



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Kompenzace jalového výkonu v síti PREdistribuce

**Compensation of Reactive Power in Distribution Network of
Company PREdistribuce**

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Kocourek

Konzultant práce: Ing. Zbyněk Brettschneider, Ph.D.

Vojtěch Jelenecký

Praha 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Jelenecký Vojtěch

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Kompenzace jalového výkonu v síti PREdistribuce

Pokyny pro vypracování:

- prvky ovlivňující jalový výkon v síti
- technická řešení kompenzace jalového výkonu
- současná situace v síti PREdistribuce a návrh řešení
- ekonomické zhodnocení navrhovaných řešení

Seznam odborné literatury:

Kol. autorů, 2013, Řízení a stabilita elektrizační soustavy, ČEPS, a.s.
Firemní podklady poskytnuté PREdistribucí.

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

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Poděkování

Chtěl bych poděkovat Ing. Zbyňkovi Brettschneiderovi, Ph.D. za vstřícnost, pomoc při zjišťování informací, rady a cenné připomínky k teoretické a technické části práce. Dále bych chtěl poděkovat Ing. Tomášovi Kocourkovi za vedení práce, pomoc a cenné rady, doc. Ing. Jaromírovi Vastlovi, CSc. za rady a připomínky k celé práci, jakožto rodině i všem ostatním, kteří mi byli nápomocni a podporovali mě při tvorbě této práce.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

.....

Vojtěch Jelenecký

Abstract:

Jelenecký Vojtěch: Compensation of Reactive Power in Distribution Network of Company PREdistribuce. CTU in Prague, Faculty of Electrical Engineering

This thesis is dealing with compensation of reactive power in a part of distribution network of company PREdistribuce. It starts with description of basic principles, review of elements, which produce or consume reactive power. Next part is focused on simulation of Malešice part of the distribution network on 110 kV level in Siemens PTI PSS®E Xplore 34 software. Based on the simulation and analysis of measured data, shunt reactor is chosen as a compensation device and economic evaluation is carried out.

Keywords: Compensation of reactive power, Simulation of distribution network, Economic appraisal

Abstrakt:

Jelenecký Vojtěch: Kompenzace jalového výkonu v síti PREdistribuce. ČVUT v Praze, Fakulta elektrotechnická

Tato diplomová práce se zabývá kompenzací jalového výkonu v distribuční soustavě společnosti PREdistribuce. V první části se zabývá přehledem jednotlivých prvků distribuční soustavy, které ovlivňují jalový výkon. Hlavním cíle práce bylo vytvořit funkční model uzlové oblasti Malešice na hladině 110 kV v programu Siemens PTI PSS®E Xplore 34 a na základě predikce zatížení vyhodnotit budoucí trend přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy České republiky. Na základě těchto výsledků je zvolen výkon kompenzační tlumivky a provedena ekonomická analýza výstavby kompenzační jednotky.

Klíčová slova: Kompenzace jalového výkonu, modelování chodu sítě, ekonomické hodnocení

Obsah

Seznam zkratk	6
Úvod	7
1. Teoretický základ	8
1.1. Činný výkon	8
1.2. Jalový výkon	8
1.3. Zdánlivý výkon	9
2. Prvky ovlivňující jalový výkon v síti	11
2.1. Zdroje	11
2.1.1. Synchronní generátory	11
2.1.2. Obnovitelné zdroje	12
2.2. Prvky sítě	13
2.2.1. Nadzemní vedení	13
2.2.2. Kabelová vedení	16
2.2.3. Transformátory	19
2.2.4. Hromadné dálkové ovládání	21
2.3. Zátěže	22
2.3.1. Asynchronní motory	22
2.3.2. Výkonové polovodičové měniče	24
2.3.3. Spínané zdroje	26
3. Technická řešení kompenzace jalového výkonu	28
3.1. Tlumivka	28
3.2. Synchronní kompenzátor	29
3.3. Statické kompenzátory	30
3.3.1. Statický VAR kompenzátor	30
3.3.2. Statický synchronní sériový kompenzátor	32
3.3.3. Statický synchronní kompenzátor	32

3.4.	Podmínky připojení velkoodběratelů do distribuční soustavy z pohledu jalového výkonu.....	34
4.	Historický vývoj a současný stav	35
4.1.	Historie	35
4.2.	Současná situace a nástin budoucího vývoje	37
5.	Simulace chodu sítě v uzlové oblasti Malešice v programu PSS®E Xplora 34	38
5.1.	Parametry modelu	38
5.2.	Simulace současného stavu	39
5.2.1.	Výsledky simulace současného stavu v době minima zatížení	43
5.2.2.	Výsledky simulace současného stavu v době maxima zatížení.....	44
5.3.	Simulace stavu v roce 2020.....	45
5.3.1.	Výsledky simulace v roce 2020.....	47
5.4.	Simulace stavu v roce 2025.....	48
5.4.1.	Výsledky simulace v roce 2025.....	49
5.5.	Návrh řešení a určení kompenzačního výkonu	50
5.6.	Vliv instalace tlumivky na činné ztráty v UO Malešice na hladině 110 kV	50
6.	Předpoklady a metody ekonomického hodnocení investic	54
6.1.	Předpoklady	54
6.1.1.	Doba porovnání.....	54
6.1.2.	Diskontní míra	55
6.2.	Metody hodnocení.....	56
6.2.1.	Výnosnost investice.....	56
6.2.2.	Doba návratnosti.....	57
6.2.3.	Diskontovaná doba návratnosti	58
6.2.4.	Čistá současná hodnota	58
6.2.5.	Minimální cena produkce.....	59
6.2.6.	Vnitřní výnosová míra	59
7.	Ekonomické zhodnocení variant	60

7.1. Ekonomické zhodnocení současné situace – nulová varianta	60
7.2. Ekonomické zhodnocení – instalace tlumivky.....	63
7.2.1. Citlivostní analýzy.....	70
8. Shrnutí	74
9. Závěr.....	76
Seznam použité literatury	78
Seznam obrázků	81
Seznam tabulek.....	82
Seznam grafů.....	83

Seznam zkratek

CF	hotovostní tok
$\cos \varphi$	účinník
DCF	diskontovaný hotovostní tok
DS	distribuční soustava
EAT	zisk po zdanění
EBT	zisk před zdaněním
ERÚ	Energetický regulační úřad
HRT	hladinová regulace transformátoru
ind	induktivní
kap	kapacitní
mil.	milion
MVAr	megavoltampér reaktanční
MVArh	megavarhodina
MW	megawatt
MWh	megawatthodina
NN	nízké napětí
NPV	čistá současná hodnota
P	činný výkon
PREdistribuce	PREdistribuce, a.s.
PS	přenosová soustava
Q	jalový výkon
S	zdánlivý výkon
tis.	tisíc
UO	uzlová oblast
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí
ZEVO	zařízení na energetické využití odpadu

Úvod

Kompenzace jalového výkonu je v elektroenergetice poměrně známým problémem. Vždy je snaha o minimalizaci přenosu jalového výkonu na větší vzdálenosti, neboť jalový výkon zvyšuje proudové zatížení vodičů, ale přitom nekoná užitečnou práci, pouze se přelévá mezi prvky s induktivním charakterem (na bázi magnetických polí) a prvky s kapacitním charakterem (na bázi elektrických polí). Kromě zbytečného plýtvání ampacitou linek je průvodním jevem přenosu jalového výkonu také zvýšení ztrát na vedeních.

V minulosti byl tento problém poměrně jednoznačně definovaný. Velké konvenční zdroje dodávaly do vedení činný a jalový výkon tak, aby napětí bylo v dovoleném rozsahu, což regulovaly dodávkou či odběrem jalového výkonu díky regulaci buzení generátorů. Vedení a transformátory přenášely velké výkony a musely být kontrolovány, aby nedošlo k jejich přetížení. V tomto stavu také vedení spotřebovávala jalový výkon. Zátěž pak byla tvořena z velké části asynchronními pohony, které pro svůj chod potřebují jalový výkon, aby si vytvořili potřebné magnetické pole. Velkoodběratelé, kteří spotřebovávali velké množství jalového výkonu tak byli nuceni instalovat kompenzační kondenzátorové baterie pro kompenzaci jalové spotřeby svých napájecích transformátorů a asynchronních motorů, aby dodrželi dovolený účinník.

Situace se ale pomalu začala měnit. Začaly se vyvíjet nové transformátory s nižšími ztrátami v magnetickém poli, k asynchronním pohonům se začaly dodávat výkonové měniče pro efektivnější řízení a v neposlední řadě se začalo, vlivem vzrůstající účinnosti a decentrální výroby zapojené v nižších napěťových hladinách, snižovat zatížení vedení a transformátorů. Všechny tyto faktory společně s narůstající úhrnnou délkou kabelových vedení na nižších napěťových hladinách pak začaly způsobovat, že jalový výkon neteče již pouze z vyšších napěťových hladin do nižších, ale také v opačném směru.

Proto jsem se rozhodl ve své diplomové práci ve spolupráci se společností PREdistribuce, a.s., zanalyzovat současný stav v uzlové oblasti Malešice a na základě parametrů jednotlivých prvků, výsledků průběhových měření a predikce budoucího zatížení v rozvodnách 110 kV vytvořit model oblasti a pokusit se odhadnout vývoj přetoků do přenosové soustavy České republiky. Tyto výsledky pak využiji pro návrh nejvhodnějšího řešení nastalé situace, kterou se pokusím ekonomicky ohodnotit a srovnat se stavem, kdy by žádná technická opatření provedena nebyla.

1. Teoretický základ

V elektrických obvodech střídavého proudu rozeznáváme tři druhy výkonu: činný, jalový a zdánlivý. V následujících kapitolách se pokusím vysvětlit jednotlivé z nich a kromě jejich matematického výpočtu též vysvětlím fyzikální podstatu a jejich využití.

1.1. Činný výkon

V elektrárnách se primární zdroje energie přeměňují na elektrickou energii, která je přenášena elektrizační soustavou až do místa jejího využití, přesněji řečeno další přeměny. Ve spotřebičích je přeměňován činný výkon (značí se P) na jiné druhy energie, například mechanickou, tepelnou apod. V elektrizační soustavě České republiky se využívá napětí a proud sinusového průběhu. Na základě těchto dvou veličin lze pro činný výkon v jedné fázi napsat následující vztah:

$$P_{1f} = U_f I_f \cos \varphi \quad [\text{W}] \quad 1.1.$$

Činným proudem budeme nazývat:

$$I_{\xi} = I_f \cos \varphi \quad [\text{A}] \quad 1.2.$$

Pro třífázový výkon potom platí:

$$P_{3f} = P_{fA} + P_{fB} + P_{fC} \quad [\text{W}] \quad 1.3.$$

V praxi je snaha o rovnoměrné zatěžování jednotlivých fází trojfázového vedení. Při rovnoměrném zatížení tedy vzorec 2.2 přejde na tento tvar:

$$P_{3f} = 3P_{1f} \quad [\text{W}] \quad 1.4.$$

Úhel φ je úhel mezi fázorem napětí a proudu. $\cos \varphi$ se nazývá účinník a udává nám, jaký je poměr mezi činným a jalovým výkonem přenášeným od zdroje ke spotřebiči. Při fázovém posunu 0° je účinník roven 1 a přenáší se pouze činný výkon. Spotřebič, který má účinník roven 1, nazýváme čistě odporovou zátěží. V praxi čistě odporových spotřebičů moc nenajdeme, avšak jako příklad lze uvést spotřebiče využívající odporových drátů k ohřevu, třeba rychlovarná konvice, ponorný vařič či přímotop, kde dochází k přeměně elektrické energie na energii tepelnou.

1.2. Jalový výkon

Jalový výkon (značí se Q) se v síti nespoteblovává, ale přelévá se mezi zdroji a spotřebiči. Tento výkon je nutný pro vytvoření magnetických a elektrických polí jak v spotřebičích, tak i elektrizační soustavě samotné. Jalový výkon nekoná práci, avšak podílí se na vzniku ztrát v elektrizační soustavě, proto je vhodné jalový výkon kompenzovat přímo u spotřebičů, které ho využívají,

abychom se vyhnuli jeho přenosu na větší vzdálenosti a s tím spojenému nárůstu ztrát a neefektivnímu zatížení vedení.

Jalový výkon v jedné fázi vypočteme jako:

$$Q_{1f} = U_f I_f \sin \varphi \quad [\text{VAr}] \quad 1.5.$$

Jalovým proudem budeme nazývat:

$$I_j = I_f \sin \varphi \quad [\text{A}] \quad 1.6.$$

Stejně jako v případě činného výkonu i zde platí, že jalový výkon trojfázového vedení je sumou jalových výkonů v jednotlivých fázích a při rovnoměrném zatížení jde o trojnásobek jalového výkonu v jedné fázi.

$$Q_{3f} = Q_{fA} + Q_{fB} + Q_{fC} \quad [\text{VAr}] \quad 1.7.$$

Ačkoli to z hodnoty účinníku nelze rozeznat, neboť hodnoty funkce kosinus je v rozmezí -90° až 90° kladné, rozlišujeme kapacitní a induktivní charakter zátěže.

Induktivní charakter zátěže znamená, že fázor proudu zaostává za fázorem napětí o 0° až 90° . Označení je odvozené od ideálního induktoru, na kterém zaostává fázor proudu právě o 90° .

Kapacitní charakter zátěže znamená, že fázor proudu předbíhá fázor napětí o 0° až 90° . Analogicky k induktivnímu charakteru označení bylo odvozeno od ideálního kondenzátoru – kapacitoru, na němž proud předbíhá napětí právě o 90° .

V praxi se též využívá označení induktivní jalový výkon a kapacitní jalový výkon. Předpokládá se, že zdroj kapacitního jalového výkonu jsou kondenzátory, resp. elektrody kondenzátoru, a teče do induktorů, kde vytváří magnetické pole. Pro snížení odběru jalového výkonu pak je třeba dodat jalový výkon opačného charakteru, tedy induktivní jalový výkon, jehož zdrojem jsou indukory a který se využívá pro vytvoření elektrického pole v kondenzátorech. Abychom se vyhnuli nejasnostem, pokud v práci nebude uvedeno jinak, předpokládá se, že jalový výkon je kapacitní, tedy je dodáván přebuzeními synchronními generátory, či kondenzátorovými bateriemi, a teče do zátěží induktivního charakteru, jakými jsou například asynchronní motory.

1.3. Zdánlivý výkon

Zdánlivý výkon (značí se S) je vektorovým součtem činného a jalového výkonu. Zároveň jde o výkon, na který je třeba dimenzovat zařízení v elektrizační soustavě.

$$S_{1f} = U_f I_f = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [\text{VA}] \quad 1.8.$$

Pro třífázové rovnoměrně zatížené vedení pak opět platí:

$$S_{3f} = 3S_{1f} \quad [\text{VA}] \quad 1.9.$$

Proč je tedy nutné kompenzovat jalový výkon? Jalový výkon zvyšuje zatížení elektrizační soustavy. Joulovy ztráty ve vedení totiž nejsou závislé pouze na činném proudu, ale jsou úměrné kvadrátu součtu činného a jalového proudu.

