz seznam použité literatury).

## **2.2. Rozlišení rozvoden na území hl. m. Prahy**

V distribuční síti na území hl. m. Prahy obecně rozlišujeme mezi dvěma nejvyužívanějšími typy VVN a VN rozvoden, tedy rozvodny 110 a 22 kV, které se realizují buď ve standardním venkovním provedení, nebo v kompaktnějším řešení tzv. zapouzdřené rozvodny. Jedná se o typizovaná energetická zařízení, která spadají pod konkrétní normy regulované energetickým zákonem.

### **2.2.1. Rozvodna 22 kV**

Pro návrh trojfázových rozvoden vysokého napětí (VN) do napěťové hladiny 52 kV se musíme při navrhování a připojování řídit normou dle **ČSN 33 3231** pro provoz a připojování trojfázových rozvoden do 52 kV.

---

<sup>6</sup> **Dlouhé kabelové vývody** - vzhledem k větším úbytkům napětí je toto toleranční pole dle ČSN EN 50160 rozšířeno na +11 % nárůstu, respektive -20 % poklesu hladiny napětí od jmenovité vztažné hodnoty napětí.

<sup>7</sup> **Blackout** - dle energetické terminologie se jedná o stav, kdy je převážná část sítě zcela bez napájení, tedy „potmě“. Při tomto stavu je zpravidla velmi náročné obnovit potřebné napájení – síť je „rozpadlá“.

<sup>8</sup> **Systém HDO** - umožňuje provozovateli sítě dálkově ovládat, tzn. připojovat nebo odpojovat spotřebiče se zvýšenou spotřebou (např. odběr akumulčních nebo přímotopných spotřebičů). Je to z důvodu regulace zatížení v energetické soustavě a využívání levnějších tarifů v nočních hodinách.

Tyto VN rozvodny se navrhují převážně jak pro vnitřní, tak i pro venkovní umístění a provoz. Vzhledem k podnikovým normám PREDi se na území hl. m. Prahy tyto rozvodny realizují pouze pro vnitřní provozování (při volbě umístění je třeba dbát na všechny požadované provozní vlastnosti).

Samotná rozvodna se navrhuje tak, aby byla zajištěna spolehlivá funkce a bezpečnost pro okolí po dobu celé své funkční životnosti, což platí i z hlediska elektrizační soustavy. Systémy těchto rozvodů se navrhují většinou s jedním, někdy i se dvěma systémy hlavních přípojníc a odboček. Podle potřeby se využívá i pomocných přípojníc (pozn. málokdy jich je u 22 kV rozvodů více).

#### **Základní pracovní vlastnosti, pro které je rozvodna 22 kV navržena:**

- Zajištění nepřetržitého přenosu požadovaných výkonů
- Zajištění ochrany před náhlými jevy v elektrizační soustavě (riziko přetížení, přepětí, zkratu včetně potlačení rizika přetížení dalších elektrických prvků v soustavě) – eliminace dimenzováním, provozováním ochranných a dalším řízením.
- V případě vzniku poruchy musí být minimalizováno riziko poškození rozvodného zařízení a vyloučeno možné ohrožení bezpečnosti osob jen na nezbytnou část.
- Případné poškozené zařízení musí být automaticky vypnuto s minimálním narušením zbývajících funkčních částí rozvodny.

Tento typ rozvodů je nejrozšířenější na celém území hl. m. Prahy. Konkrétně se jedná o napájení menších distribučních stanic s transformátory 22/0,4 kV. Tedy s transformací z napěťové hladiny 22 kV na hladinu 0,4 kV pro rozvod po sítích NN až k přípojným místům (koncovým odběratelům).

*pozn. Přípojnice a odbočky – jedná se o hlavní části každé rozvodny. Přípojnicí se rozumí silové vodiče (tzv. „pasoviny“), které za pomoci rozboček rozvádí silovou elektrickou energii po celé rozvodně do potřebných větví. Jedná se o nejvytíženější prvky rozvodny v důsledku maximálního proudového zatížení – přenos celého energetického výkonu.*

#### **2.2.2. Rozvodna 110 kV**

Pro návrh trojfázových rozvodů velmi vysokého napětí (VVN) napěťové hladiny nad 52 kV se musíme při navrhování a připojování řídit normou dle ČSN 33 3230 pro provoz a připojování trojfázových rozvodů nad 52 kV.

Na rozdíl od VN zařízení do 52 kV se tyto rozvodny při napěťové hladině 110 kV realizují jak pro venkovní, tak pro i vnitřní provoz. Pokud to místní podmínky a prostředí neumožňují, pak se využívá tzv. zapouzdřených VN rozvodů, které díky speciální izolační technologii (ochranná atmosféra tvořena plynem SF<sub>6</sub>) minimalizují nutná ochranná pásma a mohou tak být umístěny např. uvnitř budovy. Zapouzdřené rozvodny jsou v dnešní době samozřejmě velmi oblíbené. Bohužel značnou nevýhodou této varianty technologického provedení je celková finanční náročnost, která představuje až dvojnásobnou investici do technologie v porovnání s vybudováním venkovní rozvodny. Na druhou stranu díky zapouzdřeným rozvodnám získáme úsporu místa a tím i menších nároků na vykupování potřebných pozemků. V centru Prahy, kde jsou kladené velké nároky na vykupování pozemků, se proto můžeme s několika zapouzdřenými rozvodnami setkat (např. Střed, Karlov, Holešovice, Smíchov, Pankrác).

Dalším rozdílem u VVN rozveden je bezpochyby výše zmíněné ochranné pásmo, které je stanovené na vzdálenost 20 metrů oproti 22 kV rozvodnám, pro které dostačuje vzdálenost 2 metrů. Z toho důvodu musí být zajištěna potřebná ochrana před nebezpečnými (ohrožujícími) a také rušivými vlivy.

Základní pracovní podmínky, pro které je rozvodna 110 kV navržena, jsou prakticky totožné s rozvodnou 22 kV s rozdílem zvýšeného rizika při všech manipulacích v důsledku vyšší napěťové hladiny. Přípojnice a odbočky těchto rozveden se často realizují do tzv. H zapojení (bez plánovaného rozšíření, okrajové části Prahy). Pokud pro místní podmínky provozně nedostačuje základní systém přípojníc, pak se standardně využívají systémy se dvěma, ale i se třemi systémy přípojníc (možnost rozšíření).

Rozvodny a transformovny 110/22 kV tvoří na území hl. m. Prahy páteřní rozvodnou distribuční síť. Celkově se jedná o 24 ks těchto rozveden. Mezi největší z nich se řadí TR Holešovice (při instalovaném výkonu:  $P_i = 252$  MVA), TR Střed ( $P_i = 252$  MVA), dále TR Pražáčka, TR Jih a TR Západ o stejném instalovaném výkonu ( $P_i = 189$  MVA).

Zájmové oblasti městských částí Kunratic, Libuš a Písnice se týká významná rozvodna TR Chodov 400/110 kV (110/22 kV) s instalovaným výkonem 143 MVA. V rozvodně TR Chodov je jak distribuční část rozvodny PREDi 110/22 kV, tak i přenosová část ČEPS, a.s., s transformačním poměrem 400/110 kV (viz příloha IV. – Výkony transformoven 110/22 kV).

*pozn. Platnost uváděných norem pro technologickou realizaci a provoz zmíněných rozveden 110 a 22 kV je pouze pro rok 2014 (z kterých vycházím v této práci). Začátkem roku 2015 došlo k novelizaci a sloučení těchto norem.*

V této podkapitole vycházím ze zdroje: I. FENCL, František. *Rozvod a rozvodná zařízení*. Vyd. 4. a ze zdroje: II. CHOCHOL, Bohumír, ŠLECHTA, Zdeněk. *Rozvodny a transformovny 110 kV*. Vyd. 2. (viz seznam použité literatury).

### **2.2.3. Používané transformátory**

V distribuční síti hl. m. Prahy se dle potřeby provozují transformátory převážně při napěťové hladině 22 kV a v sítích VVN standardně transformátory 110/22 kV. Vyšší napěťové hladiny zpravidla spadají do přenosové soustavy.

### **Transformátory do 52 kV**

Mezi nepoužívanější transformátory provozované na území hl. m. Prahy patří transformátory 22 kV, které se dále dělí dle výkonové řady a dalších parametrů (jako jsou ztráty, provedení konstrukce, způsob chlazení, hlučnost apod.). Dodavatelé této VN technologie se musí řídit podnikovými normami daného distributora (v našem případě PREDi).

Ohledně chlazení a rovněž provedení transformátorů je distribuční společnost PREDi povinná používat především hermetizované olejově chlazené transformátory s konektorovými koncovkami VN v souladu s ČSN 33 3240<sup>9</sup>. Navíc dle zásad o ochraně životního prostředí se dnes již nesmí používat jiný než čistě minerální transformátorový olej jako chladicí médium pro veškerou energetickou techniku včetně transformátorů. (*pozn. Účinnější syntetické/polysyntetické oleje jsou přísně zakázané.*)

<sup>9</sup> ČSN 33 3240 – tato norma se zabývá navrhováním a výstavbou stanovišť pro suché a olejové výkonové transformátory se zdánlivým výkonem nad 20 kVA a stanovišť potřebných reaktorů a tlumivek.

Druhou variantu možného způsobu chlazení tvoří tzv. suché transformátory, které jsou chlazené výhradně okolním vzduchem. Jedná se o transformační jednotky bez přítomnosti kapalného chladicího systému, které se využívají jen výjimečně ze dvou důvodů. Buď jde o rizikové záplavové oblasti s nemožností přestěhovat uvažovanou transformační stanici do bezpečných prostor, kde by se minimalizovalo potenciální riziko kontaktu transformátoru s vodou. V druhém případě se používají na základě vyžádání majitele (velkooběratele) při nutnosti instalování transformátoru do veřejných prostor, kde dle místních hygienických podmínek není využívání olejem chlazených zařízení přípustné či technicky možné (např. veřejně dostupné místo v suterénu budovy).

Zmíněné olejové transformátory jsou finančně mnohem levnější než méně používané vzduchem chlazené (suché transformátory). Hermeticky uzavřené transformátory jsou právě díky chladicímu oleji napuštěnému v uzavřené oceloplechové nádobě méně hlučné. U vyšších výkonových řad tak můžeme vzhledem k lepšímu chlazení jednotlivé transformátory i více krátkodobě přetěžovat (využívá se kombinace pasivního a aktivního chlazení – přídavné ventilátory).

#### - **distribuční transformátory (DTS)**

Distribuční transformační stanice – standardně se používají hermetizované transformátory (olejem chlazené) s minimálními ztrátami o zdánlivém výkonu  $S = 630$  kVA.

#### - **velkooběratelské transformátory (VOTS – VO)**

Velkooběratelské transformační stanice – standardně se vyskytují ve výkonové třídě 630 kVA (a 400 kVA) jako u DTS. Při nadstandardních požadavcích velkooběratelů se pořizují transformátory i ve výkonových řadách 1200, 1600 a 2000 kVA (např. speciální trakční transformátory 2500 kVA pro měnirny Dopravního podniku hl. m. Prahy).

Regionální distributor PREdi se z ekonomických důvodů snaží postupem času sjednotit (unifikovat) veškeré distribuční transformátory o zdánlivém výkonu  $S = 630$  kVA. Některé starší stanice se dodnes provozují s 400 kVA, historicky i 250 kVA jednotkami.

Toto sjednocení je hlavně z důvodu skladového uspořádkání náhradních dílů na různorodost provozovaného zařízení.

Po převážném osazení nových 630 kVA transformátorů dojde ke zmenšení nutných skladových zásob náhradních dílů včetně celých jednotek a tím i minimalizaci veškerých nákladů spojených s náhlými objednávkami různých druhů transformátorů, přípojnic, ochran a dalších podružných prvků.

### **Transformátory nad 52 kV**

U transformátorů provozovaných na vyšších hladinách napětí od 52 do 300 kV se používají převážně olejem chlazené transformátory. Je to z důvodu lepších izolačních vlastností a zejména zajištění lepšího odvodu tepla, tedy chlazení celého systému. Na území hl. m. Prahy se můžeme setkat nejčastěji s VVN transformátory z výkonové řady 40 a 63 MVA, které se usazují jak do venkovních, tak do zapouzdřených rozvodů 110/22 kV.

Při samotném výběru záleží na konkrétním případě. V poslední době jsou určující zejména specifické parametry, jako jsou ztráty, zmíněná hlučnost a také velikost (společnost PREdi provozuje na 24 rozvodnách celkem 56 transformátorů 110/22 kV).

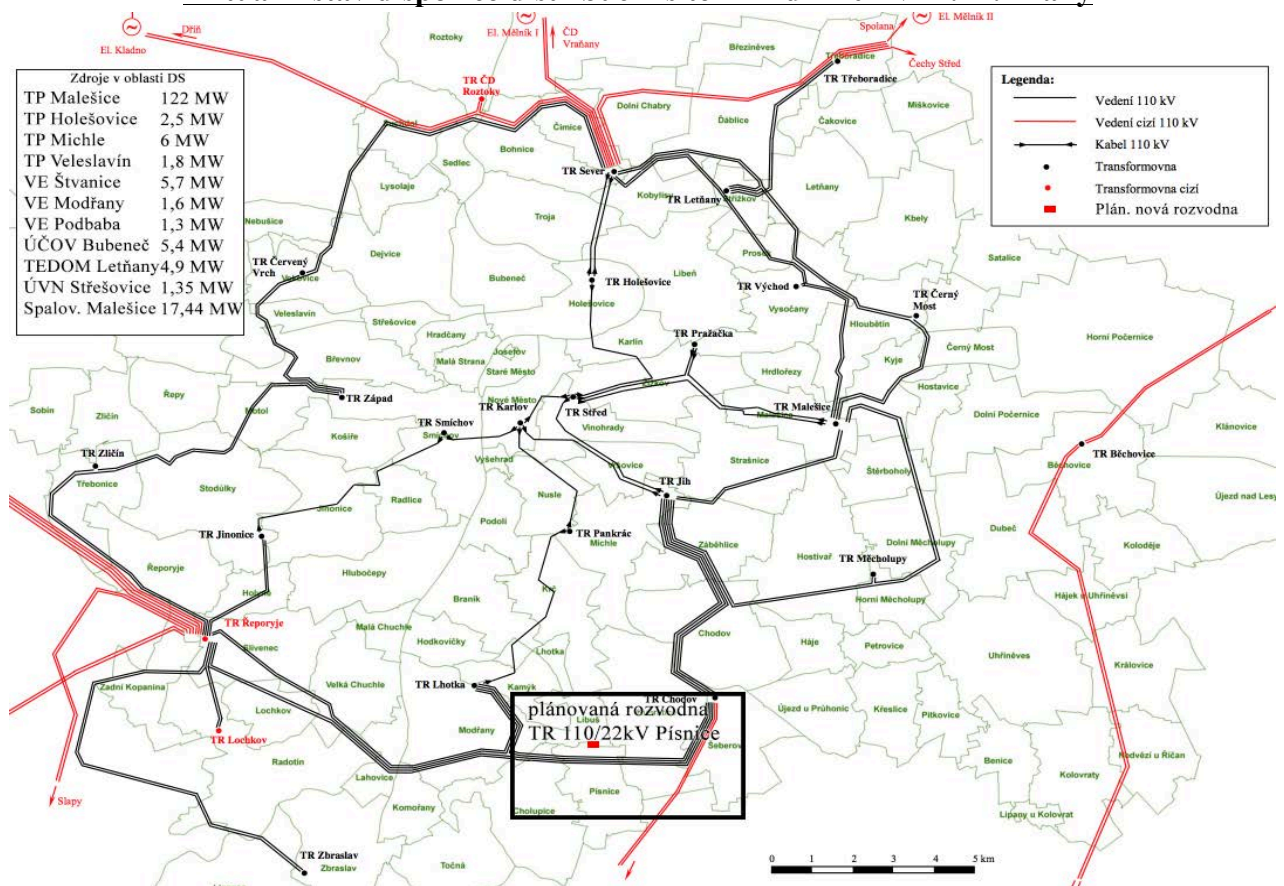
V této kapitole vycházím ze zdroje: *Útvar Rozvoj sítě VN a VVN společnosti PREdi.*

### 3. Zmapování oblasti pro výstavbu rozvodny Písnice

Před jakoukoliv plánovanou akcí na rozvodné síti je nejdříve potřeba provést dostatečnou analýzu dotčené oblasti s následným vypracováním různých studií proveditelnosti včetně podrobné dokumentace zkoumaného území.

S ohledem na aktuální a budoucí zástavbu se plánovaná oblast na pomezí Písnice, Libuš a Kunratice dostává za hranici svých provozních možností. Dochází k maximálnímu vytížení stávající napájecí sítě, proto je do budoucna potřeba nalézt adekvátní řešení, které bude vyhovovat jak po technické, tak i po ekonomické stránce. Rozvodná síť v části Praha-Písnice je v současné době prakticky plně využívána. Je to způsobené převážně rychle se rozvíjející průmyslovou a obchodní oblastí na pomezí městských částí Praha-Libuš, Kunratice a v oblasti Písnice, které se týká výstavba nové linky metra D.

#### Aktuální stav dispozice distribuční sítě PREDi 110 kV hl. m. Prahy



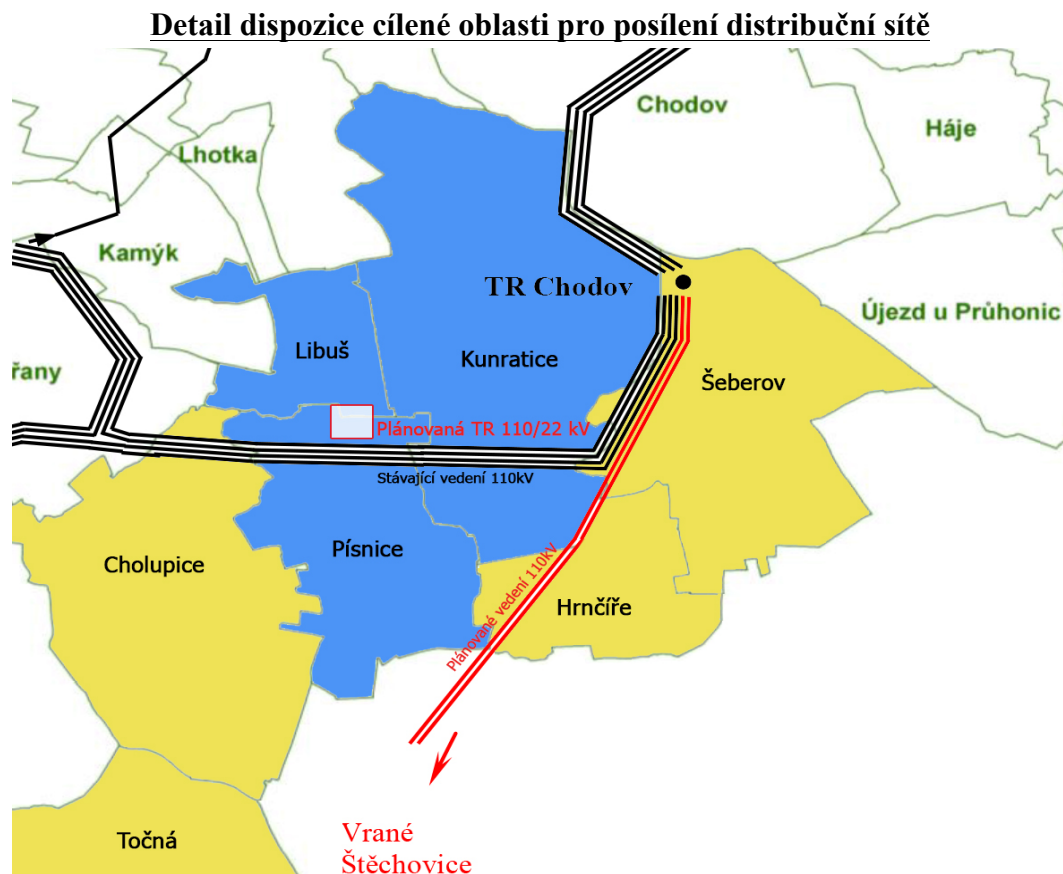
Obr. č. 2 – Provozní síť 110 kV – stávající stav.  
[viz příloha č.1 - Polohopisné vedení – schéma 110 kV, Praha]

#### 3.1. Analýza cílové oblasti

Uvažovaná oblast v okolí městské části Písnice a přilehlých městských částí je napájena z okolních rozvodů 110/22 kV TR Lhotka a TR Chodov 400/110 kV. Rozvodna TR Chodov je uzlového typu, neboť je napájena přímo z přenosové soustavy 400 kV ČEPS, a.s. Jedná se tedy o „páteřní“ napájecí oblast celé jižní strany hl. m. Prahy. Aktuální zatížení této oblasti je v řádu několika desítek MW a stále stoupá. Dle dostupných informací se jedná převážně o velkoodběratelské odběry, které se v následujících 8-10 letech budou pravděpodobně rozšiřovat a narůstat o další zcela nová odběrná místa.