Jalový výkon též zvyšuje zatížení generátorů. Synchronní generátor, aby dodával jalový výkon do elektrizační soustavy, musí být přebuzen, což znamená vyšší proud v rotorovém vinutí. To má za následek opět jeho vyšší ohřev a z dlouhodobého hlediska snižování životnosti. Synchronní generátory velkých bloků mohou být provozovány v přebuzeném stavu, tj. dodávají jalový výkon do sítě, nebo je možné je podbudit, aby jalový výkon spotřebovaly. Při moc hlubokém podbuzení by ale mohlo dojít až k vypnutí generátoru ze synchronismu se sítí.

V neposlední řadě je zde ekonomický faktor. Všechny prvky elektrizační soustavy musí být dimenzovány na soudobé maximální zatížení se zohledněním očekávaného budoucího vývoje v daném místě. Tudíž je zřejmé, že pokud lze očekávat vysoké toky jalového výkonu, je logicky nutné pořídit zařízení s větším jmenovitým výkonem, což kromě většího záboru plochy znamená též vyšší investiční náklady na zařízení. Pokud naopak lze v dané lokalitě vykompenzovat jalový výkon přímo v místě spotřeby, může to například u distribučních transformátorů znamenat zmenšení zatížení a tím i zvýšení možnosti přenosu činného výkonu, případně i oddálení výměny z důvodu nedostačujícího výkonu.

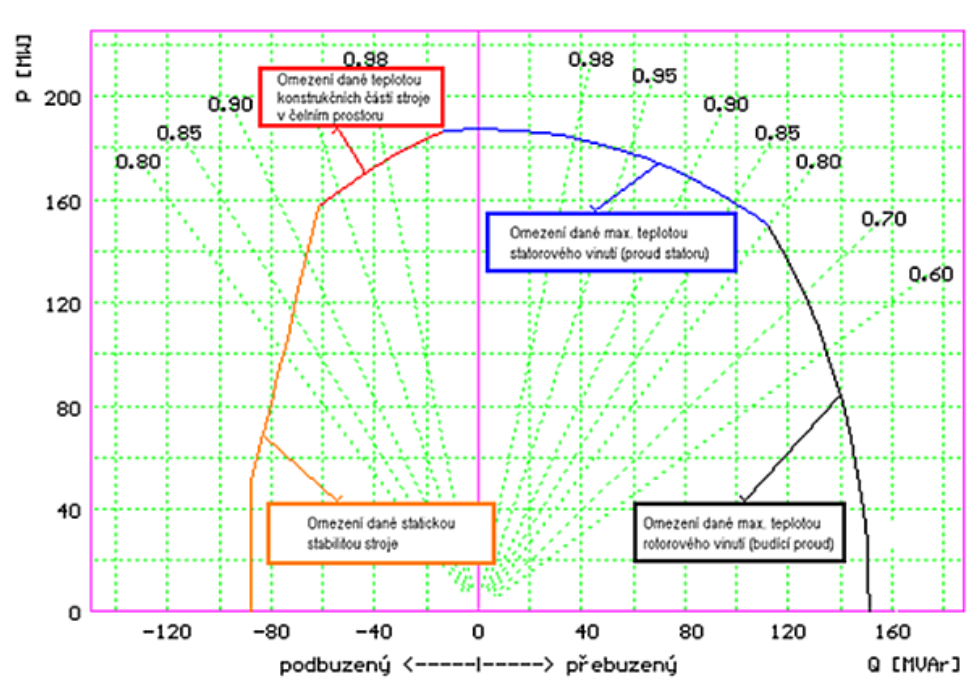
2. Prvky ovlivňující jalový výkon v síti

Cílem této kapitoly je zmínit základní prvky sítě a jejich vliv na bilanci jalového výkonu. Obecně lze zdroje jalového výkonu rozdělit na ty, které jsou jako zdroj jalového výkonu koncipovány, nebo je to jejich podružná vlastnost, která je ale v praxi využívána, a na ty, kde je jejich schopnost dodávat jalový výkon způsobena čistě konstrukcí, tedy za provozu dodávají jalový výkon do elektrizační soustavy, i když prakticky jde o parazitní vlastnost.

2.1. Zdroje

2.1.1. Synchronní generátory

V současné době pokrývají většinu výroby elektrické energie synchronní generátory, též nazývané alternátory. Jako všechny točivé stroje se skládají z rotoru a statoru. Vzhledem k tomu, že jde o elektrické stroje, které dosahují v některých aplikacích výkonu přes 1800 MVA, je výkon vyváděn za statoru a na rotoru je umístěno budicí vinutí. Změnou momentu pohánějícího hřídel generátoru dosahujeme změny činného výkonu generátoru, změnou budicího proudu regulujeme množství dodávaného nebo odebíraného jalového výkonu. Výkon budiče obvykle dosahuje 0,2 až 0,8 % výkonu generátoru (1), jde tudíž o zanedbatelnou velikost z hlediska vlastní spotřeby.



Obrázek 1 Provozní diagram synchronního generátoru¹

¹ zdroj: http://www.pvgrid.eu/uploads/media/PV_Grid_Habrych.pdf

Z provozního diagramu alternátoru (Obrázek 1) je zřejmé, že podbuzený alternátor odebírá ze sítě jalový výkon, zatímco přebuzení alternátor dodává jalový výkon do sítě. V případě odběru jalového výkonu ze sítě je limitem mez podbuzení, při jejímž překročení hrozí, že alternátor vypadne ze synchronismu se sítí. To je spojené též se statickou stabilitou, kdy pokud by došlo k náhlému zatížení ze sítě, mohlo by při kývnutí stroje dojít k jeho vypadnutí ze synchronismu. Dalším limitujícím faktorem je též ohřev čelních částí stroje, v tomto případě statorového vinutí.

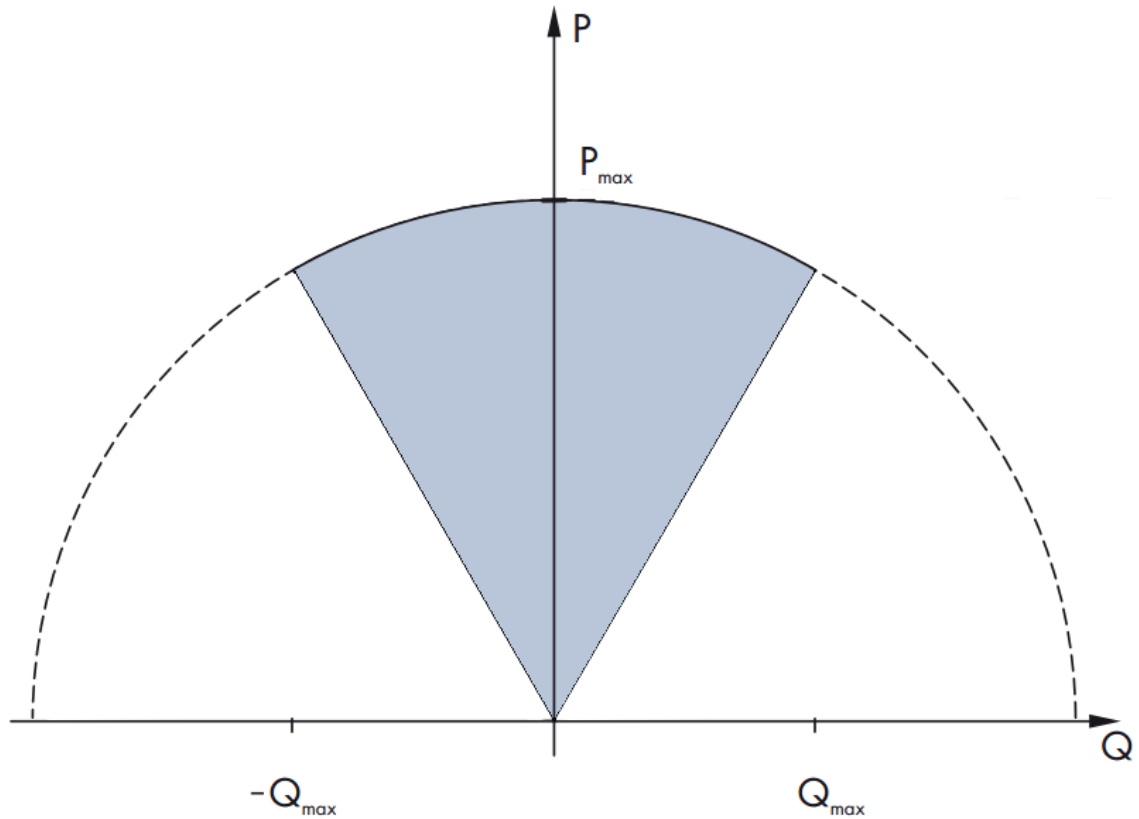
Opačným extrémem je potom maximální přebuzení, kdy hlavním limitujícím faktorem je maximální budicí proud, který způsobuje ohřev rotoru, jehož teplota opět musí být v mezích dovolených výrobcem. Při vyšším činném výkonu pak opět může, kromě přehřívání budicího vinutí, docházet k přehřívání statorového vinutí.

Ačkoli alternátory mohou konstantně spotřebovávat či dodávat jalový výkon, v praxi jsou většinou bloky vyšších výkonů součástí sekundární regulace jalového výkonu, jako v případě všech zdrojů zapojených do přenosové soustavy ČR. (2)

2.1.2. Obnovitelné zdroje

Z hlediska obnovitelných zdrojů lze definovat tři základní principy výroby elektřiny. Malé vodní elektrárny využívají synchronní a asynchronní generátory, stejně jako větrné elektrárny, kde se též využívají asynchronní generátory s dvojitým napájením. O synchronních generátorech bylo pojednáno v předcházející kapitole. Jelikož je asynchronní motor a asynchronní generátor to samé zařízení, lze pro ně předpokládat i stejné vlastnosti, které jsou zmíněny v kapitole o asynchronních motorech, která následuje dále. Už teď ale lze říct, že pokud je použit asynchronní motor s kotvou nakrátko, je třeba jalový výkon potřebný pro magnetizaci hradit z kondenzátorové baterie. (3) V případě dvojitě napájených asynchronních generátorů není třeba kondenzátorových baterií pro hrazení jalové spotřeby, jelikož jsou vybaveny frekvenčními měniči pro napájení rotoru, jejichž výkon je obvykle dostačující pro pokrytí nejen potřeby jalového výkonu generátoru, ale též alespoň částečně i pro potřeby sítě.

Diametrálně odlišné je vyvedení výkonu z fotovoltaických elektráren, které je zajišťováno střídačem. Při pohledu do nabídek největších výrobců (konkrétně SMA a ABB) je vidět, že vyjma nejmenších jednofázových solárních střídačů, jejichž výkon je kolem 2 kW, nabízejí vyšší modely regulaci jalového výkonu v rozsahu $\cos \varphi = 0,9$ ind/kap, u větších třífázových aplikací u ABB záleží na konkrétním typu, ale od střídače o výkonu 6 kW již lze regulovat dokonce v rozsahu $\cos \varphi = 0,8$ ind/kap. (4)



Obrázek 2 Pracovní digram solárního střídače s omezeným rozsahem regulace účinníku

2.2. Prvky sítě

2.2.1. Nadzemní vedení

Kapacitu transponovaného nadzemního vedení lze určit za pomoci potenciálových součinitelů.

Vztah pro vlastní potenciálový koeficient je:

$$\delta = \frac{\log \frac{2h}{r}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.1.$$

Vzájemný potenciálový koeficient určíme jako:

$$\delta' = \frac{\log \sqrt{\frac{4h_m h_k + d_{mk}^2}{d_{mk}}}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.2.$$

Pro transponované, symetricky zatížené vedení lze zanedbat rozdíly mezi jednotlivými koeficienty pro různé fáze a lze uvažovat následující pro vlastní potenciálový součinitel:

$$\delta = \frac{\log \frac{2h}{r}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.3.$$

A pro vzájemný potenciálový součinitel:

$$\delta' = \frac{\log \frac{\sqrt{4h^2 + d_s^2}}{d_s}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.4.$$

kde h je střední geometrický průměr výšky fázových vodičů, d_s je střední geometrická vzdálenost vodičů od sebe a r je jednotný poloměr fázových vodičů.

Kapacita C_0 vůči zemi a vzájemné kapacity C_v jsou potom dány vztahy:

$$C_0 = \frac{1}{\delta + 2\delta'} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.5.$$

$$C_v = \frac{\delta'}{(\delta - \delta')(\delta + 2\delta')} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.6.$$

Provozní kapacita C_p pak je:

$$C_p = C_0 + 3C_v = \frac{1}{\delta - \delta'} = \frac{0,0242}{\log \frac{d_s}{r}} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.7.$$

Tyto výpočty platí pro transponované, symetricky zatížené, jednoduché vedení. Pokud jsou vedena paralelně dvě vedení, je potřeba ještě dále uvážit jejich vzájemný vliv (součinitele δ_N a δ'_N).

$$\delta_N = \frac{\log \frac{\sqrt{4h^2 + a^2}}{a}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.8.$$

$$\delta'_N = \frac{\log \frac{\sqrt{4h^2 + a'^2}}{a'}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.9.$$

Kde a , a' jsou střední vzdálenosti paralelních vodičů pro stejnohlé resp. nesterjnohlé fáze.

Pokud jsou přítomna na vedení zemní lana, je potřeba zohlednit jejich vliv pomocí koeficientu δ_s .

$$\delta_s = \frac{n\delta_{zV}^2}{\delta_{z0} + (n-1)\delta_{zZ}} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.10$$

$$\delta_{z0} = \frac{\log \frac{2h_z}{r_z}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.11$$

$$\delta_{zV} = \frac{\log \frac{\sqrt{4h_{zS}^2 + a_{zV}^2}}{a_{zV}}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.12$$

$$\delta_s = \frac{\log \frac{\sqrt{4h_z^2 + a_{zZ}^2}}{a_{zZ}}}{0,0242} \quad [\text{km}/\mu\text{F}] \quad 2.13$$

Kde n je počet zemních lan, h_z je výška zemního lana, h_{zs} je střední výška soustavy fázových vodičů a zemních lan, a_{zv} je střední vzdálenost zemních lan od fázových vodičů a a_{zz} je vzdálenost zemních lan.

Pokud ve vzorcích 3.5 – 3.7 nahradíme symbol δ písmenem N , pak pro různé varianty vedení platí následující:

Vedení	Bez zemního lana	Se zemním lanem
Jednoduché	$N = \delta$ $N' = \delta'$	$N = \delta - \delta_s$ $N' = \delta' - \delta_s$
Dvojité	$N = \delta + \delta_N$ $N' = \delta' + \delta_N'$	$N = \delta + \delta_N - 2\delta_s$ $N' = \delta' + \delta_N' - 2\delta_s$

Tabulka 1 Tabulka zobecněných potenciálových koeficientů pro různé typy vedení (Zdroj: (1))

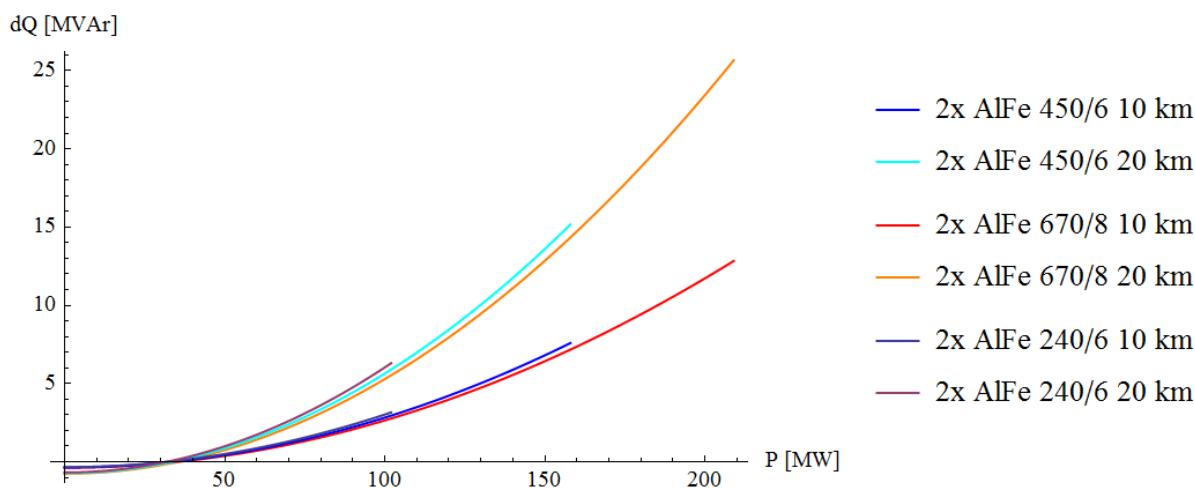
Při výpočtech se výška h vodiče nad zemí uvažuje jako výška závěsného bodu zmenšená o 70 % průhybu.

Kovové stožáry dále zvyšují kapacitu vedení vůči zemi. Zvětšení je závislé na napěťové hladině, pro 110 kV jde o zvýšení zhruba o 4%, přičemž klesá s rostoucí napěťovou hladinou.

Pro vedení obecně lze definovat takzvaný přirozený výkon, kdy je vedení na konci zatíženo svou vlnovou impedancí. Pokud by šlo o ideální vedení s nulovou rezistencí, byl by úbytek napětí na konci nulový. Výkon se přenáší jen postupnou vlnou a nedochází k jeho odrazům.

$$S_{P2} = \frac{U_2^2}{Z_V^*} \quad [\text{MVA}] \quad 2.14$$

Při tomto stavu je přenášený činný výkon mnohem větší než jalový a dochází k takzvané samokompensaci. Pro zatížení nižší než je přirozený výkon se vedení chová jako kapacita a vedení dodává jalový výkon, přičemž dochází k Ferrantiho jevu, kdy je napětí na začátku nižší než napětí na konci vedení. Tento provozní stav je nebezpečný a proto je potřeba dlouhá vedení naprázdno kompenzovat, aby k tomuto nedocházelo. Při vyšším zatížení naopak vedení spotřebovává jalový výkon. V následujícím grafu jsem vykreslil výrobu/spotřebu jalového výkonu nadzemními vedeními pro ukázkové varianty vedení užívaného v síti PREdistribuce na hladině 110 kV.



Graf 1 Závislost výroby/spotřeby jalového výkonu nadzemními vedeními 110 kV v závislosti na zatížení

Zatížení vedení se obvykle udává jako hodnota maximálního dovoleného proudu vedením.

2.2.2. Kabelová vedení

Kabelová vedení lze obecně rozdělit na tři skupiny:

- celoplastové
- jednožilové a vícežilové s vlastním kovovým obalem každé žíly
- vícežilové se společným kovovým pláštěm pro všechny žíly

U celoplastových kabelových vedení je analyticky velmi náročné až nemožné určit jejich kapacitu, neboť se mění se způsobem uložení a je také do značné míry ovlivněna okolím. Z těchto důvodů se určuje měřením (5).

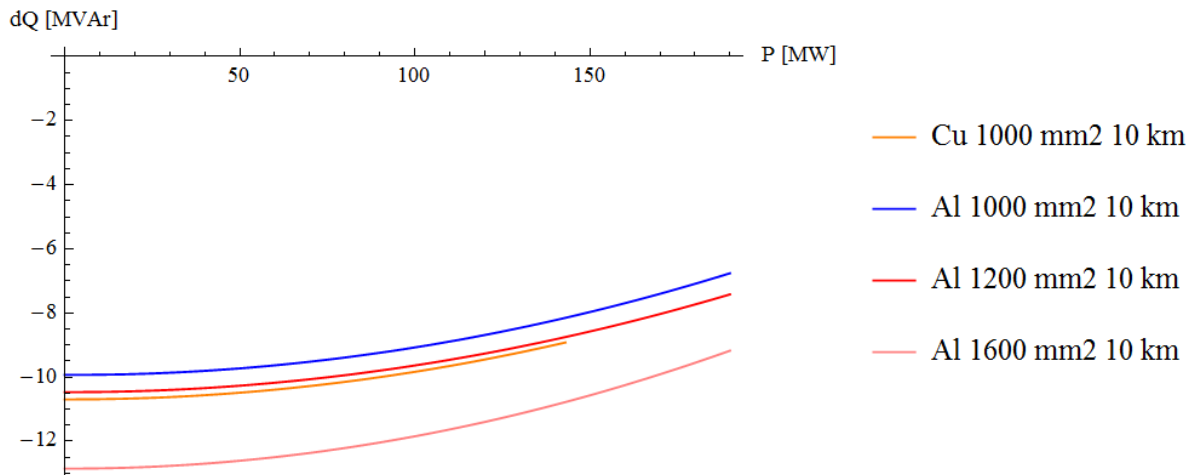
Jednožilové a vícežilové kabely s vlastním kovovým obalem každé žíly lze charakterizovat jedinou hodnotou kapacity – kapacitou proti plášti, která je též rovna kapacitě provozní a lze ji vypočítat jako kapacitu sousých válců, neboť elektrické pole v těchto kabelech lze považovat za radiální. V takovém případě uvažujeme na jednotku délky kapacitu (6):

$$C = c_{ko} = \frac{0,0242\varepsilon_r}{\log \frac{r_2}{r_1}} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.15$$

kde ε_r je relativní permitivita použitého dielektrika, r_1 je poloměr vodiče a r_2 je poloměr kovové obálky.

Společnost PREdistribuce používá na hladině 110 kV pouze jednožilové kabely. V následujícím grafu jsem vytvořil závislost dodávaného jalového výkonu kabelovým vedením o délce 10 km v závislosti na jeho zatížení pro tři vybrané průřezy kabelů. Z grafu je patrné, že se zatížením

klesá velikost dodávaného jalového výkonu, ale přirozený výkon je bohužel daleko za maximálním dovoleným zatížením.



Graf 2 Závislost generovaného jalového výkonu na zatížení pro vybraná kabelová vedení 110 kV

Pro třetí skupinu je příznačné, že jednotlivé žíly nemají vlastní stínící kovový obal. Proto se zde kromě vlastní – provozní kapacity vyskytují ještě další kapacity vůči jednotlivým fázím vzájemně a vůči společnému plášti.

Jelikož zde elektrické pole není čistě radiální, je třeba zvolit jiný postup – metodu zrcadlení. Předpokladem pro další výpočty je, že jednotlivé žíly jsou rovnoběžné vodiče, pokud zanedbám slanění. Písmenem r označím poloměr jednotlivých žil a písmenem R označím vzdálenost pláště od osy kabelu, který zároveň tvoří ekvipotenciální plochu všech žil.

Dále budu předpokládat, že žíla má náboj $+Q_k$ a je vzdálena od osy kabelu ve vzdálenosti a . Jí přiřazený fiktivní vodič pak bude mít náboj $-Q_k$ a vzdálenost a' od osy kabelu. Pro dva body ležící symetricky na opačných stranách kabelu pak bude platit následující rovnice (6):

$$U_{p1} = \frac{Q_k}{2\pi\epsilon} \ln \frac{a' - R}{R - a} = U_{p2} = \frac{Q_k}{2\pi\epsilon} \ln \frac{a' + R}{R + a} \quad 2.16$$

Odtud potom

$$a' = \frac{R^2}{a} \quad 2.17.$$

A výsledný potenciál obalového válce, tedy stínícího pláště jako

$$U_p = \frac{Q_k}{2\pi\epsilon} \ln \frac{R}{a} \quad 2.18.$$

V případě klasického nadzemního vedení se nyní počítá potenciál vůči zemi, ale v případě kabelového vedení je nutné počítat s rozdílem potenciálu vodiče a vodivého pláště. Pro příspěvek k potenciálu k -tého vodiče od vodičů m a m' platí (6):

$$U_{km}^+ = U_{km} - U_{p1} = \frac{Q_m}{2\pi\epsilon} \left[\ln \frac{d_{km'}}{d_{km}} - \ln \frac{R}{a} \right] = \frac{Q_m}{2\pi\epsilon} \ln \frac{d_{km'} a}{d_{km} R} \quad 2.19$$

A potom tedy je potenciálový koeficient δ_{km} roven:

$$\delta_{km} = \delta_{mk} = \frac{\ln \frac{d_{km'} a}{d_{km} R}}{2\pi\epsilon} \quad 2.20$$

Vzdálenost vodiče od sebe sama

$$d_{kk} = r_a = r_b = r_c = r \quad 2.21$$

Vzdálenost dvou skutečných vodičů

$$d_{km} = d_{ab} = d_{ac} = d_{bc} = a\sqrt{3} \quad 2.22$$

A vzdálenost reálné žíly a jejího fiktivního vodiče zavedeného metodou zrcadlení

$$d_{kk'} = d_{aa'} = d_{bb'} = d_{cc'} = a' - a = \frac{(R^2 - a^2)}{a} \quad 2.23$$

A v neposlední řadě vzdálenost žíly od fiktivního vodiče zavedeného pro druhou žílu

$$\begin{aligned} d_{km'} = d_{ab'} = d_{ac'} = d_{bc'} &= \sqrt{(a' + a \cos 60^\circ) + (a' + a \sin 60^\circ)} \\ &= R \sqrt{\frac{R^2}{a^2} + 1 + \frac{a^2}{R^2}} \end{aligned} \quad 2.24$$

Závěrem ještě převedeme přirozené logaritmy na dekadické a upravíme, aby výslednou jednotkou byl $\text{km} \cdot \mu\text{F}^{-1}$. Výsledný vztah pro potenciálové součinitele potom je:

$$\begin{aligned} \delta = \delta_{kk} &= \frac{\log \frac{R^2 - a^2}{Rr}}{0,0242\epsilon_r} \\ \delta' = \delta_{km} &= \frac{\log \sqrt{\frac{1 + \frac{R^2}{a^2} + \frac{a^2}{R^2}}{3}}}{0,0242\epsilon_r} \quad k \neq m \end{aligned} \quad 2.25$$

Z těchto koeficientů pak lze definovat dílčí kapacitu vodiče k plášti c_o

$$c_o = \frac{1}{\delta + 2\delta'} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.26$$

Dílčí vzájemná kapacita

$$c' = \frac{\delta'}{(\delta - \delta')(\delta + 2\delta')} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.27$$

A provozní kapacita

$$C = c_o + c' = \frac{1}{\delta - \delta'} \quad [\mu\text{F}/\text{km}] \quad 2.28$$

Z těchto vzorců je těžké si udělat představu, jaká je hodnota kapacity kabelových vedení. Dle podnikové normy společnosti PREdistribuce je kapacita 22kV jednožilového kabelu 22-AXEKVCER s izolací z XLPE stíněného měděnými dráty a měděnými páskami v protispíralé pro jmenovitý průřez 120 mm² rovna 0,23 μF/km a pro průřez 240 mm² to je 0,3 μF/km. (7) Z toho je také patrný trend, že s rostoucím průřezem kabelu roste jeho kapacita.

Pro kabelová vedení také lze určit jejich přirozený výkon jako pro nadzemní vedení. Jeho velikost je ale daleko za hranicí maximálního zatížení, tudíž ho nelze dosáhnout a tedy nelze ani dosáhnout samokompensace jeho kapacitního charakteru.