Společnost PREDi pro návrh posílení distribuční sítě vychází ze studií proveditelnosti společnosti EGÚ, a.s. Brno zabývající se rozvojem Prahy až do roku 2030, kde je stanoven referenční růst spotřeby ve výši 2 % ročně. V tom je zahrnuta jak developerská výstavba celé oblasti, tak jednotlivé bodové odběry na nezastavěném území městských částí. Uvažuje se o průmyslové výstavbě podél nové dopravní komunikace. Při respektování všech významných odběratelů je dále potřeba počítat s požadavkem na zajištění dostatečného napájení pro novou trasu metra D (Dopravního podniku, a.s. hl. m. Prahy - DPP) ve velikosti příkonu 14 MW v období do roku cca 2026.



Obr. č. 3 – Znárodnění cílové oblasti – stávající stav.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *IV. Informace o distribuční síti na území hl. m. Prahy* (viz seznam použité literatury).

### 3.1.1. Stávající stav transformačních stanic v cílové oblasti

Analýza území s plánovaným posílením distribuční sítě ukazuje množství distribučních (DTS) a velkoodběratelských trafostanic (VOTS), které jsou v současné době v plném provozu.

**Dispozice DTS a VOTS stanic v cílové oblasti**

Číslo a název oblasti	VOTS [ks]	DTS [ks]	celkem [ks]
524 Kunratice	15	21	36
527 Libuš	7	24	31
539 Písnice	0	7	7
<b>Celkový počet stanic:</b>	<b>22</b>	<b>52</b>	<b>74</b>

Tab. č. 3.1.1. – Analýza dispozice DTS a VOTS v celé oblasti.

### 3.1.2. Stávající stav transformačních stanic v celé oblasti

Cílová oblast se neuzavírá pouze vymezením oblastí Písnice, Libuš a Kunratice, neboť zde existují i okolní zdroje a odběry. V našem případě se jedná o další 4 městské části (Šeberov, Hrnčíře, Cholupice, Točná), které se podílejí na místní rozvodné struktuře, tedy i celkovém zatížení sledované oblasti.

Dále budu předpokládat **normálové<sup>10</sup> rozpojení sítě 22 kV** za předpokladu, že městské části Hrnčíře, Šeberov jsou napájeny z rozvodny TR Chodov a městské části Cholupice a Točná z rozvodny TR Lhotka.

**Dispozice DTS a VOTS stanic v celé oblasti**

Číslo a název oblasti	VOTS [ks]	DTS [ks]	celkem [ks]
524 Kunratice	15	21	36
527 Libuš	7	24	31
539 Písnice	0	7	7
546 Šeberov	0	5	5
510 Cholupice	0	6	6
548 Točná	2	8	10
509 Hrnčíře	0	7	7
<b>Celkový počet stanic:</b>	<b>24</b>	<b>78</b>	<b>102</b>

Tab. č. 3.1.2. – Analýza dispozice DTS a VOTS v celé oblasti.

V těchto podkapitolách vycházím ze zdroje: *Oddělení Rozvoj sítě VN a VVN - poskytnuta interní data společnosti PREdi.*

## 3.2. Technické varianty možného posílení distribuční sítě

Při obnově stávající distribuční sítě se předpokládají velké finanční investice doprovázené časově náročným projektem na vybudování nového metra DPP, včetně včasného zajištění dostatečného množství nových napájecích míst. Počítá se s posílením stávající distribuční sítě odkládané těsně před zahájením samotné výstavby nové linky metra D, která je tak předběžně naplánovaná na období kolem roku 2026 (do 11 let). To nám poskytuje zhruba 6leté období pro vyřešení této situace.

K nalezení optimálního řešení v závislosti na potřebném technickém provedení a investiční únosnosti jsem pro plánovaný nárůst výkonu v oblasti do roku 2025 zvolil jako technicky proveditelné dvě varianty.

### 3.2.1. a) Rozšíření stávající kabelové sítě 22 kV

V první variantě lze předpokládat možnost rozšíření hustě propojené stávající kabelové sítě 22 kV, u které by bylo možné zajistit pokrytí nárůstu požadavků na připojení za pomoci strategického položení nových VN kabelů a jejich následné napojení do nových rozpínacích a transformačních stanic 22/0,4 kV. Díky tomu by šlo poměrně rychle posílit stávající distribuční síť. V okolí jsou dvě možné varianty pro realizaci tohoto připojení

<sup>10</sup> **Normálové rozpojení sítě** – pojmem normálové rozpojení se rozumí standardní zapojení, při kterém je zařízení/část soustavy provozováno v plném rozsahu bez vyřazení zařízení poruchou nebo revizí = standardní provoz.

v podobě položení nových kabelů 22 kV z nedaleko vzdálených (3 - 4 km) rozvodn TR Chodov a TR Lhotka 110/22 kV.

### **3.2.2. b) Vybudování transformovny 110/22 kV, Písnice**

V druhé variantě je možné vybudovat v oblasti Písnice zcela novou rozvodnu 110/22 kV. Po provedené analýze cílové oblasti jsem zjistil, že vyhládnuté pozemky pro možnou výstavbu nové rozvodny jsou vzhledem ke své pozici na ideálním místě. Je to jednak z důvodu minimálně zastavěného území tvořeného převážně průmyslovými pozemky u vytižené hlavní pozemní komunikace (ul. Vídeňská), kde není naplánovaný další územní rozvoj, ale hlavně vzhledem k pozici nedaleko vzdálenému venkovnímu (čtyřnásobnému) vedení 110 kV, které je pro vybudování a připojení takové rozvodny zcela nezbytné.

#### **3.2.2.1. Technické porovnání variant**

Oproti druhé variantě, kdy by se kompletně vybuodovala nová rozvodna 110/22 kV, se dá v případě zvolení varianty a) využít stávající distribuční síť. Navíc se v blízkosti nachází rozvodny TR Chodov a TR Lhotka, které můžeme využít k napájení případně nově vybudovaných transformátorových stanic.

Pokud tyto varianty vzájemně porovnáme z ekonomického hlediska, bude první z nich finančně méně náročná na realizaci než výstavba celé nové rozvodny. Rozpočet by se pohyboval okolo 50 – 80 mil. Kč (dle rozsahu) za obnovu stávající sítě za pomoci kabelového rozšíření v porovnání s cca 250 mil. Kč za celou novou rozvodnu.

*pozn. Jedná se o hrubý odhad celkových nákladů pro porovnání možných variant. Vyházím z poskytnutých dat obdobného projektu a doporučení oddělení Rozvoje sítě VN a VVN společnosti PREdi.*

Druhá varianta se tedy jeví jako finančně nákladnější. Na druhou stranu je třeba si uvědomit, že vybudování nové rozvodny připojené z nadřazené hladiny 110 kV bude ve výsledku provozně výhodnější, neboť by se díky tomu odlehčila již vytižená distribuční síť 22 kV. Ve variantě a) bude potřeba se zabývat náročnějším majetkoprávním vyřizováním, neboť je nutné projednat veškerá povolení spojená se zajištěním všech případných majitelů pozemků, které by svou polohou zasahovaly do plánované trasy pokládání nových kabelů 22 kV (nejkratší možná vzdálenost k rozvodně TR Chodov je kolem 4 km – 2 městské části). Předpokládá se položení dvou nezávislých 22 kV kabelů (dva směry = 2 x 3 fáze) o celkové délce až 4 km (tedy: cca  $2 \times 3 \times 4 = 24$  km kabelů). Celkově by se jednalo přibližně o třetinové investice vůči výstavbě celé nové rozvodny.

U druhé varianty je možné využít kratší přívodní vedení, protože se v blízkosti nachází stávající venkovních vedení 110 kV, které nám z technického hlediska přinese hned několik výhod. Zkrácením přívodního vedení pro připojení minimalizujeme ztráty na delším jinak kabelovém vedení 22 kV, které řeší případně varianta a).

Vzhledem k možnému napojení přímo z napěťové hladiny 110 kV by se potenciálně získalo dostatek možného příkonu pro splnění požadavků DPP na připojení nového metra D.

Dle požadavku DPP je nutné zajistit dostatečné napájení vstupní rozpínací stanice nového metra ideálně dvěma nezávislými **měděnými<sup>11</sup> 22 kV kabely** s přenositelným příkonem až 14 MW z nejbližší možné rozvodny. Napájení je tedy potřeba zajistit se splněním provozní podmínky, že se nesmí využít jedna rozvodna jako napájecí zdroj pro dva za sebou napájené úseky metra, což eliminuje možná rizika ohrožení bezpečného provozu metra v případě náhlého výpadku rozvodny. Toto připojení se předpokládá ideálně přímo z rozvodny 110/22 kV. Díky tomu by se maximálně eliminovala případná rizika způsobená možným přerušením dodávky elektrické energie pro koncového velkoodběratele v důsledku menších přenosových vlastností již vytížené sítě 22 kV.

Na základě těchto požadavků se první varianta a) technicky jeví jako nedostačující řešení, proto se v této práci nadále věnuji již jen výstavbě celé nové rozvodny 110/22 kV. Tímto řešením by se též získala dostatečná výkonová rezerva pro napájení budoucích plánovaných odběratelů. [viz příloha č.6 - Připojované výkony]

*pozn. Tyto údaje byly použity ze srovnání s obdobnými realizacemi v Praze – dle studie PREDi.*

---

<sup>11</sup> **Měděné VN kabely** - Standardně PREDi pokládá vysokonapěťové kabely 22 kV typu AXEKCEY s hliníkovým jádrem, což je po technické stránce vyhovující. Vzhledem k plánovanému zatížení při provozu metra D je podmínkou DPP použít 22 kV kabelů s měděným jádrem o průřezu 240 mm<sup>2</sup>, které jsou sice investičně nákladnější, ale dokážou přenést po jedné kabelové lince plný požadovaný příkon 14 MW.

## 4. Analýza výkonové náročnosti v oblasti Písnice

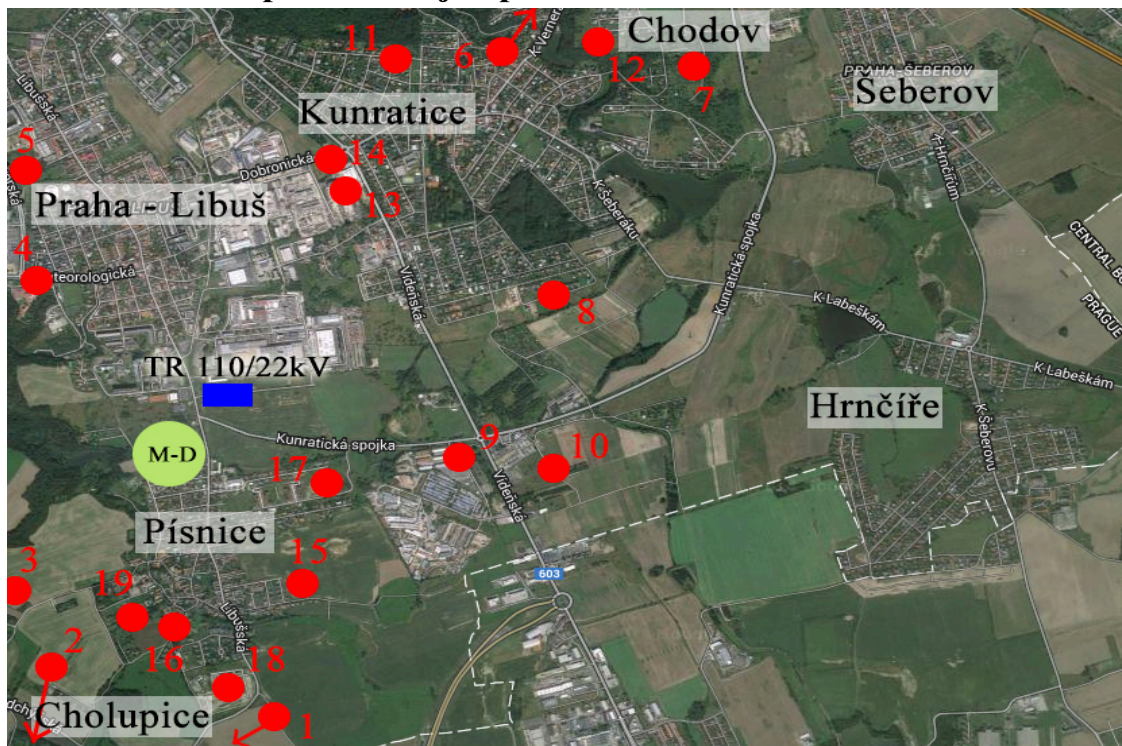
Před jakoukoliv další studií je potřeba využít získaná data o stávající síti ve sledované oblasti. Obecně se musí vypočítat současná výkonová rezerva sítě, nebo-li celkový instalovaný výkon ( $P_1$ ) v cílovém území. Jedná se o součet všech činných výkonů v jedné soustavě zařízení (objektu) a tím i stanovení maximálního zatížení pro potřeby provozování sítě, se kterým můžeme dále počítat. Na základě těchto výpočtů a předem stanoveným parametrům lze nasimulovat očekávané zatížení, které nám pomůže stanovit ideální dobu pro budoucí obnovu a rozšíření sítě, proto se při dalších výpočtech v praxi zavádí parametr tzv. činitele soudobosti, jenž stanovuje odhad na skutečné zatížení, pomocí kterého můžeme dopočítat očekávané zatížení v budoucím období. Tyto výpočty dlouhodobě umožňují plánovat strategické dimenzování sítí.

### 4.1. Plánovaná nová odběrná místa

Při rozvoji distribuční sítě v cílové oblasti je potřeba získat informace ohledně plánovaných nově připojovaných odběrných míst. Tyto informace shromažďuje vždy místní distributor - v našem případě PREdi. Dle energetického zákona č. 458/2000 Sb. je distributor povinen připravit a následně realizovat připojení nového potenciálního odběratele, samozřejmě poté, co očekávaný odběratel splní základní **požadavky na připojení**.

Přepokládaný nový odběratel musí být technicky předpřipraven svým zařízením tak, aby mohl být regulérně připojen do společné sítě. Na připojení se potenciální odběratel ze sítě nízkého napětí podílí poplatkem za požadovaný odebíraný výkon (dle velikosti ampér hlavního jističe). Naopak velkoodběratel je vázán na podobné podmínky s tím, že se předem nasmlouvá předpokládaný odebíraný výkon v MW a na něj je vázána platba za připojení.

### Situační mapa zobrazující plánovaná velkoodběratelská místa



Obr. č. 5 – Situační mapa plánovaných odběrů do roku 2020.

pozn. Vzhledem k větším odběrům si velkoodběratel musí uhradit soukromé investice do případného vlastního transformátoru nebo další VN technologie, která nespadá do majetku PREDi. Pro úplnou analýzu místní distribuční sítě jsem získal informace o plánovaných připojeních nových odběrných míst s očekávaným připojováním až do roku 2018 (včetně následného připojení metra D kolem roku 2026).

### Tabulka plánovaných odběratelů v cílové oblasti:

č.	K.Ú.	Název stavby	Pož. Pi [kW]	Stav projektu
1	Cholupice	Obytná skup. Ke kříži	560,0	Schváleno
2	Cholupice	Bytový komplex u pa ku	328,0	Schváleno
3	Cholupice	Obyt. Podchýšská 3.etapa	640,0	Projektová příprava
4	Kamýk	Nad Modřanskou roklí	436,0	Příprava/realizace
5	Libuš	Bytový dům Novodvorská	560,0	Projektová příprava
6	Kunratice	Na Lhotách	68,0	Projektová příprava
7	Kunratice	V Parcelách	110,0	Projektová příprava
8	Kunratice	RD Na Jahodách	110,0	Příprava/realizace
9	Kunratice	Vídeňská Div. Technika	120,0	Projektová příprava
10	Kunratice	6 RD Kunratice	77,0	Projektová příprava
11	Kunratice	Vily Dřevnická	80,0	Projektová příprava
12	Kunratice	RD Na knížce	360,0	Projektová příprava
13	Kunratice	Auto Jarov	220,0	Realizace
14	Kunratice	OC Kunratice 2	330,0	Projektová příprava
15	Písnice	Obytný soubor na Losách	243,0	Příprava/realizace
16	Písnice	Písnické zahrady	7,0	Projektová příprava
17	Písnice	Nový Park Písnice	1 875,0	Příprava/realizace
18	Písnice	Písnická rezid. – Vrtilka	1 207,0	Příprava/realizace
19	Písnice	Velká Lada	378,0	Projektová příprava
<b>Pi =</b>			<b>7 780,0</b>	<b>[kW]</b>
20	Písnice	<b>metro D - DPP</b>	<b>14 000,0</b>	Projektová příprava
<b>Celkově: (7,78 + 14)</b>			<b>Pi = 21, 780</b>	<b>[MW]</b>

Tab. č. 4.1. – Analýza plánovaných odběratelů v cílové oblasti  
[viz příloha č.7. - Plánovaná připojení velkoodběratelů]

**Pro stanovení podmínek pro připojení se na území hl. m. Prahy vychází z připojovacích standardů PREDi.** Místa s požadovaným příkonem do 60 kW musí být připojena pouhým „zasmyčkováním“<sup>12</sup> se stávajícími odběrnými místy z jednoho vývodu blízké trafostanice 22/0,4 kV (např. ulice s rodinnými domy), zatímco u odběratelů s požadovaným příkonem od 60 do 200 kW by se odběrné místo většinou mělo cíleně připojit na odbočku přímo z distribuční trafostanice (DTS). Znamená to položení samostatného NN kabelu přímo z nejbližší distribuční trafostanice až k požadovanému odběrnému místu.

Červená pole v tabulce označují požadované příkony nad 350 kW, které dle připojovacích norem musí být již připojeny přímo z napěťové hladiny 22 kV distribuční úrovně. Konkrétně v těsné blízkosti odběrného místa musí být vybudovaná transformovna

<sup>12</sup> „Zasmyčkování“ kabelu NN – připojení nového odběrného místa do stávajícího přívodního kabelu pomocí speciálních NN a VN spojek (naspojování).

napětí z 22 na 0,4 kV pro potřeby koncového odběratele (např. v areálu velkoodběratele – odběratel vlastní transformátor). Odběrná oblast se následně pomyslně dělí na část velkoodběratele (soukromého majitele transformátoru 22/0,4 kV, případně dalších prvků – ochrany, výkonové vypínače apod.) a část PREDi, kterou zpravidla tvoří koncový rozvaděč a přívodní VN kabel (22 kV) z nejbližší rozpínací stanice 22 kV. V případě „nadlimitních“ odběrů od 2 do 10 MW je podmínkou zajištění připojení z nově položených VN kabelů přímo z napájecí úrovně 22 kV, u které se využívá dálkové ovládání jednotlivých prvků (dálkové ochranné vypnutí) [viz příloha č.6 – Standardně připojitelné výkony]

#### **4.1.1. Plánovaná nová trasa linky metra D**

Za největšího očekávaného velkoodběratele z místní rozvodné sítě je pokládán DPP s výstavbou celé nové trasy linky metra D. Dle tabulky je patrné, že nasmlouvaný příkon činí 14 MW, což je považované jako maximální možný příkon, který bude ze strany dodavatele (PREDi) garantovaný.

#### **Situační mapa nové trasy linky metra D**



Obr. č. 4 – Plánovaná trasa metra D.

[viz příloha č.5 - Mapa plánované nové trasy metra D]

Požadovaný příkon 14 MW na připojení metra spadá do připojovací úrovně nad 10 MW, která je podmíněna připojením přímo z napěťové hladiny 110 kV. S odběry takové velikosti je potřeba dlouhodobě dopředu počítat při plánovaném posílení dané oblasti. V tomto případě se distributor stává jediným investorem pro vybudování nové rozvodny TR 110/22 kV, ze které budou následně připojována velkoodběratelská místa, čímž zároveň dojde k posílení místní distribuční sítě.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: IX. *Koncepce nového metra D – od DPP* a ze zdroje: X. *Prezentace „metro D“* (viz seznam použité literatury).

**Z tabulky č. 4.1.** je patrné, že celkový požadovaný nárůst příkonu do plánovaného postupného připojení v následujících 8 letech činí téměř 8 MW plus 14 MW pro výše zmíněné metro D. V celkovém součtu se tak dostávám na hodnotu 21,8 MW.

Tímto dokazuji, že cílová oblast Písnice, Libuš a Kunratice bude v blízkých letech nadměrně zatížena převážně velkoodběrateli, což místní distribuční společnost musí ze zákona řešit a včas síť energeticky připravit. Je tedy potřeba celou oblast patřičně zejména po technické stránce posoudit a provést dostatečnou analýzu instalovaných distribučních a soukromých – velkoodběratelských stanic s provozovanými transformátory. Na základě těchto informací lze za pomoci výpočtů energetických modelů poměrně jednoduše zjistit aktuální výkonovou rezervu v uvažované oblasti. Díky těmto získaným hodnotám lze následně najít přibližnou dobu pro výstavbu nové rozvodny.