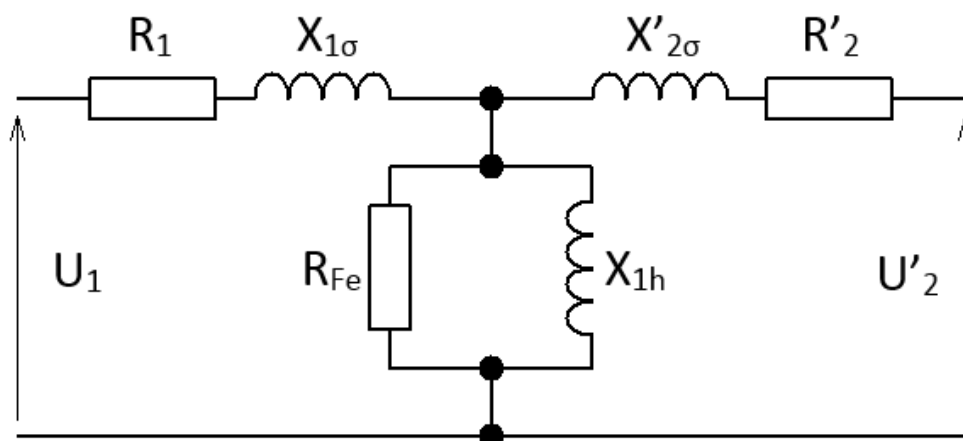
2.2.3. Transformátory

Transformátory fungují na principu elektromagnetické indukce. Je proto nasnadě, že budou též spotřebovávat jalový výkon pro vytvoření magnetického pole. Odebíraný jalový výkon transformátorem vypočteme jako (8):

$$Q = Q_0 + u_k S_n \left(\frac{I}{I_n} \right)^2 \quad [\text{VAr}] \quad 2.29$$

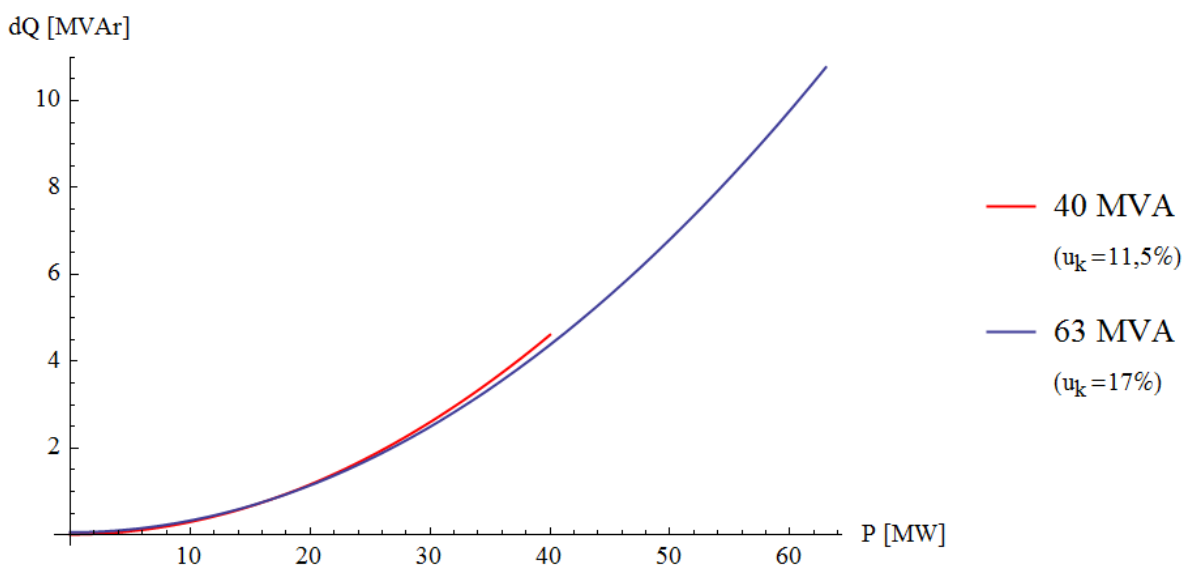
kde Q_0 je jalový výkon naprázdno který, jak je zřejmé z náhradního schématu na Obrázku 3, se přeměňuje na rozptylový magnetický tok v primárním vinutí a na magnetický tok v jádře transformátoru. Velikost takto odebíraného jalového výkonu se liší, ale obvykle je 0,1 – 3,5 % ze jmenovitého výkonu transformátoru (8). V obou těchto částech dochází ke ztrátám vlivem vířivých magnetických toků, které je snaha minimalizovat, například použitím speciálních, za studena válcovaných plechů, případně též plechů orientovaných, nebo s Gossovou strukturou.

Druhý člen pak vyjadřuje jalový výkon, který je nutné hradit, pokud je transformátorem přenášený výkon. Tato složka je úměrná druhé mocnině podílu skutečného a jmenovitého proudu transformátoru a spotřebovává se na pokrytí rozptylových magnetických toků sekundárního vinutí.



Obrázek 3 Úplné náhradní schéma transformátoru

Pokud je transformátor v chodu naprázdno, je jeho účinník velmi malý, přibližně 0,1 – 0,2. To je způsobeno tím, že odebíraný činný výkon na pokrytí Joulových ztrát ve vinutí je podstatně menší, než jalový výkon potřebný pro vytvoření magnetického toku v jádře. Při průměrném zatížení 70 % je pak celkový jalový výkon mezi 4 – 6 % jmenovitého výkonu transformátoru (8).



Graf 3 Závislost spotřeby jalového výkonu v závislosti na zatížení transformátorů 110/23 kV

Jalový výkon však způsobuje i činné ztráty v transformátoru, což je nutné uvažovat zvláště u větších aplikací.

$$P_{zm} = P_0 + k_{\Delta} Q_0 + (P_{kn} + k_{\Delta} Q_{kn}) \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \quad [W] \quad 2.30$$

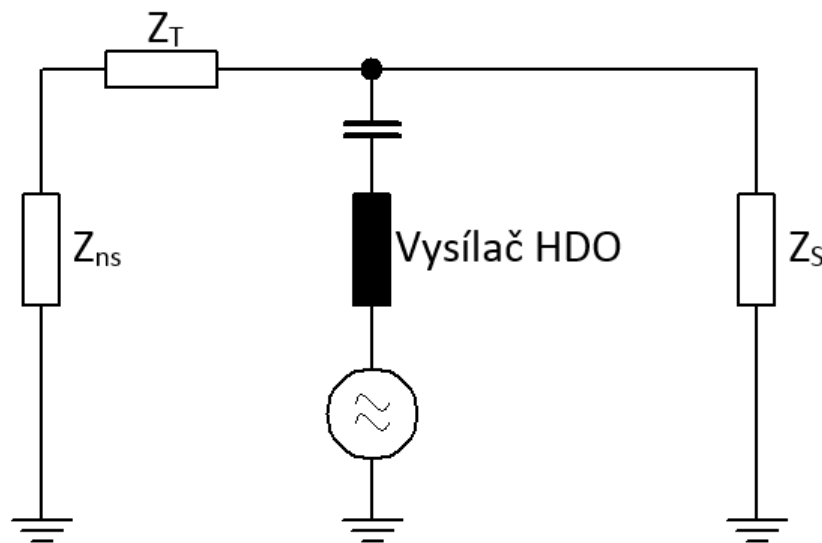
Kde kromě ztrát naprázdno a nakrátko figuruje koeficient k_{Δ} , který udává velikost ztrát činného výkonu vyvolaných průchodem jednotky jalového výkonu (9).

2.2.4. Hromadné dálkové ovládání

Hromadné dálkové ovládání je metoda regulace sítě, která se snaží upravovat bilanci činného výkonu na straně spotřeby tím, že méně důležité odběry, u kterých je to technicky možné a jejichž přesunem nedojde k výraznému ovlivnění komfortu, jako je například topení a ohřev vody, odsune z dob špičkového zatížení do doby s nižším zatížením, čímž dojde k vyrovnaní spotřeby. Ovládání je prováděno superponováním signálu HDO o vyšší frekvenci na sinusové napětí sítě.

Tato superpozice může být provedena dvěma způsoby. Buď paralelní, nebo sériovou vazbou. Sériová vazba pro tuto práci není zajímavá, neboť signál je do sítě dodáván přes vazební transformátor, který je vřazen mezi síťový transformátor a ovládanou síť, čímž dochází k nepatrnému ovlivnění impedance, hlavně potom kapacitních poměrů.

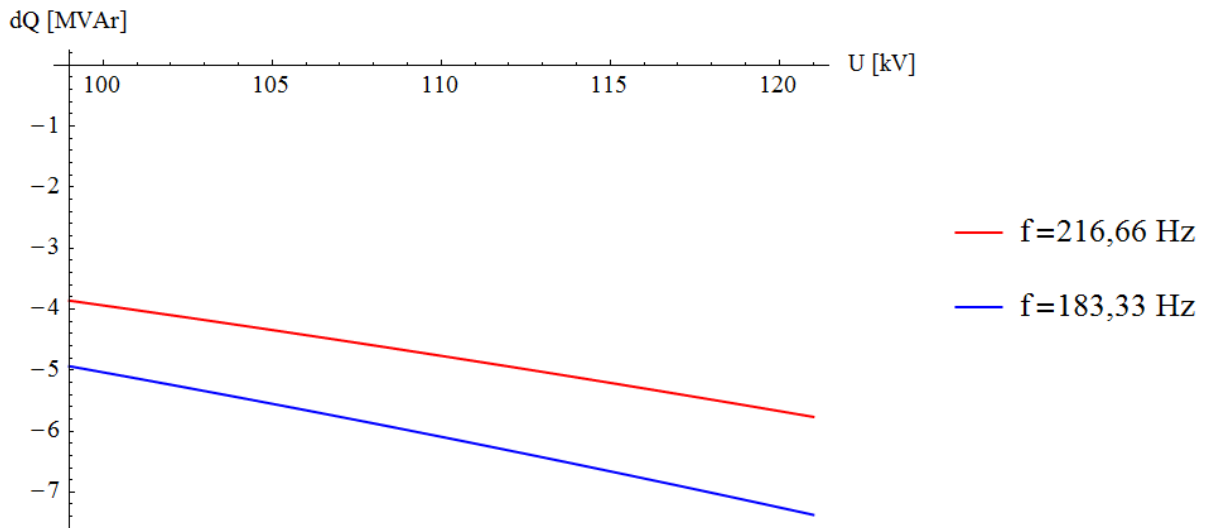
Paralelní vazba se užívá tam, kde je celková impedance vazebního transformátoru a nadřazené sítě stejná nebo vyšší než impedance ovládané sítě. Vysílač HDO je navázán na síť pomocí sériového rezonančního obvodu a vazebního transformátoru, které jsou zapojeny paralelně se sekundárním vinutím síťového transformátoru.



Obrázek 4 Paralelní zapojení vysílače HDO

Kde Z_{NS} je impedance nadřazené sítě, Z_T je impedance síťového transformátoru a Z_S je impedance ovládané sítě. (10)

Tento typ vazby ale funguje stejně, jako kdyby k síti byla připojena kompenzační kondenzátorová baterie, tudíž dochází k nepřetržité injektáži jalového výkonu o velikosti dané parametry vysílače.

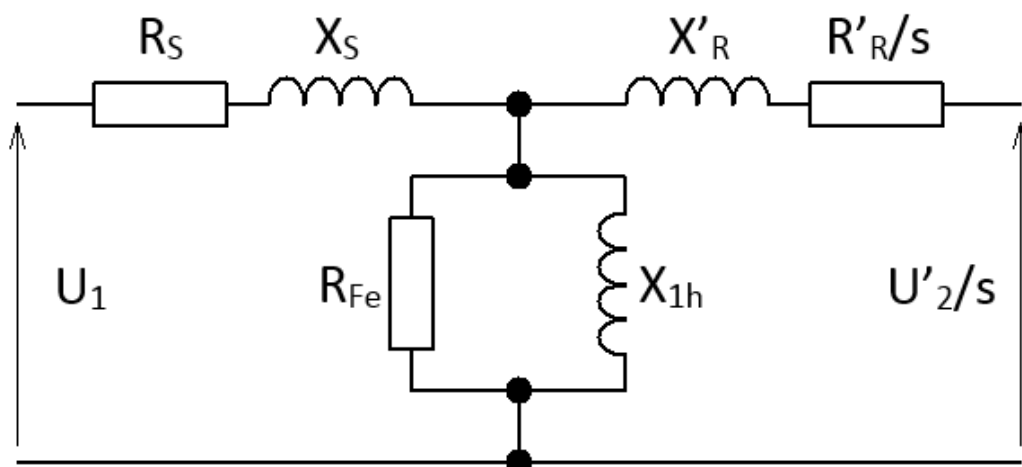


Graf 4 Závislost jalového výkonu generovaného vysílačem HDO na napěti sítě

2.3. Zátěže

2.3.1. Asynchronní motory

Asynchronní motory tvoří velkou část zatížení elektrizační soustavy, jelikož jsou levné, relativně jednoduché a spolehlivé. Obecné náhradní schéma je následující:



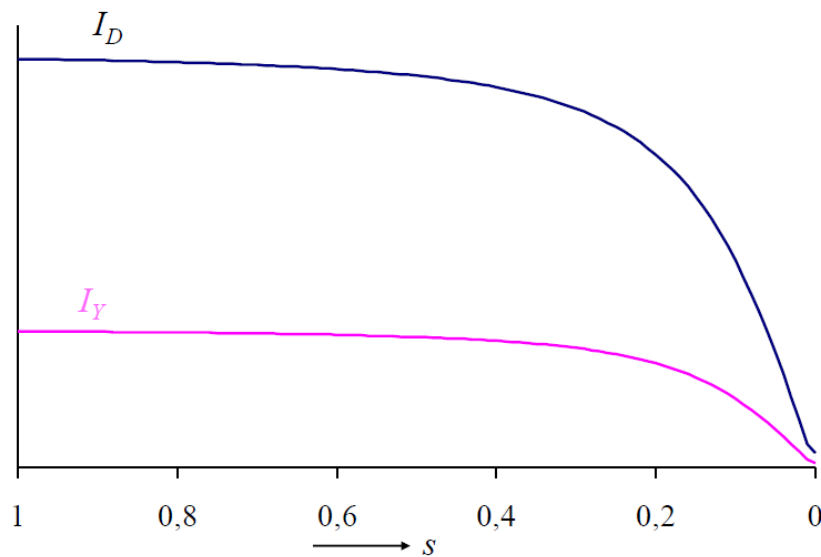
Obrázek 5 Náhradní schéma asynchronního motoru

R_s je odpor fáze statoru, R'_r je odpor fáze rotoru, přepočtený na stator, X_s a X'_r jsou rozptylové reaktance statoru/rotoru přepočtené na stator, X_{1h} je rozptylová reaktance fáze rotoru přepočtená na stator a R_{Fe} odpor reprezentující ztráty v železe.

Principiálně jde o schéma velmi podobné náhradnímu schématu transformátoru, zatíženému proměnným odporem, jehož hodnota je nepřímo úměrná velikosti skluzu. Skluz je definován následovně (11):

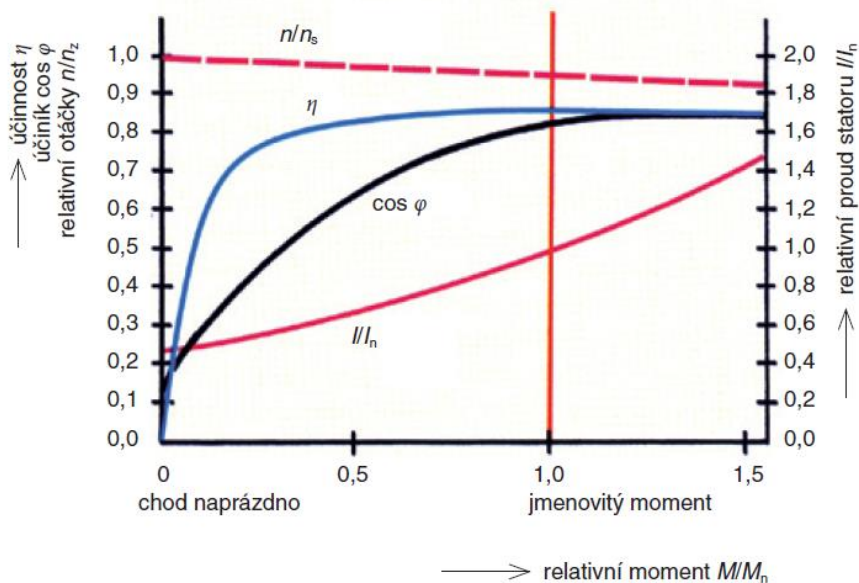
$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad 2.31$$

kde n_s je rychlost točivého magnetického pole statoru a n_r je rychlost rotoru. Pro synchronní otáčky je tedy skluz nulový, pokud stroj stojí (kotva se neotáčí), je skluz jednotkový. Jmenovitá hodnota skluzu je velmi nízká, zhruba do hodnoty 0,1. Z toho tedy plyne, že při rozběhu je proud asynchronním motorem největší (až $4 I_n$) a naopak při otáčkách blízkých synchronním je proud minimální, neboť odpor rotoru je velmi velký, což dokumentuje i následující graf pro zapojení do hvězdy (I_Y) a do trojúhelníku (I_D):



Graf 5 Závislost statorového proudu asynchronního motoru s kotvou nakrátko na skluzu (Zdroj: (12))

Jak ale plyne z grafu 6, pokud odlehčíme asynchronní motor, dochází k silnému zhoršení účinníku. To lze částečně vysvětlit tím, že při volnoběhu je spotřebováván jen minimální činný výkon, který je potřeba pro krytí ztrát třením v motoru. Většina dodaného zdánlivého výkonu je tedy jalová, určená k vytvoření magnetického pole, které roztáčí rotor, a ke krytí rozptylového magnetického toku.



Graf 6 Typické charakteristiky asynchronních motorů menších výkonů s kotvou nakrátko²

Pro fyzikální aproximaci se předpokládá následující vztah mezi příkonem a mechanickým momentem za předpokladu zanedbání všech ztrát, kromě Joulových ztrát ve statoru (12):

$$P_m = M' \omega_m \quad 2.32.$$

kde P_m je mechanický výkon, M' je moment na hřídeli a ω_m jsou otáčky statoru. Za předpokladu minimální změny otáček při změně zatížení dle Obrázku 6 je tedy patrné, že se bude měnit hlavně moment. Výkon asynchronních motorů je obvykle brán jako tři čtvrtiny výpočtového výkonu, pro dosažení maximální účinnosti (13). To však neznamená, že je též účinek nejvyšší.

Navíc moment asynchronního motoru je závislý na druhé mocnině napájecího napětí. Je tedy zřejmé, že při klesajícím napájecím napětí bude velmi rychle klesat jak moment, tak opět i účinek. Přitom rozběh za sníženého napětí je jedna z možností pro snížení proudového nárazu při rozběhu větších asynchronních motorů, avšak tato metoda není nejefektivnější a v současné době je stále více nahrazována frekvenčními měniči, které zajišťují lepší vlastnosti při rozběhu.

2.3.2. Výkonové polovodičové měniče

Spínané zdroje nalezneme například v napájení počítačů, spotřební elektroniky, ale s rozvojem elektrotechnologie se tyto zdroje postupně rozšířily i do průmyslových aplikací vyšších výkonů a napěťových hladin.

² Zdroj: <http://www.odbornecasopisy.cz/res/pdf/39461.pdf>

Spotřebu jalového výkonu tyristorového usměrňovače lze rozdělit na jalový výkon řídicí a jalový výkon komutační. (14) Odběr řídicího jalového výkonu je dán úhlem sepnutí α tyristorového usměrňovače a při zanedbání vlivu komutace lze uvažovat pro účinník první harmonické:

$$\cos \varphi \doteq \cos \alpha \quad 2.33$$

Pokud bychom vliv komutace chtěli zohlednit, je třeba ještě odečíst takzvaný poměrný stejnosměrný úbytek nakrátko Δu_k vznikající během komutace, který je podílem úbytku napětí během komutace U_k a usměrňovaného napětí za usměrňovačem U_{d0} . Poměrný stejnosměrný úbytek napětí se obvykle pohybuje u malých výkonů v rozmezí 3 až 4 %, pro velké výkony pak 5 až 8 %. (14)

$$\cos \varphi = \cos \alpha - \Delta u_k = \cos \alpha - \frac{\Delta U_k}{U_{d0}} \quad 2.34.$$

Pro invertorový režim pak lze předpokládat následující:

$$\cos \varphi = \cos \beta + \frac{\Delta u_k}{100} \quad 2.35.$$

kde β je úhel zapnutí v invertorovém režimu.

Prakticky je ale vhodnější vycházet z výkonu. Pro usměrňovač tedy platí:

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1} = \frac{U_d + \Delta U_d}{U_d} = u_d + \Delta u_d \quad 2.36.$$

kde U_d je napětí za usměrňovačem, ΔU_d je úbytek napětí na usměrňovači, u_d je poměrné napětí na usměrňovači a Δu_d je poměrný redukováný úbytek napětí, který se ale v praxi uvažuje jako 5 %.

V případě invertorového režimu je rovnice velmi podobná, avšak ztráty je nutné krýt v usměrňovači, proto tedy úbytek odečítáme (14):

$$\cos \varphi = u_d - \Delta u_d \quad 2.37.$$

Samotný odebíraný jalový výkon však nečiní takové problémy, jako spíš fakt, že neharmonický odběr způsobuje zkreslení základní harmonické složky a přenos i vyšších harmonických složek, které nekonají práci, pouze zatěžují síť a přenáší se takzvaný deformační výkon. Ten může být pro některá kompenzační zařízení velmi nebezpečný, neboť pokud dojde k rezonanci a kompenzační kondenzátor, případně cívka spolu se sítí jsou v rezonanci, kompenzační zařízení bude ze sítě odsávat určité frekvence vyšších harmonických, čímž dojde k jejich zatížení deformačním výkonem, čímž může být překročen zdánlivý výkon, na který byla konstruovaná a může dojít k jejich zničení.

2.3.3. Spínané zdroje

Na základě měření, která provedli autoři zdroje (15) a prezentovali na XI. Konferenci ERU 2014 v Brně, jsou účinníky domácích spotřebičů následující:

Spotřebič	P [W]	Q [Var]	cos φ [-]	Charakter [kap/ind]
Vysavač	1600,0	160,0	0,995	ind
3x notebook PC + displej	191,8	-34,7	0,984	kap
Rychlovarná konvice	805,7	-42,7	0,999	kap
Vysoušeč vlasů	1140,0	-58,0	0,999	kap
Samostatné spínané zdroje pro NB 3ks	2,3	-19,5	0,117	kap
Úsporné žárovky	102,3	-34,0	0,949	kap
LED televize	33,5	-14,5	0,918	kap
Standby LED televize	2,5	-8,3	0,288	kap
Mikrovlnná trouba	1312,1	340,1	0,968	ind
Lednice	90,1	17,9	0,981	ind

Tabulka 2 Příklad a účinník vybraných domácích spotřebičů

Na základě těchto výsledků je zřejmé, že domácí spotřebiče vyšších výkonů, jako je vysavač, rychlovarná konvice, vysoušeč vlasů, či mikrovlnná trouba mají buď induktivní charakter, nebo je jejich účinník velmi blízký jedné. Též jejich doba využití není nijak závratná v průběhu roku.

Avšak elektronika s nižší spotřebou, která je obvykle napájena spínanými zdroji, jakožto i spínané zdroje samotné v chodu naprázdno, vykazují horší účinník a to kapacitního charakteru. Ostatně, absolutně nejnižšího účinníku dosahují spínané zdroje v chodu naprázdno, dodávka jalového výkonu je ale též velmi nízká.

Rychlým propočtem na základě statistických údajů o počtu domácností v Praze a jejich vybavenosti počítačem v kombinaci s výše zmíněnými výsledky dojdeme k závěru, že pokud by všechny počítače vykazovaly stejné parametry jako ty měřené a byly by zapojeny do sítě ve standby režimu současně, potom by dodávaly do sítě jalový výkon o velikosti zhruba 2,9 MVar, v zapnutém stavu pak 5,2 MVar. Lze ale předpokládat, že vlivem nesoudobosti využití bude tato hodnota někde mezi, zanedbám-li ty případy, kdy majitelé své počítače ve vypnutém stavu odpojují od sítě.

LED televize též vykazují horší účinník, a to jak v zapnutém, tak vypnutém stavu. Ve vypnutém jsou ale hodnoty generovaného jalového výkonu velmi malé. Jak vysoká je ale vybavenost přímo tímto typem zobrazovacího zařízení statisticky neuvádějí.

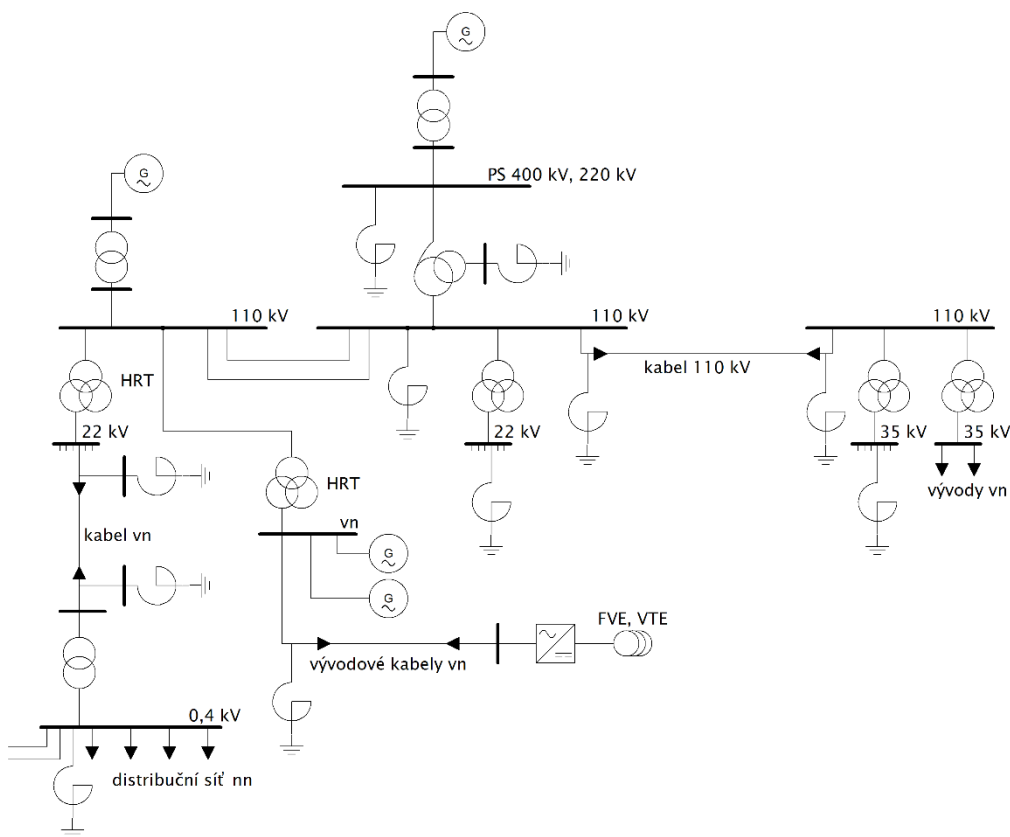
Úsporné žárovky též vykazují velmi špatný účinník. Bohužel je část věnující se této problematice ve výše zmíněném zdroji velmi skoupá na informace, tudíž nevíme, jaký byl počet a příkon testovaných úsporných žárovek.

Z výše zmíněného lze vyvodit závěr, v rozporu s dílčím závěrem autorů studie, z níž jsem čerpal hodnoty pro tuto kapitolu, že na území PREDistribuce je vlivem vysoké hustoty zalidnění a vybavenosti elektronikou a dalšími spotřebiči, které jsou napájeny spínanými zdroji, nezanedbatelný vliv těchto spotřebičů. Otazníkem ale zůstává, jaká je reálná soudobost připojení těchto zařízení do sítě.

3. Technická řešení kompenzace jalového výkonu

Kompenzaci jalového výkonu lze realizovat v obou směrech, tedy jak dodávka v případě nedostatku jalového výkonu, tak odběr. Jalový výkon je úzce spojen s napětím v síti, tudíž například pro lokální zvýšení napětí dochází k instalaci kondenzátorových baterií. Toto ale není hlavním tématem této práce a proto zde budou popsány kompenzační zařízení využívaná pro odsávání jalového výkonu ze sítě.

V současné době jsou instalovány kompenzační zařízení primárně v přenosové soustavě, nebo v terciárním vinutí autotransformátorů 400/110 kV. Další možnosti zapojení jsou naznačeny umístěním tlumivek v následujícím obrázku. Tlumivky umístěné v místě zaústění kabelových vedení jsou primárně uvažovány pro dekompenzaci těchto vedení.



Obrázek 6 Možnosti umístění kompenzačních zařízení

3.1. Tlumivka

Tlumivky se obecně využívají podélné a příčné. Podélně zapojené reaktory se používají pro omezení proudových rázů, případně zkratových proudů, k omezení strmosti nárůstu proudu, vyrovnání nesteromerných reaktancí paralelních prvků (transformátory, generátory), případně pro regulaci toku výkonů. (16) Příčné tlumivky se využívají pro kompenzaci jalového výkonu, který spotřebovávají, což je výhodné při provozu nezatížených, nebo málo zatížených

nadzemních vedení, která v tomto stavu vykazují kapacitní charakter, jakožto i kabelových vedení, která mají kapacitní charakter při libovolném zatížení z dovoleného rozsahu.

Z konstrukčního hlediska rozlišujeme tlumivky podle typu chlazení a izolace (vzduchové, olejové), podle typu magnetického obvodu (bez feromagnetického jádra, s feromagnetickým jádrem - jádrové, plášťové) a podle provedení (jednofázové, třífázové).

Pro napětí do 121 kV a do trojfázového výkonu zhruba 100 MVAR se využívají tlumivky ve vzduchovém provedení, ať už s feromagnetickým jádrem či bez. (16) Pro vyšší napěťové hladiny a výkony se pak využívají tlumivky v olejovém provedení s feromagnetickým jádrem. Výhodou tohoto provedení je vyšší izolační schopnost a účinnější chlazení.

Pokud se zaměříme na rozdíly mezi tlumivkami s feromagnetickým jádrem a bez, pak hlavní odlišností je magnetizační charakteristika. Vzduchová tlumivka má totiž lineární magnetizační charakteristiku, na rozdíl od tlumivky s jádrem. Naopak výhodou tlumivek s jádrem je minimalizace magnetického pole v jejich okolí, kdy se většina magnetického toku uzavírá v magnetickém obvodu. Označení provedení tlumivek jako jádrových a plášťových je analogické s provedením transformátorů.

V současné době se v přenosu a distribuci využívají převážně trojfázové tlumivky, až pro vyšší napěťové hladiny a výkony se využívá více jednofázových jednotek, nebo v případě použití vzduchových tlumivek, kde se i trojfázové jednotky skládají ze tří jednofázových. Připojení se využívá buď přímo do kompenzované sítě, do terciárního vinutí síťových transformátorů a autotransformátorů, případně zapojení na sekundární straně s nižším napětím.