## 4.2. Předpoklad celkového instalovaného výkonu

Při výpočtu celkového instalovaného výkonu v energetice se v praxi pracuje s tzv. činitelem soudobosti, který se obecně udává v rozmezí 50 - 70 %. Tyto hodnoty jsou dané zastupitelností jednotlivých stanic v případě poruchy nebo výpadku sousední trafostanice. Následně je snahou bezpečně provozovat postiženou oblast se zvýšeným zatížením okolních stanic bez provozního rizika. Standardně používané VN transformátory se dají krátkodobě provozovat při plném zatížení až na hranici provozní schopnosti, tedy téměř 100 %.

V energetice se síť zpravidla rozvíjí tak, aby veškeré transformátory byly dlouhodobě zatěžovány zpravidla na 60 %. To vytváří výkonovou rezervu v případě zmíněného výpadku okolních stanic a následné zastupitelnosti. Tato hodnota je určena na základě dlouhodobých zkušeností s přihlédnutím k posilování distribuční sítě podobných oblastí. Jedná se o tzv. trend rozvoje respektující maximální možné výkonové zatížení (výkonnostní maxima).

Ve výpočtech budu počítat s 60 %, tedy se stanoveným koeficientem soudobého zatížení  $k_m = 0,6$ .

**Výpočet předpokládaného instalovaného výkonu pro oblast Písnice, Kunratice a Libuš, dle vztahu:**

$$\sum P_i = \sum P_{IDTS} + \sum P_{IVO} \quad [1]$$

$\sum P_i$  ... celkový (maximální) instalovaný výkon [MW]

$\sum P_{IDTS}$  ... celkový instalovaný výkon všech distribučních stanic [MW]

$\sum P_{IVO}$  ... celkový instalovaný výkon velkoodběratelů [MW]

**Pro zjednodušení jednotlivých početních operací v této kapitole vycházím ze vztahu pro zdánlivý výkon v třífázové soustavě, udávaný pro jednotlivé transformátory:**

$$S = \sqrt{3} \cdot U_S \cdot I \text{ [VA]} \quad [2]$$

*pozn. Zdánlivý výkon je definovaný jako efektivní součet sdružené hodnoty napětí a proudu.*

$S$  ... zdánlivý výkon [VA]

$U_S$  ... sdružené napětí [V]

$I$  ... proud [A]

**Následně dle vztahu pro činný výkon v třífázové soustavě:**

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

$P$  ... činný výkon [W]

$\cos(\varphi)$  ... účinník [-]

Transformátory se obecně považují za lineární pasivní zařízení, které akumulují energii (velká cívka = velká indukčnost), následkem toho dochází k vzájemnému fázovému posunu fázoru napětí a fázoru proudu (vzniká tzv. jalová složka - vznik magnetického pole). Tento posun se udává v bezrozměrné veličině jako  $\cos(\varphi)$ , což je ve skutečnosti kosinus vzájemného fázového posunu. Pro následující výpočty zjednodušeně předpokládám nulový



fázový posuv (zanedbání hodnoty  $\cos(\varphi)$ ), tedy plný činný výkon, proto dále počítám výhradně v **jednotkách MW**.

*pozn. Na štítkových hodnotách jednotlivých transformátorů se vždy udává pouze hodnota zdánlivého výkonu v VA, neboť neznáme účinník sítě v místě připojení – pouze předpoklad. V energetických sítích je podmínkou udržovat účinník v rozmezí 0,95 až 1 induktivního charakteru. Velkoodběratelé jsou ze zákona standardně povinni kompenzovat na tyto hodnoty, a tudíž mívají automatické kompenzační zařízení jako součást své napájecí technologie.*

#### 4.2.1. Výpočet celkového instalovaného výkonu

Dle vztahu pro výpočet instalovaného výkonu distribučních trafostanic:

$$\sum P_{IDTS} = T_{ks} \cdot S \quad [4]$$

Dle vztahu pro výpočet instalovaného výkonu velkoodběratelských trafostanic:

$$\sum P_{IVO} = T_{ks} \cdot S \quad [5]$$

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

$S$  ... zdánlivý výkon instalovaného transformátoru [VA]

#### **Provozované transformátory v cílové oblasti:**

- **DTS** (distribuční trafostanice) – převážně transformátory o výkonu  $S = 630$  kVA

- **VOTS** (velkoodběratelské trafostanice, VO) – převážně transformátory o výkonu  $S = 630$  kVA, starší stanice 400 kVA (dle potřeb odběratele se provozují transformátory i nad 1000 kVA)

[viz příloha č. 3 - Analýza výkonového potenciálu oblasti – DTS a VOTS]

*pozn. V distribuční nebo velkoodběratelské trafostanici může být i více jak jeden provozovaný transformátor. Zpravidla u velkoodběratelských trafostanic se v praxi setkáváme s více jednotkami v paralelní spolupráci – obvykle k podpoření stabilního napájení.*

##### 4.2.1.1. Vnitřní oblast

**Výpočet instalovaného výkonu transformátorových stanic v oblasti Kunratic, Libuš a Písnice:** Zahrnuji jednotlivé DTS a VOTS ve sledované oblasti:

Číslo a název oblasti	VOTS [ks]	DTS [ks]
524 Kunratic	15	21
527 Libuš	7	24
539 Písnice	0	7
<b>Celkový počet stanic:</b>	<b>22</b>	<b>52</b>
<b>- počet transformátorů:</b>	<b>26 k</b>	<b>52 ks</b>

Tab. č. 4.2.1.1. – Celkové množství DTS a VOTS ve sledované oblasti.

### Distribuční trafostanice

- rozdělení celkového počtu stanic:

52 x transformátor S = 630 kVA

$$\sum P_{IDTS1} = 52 \cdot 0,63 = \mathbf{32,76 \text{ MW}}$$

### Velkoodběratelské trafostanice

- rozdělení celkového počtu stanic:

5 x transformátor S = 1000 kVA,

12 x transformátor S = 630 kVA

3 x transformátor S = 250 kVA

6 x transformátor S = 400 kVA

**Celkově:**

$$\sum P_{IVO1} = 3 \cdot 1,00 + 4 \cdot 0,63 + 3 \cdot 0,25 + 6 \cdot 0,40 + 8 \cdot 0,63 + 2 \cdot 1,00 = \mathbf{15,71 \text{ MW}}$$

**Příklady provozovaných velkoodběratelských trafostanic ve sledovaném území, které jsou opatřené 1000 kVA transformátory:** objekt Sapa na území Praha - Libuš, dále Mikrobiologický ústav na hranici Praha - Kunratice a Praha - Krč a dále administrativní budova včetně areálu Vimbau, Praha - Libuš.

**Výpočet celkového instalovaného výkonu:**

$$\begin{aligned} \sum P_{Ioblast} &= 32,76 + 15,71 \\ \sum P_{Ioblast} &= \mathbf{48,47 \text{ MW}} \end{aligned}$$

#### **4.2.1.2. Vnější oblast**

**Výpočet instalovaného výkonu transformátorových stanic:**

Pro tuto část zahrnuji do výpočtu VOTS a DTS pouze okolních městských částí.

Číslo a název oblasti	VOTS [ks]	DTS [ks]
546 Šeberov	0	5
510 Cholupice	0	6
548 Točná	2	8
509 Hrnčiče	0	7
<b>Celkový počet stanic:</b>	<b>2</b>	<b>26</b>
<b>- počet transformátorů:</b>	<b>5 ks</b>	<b>26 ks</b>

Tab. č. 4.2.1.2. – Celkové množství DTS a VOTS ve sledované oblasti.

### Distribuční trafostanice

- rozdělení celkového počtu stanic:

26 x transformátor S = 630 kVA

$$\sum P_{IDTS2} = 26 \cdot 0,63 = \mathbf{16,38 \text{ MW}}$$

### Velkoodběratelské trafostanice

- rozdělení celkového počtu stanic:

2 x transformátor S = 400 kVA + 3 x transformátor S = 630 kVA – tunel Cholupice

$$\sum P_{IVO2} = 2 \cdot 0,40 + 3 \cdot 0,63 = \mathbf{2,69 \text{ MW}}$$

#### **4.2.1.3. Celková oblast (vnitřní + vnější)**

V této podkapitole vycházím z výše uvedené tabulky č. 3.1.2. cílová oblast + okolní městské části:

Číslo a název oblasti	VOTS [ks]	DTS [ks]	celkem [ks]
524 Kunratice	15	21	36
527 Libuš	7	24	31
539 Písnice	0	7	7
546 Šeberov	0	5	5
510 Cholupice	0	6	6
548 Točná	2	8	10
509 Hrnčíře	0	7	7
<b>Celkový počet stanic:</b>	<b>24</b>	<b>78</b>	<b>102</b>

Tab. č. 4.2.1.3. – Analýza dispozice DTS a VOTS v cílené oblasti.

Tyto výpočty mají vzhledem k zahrnutí okrajové oblasti pouze demonstrativní účel (vnitřní – modře vyznačené městské části). V praxi se tyto výpočty běžně provádějí z důvodu výpočtů pro dimenzování sítě v případě rozsáhlejších výpadků a jejich nutné okamžité zastupitelnosti, což ve skutečnosti způsobí změny zatížení transformátorů prakticky všech blízko umístěných DTS a VOTS stanic.

**Výpočet instalovaného výkonu všech distribučních stanic:**

$$\begin{aligned} \sum P_{IDTS_{\text{celk}}} &= \sum P_{IDTS1} + \sum P_{IDTS2} & [6] \\ \sum P_{IDTS_{\text{celk}}} &= 32,76 + 16,38 = \mathbf{49,14 \text{ MW}} \end{aligned}$$

**Výpočet instalovaného výkonu všech velkoodběratelských stanic:**

$$\begin{aligned}\sum P_{IVOcelk} &= \sum P_{IVO1} + \sum P_{IVO2} \\ \sum P_{IVOcelk} &= 15,71 + 2,69 = \mathbf{18,4\ MW}\end{aligned}\quad [7]$$

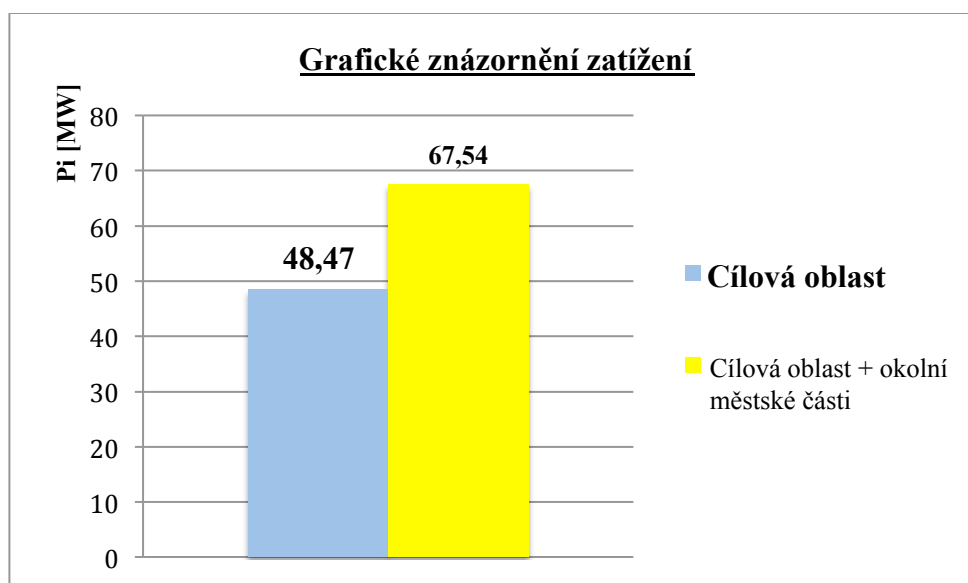
**Celkový instalovaný výkon včetně přilehlé oblasti:**

$$\begin{aligned}\sum P_1 &= \sum P_{IDTScelk} + \sum P_{IVOcelk} \\ \sum P_1 &= 49,14 + 18,40 = \mathbf{67,54\ MW}\end{aligned}\quad [8]$$

**Přilehlé území bez středové cílené oblasti (Písnice, Libuš a Kunratice):**

$$\begin{aligned}\sum P_{I2} &= \sum P_1 - \sum P_{ioblast} \\ \sum P_{I2} &= 67,54\ MW - 48,47\ MW \\ \sum P_{I2} &= \mathbf{19,07\ MW}\end{aligned}\quad [9]$$

Tyto výsledné hodnoty nám dokazují předpoklad, že vybraná oblast je zatížena více než celé okolí (**70 % z celkového instalovaného výkonu**). Dále se budu zabývat výpočty pouze v cílové části území (Písnice, Libuš a Kunratice):



Grafické znázornění č. 4.2.1.3.

## 4.2.2. Předpokládané zatížení oblasti

**Vypočtený současný instalovaný výkon cílové oblasti:**

$$\sum P_{\text{Ioblast}} = 48,47 \text{ MW}$$

Tímto výkonem disponuje cílová oblast, ale jedná se jen o maximální možný instalovaný výkon ( $P_1$ ), který místní rozvodná soustava technicky umožňuje do sítě dodat, proto je potřeba pomocným výpočtem odhadnout velikost skutečného zatížení na tomto území.

K výpočtu použijí výše zmíněný činitel soudobosti, což simuluje reálné 60 % využití instalovaného výkonu (tato hodnota je stanovena na základě dlouhodobé praxe z oddělení Rozvoj sítě VN a VVN společnosti PREDi).

**Výpočet reálného zatížení sítě:**

$$\sum P_{\text{sv}} = P_{\text{Ioblast}} \cdot k_m \quad [10]$$

$P_{\text{sv}}$  ... odhad skutečného instalovaného zatížení [W]

$P_{\text{Icelk}}$  ... celkový instalovaný výkon [W]

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

$$\sum P_{\text{sv}} = 48,47 \cdot 0,6$$

$$\sum P_{\text{sv}} = 29,08 \text{ MW}$$

V této podkapitole vycházím ze zdroje: XI. *Energetická bilance*, Ing. Radek Procházka, Ph.D. (viz seznam použité literatury).

Dle těchto výpočtů je odhad skutečného současného zatížení cca 29 MW, přitom je dále nutné počítat s ročním procentním nárůstem zatížení sítě, způsobeným připojováním nových odběrů a navyšováním odběrů stávajících zákazníků.

### **Roční nárůst zatížení**

V praxi se obvykle počítá s 2 % za rok, což je odvozeno na základě všech výkonnostních změn na území hl. m. Prahy za uplynulý rok. Tato hodnota je obvykle stanovována v rozmezí 1 až 3 %.

Vzhledem k předpokládanému zatěžování místní oblasti budu dále počítat s nárůstem zatížení 2 % ročně.

Pro názornost zvolím neměnnou přenosovou síť po dobu 6 let - od roku 2015 do roku 2021:

$$P_{sv,t} = P_{sv} \cdot \left(1 + \frac{Z_s}{100}\right)^t \quad [11]$$

$P_{sv,t}$  ... Pravděpodobné zatížení v období t [rok]

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

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

$$P_{sv,t} = P_{sv} \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^t$$

**Předpokládané zatížení po 6 letech:**

$$P_{sv6let} = 29,08 \cdot 1,02^6$$

$$P_{sv6let} = \mathbf{32,75 MW}$$

Po šesti letech průměrného zatěžování sítě budeme na teoretickém zatížení **32,75 MW**.

V této době bude již potřeba rezervovat další potřebný příkon cca 14 MW pro **plánované připojení nového metra D:**

$$P_{sv6let} = 32,75 + 14 = \mathbf{46,75 MW}$$

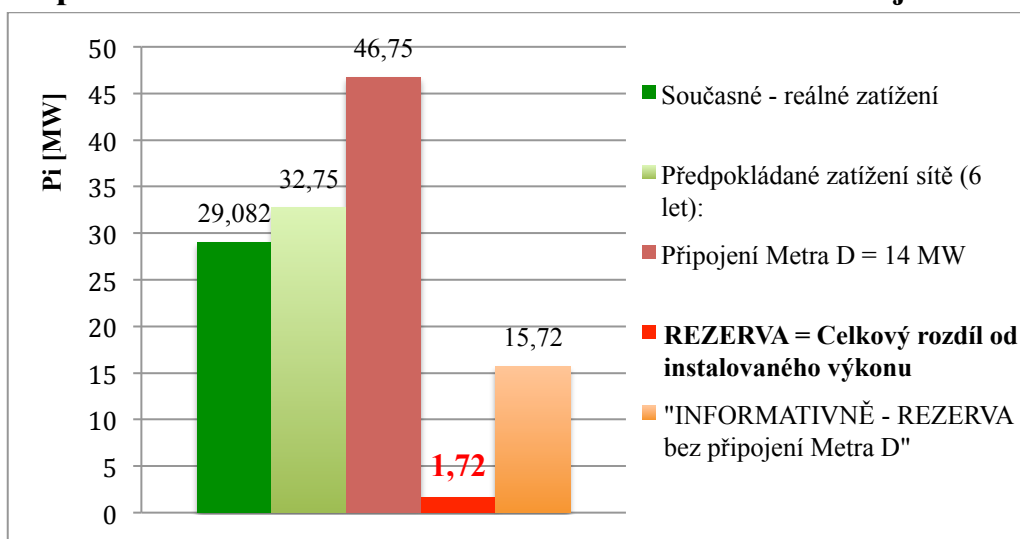
**To je těsně u hranice provozní rezervy celkového instalovaného výkonu stávající distribuční sítě:**

$$P_{sv6let} = 48,47 - 46,75 = \mathbf{1,72 MW}$$

**Informativně:** Uvažovaná rezerva sledované oblasti v roce 2021 bez připojení metra D:

$$P_{svlet6let} = 48,47 - 32,75 = \mathbf{15,72 MW}$$

**Předpokládané zatížení cílové oblasti v horizontu následujících 6 let:**



Grafické znázornění č. 4.2.2.(6 let)

Aby se stihla zrealizovat rozvodna v požadované době včetně dostatečné přípravy stávající sítě na budoucí připojení metra D, bude potřeba začít provádět potřebné studie proveditelnosti, které se připravují zhruba 1 rok – tj. v roce 2016.

Následně bude nutné získat územní rozhodnutí, které musí nabýt platnosti, v souladu s územním plánem a projekty na novou rozvodnu obsahující i dořešení všech výběrových řízení pro dodavatele technologií a různých zařízení (+ 2 roky) – 2018, včetně časové rezervy zhruba 3 let na samotnou výstavbu a zprovoznění rozvodny. Předpokládám, že plnohodnotný provoz rozvodny lze očekávat na konci roku 2021.

### Dle aktuálních informací se očekává zprovoznění nového Metra po roce 2026.

*pozn. Jedná se pouze o hrubý odhad, realita u podobně obsáhlých projektů bývá často diametrálně odlišná.*

### Výpočet teoretického zatížení od roku 2015 do roku 2026: (celkově 11 let)

$$P_{svlet11} = 29,08 \cdot 1,02^{11}$$

$$P_{svlet11} = 36,16 \text{ MW}$$

### Teoretické přičtení zátěže metra D – tj. uvažovaných 14 MW:

(Požadavek DPP k provozu metra D)

$$P_{svlet11D} = 36,16 + 14 = 50,16 \text{ MW}$$

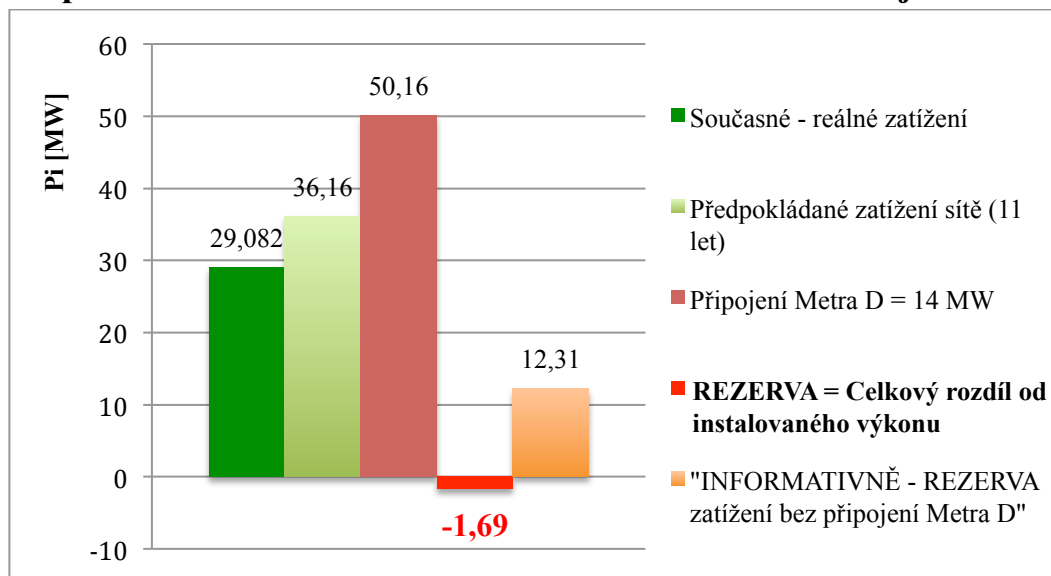
### Výpočet hraničních hodnot celkového instalovaného výkonu:

$$P_{svlet11D} = 48,47 - 50,16 = -1,69 \text{ MW}$$

**Informativně:** Plánovaná rezerva sledované oblasti v roce 2026 bez připojení metra D:

$$P_{svlet11} = 48,47 - 36,16 = 12,31 \text{ MW}$$

### Předpokládané zatížení cílové oblasti v horizontu následujících 11 let:



Grafické znázornění č. 4.2.2. (11 let)

Teoreticky v roce 2021 bude dokončena rozvodna TR 110/22 kV Písnice, přičemž dle očekávaného připojování nových maloodběratelů, ale především velkoodběratelů, bude síť dále průběžně zatěžovaná (očekává se 10 - 15 MW v průběhu následujícího cca 5letého období). Dle předpokladu technologických studií bude metro D po roce 2026 připraveno k plnohodnotnému připojení do stávající distribuční sítě. V té době dojde ke skokovému nárůstu zatížení (plus až 14 MW).