Jelikož požadovaný kompenzační výkon není konstantní, využívá se v praxi buď připojování a odpojování kompenzačních tlumivek v případě velké skokové změny, nebo lze provést regulaci pomocí tlumivky s odbočkami, kdy se vhodnou volbou odbočky docílí co nejlepší kompenzace. Spínané tlumivky jsou ale obvykle navrhovány nanejvýš na několik sepnutí denně (17) a i časté změny odboček zkracují životnost tohoto přepínače. Pro plynulou kompenzaci je tak vhodnější statický kompenzátor nebo synchronní kompenzátor, o kterých bude pojednáno v dalších kapitolách.

3.2. Synchronní kompenzátor

V době, kdy ještě polovodičové prvky nebyly na tak vysoké úrovni jako dnes a nebylo možné je používat pro velké aplikace, například v energetice, se ke kompenzaci využívaly synchronní kompenzátory. Vzhledem k ústupu této technologie je v rámci přenosové soustavy České republiky tento typ kompenzace využit pouze v rozvodně Krasíkov.

Konstrukčně jsou synchronní kompenzátory totožné se synchronními motory, avšak jsou provozované v chodu naprázdno, kdy změnou buzení lze dosáhnout stejně jako u synchronního generátoru výroby či naopak spotřeby jalového výkonu. Vzhledem k tomu, že největší aplikace synchronních kompenzátorů mají jalový výkon až 1300 MVar, tedy velkou hmotnost a tím i setrvačnost, nelze je rozebíhat jako malé stroje přímým připojením na regulovanou soustavu. Proto jsou u nich buď instalovány rozběhové motory, které nejdříve kompenzátor roztočí na synchronní otáčky se sítí, nebo frekvenční měniče, díky nimž se minimalizuje proudový náraz při spouštění. Po dosažení synchronních otáček dochází k přifázování kompenzátoru na síť a jeho připojení.

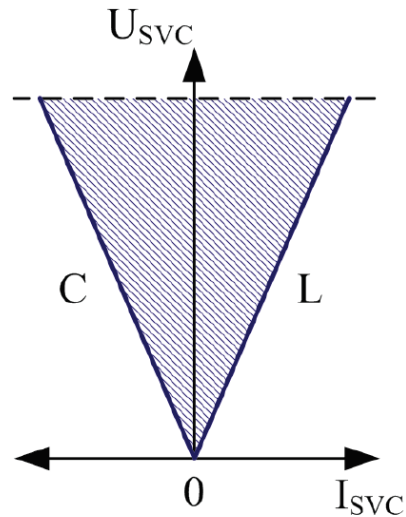
Kromě již zmíněného přínosu v podobě kompenzace jalového výkonu jsou další přínosy instalace tohoto zařízení v zvýšení zkratového výkonu a ve zvýšení rotujících setrvačných hmot zapojených do sítě, které stabilizují chod sítě, což je zvláště výhodné při vysokém podílu obnovitelných zdrojů, a tlumí případné přechodové jevy nebo skokové změny parametrů, ať již při normálních, či při havarijních podmínkách. (18)

3.3. Statické kompenzátory

Tato skupina zahrnuje více typů zařízení, která k činnosti využívají polovodičové prvky a měniče. Slovo statické v označení těchto prostředků odkazuje na to, že tato zařízení neobsahují rotační části, jako dříve zmíněné synchronní kompenzátory.

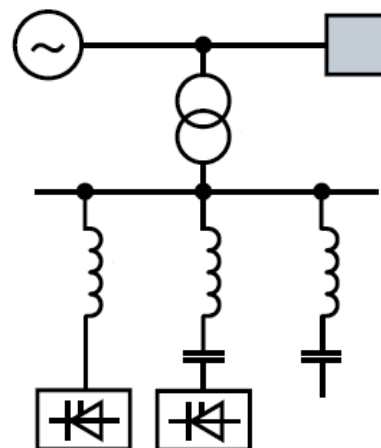
3.3.1. Statický VAr kompenzátor

Statický Var kompenzátor (angl. static VAr compensator, zkráceně SVC) je zařízení schopné jak dodávat, tak odebírat jalový výkon. Zařízení se skládá z různých kombinací pevně připojených kondenzátorů, tyristorově spínaných kondenzátorů, tyristorově spínaných tlumivek a tyristorově řízených tlumivek.



Obrázek 7 Voltampérová pracovní oblast SVC (Zdroj: (17))

Princip činnosti je jednoduchý. Ačkoliv je přesné fungování závislé na daném typu zařízení, obecně ale lze konstatovat, že v závislosti na potřebě dodávat či odebírat jalový výkon se buď spínají tyristorově spínané kondenzátory, nebo se tyristorově řídí tlumivky. Vzhledem k tomu, že řízení je na rozdíl od spínání spojitě, lze dosáhnout všech hodnot v pracovním rozsahu daného zařízení. Všechna tato zařízení, společně s filtrem, jsou pak obvykle zapojena přes vazební transformátor na kompenzovanou síť. (18)

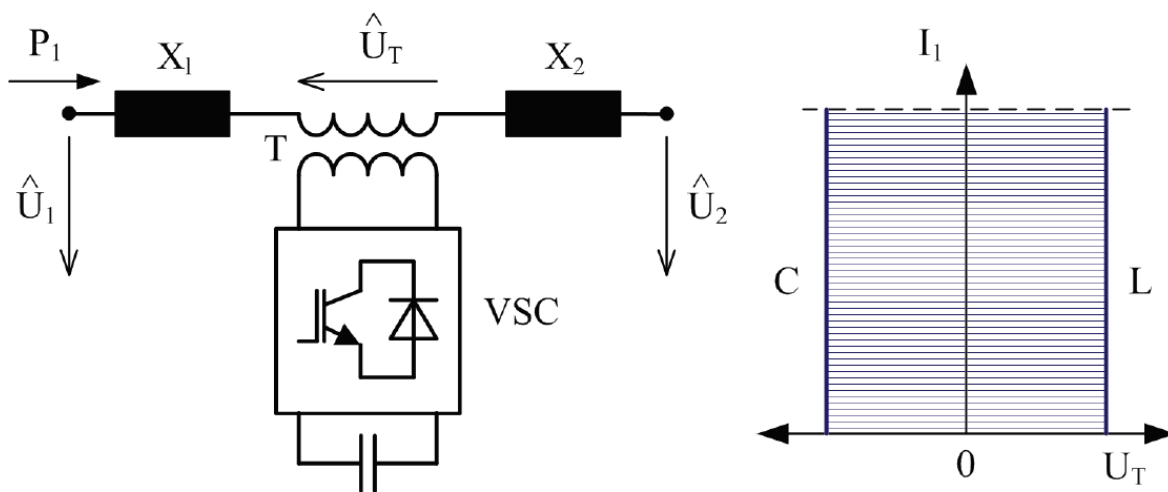


Obrázek 8 Principiální schéma SVC (Zdroj: (18))

Přínosy tohoto zařízení jsou, kromě kompenzace jalového výkonu, dynamická stabilizace napětí, zvýšení stability systému (konkrétně zvýšení dynamické stability zlepšením tlumení při kývání), vyrovnávání dynamického zatížení a podpora napětí v ustáleném stavu.

3.3.2. Statický synchronní sériový kompenzátor

(zkráceně SSSC) je zařízení na bázi trojfázového měniče, který je v sérii zapojen s kompenzovaným vedením. Abych byl přesný, sériově s kompenzovaným vedením není zapojený přímo měnič, ale pouze vazební transformátor, pomocí kterého je připojen. Ten pak do sítě dle potřeby vstříkují napětí U_T , které buď předbíhá, nebo zaostává za proudem a tím se dosahuje kompenzace účinníku. Vzhledem k tomu, že napětí buď o 90° předbíhá, nebo zaostává za proudem při čisté kompenzaci jalového výkonu, dochází tak k ovlivnění podélné impedance vedení, čímž se mění úhel přenosu δ .



Obrázek 9 Schéma statického synchronního sériového kompenzátoru a jeho voltampérová pracovní charakteristika (Zdroj: (17))

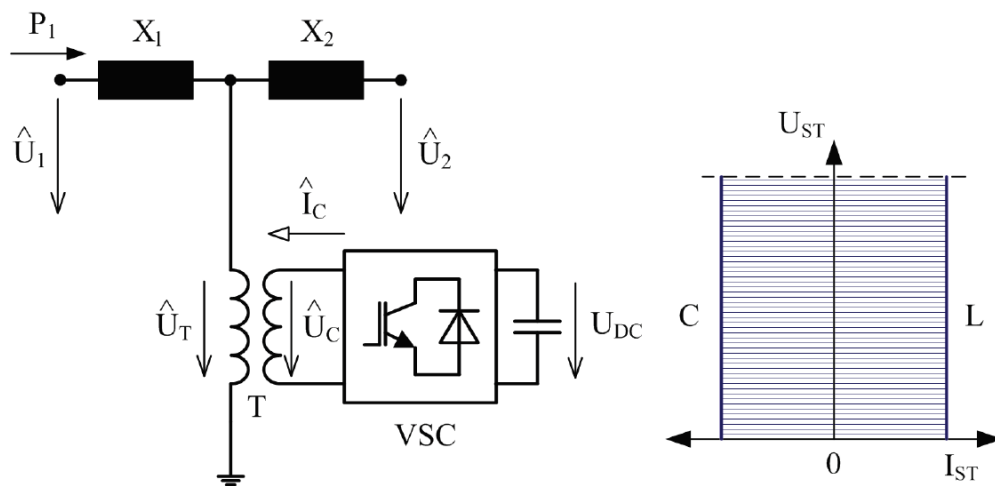
Pokud je ve stejnosměrném obvodu kromě kondenzátoru zapojen ještě stejnosměrný zdroj, je schopný tento kompenzátor kromě jalového výkonu kompenzovat též napěťový úbytek vedení a tedy i činný výkon. (19)

Nevýhodou tohoto zařízení je, že vyžaduje velké reaktanční prvky v stejnosměrné větvi a že na vazebním transformátoru dochází k ztrátám, které jsou závislé na proudu tekoucím kompenzovaným vedením.

3.3.3. Statický synchronní kompenzátor

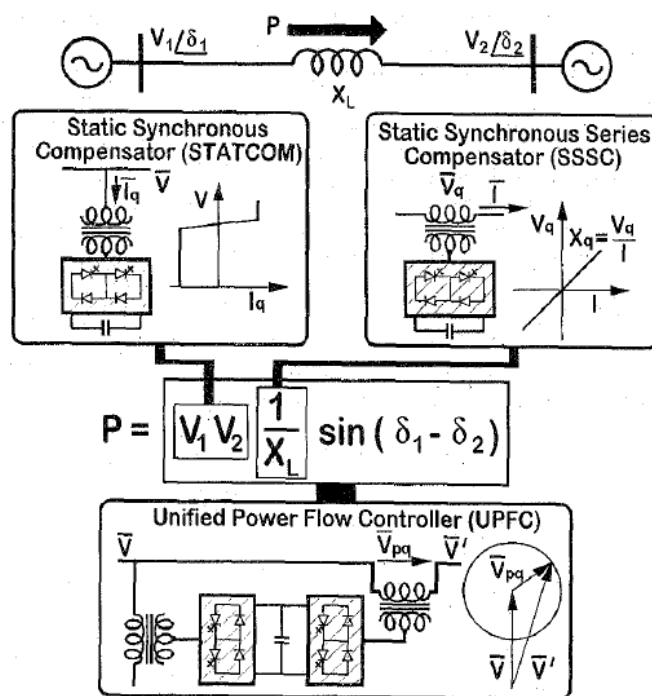
Statický synchronní kompenzátor, někdy též nazývaný STATCOM, je paralelně zapojený třífázový měnič. Podobně jako statický synchronní sériový kompenzátor, i statický synchronní kompenzátor, určený čistě pro kompenzaci jalového výkonu, neobsahuje stejnosměrný zdroj, pouze kondenzátor pro akumulaci energie. Pokud je kompenzátor vybaven stejnosměrným zdrojem, může též regulovat tok činného výkonu. Z pohledu regulace jalového výkonu ale tato funkce není důležitá.

Amplituda napětí STATCOMu i jalový výkon jsou říditelné. Výstupní proud a výstupní napětí jsou na sebe kolmé (čistě reaktivní prvek), při zanedbání ztrát, které jsou pokrývány činným výkonem z kompenzované soustavy. Princip provozu spočívá v tom, že je-li napětí kompenzátoru vyšší než napětí sítě, dochází k toku jalového výkonu do sítě, pokud je napětí STATCOMu nižší, jalový výkon se spotřebovává. Tato výměna je realizována jalovým proudem, který kompenzátor buď dodává, nebo odebírá ze sítě. (17)



Obrázek 10 Schéma STATCOMu a jeho voltampérová pracovní charakteristika (Zdroj: (17))

Kombinací statického synchronního sériového kompenzátoru a statického synchronního kompenzátoru vznikl takzvaný univerzální regulátor výkonových toků (angl. Unified Power Flow Controller – UPFC), který dokáže nezávisle řídit činný a jalový výkon v přenosové lince.



Obrázek 11 Univerzální regulátor výkonových toků (Zdroj: (19))

3.4. Podmínky připojení velkoodběratelů do distribuční soustavy z pohledu jalového výkonu

Na základě platné legislativy jsou velkoodběratelé povinni před připojením k distribuční soustavě vykompenzovat svůj účinník na hodnotu stanovenou Technickými podmínkami připojení. Podle těch by měl být účinník konstantní v rozmezí 0,95 až 1 induktivní. Tento dokument také požaduje kompenzaci jalové složky ztrát naprázdno všech silových transformátorů před jejich připojením do sítě. (20) Ačkoliv je tato část stále v platnosti, v praxi se již od jejího splnění před připojením často upouští. Důvody jsou nasnadě, neboť vlivem rozvoje technologií se proud naprázdno moderních transformátorů, a tedy i jalové ztráty naprázdno natolik zmenšily, že již tuto podmínku není nutné plnit. Dalším faktem také je, že odběr naprázdno je induktivního charakteru, což pomáhá ke kompenzaci jalového výkonu generovaného kabelovými sítěmi.

Pokud by došlo ke změně legislativy a provozovatel distribuční soustavy by mohl určit požadovaný účinník, případně by došlo ke zvětšení rozsahu dovoleného induktivního účinníku, bylo by možné vylepšit bilanci jalového výkonu v distribuční soustavě.

4. Historický vývoj a současný stav

Tato kapitola se věnuje historickému vývoji elektrifikace na území hlavního města Prahy, jeho současné situaci a možnému budoucímu rozvoji.

4.1. Historie

Tato kapitola byla zpracována na základě zdroje (21).

Elektrifikace Prahy začala na konci devatenáctého století, kdy mezi lety 1889 až 1897 byly na Žižkově, Smíchově a v Karlíně vystavěny první stejnosměrné elektrárny. To však nebyly jediné zdroje v Praze, neboť mnoho továren mělo také vlastní zdroj. V roce 1897 začal být zvažován přechod na střídavý proud vlivem jeho nesporných výhod.

Tyto úvahy vyvrcholily 1. 9. 1897, kdy byla zahájena činnost Elektrických podniků královského hlavního města Prahy (předchůdce dnešní Pražské energetiky, a. s.). Kromě výroby a rozvodu elektřiny společnost též provozovala elektrické dráhy a elektrické osvětlení na ulicích a v domech. Další elektrifikace byla prováděna na vysokém napětí 3 kV a nízkém napětí 120 V při frekvenci 50 Hz.

Až do roku 1918 probíhá výstavba primární sítě, kdy jde převážně o zasmýčkováná kabelová vedení 3 x 3 kV. Ta bylo možno rozdělit v rozpínacích stanicích, odkud také vycházely distribuční kabely 3 kV, na které navazovaly transformovny 3/0,1 kV. Do roku 1918 vyrostly též první kabelová vedení 22 kV. Úplně první vedlo z elektrárny v Holešovicích na náměstí Republiky. V oblastech poblíž měniren se však udržoval stále stejnosměrný rozvod, na Smíchově například až do roku 1929.

K „znormování“ rozvodu elektřiny došlo až v říjnu 1920, kdy na základě vládního nařízení byla zavedena jednotná soustava na frekvenci 50 Hz a napětím v místní síti 380/220 V. Přespolní sítě pak byly na 22 kV, dálkové na 100 kV a napětí generátorů 6 kV. Roku 1923 došlo k plné elektrifikaci všech objektů v centrální části Prahy, přičemž elektrifikace byla provedena pomocí kabelových vedení 3/0,1 kV.

Kolem roku 1930 probíhala výstavba nových transformoven a připojování periferií Prahy. Vzhledem k neudržitelnosti napěťové hladiny 3 kV v některých okrajových částech bylo rozhodnuto o přechodu na hladinu 6 kV. Tato změna probíhala postupně až do roku 1944.

Po roce 1945 vlivem změny politického systému a řízení energetiky dochází k neúnosnému stavu v Praze, kdy jde minimum peněz do rozvoje distribuce. Stav kolem roku 1955 je kritický, a proto dochází k výstavbě transformoven Běchovice, Sever II a Východ s napojením do nadřazené

soustavy 110 kV, kde je napětí transformováno na hladinu 22 kV. Postupně byly dobudovány další transformační stanice 110/22 kV.

V 60. letech pak Prahu zásobovalo 23,5 km nadzemních vedení 110 kV. Na této hladině byl v té době jediný odběratel ČKD Vysočany. Nadzemní vedení byla též 22 kV a využívala se pro zásobování elektřinou v okrajových částech. Jejich úhrnná délka byla 315 km. Kabelové sítě 22 kV měli úhrnnou délku 420 km, přičemž jejich charakter byl převážně napájecí. Technicky byla provedena z tří jednožilových kabelů. Nejrozsáhlejší byla kabelová vedení na nejnižší hladině – 3 kV. Jejich úhrnná délka byla 652 km. Problémem však bylo morální a technické zastarávání. V ustáleném chodu se toto sice neprojevovalo, ale při poruchách již nebyla plně spolehlivá a na nejnižší napěťové hladině již většina zařízení byla přetěžována a bez rezervy.

Mezi celostátní milníky energetiky určitě patří začátek září roku 1960, kdy byla dokončena plošná elektrifikace měst a obcí Československa. V té době bylo také rozhodnuto, že bude v Praze rozvod 3/0,1 kV převeden na hladinu 22/0,4 kV. Cena tohoto rozhodnutí byla odhadnuta na 1,2 miliardy Kčs.

Dalším milníkem v zásobování hlavního města bylo připojení k nadřazeným soustavám 220 a 400 kV. Připojení k soustavě 400 kV bylo provedeno v rozvodně Řeporyje a uvedeno do provozu v roce 1975. První HDO bylo zprovozněno roku 1982 v Malešicích, druhé pak roku 1986 v Řeporyjích.

Po politické přeměně roku 1989 došlo k transformaci na akciovou společnost. Vlivem podinvestovanosti v socialistické éře bylo nutné vynaložit nemalé prostředky na obnovu, rozvoj a rozšíření nevyhovujících sítí pro zvýšení jejich spolehlivosti. Ač bylo jedním z prvních cílů zlikvidovat zbývající sítě 3 a 6 kV, ještě v roce 2000 byla některá místa napájena na této hladině. Tato hladina byla plně eliminována až v roce 2003.

V té době již měla Pražská energetika ve své správě 181 km vedení VVN, 3570 km VN a 8774 km vedení NN. Dále řídí 18 rozvodů VVN/VN, 164 rozpínacích stanic VN/VN a 3183 distribučních transformačních stanic.

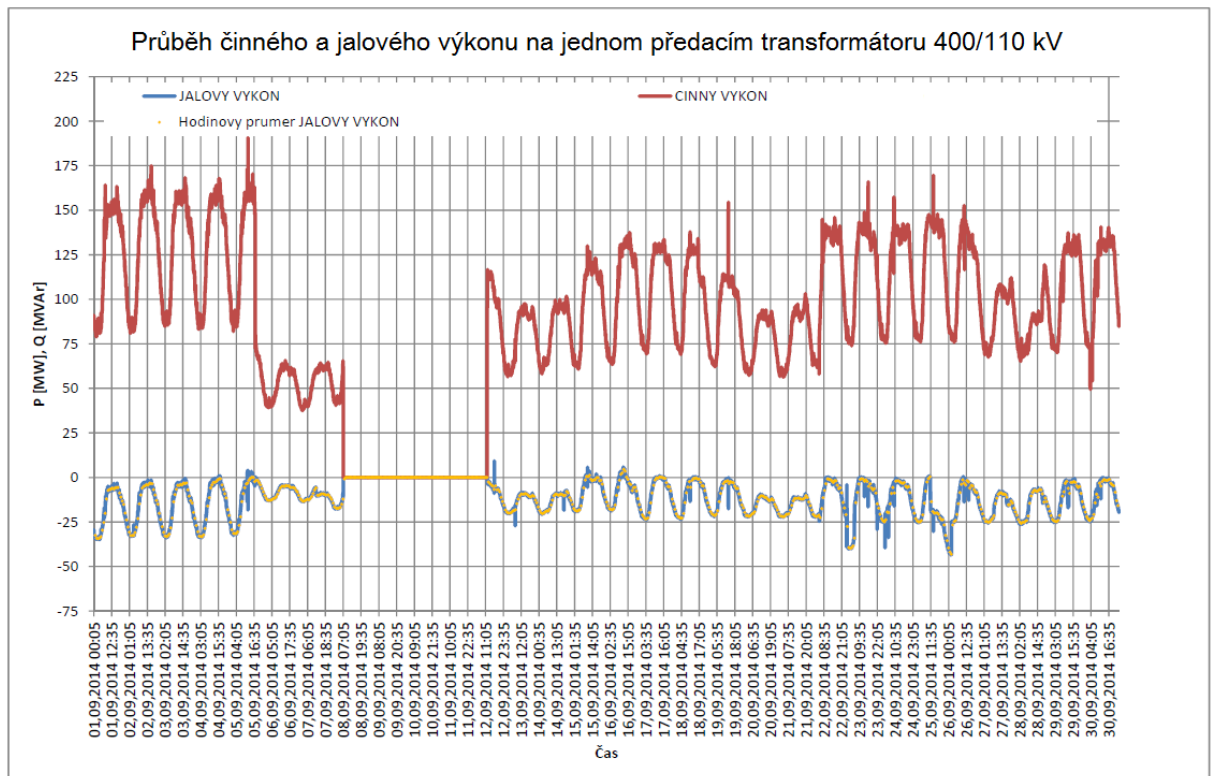
Rozvoj sítě se však nezastavil, a tak v současné době již Pražská energetika spravuje 207 km vedení VVN, z nichž více jak čtvrtinu tvoří kabelová vedení. Dále řídí 22 vlastních transformoven VVN/VN a jednu cizí. Délka spravovaného vedení VN narostla na 3867 km, přičemž pouhá tři procenta z toho jsou vedena venkovním vedením 22 kV. Zbytek tvoří kabelová vedení na hladinách 22 a 6 kV. Pouze úhrnná délka vedení NN poklesla na 7940 km, z nichž 1% podíl

připadá na nadzemní vedení. Počet distribučních transformačních stanic pak je 3616, včetně těch v zápujčce. (22)

4.2. Současná situace a nástin budoucího vývoje

Vlivem poklesu zatížení, vzrůstající délce kabelového vedení a vlivem odlehčení sítě díky decentrální výrobě dochází v současné době k přetokům jalového výkonu z distribuční do přenosové soustavy České republiky. Velikost přetoků z distribuční sítě PREDistribuce v letech 2013 a 2014 byla ve výši 3,1 TVArh, což je alarmující stav. Kromě přetoku jalového výkonu to též znamená zvyšování napětí v přenosové soustavě nad dovolené meze, které již v některých případech nelze dostupnými prostředky zregulovat na dovolenou hodnotu.

Z následujícího grafu je zřejmé, že v některých oblastech lze pozorovat kromě trvalého přetoku jalového výkonu též jeho fluktuace na denní bázi, kdy v době maximálního zatížení jsou přetoky jalového výkonu minimální, zatímco v době minimálního zatížení jsou maximální. Takovýto průběh fluktuace lze v různé míře sledovat na celé hladině 110 kV distribuční sítě PREDistribuce, kde přes den dochází k menším přetokům jalového výkonu a v noci tyto přetoky narůstají.



Graf 7 Přenášený činný a jalový výkon transformátorem 400/110 kV v jednom předacím místě v září 2014

Tento trend se zdá být nezvratným, jelikož v následujících letech se očekává nárůst výroby elektřiny z decentrálních zdrojů. Dalším faktem je očekávaný nárůst souhrnné délky kabelových vedení, neboť jsou plánovány nové kabelové linky na hladinách 110 a 22 kV. (23)

5. Simulace chodu sítě v uzlové oblasti Malešice v programu PSS®E Xplora 34

Pro určení vhodné velikosti kompenzačního zařízení jsem provedl simulaci chodu sítě v uzlové oblasti Malešice. Predikovat zatížení oblasti je těžké, zvláště pak v době, kdy během posledních pěti let vytrvale klesalo dosažené technické maximum celé sítě PREdistribuce. (22)

Pro simulaci jsem se rozhodl využít software firmy Siemens PTI PSS®E Xplora 34³, který nabízí vhodné funkce.

5.1. Parametry modelu

Nejdříve bylo nutné sestavit model sítě. Díky poskytnutým informacím o vedení (24) a transformátorech (25), jakožto i jejich zapojení v rámci uzlových oblastí a jejího napájení jsem vypočetl hodnoty, které jsem zadal do programu. Přesné parametry jednotlivých prvků zde nebudou uvedeny, pouze jejich zpracování a ukázkové výpočty. Pokud by někoho data blíže zajímala, jsou dostupná u provozovatele distribuční soustavy, tedy společnosti PREdistribuce.

Pro jednotlivá vedení a kabely jsem zadával jejich odpor, induktivní reaktanci a kapacitní susceptanci v poměrných jednotkách. Nejprve bylo nutné si určit vztažné hodnoty napětí a výkonu. Jako vztažné napětí U_B jsem zvolil 110 kV, jako vztažný výkon S_B jsem zvolil 100 MVA. Na základě těchto dvou hodnot jsem dopočítal vztažnou impedanci Z_B .

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{110\,000^2}{100\,000\,000} = 121\ \Omega \quad 4.1.$$

S její pomocí jsem následovně vypočetl poměrné hodnoty odporu, indukčnosti a kapacitance:

$$r_i = \frac{R_i}{Z_B} = \frac{1,282}{121} = 0,0106 \quad 4.2.$$

kde R_i je odpor příslušného vedení v ohmech,

$$x_i = \frac{X_i}{Z_B} = \frac{4,208}{121} = 0,0348 \quad 4.3.$$

kde X_i je indukčnost příslušného vedení v ohmech,

$$b_i = Z_B B_i = 121 \cdot 32,03 \cdot 10^{-6} = 0,00388 \quad 4.4.$$

kde B_i je kapacitní susceptance v siemensech.

³ Pro studijní účely dostupné z: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/transmission-system-planning-tab/pages/university.aspx>

Vedeními jsem propojil všech devět rozvodů 110 kV ve studované oblasti, kterými jsou Malešice, Pražačka, Střed, Černý Most, Východ, Holešovice, Letňany, Třeboradice a Sever. Oblast je napájena z rozvodny Malešice, kde jsou dva autotransformátory 230/121/10,5 kV o výkonu 200 MVA s hladinovou regulací transformátoru (HRT) $\pm 6\%$ na sekundární straně, jejichž parametry mi též byly poskytnuty. Hladinové regulace autotransformátorů jsou obvykle sepnuté na třetí odbočce (-8 %) a budou tak modelovány, není-li uvedeno jinak.

Do oblasti dále pracuje elektrárna Mělník II, kdy za normálního provozu dodává svůj výkon do sítě PREDistribuce pouze generátor 9 po vedení V909 do Třeboradic. Vzhledem k tomu, že tento zdroj není využíván pro automatickou sekundární regulaci napětí, modeloval jsem ho pouze jako PQ zdroj, tedy že regulace buzení je automaticky prováděna tak, aby byl udržován zadaný konstantní účinník. Model zahrnuje též blokový transformátor.

Dalšími zdroji v oblasti je teplárna Malešice s instalovaným výkonem 122 MW elektrických připojená na hladině 110 kV do rozvodny Malešice, ale její využití je v současné době minimální. Ještě je zde na hladině 22 kV ZEVO Malešice, jež má odběrovou turbínu s generátorem o nominálním výkonu 17,6 MW elektrických. Na základě informací z roku 2011 vychází, že její průměrný výkon v průběhu roku je 11,42 MW, z něhož přibližně 8 MW je dodáváno do sítě a 3,42 MW připadají na vlastní spotřebu. (26)

U transformátorů jsem do programu zadal jejich ztráty naprázdno, nakrátko, poměrnou impedanci nakrátko, která je rovna napětí nakrátko, a proud naprázdno. Dále pak informací o počtu odboček a jejich rozsahu a nominálním zdánlivém výkonu vinutí. Ač jde obvykle o trojvinuťové jednotky, modeloval jsem je pouze pomocí dvouvinuťových transformátorů, avšak s respektováním jejich parametrů.