V následujícím období budu předpokládat postupné připojování zbývajících velkoodběratelů (v průběhu následujících 2 - 3 let, cca do roku 2029) o předpokládaném rezervovaném odběru 5 MW. Pokud by se posílení stávající distribuční sítě vůbec neřešilo, pak by technicky nebylo možné v budoucím období připojit nasmlouvané odběry. Dle odborných studií se v plánované rozvodně předpokládá osazení takové technologie, abychom se v budoucnu instalovaným výkonovým navýšením rozvodny dostali až na hodnotu 60 MW (+ rezerva). Takové posílení bychom zajistili zprovozněním dvojicí 40 MVA transformátorů (opět s předpokladem cca 70% využití).

V následujících kapitolách postupně řeším otázky, jakým způsobem a v jakou dobu bude nová rozvodna zprovozněna včetně plnohodnotného připojení do stávající distribuční sítě.



## **5. Realizace rozvodny 110/22 kV**

V této kapitole obecně popisují postup a shrnují potřebné náležitosti při výstavbě a technologické realizaci plánované rozvodny 110/22 kV Písnice. Vycházím ze skutečné studie proveditelnosti včetně podložené obrazové dokumentace s konkrétními prvky použité technologie. Samotný postup realizace nové rozvodny se obecně dělí na část stavební a část technologickou. Ve skutečných studiích se v podobných projektech dále řeší tzv. vnější a vnitřní vlivy, které dále specifikují a řeší dané záležitosti.

*pozn. Z názvu vyplývá, že vnější vlivy se zabývají okolnostmi „vně“ objektu (všeho okolního mimo rozvodnu), zatímco u vnitřních vlivů se zabýváme samotnou rozvodnou.*

### **5.1. Obecný popis stavby**

Výstavba kompaktní rozvodny 110/22 kV je naplánovaná na území několika pozemků, spadajících do městské části Praha – Libuš a částečně i do katastrálního území části obce Kunratice. Vzhledem k plánovanému posílení zejména městské části Písnice a napojení budoucí nové linky metra D je plánovaná rozvodna stejnojmenně pojmenovaná.

Zmíněné pozemky přiléhají ke stávajícímu čtyřnásobnému vedení 110 kV (s označením V303, V304, V321 a V322). Při této realizaci je potřeba vyřešit odbočení ze stávajícího vedení, které se nachází v těsné blízkosti plánovaného umístění rozvodny a rozmístit budoucí transformátorové stanoviště pro nové výkonové transformátory 110/22 kV.

V další fázi projektu se řeší především technologické části jako je návrh a výstavba zmíněných venkovních stanovišť pro transformátory (T101 a T102), rozvodna 110 kV, část vnitřní rozvodny 22 kV, vlastní spotřeba rozvodny, zařízení sekundární techniky (měření, ochrany apod.) a nakonec například i netradiční přídatná řešení moderních rozvodů jako je technologie „shuntingu“<sup>13</sup>, která se kombinuje s přídatným zapojením tlumivek.

Při určování všech vnějších vlivů včetně jejich dopadu na samotnou rozvodnu a její okolí je potřeba patřičně oklasifikovat povahu budoucí stavby: Tato stavba bude stavbou technické infrastruktury, která bude sloužit výhradně k transformaci elektrické energie, nikoliv k výrobě. Při provozu tedy nebudou vznikat žádné škodlivé emise, které by mohly mít negativní dopad na blízké životní prostředí.

### **5.2. Stavební část**

#### **5.2.1. Územně plánovací studie**

Nejdříve se provede analýza okolí pro plánovanou výstavbu a následně se vytvoří potřebné podklady tzv. širších vztahů vázané na katastrální území, díky kterým je možné se zaměřit na majetkoprávní vztahy a následná jednání se všemi potenciálními majiteli o budoucím umístění stavby, jež povedou k zajištění území pro vybudování nové rozvodny.

V další části projektu se zabývám konkrétním využitím a zastavěností daného území. V tomto případě se jedná o skladový areál na pomezí urbanistické zóny (stavební zóny) s okolními pozemky katastrálně vymezenými jako orná půda. Z typové povahy stavby bude rozvodna jakožto transformovna ohodnocena jako pasivní budova (to znamená, že nedochází k ovlivnění vnějšího prostředí). Tím nám vzniká jakási stavební výhoda vzhledem k odpadnutí většiny hygienických požadavků, jako je např. riziko znečištění (manipulace

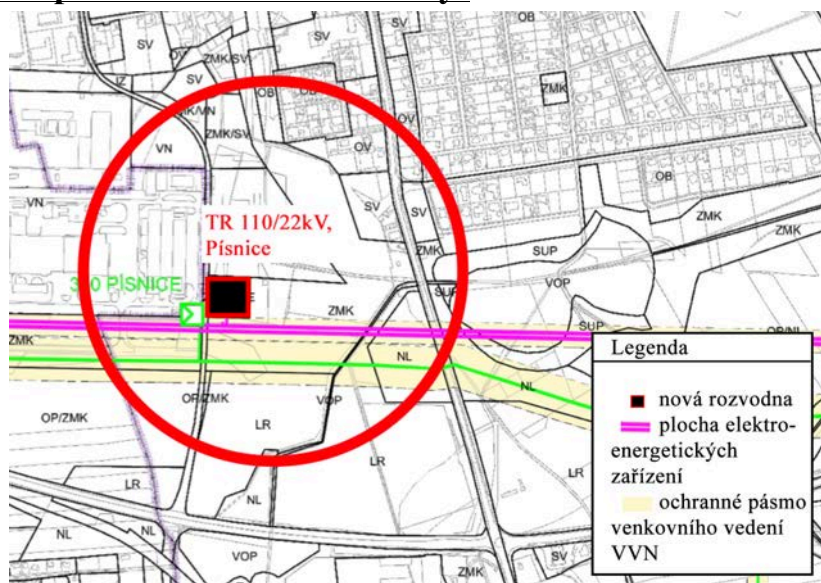
<sup>13</sup> **Shunting** – v případě poruchy na vedení je uměle vytvořený „bočník“ (= pokud možno nejbliže k zdrojovému zařízení) k místu zemního spojení („shunt“), aby byla většina poruchového proudu bezpečně odvedena mimo a tím mohlo být postižené místo proudově odlehčeno.

s nebezpečnými látkami – např. transformátorový olej) apod. V jisté míře sem můžeme zařadit i další hygienický požadavek jako je hladina produkovaného hluku, ale bohužel vzhledem k plánovanému venkovnímu umístění výkonových transformátorů musíme s tímto parametrem dále pracovat a navrhnout vhodné řešení. Zpravidla se staví protihlukové betonové stěny, které zároveň slouží jako pasivní ochrana před možnou havárií na stroji.

Dále je potřeba respektovat případná ochranná území, která přinášejí povinnost prozkoumat a zajistit, zda stavba bude probíhat mimo památkové rezervace nebo chráněné zóny, které spadají pod chráněná území. Následně se bere v úvahu nově vzniklé ochranné pásmo v rozmezí 20 m od nově vybudované VN a VVN technologie (stanovuje se dle provozních norem PREDi regulovaných energetickým zákonem č. 458/2000 Sb.).

Při katastrálním průzkumu a získávání informací o uvažovaném území jsem zjistil zajímavou informaci ohledně tzv. „zelené zóny“, která pomyslně vytváří koncovou hranici hlavního města Prahy s hranicí území Středočeského kraje, ve které je přísně regulován územní rozvoj pro ochranu životního (= zeleného) prostředí. Pozemky spadající do této zóny jsou katastrálně hodnocené jako chráněná prostranství převážně pro veřejné užití (lesy, lesoparky, travní porosty, rybníky apod.). Částečně je v této zóně vedené venkovní (čtyřnásobné) vedení 110 kV, které vzhledem k svému ochrannému pásmu tvoří výjimku pro zrealizované stavby. Svým ochranným pásmem chrání i stávající přírodní prostředí, neboť se v určité blízkosti nesmí nic stavět. Naštěstí se tato ochranná zóna nachází jen těsně od plánovaných pozemků pro výstavbu nové rozvodny, a proto by neměl vzniknout jakýkoliv problém při majetkoprávním vyřizování prostor pro umístění této stavby.

### **Vazba na územní plán – umístění rozvodny:**



Obr. č. 6 – Vazba na územní plán, rozvodna 110/22 kV

V dalších částech projektu je potřeba přemýšlet o napojení pozemku k místní dopravní infrastruktuře a zajistit tak potřebné příjezdové komunikace k uvažované rozvodně. Vzhledem k plánovanému bezúdržbovému provozu by se mohlo zdát, že tento krok není podstatný a stačilo by tak vyprojektovat pouze jednoduchou příjezdovou cestu k cílovým pozemkům. Ve skutečnosti je tomu naopak. Výstavba příjezdové komunikace se řadí mezi nejdůležitější části celé stavby jednak z důvodu vyřešení přístupnosti k pozemku během všech manipulací

za pomoci těžké techniky při výstavbě, ale hlavně kvůli následnému navázení samotné objemné technologie (veškeré VN a VVN technologie).

Pro transport právě těchto zařízení se využívá složité dopravní techniky, především kamionové dopravy za doprovodu mobilních jeřábů, které jsou vzhledem ke své provozní hmotnosti a velikosti náročné při manipulaci zejména na nebezpečných komunikacích, proto je nutné s tímto problémem dopředu počítat. V případě neočekávaných zásahů během plného provozu rozvodny musí být areál patřičně připraven, proto je vhodné předem přemýšlet o strategickém rozmístění zpevněných ploch.

Konkrétní pozemek se nachází na rozmezí místní hlavní komunikace Dobronická – Kunratická spojka poblíž Libušského areálu Sapa (vlastník SAPARIA, a.s.). Přitom jako možné řešení k napojení budoucího areálu rozvodny do stávající dopravní infrastruktury se jeví vybudování nové příjezdové komunikace přímo k plánovanému areálu. Dle dostupných informací je v této oblasti velmi problematický výkup okolních pozemků, a proto se předem pracuje s více možnostmi případného napojení.

Jedna z variant řešení je napojení nové komunikace ke stávající nedaleko vzdálené Vídeňské ulici, která se nachází na méně problematickém území s minimálním počtem vlastníků nezastavěných pozemků. V úvahu připadají i další varianty, ale těmi je zatím předčasné se konkrétně zabývat.

## **5.2.2. Popis území stavby**

Po úspěšně absolvovaných předchozích fázích projektu je potřeba se zaměřit na samotný průzkum cíleného pozemku. Konkrétně zjistit údaje o odtokových poměrech a hlouběji se věnovat problematice dešťových a splaškových vod, vč. kanalizací, což úzce souvisí se samotným „zasíťováním“ pozemku.

Plánovaná rozvodna je vyprojektovaná jako zcela bezúdržbový celek, který bude převážně vzdáleně spravovaný. Tím odpadá nutnost stálého dohledu na provozování rozvodny a zaměstnávání případných správců a techniků. V případě náhlých manipulací včetně obvyklé správy rozvodny a okolních budov provozu musí být zajištěné standardní zdroje (zdroj užitkové vody, kanalizace apod.), ale také samotný přívod elektrické energie pro potřeby stavebních částí během celého období realizace (využívá se tzv. vlastní spotřeba – viz další kapitoly).

Vzhledem k umístění rozvodny a všech možných druhů stanic na mnohdy veřejně nepřístupná místa mimo obydlené oblasti se občas řeší problém absence těchto zdrojů. Pokud nejsou potřebné zdroje v blízkém okolí běžně dostupné, pak je nutné je uvnitř nebo poblíž plánovaného areálu je svépomocí zřídit. V případě této rozvodny nebude využita standardní elektrická přípojka ani okolní rozvody užitkové vody, kanalizace případně plynu.

Pro zajištění potřebného množství vody bude na místě areálu proveden jádrový vrt a zároveň vytvořena bezodtoková jímka pro splaškové vody (pozn. vývoz cca 4x/rok je dostačující pro provoz této rozvodny). Jako zdroj elektrické energie pro potřeby stavby bude využito pouze dočasné připojení realizované buď v podobě nasmlouvání dočasného připojení z okolních objektů, nebo provizornímu umístění mobilní distribuční trafostanice 22/0,4 kV.

Po dokončení stavby a plném spuštění nové rozvodny bude přímo ve společné budově transformovny zrealizovaná technologická část tzv. **vlastní spotřeba**<sup>14</sup>, která zajistí nezávislé napájení celého areálu (více viz technologická část – vnitřní vlivy rozvodny).

---

<sup>14</sup> **Vlastní spotřeba** – zajištění nezávislého zdroje od okolního prostředí (viz. další podkapitola)

### **5.2.3. Plánované prostorové rozložení budoucí rozvodny**

- Plocha celé transformovny - cca **6000 m<sup>2</sup>** (předpoklad)
- Prostorová rezerva pro položení a rozvedení 22 kV kabelů – cca **1800 m<sup>2</sup>**
- Koridor pro připojení venkovního vedení 110 kV k pozemku rozvodny – cca **600 m<sup>2</sup>**
- Zastavěná plocha budovy společných provozů (BSP) - **dle budoucího projektu**
- dvě kryté stanoviště pro výkonové transformátory 110 kV (+ 1 prostorová rezerva) včetně rozvodné VVN technologie + 2 kryté stanoviště pro tlumivky (**neupřesněno - dle budoucího projektu**)

#### **V prostorách budovy tzv. společného provozu (BSP) se bude dále nacházet:**

hlavní zapouzdřená rozvodna 22 kV (dříve využívané tzv. **kobkové<sup>15</sup>**), dále část měření, řízení tlumivek, stanoviště transformátorů 22/0,4 kV pro vlastní spotřebu, rozvodna vlastní spotřeby, speciální reaktory – kompenzační tlumivky (vnitřní) a v neposlední řadě řídicí a denní místnost (včetně základního sociálního zařízení pro případného pracovníka).

### **5.2.4. Stavební část budovy pro umístění technologie**

Plánovaná budova pro společný provoz veškeré technologie (BSP - hlavní budova rozvodny) bude vybudovaná standardním způsobem tvořeným podzemní železobetonovou konstrukcí s následným zděním obvodových stěn včetně železobetonového provedení částí u nosných stěn. Vnitřní část budovy společného provozu bude opatřena bezprašnou úpravou všech stěn, včetně podlah ve všech technologických místnostech a v suterénu.

#### **Vybudování stanoviště transformátorů a tlumivek**

Připojení jednotlivých VN i VVN částí transformátorů bude v areálu rozvodny z hlediska bezpečnosti realizované za pomoci vybudování rozsáhlého kabelového systému pod venkovní technologií s následným uložením propojovacích kabelů do daných chrániček a položením kabelů dalšími „kabelovody“ přímo do vnitřních prostor zapouzdřené rozvodny 22 kV.

Veškeré venkovní části včetně krytých stanovišť transformátorů, tlumivek a další technologie budou patřičně přizemněné. Dále se vybuduje ochranný plot kolem celého areálu z důvodu vytvoření prostorového ochranného pásma pro VVN technologii a zamezení případného vniknutí nepovolaným osobám. K tomu bude sloužit uzemňovací pruh, který bude umístěn zvenčí od hranice plotu, plnící funkci tzv. potenciálního prahu pro zamezení případného vzniku dotykového napětí při náhlém styku s veřejností. Prostory rozvodny budou uzemněny standardní mřížovou uzemňovací sítí. Venkovní stanoviště pro výkonové transformátory, ale i tlumivky budou stavebně vybudované totožným způsobem jako hlavní rozvodná budova (BSP) se stejným využitím železobetonového skeletu včetně patřičného uzemnění a zákrytu za pomoci pozinkované střechy s připojením na stejný systém uzemnění celého objektu. Pod technologií transformátorů a tlumivek se vybudují olejové jímky, které budou projektovány na 100 % objemu chladicího transformátorového oleje v případě náhlého úniku.

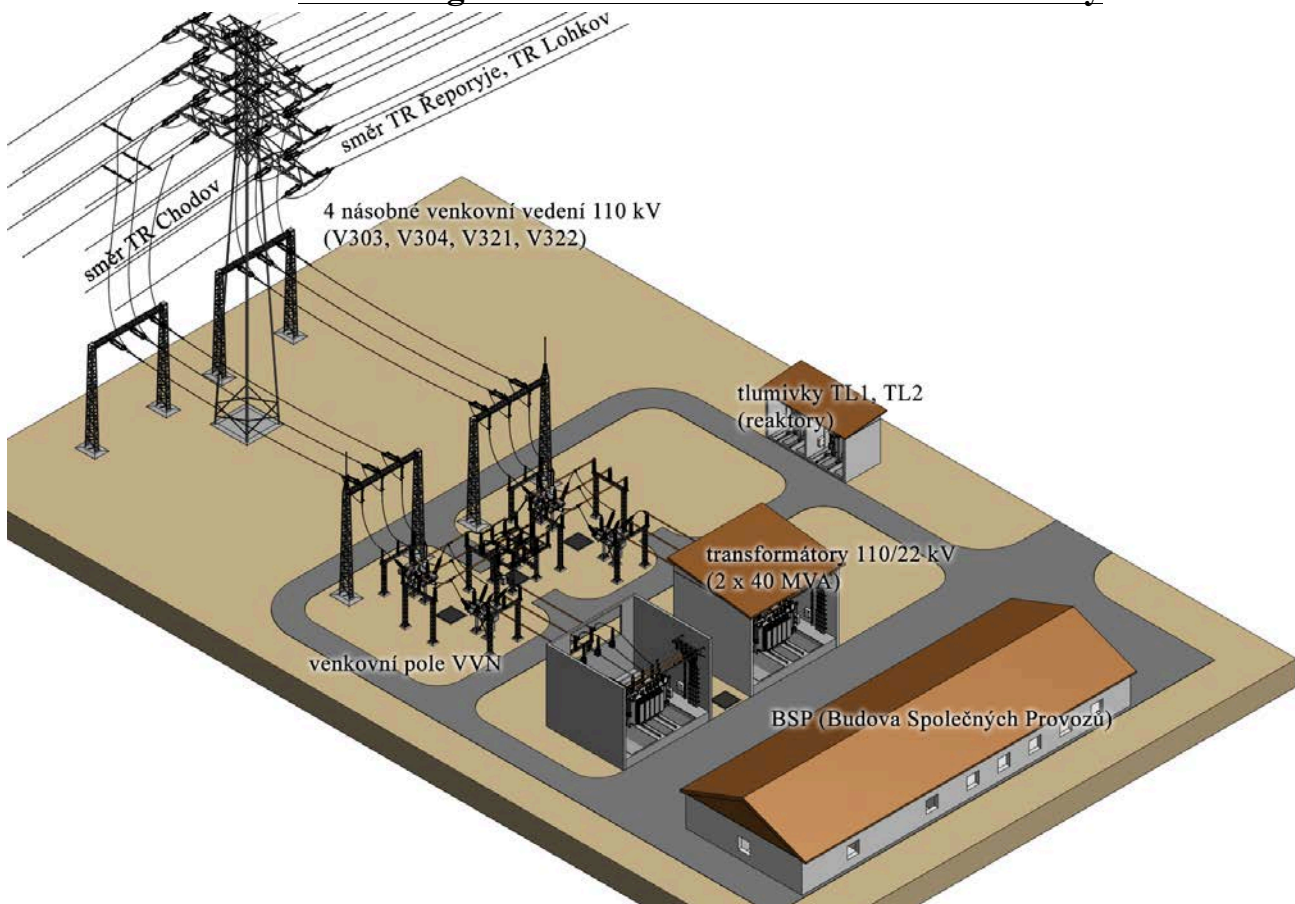
---

<sup>15</sup> **Kobka** – pod pojmem kobka se v energetice myslí uzavřený, zpravidla krytý prostor o menších rozměrech k uchování technologie před vnějšími vlivy a případně nežádoucím vnějším zásahem, nebo jako ochrana v případě náhlé poruchy. Dnes se již používají zapouzdřené rozvodny, které kladou důraz na minimalizaci potřebných prostor se skvělými izolačními vlastnostmi vzhledem k využívání vysokotlaké ochranné atmosféry (plyn SF6).

### 5.3. Technologická část

V technologické části se zabýváme vnitřními vlivy plánované rozvodny, tedy konkrétně částí osazované technologie. Rozvodna 110/22 kV Písnice bude napojena ze stávajícího vedení 110 kV s následnou transformací na napěťovou hladinu 22 kV. Cílem realizace této rozvodny bude posílení stávající distribuční sítě za pomoci natažení celkově až 24 nových 22 kV kabelů (2 sekce, tedy 2 x 12 kabelů) severním/jižním směrem, včetně dalších až 12 VN kabelů (při rozšíření rozvodny o 3. rezervní pole). Vybudováním rozvodny se tak získá až 36 VN kabelů k zajištění napájení budoucích odběratelů. Dle standardního provedení se předpokládá položení oddělených VN kabelů typ AXEKCEY 22 kV (vždy pro 1 směr 3 žíly, tedy 3 fáze - L1, L2 a L3).

#### Technologické a stavební rozvržení nové rozvodny



Obr. č. 7 – Dispozice nové transformovny 110/22 kV, TR Písnice.

#### 5.3.1. Stanoviště transformátorů 110/22 kV

Dle navrženého projektu bude do plánovaných stanovišť pro VVN transformátory možné uložit transformační jednotky až o výkonu 63 MVA. Vzhledem k predikovaným výkonovým požadavkům cílové oblasti a připravenému investičnímu rozpočtu se předpokládá spíše připojení dvojice 40 MVA transformátorů. Jednotlivé transformátory budou označeny T101 a T102 (viz dispozice).

Pro vyřešení potřebné kompenzace jednotlivých VN uzlů budou v rozvodně instalovány vysokonapěťové kompenzační tlumivky (označeny TL1 a TL2).

### Základní parametry požadovaného transformátoru:

<b>TR 110/22 kV</b>	
Jmenovitý výkon	<b>inst. S = 40 MVA</b> (max. 63 MVA)
Primární napětí	110 000 V (+/- 8 %)
Sekundární napětí	22 000 V
Ztráty naprázdno	$P_0 = 37,6$ kW
Ztráty nakrátko	$P_k = 138,6$ kW
Zapojení vinutí	YNyn0 <sup>16</sup>
Frekvence	50 Hz
Přepínání odboček	pod zátěží
Chlazení	<b>ONAN</b> <sup>17</sup> /ONAF

Tab. č. 5.3.1. – Parametry zvoleného transformátoru 110/22kV.

#### **5.3.1.1. Technologie rozvodny - část 110 kV**

Plánovaná rozvodná část 110 kV bude tvořena z pěti polí, přičemž první dvě budou sloužit čistě jako přívodní příčná pole, která budou za pomoci portálů a lanových přetahů připojena k venkovnímu stávajícímu čtyřnásobnému vedení 110 kV. Dále zde bude instalované tzv. podélné dělení, které bude sloužit k případnému rozpojení rozvodny (např. pro různé manipulace), nebo k připojení obou transformátorů na jedno vedení. Zbylá dvě příčná pole budou navazovat na výkonové transformátory 110 kV s označením T101 a T102. Tyto VVN pole budou dle současných trendů v provedení tzv. kompaktních modulech (z angl. ve zkratce **HIS**<sup>18</sup>), které umožňují minimalizovat požadavky na prostor a zjednodušit manipulace i samotnou montáž. Jednotlivá příčná pole k transformátorům se vybaví omezovači případného přepětí včetně možného dovybavení i hlavních přívodních polích s předpřipraveným prostorem přímo pod vstupními portály. Dále budou použité různé druhy ochrany (proudové, napěťové – elektronické, rozdílové a distanční atd.).

V poslední technologické fázi bude potřeba zajistit samotné připojení rozvodny z venkovního vedení velmi vysokého napětí (110 kV) za pomoci tzv. „zasmyčkování“. Pro připojení nového pole 110 kV do rozvodny TR Písnice se zajistí potřebné úpravy vnitřních systému tak, aby v případě poruchy na rozvodně nebo přímo v přívodním poli vedení nebyly zpětně postižené i protější (sousední) rozvodny TR Chodov a TR Řeporyje, které právě budou napájet zmíněné stávající vedení. Pro ochranu celého přívodního systému a zbytku rozvodny budou součástí rozvodny zrealizované nezbytné ochrany výkonových transformátorů včetně celého rozvodného VVN pole za pomoci výše zmíněné ochranné technologie.

<sup>16</sup> **Zapojení vinutí YNyn0** – dle podnikové normy PRE se přívodní vodič PEN připojí na střed vinutí primární strany transformátoru 110 kV, který je tak navržen na trvale a přímé uzemnění.

<sup>17</sup> **Chlazení typu ONAN** – transformátor s tímto typem chlazení je hermeticky uzavřen a naplněn chladícím olejem (zpravidla minerální), odvod tepla je realizován za pomoci aktivního (ventilátorového) chlazení chladících žebér transformátoru (ONAF – ventilátor se spíná jen v případě zvýšeného zatížení – nadměrné oteplení).

<sup>18</sup> **HIS** (z angl.: „Highly Integrated Switgear“ v překladu „velmi integrovaný přepínač“) je minimalizovaný, zapouzdřený přepínač, který může být vystaven vnějším povětrnostním vlivům. Na rozdíl od standardního provedení je prakticky o polovinu menší díky využívání ochranné izolační atmosféry (SF6) a tím i minimalizování odstupného ochranného pásma VN a VVN technologie.

### 5.3.2. Vlastní spotřeba, transformátory 22/0,4 kV

V budově společných provozů (BSP) budou usazeny dva suché transformátory 22/0,4kV, které budou v samostatných kobkách. Primární strana transformátorů se připojí k hlavní rozvodné přípojnici (22 kV) a sekundární strana (0,4 kV) do společného rozvaděče s odděleným měřením spotřeby (samostatný elektroměr - určený pouze pro měření spotřeby elektrické energie pouze vlastní části rozvodny).

#### Vlastní spotřeba

Pro technologickou část realizující vlastní spotřebu bude dle požadavků využito dvou transformátorů 22/0,4 kV (s označením T21 a T22) o zdánlivém výkonu 400 kVA. Tyto transformátory se budou provozovat v tzv. paralelní spolupráci při polovičním zatížení.

Tímto zařízením se v rozvodně zajistí spolehlivé a nezávislé napájení pro potřeby celého areálu včetně chlazení výkonových transformátorů a dále pohonů k ovládání jednotlivých technologických zařízení včetně všech elektroinstalačních rozvodů.

#### **Základní parametry požadovaného transformátoru:**

<b>TR 22/0,4 kV</b>	
Jmenovitý výkon	<b>S = 400 kVA (max 1000 kVA)</b>
Primární napětí	22 000 V (+/- 2 %)
Sekundární napětí	400 V
Ztráty naprázdno	$P_0 = 2,4 \text{ kW}$
Ztráty nakrátko	$P_k = 9,6 \text{ kW}$
Zapojení vinutí	<b>Dyn1<sup>19</sup></b>
Frekvence	50 Hz
Chlazení	vzduch

Tab. č. 5.3.2. – Parametry zvoleného transformátoru 22/0,4 kV.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: VIII. *Způsoby chlazení výkonových transformátorů* (viz seznam použité literatury).

Zřízením vlastní spotřeby se také zajistí potřebné napájení velmi důležitých stejnosměrných nabíječů staničních baterií, které tvoří zdroj pro stejnosměrné napětí 230 V pro síť IT<sup>20</sup>. Díky tomu se zajistí nutné nepřerušované napájení elektromechanických tzv. „střadačových“<sup>21</sup> pohonů k výkonovým vypínačům v celém poli všech 22 kV rozvaděčů.

Stejnoseměrného okruhu se dále v rozvodně bude využívat k napájení všech signalizačních, kontrolních prvků včetně nouzového okruhu osvětlení. Z důvodu zajištění maximální spolehlivosti a bezpečného provozu budou v řídicích místnostech (z výše zmíněného stejnosměrného okruhu napájeného z baterií) zrealizovány dvě zpětné – střídací

<sup>19</sup> **Zapojení vinutí Dyn1** – dle podnikové normy PRE se jedná o standardní zapojení transformátoru převážně pro paralelní provoz – plánováno pro provoz vlastní spotřeby.

<sup>20</sup> **IT** („isolation terre“ v překladu: „izolovaná země“) – elektrická síť, která má všechny živé části izolované od země, nebo naopak se zemí spojené, ale přes vysokou impedanci

<sup>21</sup> **Střadačový pohon** je zařízení využívající prosté „střádání“ energie ve speciálních pružinách, které jsou napínány buď za pomoci elektromotoru (v rozvodnách), nebo za pomoci klikového mechanismu (rezervní varianta). Po spuštění dojde k mžikové reakci, v tomto případě k okamžitému rozepnutí kontaktu a tím přerušování obvodu. Ve vysokonapěťové technice se jedná o kritický moment – riziko vytáhnutí oblouku.

jednotky (střídací měniče) pro získání nepřerušované dodávky střídavého elektrického napětí 230 V při 50 Hz k nouzovému ovládní řídicího systému. Celý okruh vlastní spotřeby bude oddělen od celkového měření jednotlivých vývodu se speciálním měřícím polem pouze pro spotřebu areálu rozvodny.

### **5.3.2.1. Technologie rozvodny - část 22 kV**

Technologická část rozvodného zařízení 22 kV bude umístěna v budově společných provozů (BSP), která bude tvořena standardním skříňovým typem v kompaktním provedení rozděleného do 2 jednotlivých sekcí (2 transformátory). V každé této sekci bude jeden přívod z transformátoru 110/22 kV včetně spínače přípojnic, pole podélného dělení, vývodu na část vlastní spotřeby a 12 kabelových VN vývodů. Rozvodné pole 22 kV se rozdělí do dvou vzájemně oddělených přípojnic s připojením k silovým vývodům výkonových transformátorů 110/22 kV. Tyto rozvaděče budou dále dovybaveny NN polem, jenž poslouží jako terminál k ochrannému a řídicímu systému. V kobkách pod těmito rozvaděči bude vymezen prostor pro natažení zmíněných až 36 kabelových směrů.

### **5.3.3. Ostatní části technologických zařízení rozvodny**

#### **Řídicí a přenosový systém**

Plánovaná rozvodna se projektuje jako bezobslužná, dálkově řízená a spravovaná (bez přítomnosti jakýchkoliv pracovníků). Tomu je nutné přizpůsobit celý ovládací a řídicí systém, který musí být primárně přístupný jak z dispečinku společnosti PREdi (dálkové ovládní), tak sekundárně z areálu rozvodny.

Samotný rozsah přenosového systému bude stanoven dle požadavků na ovládní všech plánovaně osazovaných technologií včetně stavové indikace a vzdálené správy všech potřebných ochranných technologií.

V budově společných provozů (BSP) bude zřízena další místnost účelově nazývaná jako velín, ve které budou shromažďována a zálohována veškerá stavová a poruchová data během celého provozního období rozvodny.

#### **Část obchodního měření**

V neposlední řadě je potřeba vyřešit otázku obchodního měření, resp. zajištění měření odebrané silové energie na výstupních 22 kV polích rozvaděče. Pro tuto část bude ve společné budově provozů umístěna speciální místnost pro účely obchodního měření, kde se budou spravovat a vyhodnocovat data získaná z měřících nástaveb na VN rozvaděčích jednotlivých skříní. Pro budoucí plánované připojení metra D se zde vybudují speciální oddělené měřící pole pouze pro účely DPP.

*pozn. Veškerá technologie částí 110 a 22 kV včetně vlastní spotřeby, ochranná a řízení se na území hlavního města Prahy se musí projektovat a přizpůsobit dle podnikových norem místní distribuční společnosti PREdi. Konkrétně se jedná o PN (podnikové normy) číslo: KT 301, KT 205, KT 206 a okrajově i KA 101, KA 201, které se zabývají návrhem kabelových sítí v hladině NN (1 kV) a VN (22 kV). Tyto normy jsou pro realizační společnosti závazné a v případě jejich nedodržení nesmí být konkrétní zařízení ani zrealizováno, natož provozováno.*

V této kapitole vycházím ze zdroje: III. Studie proveditelnosti EGEM s.r.o., Praha 4 – TR 110 kV Písnice a ze zdroje: V. Podnikové normy PREdi (viz seznam použité literatury).



## **6. Ekonomická analýza pro výstavbu nové rozvodny**

V přechodných kapitolách jsem z technického hlediska porovnával dvě možné varianty realizace posílení stávající distribuční sítě, kde především kvůli požadavkům očekávaného velkoodběratele DPP nebylo možné zrealizovat první variantu v podobě pouhého posílení stávající distribuční sítě 22 kV. Proto se v této kapitole zabývám ekonomickým pohledem na zrealizování pouze druhé varianty možného řešení, kterou představuje výstavba nové rozvodny 110/22 kV.

Realizaci samotné rozvodny jsem rozdělil do dvou variant možného řešení, které se týkají pouze ekonomické stránky projektu. Snažím se nalézt ideální řešení pro časově správné rozložení vstupních investic s důrazem na odpovídající výkonové posílení sítě.

### **6.1. Možné řešení výstavby rozvodny 110/22 kV Písnice**

V předchozí části této práce jsem se zabýval výkonovou analýzou cílové oblasti a došel jsem k závěru, že požadavky na zatížení sítě rostou v časovém horizontu postupně, nikoliv skokově.

**Výstavba nové rozvodny 110/22 kV Písnice a očekávané zatížení v celém průběhu předpokládaného bezúdržbové provozu:**

Rozvodna bude dle předpokladu osazena dvěma 40 MVA transformátory s rezervním místem pro případné zapojení třetího transformátoru (pravděpodobně stejného typu). Bezúdržbový provoz je naplánován na celou dobu očekávaného provozu rozvodny, tzn. po dobu  $T_z = 30$  let. Je tedy potřeba předem odhadnout budoucí zatížení v cílové oblasti (včetně očekávaného plného provozu nové linky metra D s požadovaný příkonem 14 MW).

**Předpokládané zatížení oblasti v roce 2021 – rozvodna bude plnohodnotně zprovozněna:**

$$P_{\text{svlet } 2021+D} = 36,16 + 14 = \mathbf{50,16 \text{ MW}}$$

**Teoretické zatížení sítě v roce 2045, tedy na konci očekávaného provozu rozvodny (zbývajících 24 let):**

$$P_{\text{svlet } 24+D} = 50,16 \cdot 1,02^{24}$$

$$P_{\text{svlet } 24+D} = \mathbf{80,68 \text{ MW}}$$

*[viz kapitola 4. – Analýza výkonové náročnosti v oblasti Písnice]*

V roce 2021 by mělo dojít k připojení nové rozvodny do stávající sítě. Cílová oblast bude zatížena zhruba 50 MW. Do roku 2045 se očekává nárůst celkového zatížení až na cca 81 MW. Při osazení dvou 40 MVA transformátorů a respektování částečného rozptylu celkového zatížení do stávajících napájecích míst můžeme předpokládat, že současný projekt na výstavbu nové rozvodny a posílení stávající sítě bude po předpokládanou provozní dobu 30 let dostačující. V případě zvýšeného nárůstu zatížení bude možné využít zmiňované rezervní pole a rozvodnu dostatečně posílit o třetí 40 MVA (nebo větší). Vzhledem k časovému měřítku se ale momentálně jedná pouze o odhad. Pokud bude rozvodna zprovozněna v následujících 6 letech, pak je možné toto celé období pomyslně rozdělit na dva časové úseky po třech letech, do kterých rozvrhnu postupné osazení technologických částí rozvodny tak, aby bylo možné ji plnohodnotně provozovat. Ideální by přitom bylo odložit část investic do druhého časového úseku.

Tuto myšlenku bych realizoval hned v první variantě „A“, zatímco ve variantě „B“ bych se zabýval kompletní výstavbou nové rozvodny v předpokládaném šestiletém období.

Jedná se tak o dvě varianty možného řešení, které přitom budou zatížené stejnými stavebními náklady (včetně tzv. ostatních nákladů – viz tabulka s přehledem investic). Rozdíl jednotlivých variant bude pouze v postupném rozložení vstupních investic na část technologie.

### **6.1.1. Varianta A – postupná výstavba (3. a 6. rok)**

V první variantě výstavby nové rozvodny budou provedeny veškeré stavební práce, jako je úprava pozemků, vybudování příjezdových komunikací, všech potřebných budov včetně stání pro jednotlivé transformátory a tlumivky s kompletní výstavbou budovy společného provozu (BSP). V této variantě by došlo k osazení pouze poloviční plánované části technologie v podobě 1 ks 110 kV transformátoru a potřebné (částečné) technologie VVN a VN. Jednalo by se pouze o „poloviční“ vybavení technologické části rozvodny s budoucí instalací druhé části potřebné technologie s cílem plnohodnotného navýšení dodávaného výkonu do stávající distribuční sítě. Toto technologické „dovybavení“ předpokládám v druhé polovině šestiletého období provozu rozvodny.

### **6.1.2. Varianta B – výstavba najednou (6. rok)**

V druhé variantě se počítá s plnohodnotnou realizací celé rozvodny v jednom časovém úseku a plným osazením obou transformátorových stanovišť včetně veškeré technologie VVN i VN (pouze rezervní pole zůstane volné).

Rozdílem bude pouze doba zprovoznění, kdy se celá stavba zrealizuje v horizontu prvních 3 let, přitom ve zbývajícím období (do období 6 let) bude rozvodna plně provozována bez dalších investic – plný instalovaný výkon (cca 70-80 MW).

## **6.2. Teorie ekonomického zhodnocení projektu**

Pro investiční zhodnocení takového projektu existuje mnoho dostupných ekonomických modelů, které se využívají po celém světě. Mezi nejoblíbenější kritéria patří zejména čistá současná hodnota (NPV) a dále vnitřní výnosové procento (IRR).

Tato kritéria umožňují „časový pohled“ na budoucí peněžní toky (DCF) a stanovit tak úspěšnost projektu v budoucích letech.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *XII. Ekonomická efektivnost investic*, Mgr. Tomáš Chadim a ze zdroje: *Analýza nákladů a přínosů*, Ing. Patrik Sieber (viz seznam použité literatury).

### **6.2.1. Čistá současná hodnota (NPV)**

**Čistá současná hodnota** (z angl. „Net Present Value“) je jedním z nejpoužívanějších ekonomických kritérií pro hodnocení plánovaných investic. Při výpočtu se započítává celá doba „životnosti“ projektu s možností investice do podobně rizikového investičního záměru, tedy respektování tzv. **investiční příležitosti**<sup>22</sup>.

Počítá se s diskontovanými peněžními toků v budoucím období (DCF), na základě kterých lze určit, zda zmíněný projekt bude úspěšný nebo ne. Investor výpočtem zjistí, zda mu investiční záměr během předpokládaného období peněžní prostředky vydělá nebo naopak prodělá. *pozn. Obecně se realizují projekty s kladnou hodnotou NPV.*

<sup>22</sup> **Investiční příležitost** = možnost vložení investovaných peněz jiným způsobem a nebo v jinou dobu, při které dochází k lepšímu zhodnocení. V případě této „ušlé“ finanční příležitosti mluvíme o tzv. Opportunity cost (finanční náklady ušlé příležitosti).

**Vztah pro určení čisté současné hodnoty:**

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad NPV \geq \max \quad [12]$$

NPV ... čistá současná hodnota

CF ... peněžní tok (= Cash Flow) v roce t

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace)

Při výpočtu jednotlivých CF obecně vycházím ze zjednodušeného vztahu za pomoci tzv. přímé metody, kde sčítám **příjmy a výdaje v každém roce**:

$$CF = \text{příjmy} - \text{výdaje} - \text{INVESTICE}_{(t=0)} \quad [13]$$

### **6.2.2. Vnitřní výnosové procento (IRR)**

Druhým oblíbeným investičním kritériem je tzv. **vnitřní výnosové procento** (z angl. „Internal Rate of Return“), které udává trvalý roční výnos investice. Vlastně se jedná o takovou úrokovou míru, při které je čistá současná hodnota rovna nule (NPV = 0).

**Vztah pro vnitřní výnosové procento:**

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0, \quad IRR \geq r \quad [14]$$

*pozn. Pokud je hodnota IRR větší, nebo rovna stanovené diskontní sazbě, je vhodné investici realizovat.*

CF ... peněžní tok (= Cash Flow) v roce t

IRR ... vnitřní výnosové procento

r ... nominální diskont (včetně započítané inflace)

Vnitřní výnosové procento bohužel není tak vhodným kritériem jako je čistá současná hodnota (NPV) vzhledem k tomu, že nám „ukazuje“ pouze relativní hodnotu, resp. určitou procentuální část. Navíc u výpočtů vnitřního výnosového procenta někdy není vůbec možné najít výslednou hodnotu řešení (za daných podmínek nemusí mít vůbec žádné řešení), nebo je naopak výsledných hodnot IRR daleko více. Proto se v této práci dále věnuji ekonomickým porovnáváním na základě NPV. Hodnota NPV při určené diskontní sazbě ukáže záporné či kladné hodnoty.

V následujících výpočtech pracuji s tzv. **nákladovým kritériem** – tj. součet všech peněžních toků, které vynaložím v průběhu investování celého projektu (jednotlivé CF zohledním v časové hodnotě peněz – diskontuji = DCF). Výsledné NPV bude zobrazovat vždy jen „kladnou“ hodnotu, neboť se nedá přesně ocenit možná výnosnost z provozování rozvodny, a proto při jednotlivých výpočtech peněžních toků počítám pouze s vynaloženými náklady. Navíc se jedná o dvě stejné varianty, které se liší pouze „časovým odložením“ části investic při totožné výši všech vstupních investic, proto bych při výpočtu celkových výnosů dostal prakticky stejné hodnoty, které by nemělo smysl vzájemně porovnávat.

V této podkapitole vycházím ze zdroje: *XIII. Cash Flow, doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.* (viz seznam použité literatury).

## Investice vynaložené při výstavbě transformovny 110/22 kV

VARIANTA A				2. a 3. rok		6. rok		18. rok
č.	1. Technologická část	cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]
1	transformátory 110/22 kV	19 500,0	1	19 500,0	1	19 500,0	0	0,0
2	transformátory 22/0,4 kV	650,0	1	650,0	1	650,0	0	0,0
3	rozvodna 110 kV	12 500,0	1	12 500,0	1	12 500,0	0	0,0
4	rozvodna 22 kV	17 200,0	1	17 200,0	1	17 200,0	0	0,0
5	ochrany 110 kV	6 500,0	1	6 500,0	1	6 500,0	1	6 500,0
6	ochrany 22 kV	4 200,0	1	4 200,0	1	4 200,0	1	4 200,0
7	zařízení vlastní spotřeby	3 900,0	1	3 900,0	0	0,0	0	0,0
8	přenosová zařízení	2 350,0	1	2 350,0	0	0,0	0	0,0
9	řídící systém/měření	8 700,0	1	8 700,0	0	0,0	1	8 700,0
<b>Celkem [tis. Kč] =</b>		<b>155 450,0</b>		<b>75 500,0</b>		<b>60 550,0</b>		<b>19 400,0</b>

VARIANTA B				2. a 3. rok		6. rok		18. rok
č.	1. Technologická část	cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]
1	transformátory 110/22 kV	19 500,0	2	39 000,0	0	0,0	0	0,0
2	transformátory 22/0,4 kV	650,0	2	1 300,0	0	0,0	0	0,0
3	rozvodna 110 kV	12 500,0	2	25 000,0	0	0,0	0	0,0
4	rozvodna 22 kV	17 200,0	2	34 400,0	0	0,0	0	0,0
5	ochrany 110 kV	6 500,0	2	13 000,0	0	0,0	1	6 500,0
6	ochrany 22 kV	4 200,0	2	8 400,0	0	0,0	1	4 200,0
7	zařízení vlastní spotřeby	3 900,0	1	3 900,0	0	0,0	0	0,0
8	přenosová zařízení	2 350,0	1	2 350,0	0	0,0	0	0,0
9	řídící systém/měření	8 700,0	1	8 700,0	0	0,0	1	8 700,0
<b>Celkem [tis. Kč] =</b>		<b>155 450,0</b>		<b>136 050,0</b>		<b>0,0</b>		<b>19 400,0</b>

Spol. část (A,B)				0. rok		1. rok		2. rok
č.	2. Stavební část	cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]
1	terénní úprava	8 400,0	1	8 400,0	0	0,0	0	0,0
2	uzemnění	850,0	0	0,0	0	0,0	1	850,0
3	přípojka voda/elektro	800,0	0	0,0	1	800,0	0	0,0
4	kanalizace	2 400,0	0	0,0	1	2 400,0	0	0,0
5	stanoviště transfor./TL	9 100,0	0	0,0	1	9 100,0	0	0,0
6	budova - BSP	28 600,0	0	0,0	1	28 600,0	0	0,0
7	rozvodna/vedení 110 kV	5 200,0	0	0,0	1	5 200,0	0	0,0
8	kompletní osvětlení	720,0	0	0,0	0	0,0	1	720,0
9	kompletní oplocení	1 980,0	0	0,0	0	0,0	1	1 980,0
10	systemy EZS/EPS	1 250,0	0	0,0	0	0,0	1	1 250,0
11	všech. komunikace	4 300,0	1	4 300,0	0	0,0	0	0,0
<b>Celkem [tis. Kč] =</b>		<b>63 600,0</b>		<b>12 700,0</b>		<b>46 100,0</b>		<b>4 800,0</b>

Spol. část (A,B)		0.-2. rok		
č.	3. Administrativa/koord.	Cena [tis. Kč]	ks [-]	inv. [tis. Kč]
1	projektová dokumentace	17 500,0	1	19 500,0
2	výkup pozemků	28 000,0	1	28 000,0
3	koordinace stavby	700,0	3	2 100,0
Celkem [tis. Kč] =		47 600,0		

Tab. č. 6.2.2. – Finanční rozpočet výstavby transformovny – viz příloha č. 8.

**Celkové investice pro výstavbu nové rozvodny 110/22 kV budou ve výši 266, 65 mil. Kč**

### 6.3. Určení potřebných parametrů pro výpočet NPV

Pomocí výpočtu diskontovaných peněžních toků (DCF) získáme cenné informace o rozložení budoucích investic tak, abychom eliminovali případná finanční rizika, jako je např. propásknutí jiné finanční příležitosti a ztracení možnosti investovat peníze lépe někam jinam.

Při hodnocení projektu je proto dále potřeba určit parametry jako je diskontní sazba, kterou se zhodnotí časová hodnota peněz.

Na základě informací o regulovaných výnosech distribučních společností a po poradě s doc. Ing. Vašíčkem, CSc. předpokládám garantovaný výnos 6 % jako hodnotu případné ušlé příležitosti (diskontu). Tento stanovený výnos odpovídá hodnotě WACC před zdaněním (ve stálých cenách – viz dále).

Následně je nutné stanovit tzv. očekávanou dobu životnosti projektu. V tomto případě se jedná o celkovou dobu bezúdržbového provozu rozvodny, která se skládá hned z několika technologických celků včetně budov. Pro určení této doby životnosti jsem vycházel z tzv. ekonomické životnosti, která je stanovena dle celkové doby odepisování jednotlivých zařízení (odepisované hodnoty jsou regulované Energetickým regulačním úřadem - ERÚ). Všechny části rozvodny: budovy jako takové patří do 5. až 6. odpisové skupiny, kde předpokládaná životnost bude 40 let, kabely patří do 4. odpisové skupiny se životností 30 let a transformátory 110 i 22 kV do 3. odpisové skupiny s plánovanou životností 30 let, zatímco řídicí technika včetně ochranných systémů 22 a 110 kV, je zahrnutá do 2. odpisové skupiny s plánovanou životností 15 let, což znamená, že v průběhu 30letého období bude potřeba provést plnohodnotnou obnovu těchto systémů.

Pro určení celkové životnosti projektu tedy vycházím z informací od společnosti PREDi, která dle dlouholeté praxe stanovuje maximální dobu spolehlivosti podobných rozvodn na dobu okolo 25 až 35 let (výjimky tvoří až 40 let staré rozvodny), proto jsem odhadl celkovou dobu očekávaného provozu rozvodny na  $T_z = 30$  let (včetně obnovy řídicího systému a ochran v předpokládané polovině životnosti rozvodny).

Dále je nutné započítat průběžné provozní náklady, které zobrazují přirozeně vyvolané stárnutí zařízení včetně jeho údržby. Po konzultaci s mým vedoucím práce Ing. Tomášem Kocourkem (ze společnosti PREDi) jsme došli k závěru, že pro tento projekt bude dostačující zhruba 0,5 % provozních nákladů vypočítaných z celkových investic na roční udržovací náklady spojené se stavební částí. V technologické části vzhledem k složitosti zařízení a větší provozní vytíženosti předpokládám ze začátku provozního období 1,5 % z vynaložených investic a v druhém období (20 - 30 let provozu) až 2,5 %, které by měly pokrýt zvýšené nároky na případné revize zařízení.

V tabulce č. 6.2.2. s přehledem celkových investic je specifická část označená jako „ostatní investice“, která je věnovaná jednorázovým dále nezařaditelným investicím, na které se nevztahují žádné provozní a jiné náklady v celém období projektu. Jedná se o jednorázové investice na vykoupení pozemků, koordinační správy stavby a ocenění samotného projektu (cca 7 - 10 % z výše celkové investice). Posledním parametrem, který je potřeba uvést při výpočtech celkových peněžních toků pro předpokládané investice a výdaje v jednotlivých letech, jsou tzv. elektrické ztráty způsobené přenosem silové elektrické energie na transformátorech (ve výpočtech zanedbávám ztráty na propojovacím vedení vzhledem k minimálnímu podílu vůči ztrátám celkovým).

Dle poskytnutých informací společnosti PREdi se pro rok 2015 předpokládá finanční krytí elektrických ztrát na zařízení distributora ve výši cca 1200 Kč/MWh. Pro určení budoucí ceny elektrické energie a nákladů pro její výrobu ve výpočtech předpokládám roční nárůst této ceny o  $i_z = 0,5 \%$ .

### 6.3.1. WACC

Při hodnocení větších investic, které jsou financované výlučně cizím kapitálem, je diskontní sazba rovna úrokové míře, zatímco v kombinovaném financování vlastního a cizího kapitálu se počítá s hodnotou stanovenou jako WACC (z angl.: „weights average capital costs“ v překladu: průměrné vážené náklady na kapitál).

Zjednodušeně řečeno WACC udává, kolik procent firma na daný projekt v průměru zaplatí za svůj kapitál těm, kteří jej na financování poskytli (investoři = věřitelé, banky apod.). Tento parametr vlastně stanovuje minimální požadovanou míru výnosnosti, kterou musí investující firma dosáhnout.

V této práci počítám s diskontem, tedy diskontní sazbou, která vyjadřuje minimální požadovanou míru návratnosti vloženého kapitálu a která zohledňuje různé faktory, jako je časové hledisko, inflace a různá investiční rizika = cena ušlé příležitosti (OPP. COST).

V předchozí podkapitole jsem rozhodl pro nominální diskont 6 % (včetně předpokládané inflace), který odpovídá diskontní sazbě přibližně rovné hodnotě WACC před zdaněním.

Výsledné hodnoty WACC u podobných projektů jsou určovány na základě předloženého návrhu investora (distributora) a posudku Energetického regulačního úřadu (ERÚ).

Výpočet této hodnoty závisí na několika vstupních parametrech, přičemž se hlavně vychází z nákladů na cizí kapitál, které musí ve výsledku reflektovat aktuální situaci na trhu. Jedná se o kombinaci cizího (D) a vlastního (E) kapitálu pro stanovení financování daného projektu.

#### Vztah pro výpočet hodnoty WACC:

$$WACC = r_E \cdot \frac{E}{D + E} + r_D \cdot (1 - t) \cdot \frac{D}{D + E} \quad [15]$$

WACC ... průměrné vážené náklady kapitálu

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

D ... tržní hodnota cizího kapitálu (= debt) [Kč]

$r_E$  ... náklady na vlastní kapitál (E) - po zdanění [-]

$r_D$  ... náklady na cizí kapitál (D) – po zdanění [-]

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

#### 6.4. Určení celkových elektrických ztrát v rozvodně

V plánované rozvodně budou osazeny celkem 4 transformátory. První 2 budou provozovány jako hlavní výkonové transformátory 110/22 kV se zdánlivým výkonem 40 MVA, zatímco zbývající dva transformátory 22/0,4 kV s výkonem 400 kVA poslouží jako napájecí zdroje pro provoz rozvodny (zajištění vlastní spotřeby).

S očekávaným rozvojem cílové oblasti v následujících 10 letech lze předpokládat postupný nárůst zatížení jednotlivých transformátorů. Z tohoto důvodu se ve variantě „A“ bere v úvahu zapojení pouze jednoho z těchto transformátorů pro první 3leté období s následným rozšířením o transformátor druhý. Při návrhu výstavby transformovny s ekonomickým zhodnocením je velmi důležité při výpočtech celkových nákladů rozvodny započítat také ztráty v transformované a přenášené elektrické energii.

V mém případě počítám především ztráty na výkonových transformátorech 110/22 kV, které se s postupným zatížením mění, zatímco ztráty v transformátorech 22/0,4 kV předpokládám dlouhodobě neměnné, neboť budou pod stejným zatížením (ztráty na vedení při výpočtech zanedbávám vzhledem ke krátkým vzdálenostem pouze v areálu rozvodny).

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

$$\Delta P_{0n} = \Delta P_0 + \Delta P_{kn} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \text{ [W]} \quad [16]$$

$\Delta P_{0n}$ ...celkové ztráty při jmenovitém zatížení [W]

$\Delta P_0$ ...celkové ztráty při jmenovitém zatížení [W]

$\Delta P_k$ ...ztráty nakrátko (transformátor se zkrat. sek. vinutím) [W]

S ... zdánlivý výkon transformátoru – jmenovité zatížení [VA]

$S_n$  ... zdánlivý jmenovitý výkon transformátoru [VA]

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

*pozn. Při měření ztrát v provozním stavu tzv. chodu naprázdno je transformátor napájen jmenovitým napětím bez zatížení výstupní strany. V druhém případě je transformátor provozován v tzv. chodu nakrátko, kdy zkratujeme sekundární vinutí při současném napájení primární strany sníženým napětím tak, aby transformátorem procházel odpovídající jmenovitý proud.*

Pro početní „simulování“ celkových ztrát dle budoucího (odhadnutého) zatížení jsem dosazoval rozdílné hodnoty zatížení nejprve pro provozovaný jeden transformátor a následně při dosažení výkonového maxima 40 MVA jsem přepočítal ztráty na oba transformátory.

##### Příklad výpočtu:

$$\Delta P_{0n} = 18,8 + 138,6 \cdot \left(\frac{25}{40}\right)^2 = 72,94 \text{ [kW]}$$

##### Tabulka vypočítaných ztrát transformátoru 110/22 kV při určitém zatížení:

Období zatížení	S [MVA]	$S_n$ [MVA]	$P_0$ [kW]	$P_k$ [kW]	$P_{\text{celk.}}$ [kW]
0-10 let	25,00	40,00	18,80	54,14	<b>73,00</b>
10-20 let	50,00	80,00	37,60	108,28	<b>146</b>
20-30 let	75,00	80,00	37,60	243,63	<b>281</b>

Tab. č. 6.4. – Tabulka ztrát transformátoru 110/22 kV – viz příloha č. 9.

Počítáno s dosazením štítkových hodnot pro daný transformátor 110/22 kV:

$$P_0 = 18,8 \text{ [kW]}, P_k = 138,6 \text{ [kW]}$$

*pozn. V těchto narištajících ztrátách se v praxi započítává (respektive odhaduje) i předpokládaný posun technologie výroby a omezování ztrátovosti (odhadovaný vývoj nových transformačních jednotek s potlačením celkových ztrát). Dle ERÚ se provozované transformátory po 25 letech jmenovitého zatěžování plně odepisují.*

#### Tabulka vypočítaných ztrát transformátoru 22/0,4 kV při určitém zatížení:

Období zatížení	S [kVA]	Sn [kVA]	P <sub>0</sub> [kW]	P <sub>k</sub> [kW]	P <sub>celk.</sub> [kW]
0-30 let	400,00	800,00	2,40	2,40	<b>4,80</b>

Tab. č. 6.4. – Tabulka ztrát transformátoru 22/0,4 kV – viz příloha č. 9.

Počítáno s dosazením štítkových hodnot pro daný transformátor 22/0,4 kV:

$$P_0 = 1,2 \text{ [kW]}, P_k = 4,8 \text{ [kW]}$$

### 6.5. Výpočet čisté současné hodnoty:

Při výpočtu čisté současné hodnoty (NPV) budu vycházet z celkového součtu jednotlivých diskontovaných peněžních toků během plánované celé doby životnosti projektu  $T_z = 30$  let.

**Pro následující výpočty efektivnosti tohoto projektu dále pracuji s upraveným vztahem pro jednotlivé varianty na základě výpočtů výdajů a celkového NPV:**

$$NPV_{výdaje} = \sum_{t=0}^T \frac{CF_{Vt}}{(1+r)^t} \quad [17]$$

Díky této úpravě mohu využít rozhodovací kritérium obráceně a **jako nejlepší investici budu považovat tu, při které bude výsledné NPV vycházet s nejnižší hodnotou.** Počítám tedy s upraveným vztahem pro jednotlivé CF tzv. „investiční nákladnosti“, kdy se pokouším o nalezení takové varianty možného řešení, abych alespoň časově minimalizoval vstupní potřebné investice a s tím spojené náklady (ušetřit finanční prostředky).

**Vztah pro výpočty jednotlivých CF jsem upravil následovně:**

$$CF = INVESTICE_{(t=0)} + výdaje \quad [18]$$

**Dále je třeba stanovit jednotlivé peněžní toky v každém roce provozního období dle konkrétního vztahu:**

$$CF_{Vt} = VI_t + N_{pt} + Z_{celk} \quad [19]$$

CF<sub>Vt</sub> ... cash flow v roce t [Kč]

VI<sub>t</sub> ... vstupní investice v roce t (dle varianty „A“ nebo „B“)

N<sub>pt</sub> ... všechny provozní výdaje v roce t

Z<sub>celk</sub> ... celkové výdaje zahrnující ztráty elektrické energie v transformátorech v roce t

### Výpočet celkových ztrát na transformátorech v rozvodně

$$Z_{tech.} = (P_{tech.} \cdot t_1 \cdot t_2) \quad [20]$$

$$Z_{tech.} = (P_{tech.} \cdot 24 \cdot 365)$$



$Z_{tech}$  ... celkové ztráty el. energie v daném transformátoru [MWh]

$P_{tech}$  ... vypočítané ztráty v transformátoru [MW]

$t_1$  ... počet hodin za jeden den (24 h)

$t_2$  ... celkový počet dnů za jeden rok (365 dnů)

### Celkové ztráty na transformátorech 110 a 22 kV

$$Z_{celk.tech.} = Z_{tech_{110kV}} + Z_{tech_{22kV}} \quad [21]$$

$Z_{celk.tech.}$  ... celkové ztráty na provozovaných transformátorech [MWh]

$Z_{tech_{110kV}}$  ... ztráty na transformátorech 110 kV [MWh]

$Z_{tech_{22kV}}$  ... ztráty na transformátorech 22 kV [MWh]

### Ocenění elektrických ztrát

$$Z_{celk} = Z_{celk.tech.} \cdot OZ \quad [22]$$

$Z_{celk}$  ... celkové ztráty el. energie [Kč]

$Z_{celk.tech.}$  ... celkové ztráty el. energie [MWh]

OZ ... oceněné ztráty při přenosu elektrické energie [Kč/MWh]

## 6.6. Výsledky výpočtu čisté současné hodnoty

### Stanovené parametry pro výpočet peněžních toků (NPV):

- Očekávaná doba životnosti projektu **T = 30 let**
- Stanovený nominální diskont **r = 6 %** (včetně inflace)
- **Provozní náklady:** Varianta A/B
  - stavba  $N_{pS} = 0,5 \%$
  - technologie  $N_{pT} = 1,5 \%$
- Provozní náklady
  - Transformátory 110/22 kV**
    - 0 - 10 let –  $N_{pTR10} = 0,5 \%$
    - 10 - 20 let –  $N_{pTR20} = 1,5 \%$
    - 20 - 30 let –  $N_{pTR30} = 2,5 \%$
  - Transformátory 22/0,4 kV**
    - 0-30 let –  $N_{pTR22kV} = 1 \%$
- Ztráty transformátorů 2 x 110/22kV, 40 MVA
  - zatížení 0-10 let –  $P_{TR10} = 73 \text{ kW}$
  - zatížení 10-20 let –  $P_{TR20} = 146 \text{ kW}$
  - zatížení 20-30 let –  $P_{TR30} = 281 \text{ kW}$
- Ztráty transformátorů 22/0,4 kV, 630 kVA
  - zatížení 0-30 let -  $P_{TR22kV} = 4,8 \text{ kW}$
- Ocenění ztrát el. energie v distribuční síti:  $Z_{el.} = 1200 \text{ Kč/MWh}$ 
  - Inflace (časové ocenění ztrát) **i = 0,5 %**
- Roční procentní zatížení transformátoru – **N.r = 2 %**

### 6.6.1. Varianta A – realizace TR 110/22 kV (plný provoz - 6. rok)

V první variantě bude možné zprovoznit rozvodnu již po 3. roce s odložením části investic. V následujících třech letech se rozvodna dovybaví o zbývající část technologie, která se uvede do provozu v 6. roce.

*pozn. Ukázka výsledných hodnot do 6. roku (kompletní tabulka pro celých 30 let je v příloze č. 8).*

<b>1. technologická část</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
1.1. transformátory 110/22kV	0,0	0,0	0,0	19 500,0	0	0	19 500,0
1.2. transformátory 22/0,4kV	0,0	0,0	0,0	650,0	0	0	650,0
1.3. rozvodna 110kV	0,0	0,0	12 500,0	0	0	0	12 500,0
1.4. rozvodna 22kV	0,0	0,0	17 200,0	0	0	0	17 200,0
1.5. ochrany 110kV	0,0	0,0	6 500,0	0	0	0	6 500,0
1.6. ochrany 22kV	0,0	0,0	4 200,0	0	0	0	4 200,0
1.7. zařízení vlastní spotřeby	0,0	0,0	3 900,0	0	0	0	0,0
1.8. přenosová zařízení	0,0	0,0	0,0	2 350,0	0	0	0,0
1.9. řídicí systém/měření	0,0	0,0	0,0	8 700,0	0	0	0,0
<b>celkem [tis. Kč] =</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>44 300,0</b>	<b>31 200,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>60 550,0</b>
<b>2. stavební část</b>							
2.1. terénní úprava	8 400,0	0,0	0,0	0	0	0	0
2.2. uzemnění	0,0	0,0	850,0	0	0	0	0
2.3. přípojka voda/elektro	0,0	800,0	0,0	0	0	0	0
2.4. kanalizace voda/splašky	0,0	2 400,0	0,0	0	0	0	0
2.5. stanoviště traf./TL	0,0	9 100,0	0,0	0	0	0	0
2.6. budova - BSP	0,0	28 600,0	0,0	0	0	0	0
2.7. rozvodna/vedení 110kv	0,0	5 200,0	0,0	0	0	0	0
2.8. kompletní osvětlení	0,0	0,0	720,0	0	0	0	0
2.9. kompletní oplocení	0,0	0,0	1 980,0	0	0	0	0
2.10. EZS/EPS	0,0	0,0	1 250,0	0	0	0	0
2.11. všech. komunikace	4 300,0	0,0	0,0	0	0	0	0
<b>celkem [tis. Kč] =</b>	<b>12 700,0</b>	<b>46 100,0</b>	<b>4 800,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>3. Administrativa + koordinace</b>							
3.1. projektová dokumentace	17 500,0	0	0	0	0	0	0
3.2. výkup pozemků	28 000,0	0	0	0	0	0	0
3.3. koordinace stavby	2 100,0	0	0	0	0	0	0
<b>celkově [tis. Kč] =</b>	<b>47 600,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>inv. celkem v roce t [tis. Kč]</b>	<b>60 300,0</b>	<b>46 100,0</b>	<b>49 100,0</b>	<b>31 200,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>60 550,0</b>
prov. výdaje 1.TR 110/22kV	0,0	0,0	0,0	97,5	98,0	98,5	99,0
prov. výdaje 2.TR 110/22kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	97,5
prov. výdaje 2xTR22/0,4kV	0,0	0,0	0,0	6,5	6,6	6,6	13,2
prov. výdaje techn. [tis. Kč]	0,0	0,0	664,5	830,3	842,7	855,3	1 461,3
prov. výdaje stavba [tis. Kč]	63,5	294,0	318,0	319,6	321,2	322,8	324,4
<b>celk. provozní výdaje [tis. Kč]</b>	<b>63,5</b>	<b>294,0</b>	<b>982,5</b>	<b>1 253,8</b>	<b>1 268,4</b>	<b>1 283,2</b>	<b>1 995,4</b>
ztráty TR 110/22kV [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,6	0,7	0,7	1,3
ztráty TR 22/0,4kV [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>krytí el. ztrát 1200Kč/MWh</b>	<b>1 200,0</b>	<b>1 206,0</b>	<b>1 212,0</b>	<b>1 218,1</b>	<b>1 224,2</b>	<b>1 230,3</b>	<b>1 236,5</b>
<b>celk. výdaje - el. ztráty [tis. Kč]</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>830,2</b>	<b>851,0</b>	<b>872,4</b>	<b>1 717,0</b>
<b>CF - cash flow [tis Kč]</b>	<b>60 363,5</b>	<b>46 394,0</b>	<b>50 082,5</b>	<b>33 284,0</b>	<b>2 119,4</b>	<b>2 155,6</b>	<b>64 262,4</b>
<b>DCF - disk. Cash Flow [tis Kč]</b>	<b>60 363,5</b>	<b>43 767,9</b>	<b>44 573,2</b>	<b>27 945,9</b>	<b>1 678,8</b>	<b>1 610,8</b>	<b>45 302,5</b>
<b>NPV [tis Kč]</b>	<b>295 814,5</b>						

Tab. č. 6.6.1. – Tabulka výpočtu NPV pro variantu (a) – viz příloha č. 8.

## 6.6.2. Varianta B – realizace TR 110/22 kV (plný provoz – 3. rok)

V druhé variantě se výstavba rozvodny rozloží do období prvních 2 - 3 let. Díky tomu se celkový instalovaný výkon získá dříve, ale zároveň se využije plná výše vstupních investic.

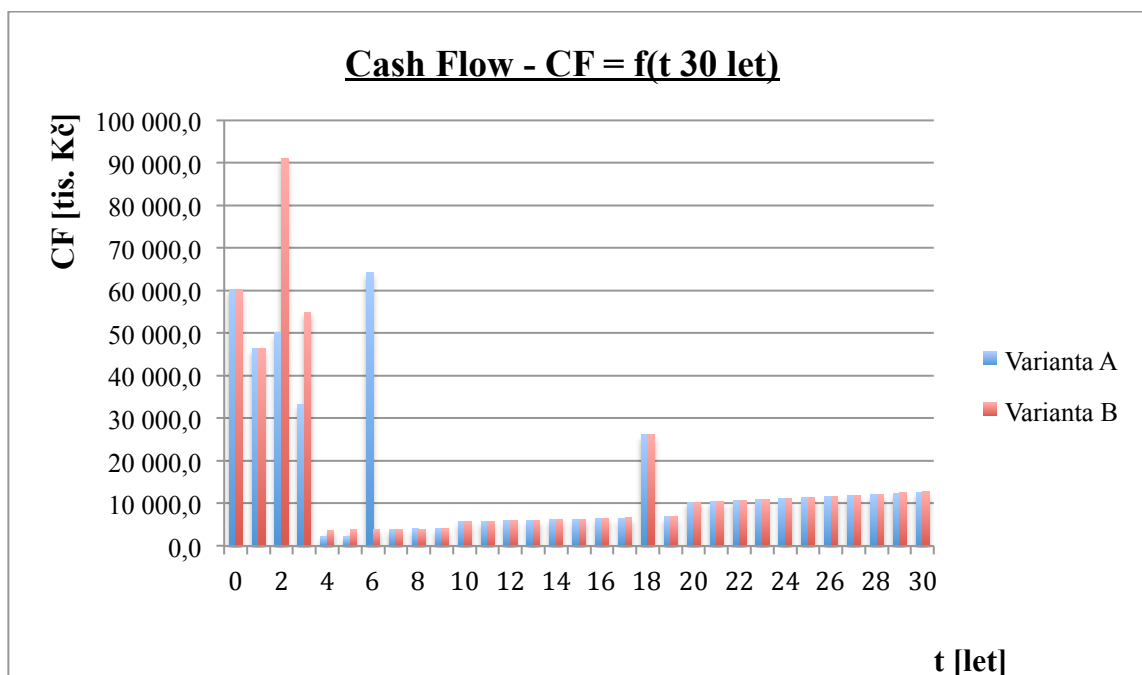
*pozn. Ukázka výsledných hodnot do 6. roku (kompletní tabulka pro celých 30 let je v příloze č. 8).*

1. technologická část	0	1	2	3	4	5	6
1.1. transformátory 110/22kV	0,0	0,0	0,0	39 000,0	0	0	0
1.2. transformátory 22/0,4kV	0,0	0,0	0,0	1 300,0	0	0	0
1.3. rozvodna 110kV	0,0	0,0	25 000,0	0,0	0	0	0
1.4. rozvodna 22kV	0,0	0,0	34 400,0	0,0	0	0	0
1.5. ochrany 110kV	0,0	0,0	13 000,0	0,0	0	0	0
1.6. ochrany 22kV	0,0	0,0	8 400,0	0,0	0	0	0
1.7. zařízení vlastní spotřeby	0,0	0,0	3 900,0	0,0	0	0	0
1.8. přenosová zařízení	0,0	0,0	0,0	2 350,0	0	0	0
1.9. řídicí systém/měření	0,0	0,0	0,0	8 700,0	0	0	0
<b>celkem [tis. Kč] =</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>84 700,0</b>	<b>51 350,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>2. stavební část</b>							
2.1. terénní úprava	8 400,0	0,0	0,0	0	0	0	0
2.2. uzemnění	0,0	0,0	850,0	0	0	0	0
2.3. přípojka voda/elektro	0,0	800,0	0,0	0	0	0	0
2.4. kanalizace voda/splašky	0,0	2 400,0	0,0	0	0	0	0
2.5. stanoviště traf./TL	0,0	9 100,0	0,0	0	0	0	0
2.6. budova - BSP	0,0	28 600,0	0,0	0	0	0	0
2.7. rozvodna/vedení 110kv	0,0	5 200,0	0,0	0	0	0	0
2.8. kompletní osvětlení	0,0	0,0	720,0	0	0	0	0
2.9. kompletní oplocení	0,0	0,0	1 980,0	0	0	0	0
2.10. EZS/EPS	0,0	0,0	1 250,0	0	0	0	0
2.11. všech. komunikace	4 300,0	0,0	0,0	0	0	0	0
<b>celkem [tis. Kč] =</b>	<b>12 700,0</b>	<b>46 100,0</b>	<b>4 800,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>3. Administrativa + koordinace</b>							
3.1. projektová dokumentace	17 500,0	0	0	0	0	0	0
3.2. výkup pozemků	28 000,0	0	0	0	0	0	0
3.3. koordinace stavby	2 100,0	0	0	0	0	0	0
<b>celkem [tis. Kč] =</b>	<b>47 600,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>inv. celkem v roce t [tis. Kč]</b>	<b>60 300,0</b>	<b>46 100,0</b>	<b>89 500,0</b>	<b>51 350,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
prov. výdaje 1.TR 110/22kV	0,0	0,0	0,0	97,5	98,0	98,5	99,0
prov. výdaje 2.TR 110/22kV	0,0	0,0	0,0	97,5	98,0	98,5	99,0
prov. výdaje 2xTR22/0,4kV	0,0	0,0	0,0	13,0	13,1	13,3	13,4
prov. výdaje techn. [tis. Kč]	0,0	0,0	1 270,5	1 436,3	1 457,8	1 479,7	1 501,9
prov. výdaje stavba [tis. Kč]	63,5	294,0	318,0	319,6	321,2	322,8	324,4
<b>celk. provozní výdaje [tis. Kč]</b>	<b>63,5</b>	<b>294,0</b>	<b>1 588,5</b>	<b>1 963,8</b>	<b>1 988,1</b>	<b>2 012,7</b>	<b>2 037,6</b>
ztráty TR 110/22kV [MWh]	0,0	0,0	0,0	1,3	1,3	1,3	1,4
ztráty TR 22/0,4kV [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>krytí el. ztrát 1200Kč/MWh</b>	<b>1 200,0</b>	<b>1 206,0</b>	<b>1 212,0</b>	<b>1 218,1</b>	<b>1 224,2</b>	<b>1 230,3</b>	<b>1 236,5</b>
<b>celk. výdaje - el. ztráty [tis. Kč]</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1 660,3</b>	<b>1 702,0</b>	<b>1 744,7</b>	<b>1 788,5</b>
<b>CF - cash flow [tis Kč]</b>	<b>60 363,5</b>	<b>46 394,0</b>	<b>91 088,5</b>	<b>54 974,2</b>	<b>3 690,1</b>	<b>3 757,4</b>	<b>3 826,1</b>
<b>DCF - disk. Cash Flow [tis Kč]</b>	<b>60 363,5</b>	<b>43 767,9</b>	<b>81 068,4</b>	<b>46 157,4</b>	<b>2 922,9</b>	<b>2 807,7</b>	<b>2 697,3</b>
<b>NPV [tis Kč]</b>	<b>310 421,1</b>						

Tab. č. 6.6.2. – Tabulka výpočtu NPV pro variantu (b) – viz příloha č. 8.

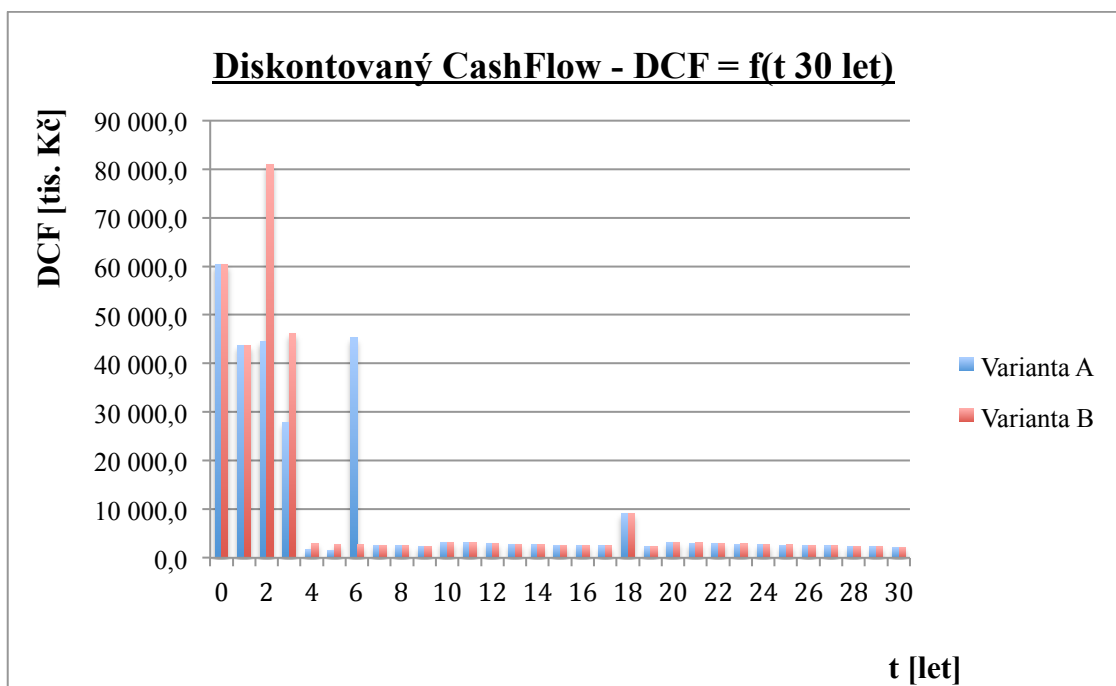
### 6.6.3. Grafické znázornění CF a DCF v období 30 let

#### I. Vynesené závislosti jednotlivých peněžních toků (CF) na provozní životnosti rozvodny po dobu 30 let



Grafické znázornění závislosti č. 6.6.3.(CF)

#### II. Vynesené závislosti jednotlivých diskontovaných peněžních toků (DCF) na provozní životnosti rozvodny po dobu 30 let



Grafické znázornění závislosti č. 6.6.3.(DCF)

## 6.7. Časové porovnání variant realizace rozvodny

V této práci z ekonomického hlediska hodnotím dvě možné varianty realizace rozvodny. Celý projekt je stanoven na očekávanou dobu provozu po dobu 30 let, přitom obě ekonomické varianty pro zprovoznění rozvodny jsou naplánované na začátku stejného časového období, tedy na začátek roku 2021.

Možným problémem je, že ve variantě a) dochází ke strategickému posunutí části investic pro využitou technologii až o 3 roky, kvůli tomu zároveň dochází k posunutí časového období přepokládané doby životnosti právě odsunuté části zmiňované technologie. Kvůli tomu „uměle naroste“ celková doba ekonomické životnosti projektu ( $T_z$ ) u varianty a) z původních 30 let na dobu 33 let. Z hlediska následného ekonomického porovnávání efektivnosti investic se jedná o problém, neboť nelze mezi sebou porovnávat varianty, které se vzájemně odlišují dobou životnosti projektu (jednálo by se o znevýhodnění jedné z variant), proto je potřeba provést opatření pro potlačení výpočtových odchylek způsobených právě tímto časovým rozdílem.

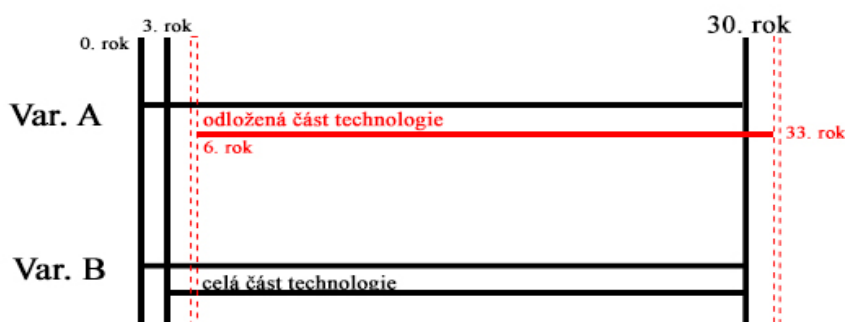
S volbou doby porovnání jednotlivých variant vycházím z modelu, který zahrnuje dva projekty, které se sice rozdílně uvádějí do provozu, ale mají stejnou dobu ukončení. Při výpočtu budu vycházet z tzv. **ročního ekvivalentního toku hotovosti**, za předpokladu cyklického opakování ekonomických důsledků u obou variant (např. náklady, vstupní investice). Je to z důvodu zachování identity a dodržení stejné diskontní sazby pro následně možné vzájemné porovnání.

### 6.7.1. Roční ekvivalentní peněžní prostředky

Prostým sečtením všech peněžních prostředků (cash flow) v čase  $t$  (daném roce), získám výsledné NPV, které následně podělím tzv. **anuitním**<sup>23</sup> faktorem. Tímto se získá informace o rovnoměrném rozložení všech peněžních toků do jednotlivých let po celou dobu životnosti sledovaného projektu.

Tuto metodu lze použít, pokud splníme kritérium, že porovnávané varianty se shodují se stejným rokem počáteční investice, což splňuje i projekt výstavby nové rozvodny.

#### Grafické znázornění časového rozložení jednotlivých variant:



Grafické znázornění závislosti č. 6.7.1.

Dle vztahu pro průměrný ekvivalentní tok hotovosti:

$$CF_{r\phi} = a_{Tz} \cdot \sum DCF_{Tz} \quad [23]$$

<sup>23</sup> Anuita je stálá platba, tedy finanční hrazení v pravidelných časových intervalech.

$CF_{r\phi}$  ... průměrný ekvivalentní tok hotovosti [Kč]

$\alpha_{T\dot{z}}$  ... poměrná annuita za období  $T\dot{z}$  (30 let)

$DCF_{T\dot{z}}$  ... celkový součet (diskontovaných) peněžních toků (NPV) v období  $T\dot{z}$

### Vztah pro určení poměrné annuity:

$$a = \frac{(1+r)^{T\dot{z}} \cdot r}{(1+r)^{T\dot{z}} - 1} \quad [24]$$

a ... poměrná annuita [-]

r ... nominální diskont [-]

$T\dot{z}$  ... doba životnosti projektu (doba porovnání 30 let)

### Výpočet poměrné annuity:

$$a = \frac{(1+0,06)^{30} \cdot 0,06}{(1+0,06)^{30} - 1} = \mathbf{0,072}$$

### Varianta A) – odložená část technologie (o 3 roky)

$$CF_{r\phi A} = a_{T\dot{z}} \cdot \sum DCF_{30/A1.} + \left( a_{T\dot{z}} \cdot \sum DCF_{30/A2.} \right) \cdot \mathbf{(1+r)^{-t}} \quad [25]$$

$\sum DCF_{30/A1.} = \mathbf{222,93}$  [mil. Kč] – Celkový součet peněžních toků pro realizaci rozvodny se započítáním poloviční části vynaložených investic na technologii po dobu  $T\dot{z} = 30$  let.

$\sum DCF_{30/A2.} = \mathbf{72,87}$  [mil. Kč] – Celkový součet peněžních toků pouze zbývající části technologie po dobu  $T\dot{z} = 30$  let.

$$CF_{r\phi A} = 0,07 \cdot 222,93 + (0,072 \cdot 72,87) \cdot \mathbf{(1,06)^{-3}}$$
$$CF_{r\phi A} = \mathbf{20,64}$$
 [mil. Kč]

Posunutí způsobené odložením části technologie bude tzv. „časově posunuto zpět“, tzn. „**od diskontováno**“ tak, abych respektoval časovou hodnotu finančních prostředků (ušlé příležitosti) a mohl jsem tak projekty zhodnotit identickým způsobem.

### Varianta B)

$$CF_{r\phi} = a_{T\dot{z}} \cdot \sum DCF_{30B} \quad [26]$$

$\sum DCF_{30B} = \mathbf{310,42}$  [mil. Kč] – Celkový součet peněžních toků pro realizaci celé rozvodny (včetně kompletní technologie) po dobu  $T\dot{z} = 30$  let.

$$CF_{r\phi B} = 0,07 \cdot 310,42$$
$$CF_{r\phi B} = \mathbf{22,55}$$
 [mil. Kč]

## Rozdíl peněžních toků

$$\Delta CF_{r\phi} = CF_{r\phi B} - CF_{r\phi A} \quad [27]$$

$CF_{r\phi}$  ... průměrný ekvivalentní tok hotovosti [Kč]

$CF_{r\phi B}$  ... průměrný ekvivalentní tok hotovosti pro variantu „B“ [Kč]

$CF_{r\phi A}$  ... průměrný ekvivalentní tok hotovosti pro variantu „A“ [Kč]

$$\Delta CF_{r\phi} = 22,55 - 20,64$$

$$\Delta CF_{r\phi} = \mathbf{1,91 \text{ [mil. Kč]}}$$

Vzhledem k tomu, že v této práci počítám celkové peněžní toky a výsledná NPV pouze na základě celkových výdajů a vstupních investic, hledám pokud možno nejmenší výsledné hodnoty.

[viz příloha č.8 – Výpočet NPV + roční ekvivalentní peněžní toky.]

**Dle vypočítaného rozdílu celkových peněžních toků mi vychází, že v případě zrealizované varianty „A“ lze ušetřit vůči variantě „B“ až 1,9 mil. Kč finančních prostředků ročně.**

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

## 6.8. Provedení citlivostní analýzy

Dále jsem provedl tzv. citlivostní analýzu, kdy jsem ve vztahu pro výpočet čisté současné hodnoty pro jednotlivé varianty měnil rozmezí zadaného diskontu (6 %). Díky tomu jsem mohl pozorovat změny hodnot diskontovaných peněžních toků a tím i celkových výsledných hodnot NPV pro jednotlivé varianty.

*pozn. Pouze ukázka výsledných hodnot (kompletní tabulka pro celý rozsah diskontu je v příloze č. 8).*

### Ukázka vstupních dat

Diskont r [%] =	6				
Rozmezí diskontu [%]	... 5,4	5,7	6	6,3	6,6 ...
NPV. A [tis. Kč]	306 449,7	301 002,4	295 814,5	290 869,7	286 153,0
NPV. B [tis. Kč]	320 390,7	315 281,1	310 421,1	305 794,6	301 386,7
delta NPV [tis Kč]	13 941,0	14 278,7	14 606,6	14 924,9	15 233,7

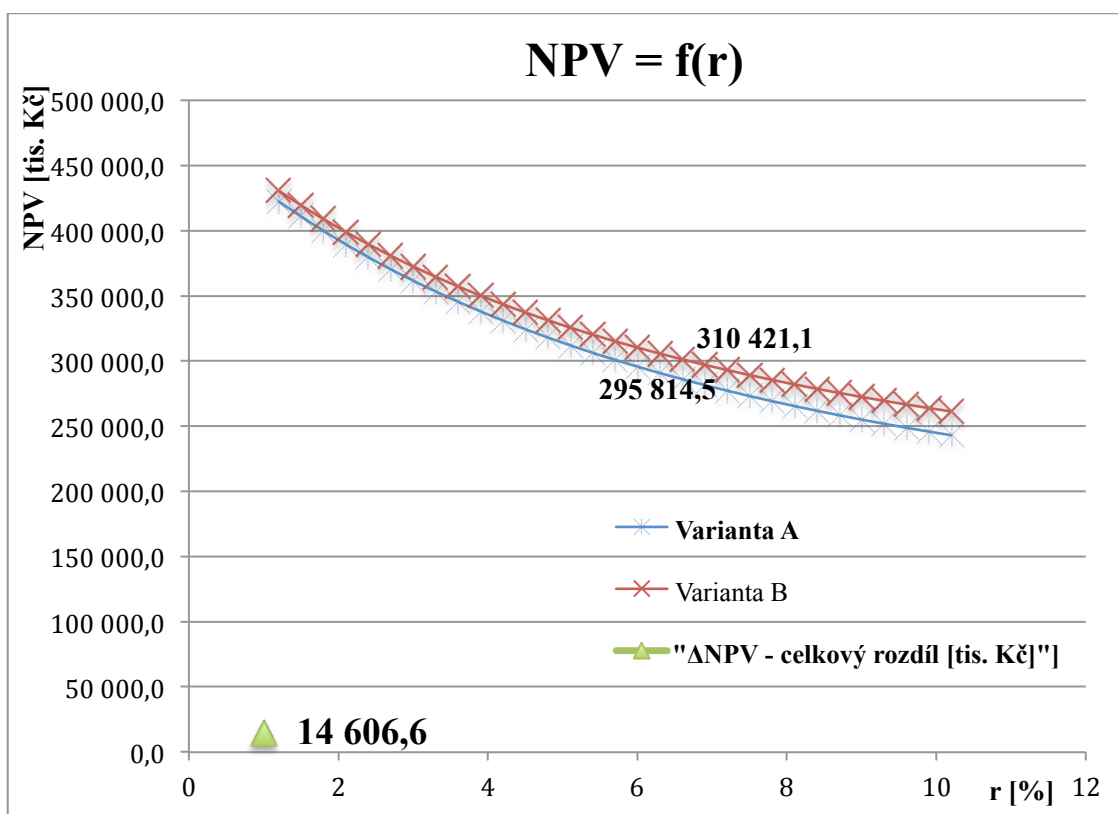
*Tab. č. 6.7. – Vstupní data pro výpočet různých NPV – viz příloha č. 8.*

Na základě těchto výpočtů jsem vynesl závislost čisté současné hodnoty na diskontu ( $NPV = f(r)$ ), kde lze pozorovat růst i pokles hodnot čisté současné hodnoty pro jednotlivé varianty v závislosti na vstupním diskontu.

Vzhledem ke stejným parametrům realizace rozvodny u obou variant s rozdílem v pouhém rozložení investic v horizontu 6 let nemůže až na menší odchylky křivky (způsobené rozdíly v provozních nákladech a ztrátách na jednotlivých transformátorech) dojít ani teoreticky k vzájemnému protnutí, které by ukázalo, že jedná z variant je v určitém období výhodnější. Tímto dokazují vzájemnou nezávislost možných variant.

### 6.8.1. Grafické znázornění NPV v období 30 let

III. Vynesení závislosti čisté současné hodnoty variant v závislosti na diskontu s uvažovaným horizontem 30 let.



Grafické znázornění závislosti č. 6.8.1.



## **7. Závěr**

### **7.1. Zhodnocení technické proveditelnosti**

V první části této práce jsem se z technického hlediska zabýval dvěma možnými variantami pro vyřešení problému se zvyšujícím se zatížením stávající distribuční sítě v městských částech Kunratice, Praha – Libuš s důrazem na oblast Písnice. Snažil jsem se najít nejvhodnější řešení pro posílení stávající distribuční sítě.

V úvahu přicházela první varianta týkající se posílení sítě za pomoci rozšíření stávajícího převážně kabelového vedení 22 kV s možností vybudování nových rozpínacích stanic s koncovými distribučními nebo velkoodběratelskými trafostanicemi. Po dostatečné výkonové analýze prostředí jsem zjistil, že v plánované oblasti kolem městské části Písnice budou v nejbližších letech připojovány převážně velkoodběratelé. Největší z nich bude DPP s plánovaným připojením nové linky metra D o rezervovaném příkonu 14 MW nedaleko vzdálené plánované stanice Písnice.

Vzhledem k těmto informacím a samotným požadavkům na připojení nové trasy linky metra D ze stabilnější a místně dostupnější hladiny 110 kV a z důvodu náročné technické realizace při pokládání nových kabelů 22 kV z okolních distribučních stanic jsem musel první variantu zcela zamítnout. Navíc jsem provedl výkonovou analýzu oblasti, kde jsem zjistil, že předpokládané zatížení cílového území bude kolem roku 2025 dosahovat hraničních hodnot, proto bude potřeba v blízké době dostatečně obnovit stávající síť.

Druhou část své práce jsem proto věnoval výhradně výstavbě nové rozvodny 110/22 kV Písnice, která je územně naplánovaná na pomezí městských částí Praha - Libuš a Praha - Písnice v průmyslové oblasti nedaleko objektu Sapa. V blízkosti cílových pozemků pro výstavbu této rozvodny je k dispozici stávající čtyřnásobné venkovní vedení 110 kV, které propojuje rozvodnu TR Chodov a TR Řeporyje. Díky tomu lze poměrně jednoduše připojit rozvodnu a zároveň tak splnit hlavní požadavek DPP ohledně připojení metra D z této napěťové hladiny. Při realizaci této varianty by se navíc strategicky vytvořilo nové napájecí místo pro napájení celé uvažované oblasti, neboť nejbližší rozvodny 110/22 kV TR Chodov a TR Lhotka jsou dostupné až ve vzdálenosti 4 - 5 km od požadovaného území.

V předposlední části této práce jsem se soustředil na výstavbu rozvodny s rozdělením celé realizace na stavební a technologickou část. Ve stavební části jsem obecně popsal nejdůležitější náležitosti, které se před samotnou výstavbou a bezprostředně během ní musí vyřešit. Nakonec jsem se zaměřil na technologické části rozvodny, kde jsem popisoval jednotlivá zařízení včetně popsání specifických záležitostí, jako je uložení propojovacího vedení, provozování ochran, záložního pole a využívání tzv. vlastní spotřeby.

### **7.2. Ekonomické zhodnocení, doporučení pro investora**

V poslední kapitole této práce jsem se zabýval ekonomickou stránkou projektu. Pokusil jsem se vymyslet strategické rozložení všech vstupních investic včetně provozních nákladů a nalézt ideální dobu pro vybudování této rozvodny.

Na základě toho jsem z ekonomického hlediska stanovil dvě možné varianty realizace, při kterých by se rozvodna mohla za stejných podmínek plnohodnotně provozovat. Díky jedné z variant by se dala ušetřit část finančních prostředků v případě částečného oddálení vstupních investic.

V první variantě možného řešení jsem rozložil vstupní investice do prvních třech let, přitom by došlo k osazení pouze určité části technologie (první poloviny) s následnou možností plnohodnotného provozu rozvodny se sníženým výkonem. Dle očekávaného zatížení oblasti v průběhu dalších 3 let by se naplánovalo osazení druhé části rozvodny, čímž by se využila zbývající druhá část odložených investic včetně získání plného potenciálu rozvodny.

V druhé variantě předpokládám kompletní realizaci rozvodny v prvních třech letech výstavby. Došlo by k využití plánované výše investic v plném rozsahu včetně získání celého instalovaného výkonu. Na druhou stranu by se ztratila možnost časového ušetření finančních prostředků v podobě oddálené investice, kterou řeší první varianta.

Při ekonomickém porovnávání obou variant jsem u varianty „A“ narazil na problém v podobě časového posunutí délky ekonomické životnosti projektu o 3 roky (celkově na 33 let). Abych tyto varianty mohl následně vzájemně porovnat, musel jsem je srovnat do stejného časového období. To jsem provedl za pomoci přepočítání jednotlivých výsledných hodnot NPV u obou variant s využitím tzv. poměrné anuity a následného dopočítání tzv. roční ekvivalentních peněžních toků. Získal jsem tak dvě výsledné hodnoty celkových peněžních toků pro obě varianty, které vychází z totožné délky předpokládané ekonomické životnosti 30 let. Po vypočtení rozdílu těchto hodnot lze konstatovat, že díky odložené části investic v první variantě „A“ a tím i minimalizaci spojených provozních nákladů lze ročně ušetřit až 1,9 mil. Kč po dobu plánovaných 30 let.

Kompletní výstavba nové rozvodny 110/22 kV je pro obě varianty zatížena totožnou investicí v celkové výši 266,6 mil. Kč. Přitom z ekonomického hlediska se ve variantě „A“ v prvním tříletém období využije pouze část těchto investic, konkrétně 206,1 mil. Kč, což je o celých 60,5 mil. Kč méně. To je způsobené rozložením vstupních investic do dvou tříletých období, kdy v obou variantách dojde ke stejnému investování do stavební části s rozdílem, že se ve variantě „A“ bude v prvních třech letech rozvodna provozovat s polovičním výkonem. Po tomto období se využije odložených 60,5 mil. Kč na potřebné technologické dovybavení druhé části rozvodny (tím zároveň dojde k celkovému navýšení instalovaného výkonu). V druhé variantě předpokládám využití investic v plné výši již ve 3. roce realizace rozvodny.

Při výpočtech čisté současné hodnoty pro obě varianty mi NPV pro variantu „A“ vyšlo na částku 295,8 mil. Kč, zatímco pro variantu „B“ na 310,4 mil. Kč. Rozdíl těchto dvou hodnot NPV je 14,6 mil. Kč, což je způsobené oddálením zmíněné části vstupních investic pro technologii ve výši 60,5 mil. Kč. Tím zároveň dojde k částečné minimalizaci nákladů spojených právě s touto odloženou technologií.

Na základě těchto výpočtů bych případnému investorovi doporučil první variantu možného řešení. Rozhodl jsem se tak převážně na základě ekonomického hlediska, neboť odsunutím části investic v prvních třech letech lze oproti druhé variantě ušetřit a snížit celkovou výši ročních nákladů. Zároveň by se tímto řešením prodloužila ekonomická životnost první varianty o 3 roky a zařízení by mohlo být provozováno delší dobu.

Na druhou stranu z technického pohledu by byla výhodnější varianta „B“, ale pouze tehdy, pokud by bylo nutné počítat s plným výkonem rozvodny již na začátku plánovaného 6letého období. Vzhledem k provedené výkonové analýze se očekává postupné zatěžování oblasti, a proto není nutné využívat celý instalovaný výkon rozvodny hned od začátku plánovaného období provozu. Na základě těchto důvodů jsem se jednoznačně rozhodl pro variantu „A“.

## 8. 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 proveditelnosti, Praha 4 – TR 110 kV Písnice, EGEM s.r.o.** (interní materiál z roku 2014, zadavatel PREdistribuce, a.s.).
- IV. **Informace o distribuční síti na území hl. m. Prahy** [online], dostupné: 5. 11. 2014 na adrese: <http://www.predistribuce.cz/distribuce/distribucni-sit.html>
- V. **Podnikové normy PREdistribuce, a.s.**, [online], dostupné: 26. 2. 2015 na adrese: <http://www.predistribuce.cz/distribuce/distribucni-sit/dodavatele-technologie/podnikove-normy.html>
- VI. **Provoz distribučních soustav, Ing. Ivan Cimbolínek**, [online], dostupné: 17. 1. 2015 na adrese: [http://www.powerwiki.cz/attach/PES/1-Provoz\\_DS.pdf](http://www.powerwiki.cz/attach/PES/1-Provoz_DS.pdf)
- VII. **Elektrizační soustava, Ing. Jan Švec Ph.D.**, [online], dostupné: 18. 12. 2014 na adrese: [https://www.powerwiki.cz/attach/PEL/1-PEL\\_ES-2014.pdf](https://www.powerwiki.cz/attach/PEL/1-PEL_ES-2014.pdf)
- VIII. **Způsoby chlazení výkonových transformátorů, Ing. Pavel Mužík**, [online], dostupné: 9. 3. 2015 na adrese: <http://www.trasfor.sk/docs/oznaceni-zpusobu-chlazení.pdf>
- IX. **Koncepce nového metra D – Dopravní podnik, a.s. hl. m. Prahy**, [online], dostupné: 12. 11. 2014 na adrese: <http://www.novemetro.cz/koncepce-reseni-dur-2011>
- X. **Prezentace „metro D“, Dopravní podnik, a.s.**, [online], dostupné: 26. 11. 2014 na adrese: [http://www.novemetro.cz/public/data/ppt/1\\_Metro\\_D\\_MP\\_Trasa.pdf](http://www.novemetro.cz/public/data/ppt/1_Metro_D_MP_Trasa.pdf)
- XI. **Energetická bilance, Ing. Radek Procházka, Ph.D.** [online], dostupné: 16. 11. 2014 na adrese: [https://www.powerwiki.cz/attach/Peg10/2010-10-11\\_Pr04.pdf](https://www.powerwiki.cz/attach/Peg10/2010-10-11_Pr04.pdf)
- XII. **Ekonomická efektivnost investic, Mgr. Tomáš Chadim** [online], dostupné: 24. 2. 2015 na adrese: <http://www.tzb-info.cz/2786-vypoctova-pomucka-ekonomicka-efektivnost-investic-ii>
- XIII. **Cash Flow, doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.** [online], dostupné 10. 3. 2015 na adrese: [https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi06\\_cash\\_flow.ppt](https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi06_cash_flow.ppt)
- XIV. **Analýza nákladů a přínosů, Ing. Patrik Sieber** [online], dostupné: 24. 2. 2015 na adrese: <https://www.strukturalni-fondy.cz/getmedia/3a86fbee-beab-48cb-8ad1-aa9ed89af9bc/1136372212-zpracov-n-anal-zy-n-klad-a-p-nos>
- XV. **Dopad regulačních režimů na vážené průměrné náklady na kapitál (WACC), ERÚ**, [online] dostupné 29. 3. 2015 na adrese: [http://www.eru.cz/documents/10540/532515/WACC\\_studie\\_cz\\_16\\_10\\_2013.pdf/68e9062a-5755-4196-9596-29c89e47b194](http://www.eru.cz/documents/10540/532515/WACC_studie_cz_16_10_2013.pdf/68e9062a-5755-4196-9596-29c89e47b194)
- XVI. **Finanční rozhodování a WACC, prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.** [online], dostupné: 8. 4. 2015 na adrese: [https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi13\\_cena\\_kapitalu.ppt](https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A7B16UFI/ufi13_cena_kapitalu.ppt)
- XVII. **Úplné znění energetického zákona č. 458/2000 Sb. z roku 2009, Ministerstvo vnitra** [online], dostupné: 18. 4. 2015 na adrese: [www.mvcr.cz/soubor/sb095-09-pdf.aspx](http://www.mvcr.cz/soubor/sb095-09-pdf.aspx)

- XVIII. **Úvod do energetických soustav, doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.** [online], dostupné: 24. 4. 2015 na adrese: [https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1M16MES/mes01\\_vod\\_do\\_energetickch\\_soustav.pdf](https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1M16MES/mes01_vod_do_energetickch_soustav.pdf)
- XIX. **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/>

## 9. Přílohy

### 9.1. Vložené obrázky

1. **Použitý obrázek – Distribuční oblasti na území ČR** [online], dostupný: 12. 4. 2015 na adrese: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>
2. **Použitý obrázek – Polohopisné schéma vedení 110 kV** [online], dostupný: 12. 11. 2014 na adrese: <http://www.predistribuce.cz/distribuce/distribucni-sit/technicke-informace/polohopisne-schema-vedeni-110-kv.html>
3. **Použitý obrázek – Znázorněná cílová oblast** – vytvořený detail cílové oblasti z mapy vedení 110 kV – viz obr. č. XVI.
4. **Použitý obrázek – Plánovaná trasa metra D**, [online], dostupný: 28. 12. 2014 na adrese: <http://www.novometro.cz/koncepce-reseni-dur-2011>
5. **Použitý obrázek – Situační mapa plánovaných odběrů do roku 2020** – mapové podklady využité z [www.google.com/maps](http://www.google.com/maps) + zanesení poloh budoucích odběratelů
6. **Použitý obrázek – Vazba na územní plán, 110 kV**, Zdroj: Územně plánovací studie a studie proveditelnosti TR 110 kV Písnice, interní dokument PREdistribuce, a.s., číslo SAP: A-01-00058
7. **Použitý obrázek – Dispozice nové transformovny 110/22 kV**, Zdroj: Územně plánovací studie a studie proveditelnosti TR 110 kV Písnice, interní dokument PREdistribuce, a.s., číslo SAP: A-01-00058

### 9.2. Příložené dokumenty na CD

**Digitální verze Bakalářské práce [soubor: BP\_DavidHampl.pdf]**

1. **Polohopisné vedení – schéma 110 kV, Praha**, [soubor: 1.sit\_110kV.pdf]
2. **Přenosové schopnosti vedení 110/22 kV**, [soubor: 2.prenosove\_schopnosti.pdf]
3. **Výkonová analýza + grafické znázornění**, [soubor: 3.vykonova\_analyza.xlsx]
4. **Výkony transformoven 110/22 kV**, [soubor: 4.vykony\_transformoven.pdf]
5. **Mapa plánované nové trasy metra D**, [soubor: 5.trasa\_metroD.pdf]
6. **Standardně připojitelné výkony**, [soubor: 6.pripojitelne\_vykony\_PREdi.pdf]
7. **Plánovaná připojení velkoodběratelů**, [soubor: 7.planovana\_pripojeni.pdf]
8. **Výpočet CF, DCF a celkové hodnoty NPV**, [soubor: 8.vypocet\_NPV.xls]
9. **Výpočet ztrát v transf. 110 a 22 kV**, [soubor: 9.ztraty\_transformatory.xls]