Rozhodl jsem se pro vytvoření šesti řezů, a to pro současný stav, rok 2020 a rok 2025, vždy modelová situace v minimu a maximu zatížení.

Pro výpočty stavů jsem použil funkci výpočtu toků (*Power Flow -> Solution -> Solve (NSOL/FNSL/FDNS/SOLV/MSLV)...*) v programu PSS®E, přičemž pro výpočet jsem použil výchozí nastavení, kdy nedochází ke změnám odboček na transformátorech a limitování proměnných probíhá automaticky. Opakovaným během výpočtu jsem se dostal k nulové systémové odchylce.

5.2. Simulace současného stavu

Současné zatížení jsem modeloval na základě dat z průběhového měření na transformátorech 110/22 kV z roku 2014. (27) Pro měsíce leden, únor, duben, červenec, srpen, listopad a prosinec jsem zanalyzoval hodnoty a určil jsem soudobé minimální a maximální pětiminutové zatížení pro

transformační stanice v uzlové oblasti Malešice. Výsledky za jednotlivé měsíce jsem pak porovnal a určil jsem celoroční maximální a minimální zatížení oblasti. Pokud hodnoty pro daný čas chyběly, aproximoval jsem je průměrem z předcházejícího a následujícího měření, které bylo zaznamenáno.

Absolutně nejnižší hodnota zatížení podle naměřených dat byla dosažena v srpnu 2014, avšak velikost činného výkonu v rozvodně Střed je celý měsíc nula, ačkoli velikost jalového výkonu fluktuuje. Po zvážení a konzultaci jsem se rozhodl srpnová měření vyloučit a použít druhou nejnižší hodnotu zatížení, která byla 90,2 MW, přičemž tato hodnota také vykazuje nejvyšší hodnotu přetoku jalového výkonu z hladiny VN na hladinu VVN a to ve výši -23,6 MVar. Této hodnoty bylo dosaženo 14. dubna 2014 v 4:20 ráno.

Část hodnot, které jsem měl k dispozici, byla ze sekundární strany transformátorů 110/22 kV, část z primární. Proto jsem se rozhodl, že hodnoty z vyšší napěťové hladiny přepočtu na nižší napěťovou hladinu pro současnou situaci. To jsem byl nucen provést pro hodnoty v rozvodnách Pražáčka, Východ a Třeboradice, kde jsem od naměřených hodnot odečetl činné a jalové ztráty transformátorů, které jsem vypočetl následujícím způsobem:

$$P_z = P_0 + P_k \frac{S^2}{S_N^2} = 41,58 + 359 \frac{30,6^2}{63^2} = 125,8 \text{ kW} \quad 4.5.$$

kde P_0 jsou ztráty naprázdno, P_k jsou ztráty nakrátko, S je zdánlivé zatížení transformátoru a S_N je nominální zdánlivý výkon transformátoru.

Pro jalové ztráty jsem využil následující aproximace:

$$Q_0 = i_0 S_N = \frac{0,28}{100} \cdot 63\,000 = 174,5 \text{ kVAr} \quad 4.6.$$

$$Q_k = u_k S_N = \frac{16,8}{100} \cdot 63\,000 = 10584 \text{ kVAr} \quad 4.7.$$

přičemž rovnice pro jalovou spotřebu transformátoru jsou analogické vzorci pro činné ztráty v transformátoru:

$$Q_z = Q_0 + Q_k \frac{S^2}{S_N^2} = 174,51 + 10\,584 \frac{30,6^2}{63^2} = 2\,658 \text{ kVAr} \quad 4.8.$$

kde Q_0 je jalová spotřeba naprázdno a Q_k je jalová spotřeba nakrátko. (28)

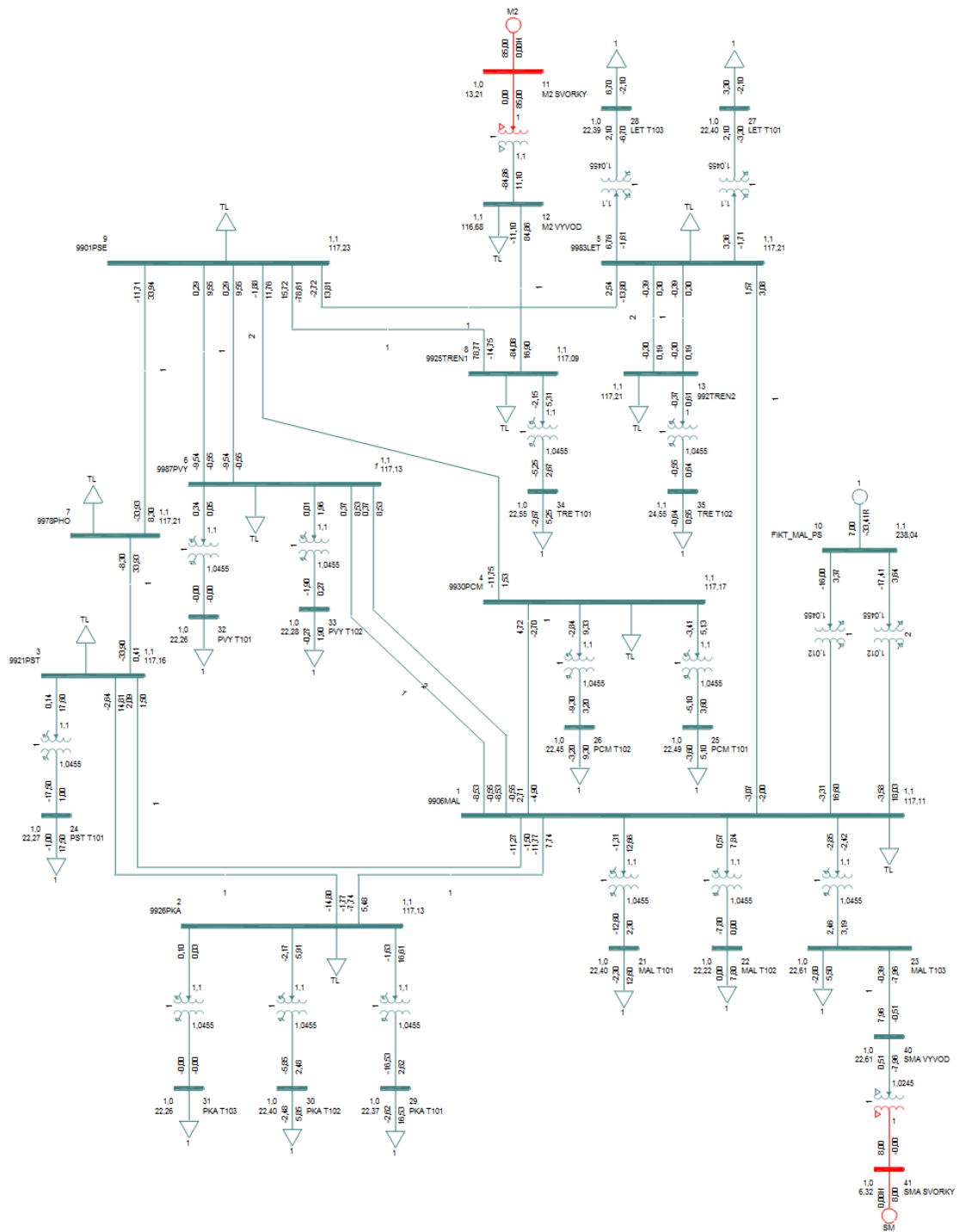
Na následujícím obrázku jsem pro ilustraci umístil obrázek schéma vytvořeného v programu PSS®E Xplere 34. Schéma má hlavně informativní charakter o rozsahu modelu. Aby se do této práce vešel, bylo potřeba ho zmenšit, tudíž jsou hodnoty v něm jen velmi těžko rozeznatelné. Vysvětlení zkratk použitých pro označení jednotlivých rozveden a zdrojů:

- M2 (M2 SVORKY, M2 VYVOD) - generátor elektrárny Mělník II, svorky, blokový transformátor a rozvodna vyvádějící výkon ven
- SMA (SMA SVORKY, SMA VYVOD) - generátor instalovaný v ZEVO Malešice, svorky, blokový transformátor a rozvodna vyvádějící výkon ven
- 9983LET - rozvodna Letňany
- 9925TREN1, 9925TREN2 - rozvodna Třeboradice⁴
- 9901PSE - rozvodna Sever
- 9930PCM - rozvodna Černý Most
- 9987PVY - rozvodna Východ
- 9978PHO - rozvodna Holešovice
- 9906MAL - rozvodna Malešice
- 9926PKA - rozvodna Pražáčka
- 9921PST - rozvodna Střed
- FIKT_MAL_PS - část rozvodny Malešice na hladině 220 kV, zdroj pracující do tohoto uzlu zastupuje přenosovou soustavu, dva transformátory propojující tento uzel s uzlem MAL, jsou napájecí autotransformátory 220/121 kV.

Uzly pojmenované zkratkou některé z rozveden a označením transformátoru (např. MAL T101) zastupují sekundární stranu transformátorů 110/22 kV.

Zátěže mají tvar šipky. Ty označené *t/* jsou tlumivky, které jsem postupně pro jednotlivé výpočty připojil do sítě. Ostatní zátěže reprezentují odběr z daného transformátoru.

⁴ Rozvodna Třeboradice se skládá v modelu ze dvou oddělených přípojníc. Rozvodna se provozuje tak, že jedna přípojnice je podélně rozdělena na dvě části, přičemž do jedné je zaústěno vedení z elektrárny Mělník II a z rozvodny Sever. Druhá část přípojnice je napájena dvěma nadzemními vedeními z rozvodny Letňany.



Obrázek 12 Schéma Malešické uzlové oblasti v minimu zatížení současného stavu

Na základě analýzy dat z roku 2014 jsem dostal následující hodnoty soudobého zatížení na hladině 22 kV⁵:

Označení rozvodny a transformátoru		Minimum zatížení 2014				Maximum zatížení 2014			
		P _m [MW]	Q _m [MVar]	P _{kor} [MW]	Q _{kor} [MVar]	P _m [MW]	Q _m [MVar]	P _{kor} [MW]	Q _{kor} [MVar]
Malešice	T101	12,6	-2,3	12,6	-2,3	10,4	-0,7	10,4	-0,7
	T102	7,8	0	7,8	0	23,7	1,9	23,7	1,9
	T103	-2,5	-2,8	-5,5 ⁶	-2,8	12,5	-0,5	20,5 ⁵	-0,5
Střed	T101	17,5	-1	17,5	-1	28,2	3,1	28,2	3,1
Černý Most	T101	5,1	-3,6	5,1	-3,6	12,9	-2,3	12,9	-2,3
	T102	9,3	-3,2	9,3	-3,2	21,7	-0,5	21,7	-0,5
Letňany	T101	3,3	-2,1	3,3	-2,1	13,6	-0,9	13,6	-0,9
	T103	6,7	-2,1	6,7	-2,1	12,4	-0,5	12,4	-0,5
Pražáčka	T101	16,6	-1,7	16,5	-2,6	30,5	1,1	30,4	-1,6
	T102	5,9	-2,2	5,9	-2,5	28,4	1,5	28,3	-0,8
	T103	0	0	x	x	37,2	-0,9	37,1	-4,6
Východ	T101	0	0	x	x	2	0	1,9	-0,2
	T102	2	0	1,9	-0,3	6	0	5,9	-0,4
Třeboradice	T101	5,3	-2,2	5,2	-2,7	13,3	-0,9	13,2	-2,1
	T102	0,6	-0,4	0,5	-0,6	0,6	-0,3	0,5	-0,5

Tabulka 3 Naměřené a přepočtené hodnoty zatížení v UO Malešice v roce 2014

kde P_m je hodnota naměřeného činného výkonu, Q_m je naměřená hodnota jalového výkonu, P_{kor} je přepočtená hodnota činného výkonu na hladinu 22 kV a Q_{kor} je přepočtená hodnota jalového výkonu na hladinu 22 kV. Hodnota x v tabulce označuje, že transformátor byl odpojen. Ve většině případů byly činné ztráty tak malé, že po zaokrouhlení na jedno desetinné místo se nijak neprojeví v hodnotě zatížení.

5.2.1. Výsledky simulace současného stavu v době minima zatížení

Na základě výše uvedeného jsem provedl několik simulací. Jako první jsem zkoumal stav minimálního zatížení. Za předpokladu, že by elektrárna Mělník II byla odstavena. V tomto

⁵ Rozvodny Sever a Holešovice nejsou v tabulce uvedeny, neboť jsou za normálních okolností součástí uzlové oblasti Řeporyje.

⁶ Do přípojnice 22 kV transformátoru T103 v Malešicích je ještě zapojena výrobní ZEVO Malešice. Jak již bylo zmíněno, průměrný dodávaný činný výkon je 8 MW. Jelikož mi nebyly dostupné přesné hodnoty spotřeby činného a jalového výkonu očištěné o tuto výrobu, předpokládal jsem, že turbogenerátor ve spalovně pracuje s konstantním účinníkem rovným jedné. Abych dosáhl naměřené hodnoty dodávky na sekundární straně distribučního transformátoru T103 2,5 MW do nadřazené sítě 110 kV, zvýšil jsem spotřebu na 5,5 MW v minimu a na 20,5 MW v maximu, aby bilance uzlu vůči nadřazené síti odpovídala naměřeným hodnotám.

případě je přetok jalového výkonu do přenosové soustavy České republiky v rozvodně Malešice ve výši -48,41 MVAR, což přibližně souhlasí i s hodnotou naměřenou, která je -51,4 MVAR. Napětí ve všech rozvodnách hladiny 110 kV se v modelu pohybovalo kolem hodnoty 117,95 kV. Podle měření na autotransfornátorech ale byla hodnota napětí v Malešicích pouze 116 a 116,2 kV. Je zde tedy rozpor přibližně 1,8 kV, který ale lze vysvětlit tím, že v tu chvíli byla nastavena jiná odbočka díky automatické hladinové regulaci transformátoru.

Pokud by za daného stavu došlo ke snížení odbočky HRT napájecích autotransfornátorů na nejnižší – první odbočku (-12 %), lze dle simulací dosáhnout snížení přetoku jalového výkonu o 3 MVAR. Změna činných ztrát je přitom minimální.

Když jsem simuloval chod oblasti s chodem elektrárny Mělník II na 85 MW a převodem blokového transformátoru 13,8/121 kV, při jednotkovém účinníku, pak přetok jalového výkonu v Malešicích byl -34,4 MVA. Velkou spotřebu jalového výkonu v tomto případě představoval blokovaný transformátor Mělníka II, který spotřeboval 11,1 MVAR.

5.2.2. Výsledky simulace současného stavu v době maxima zatížení

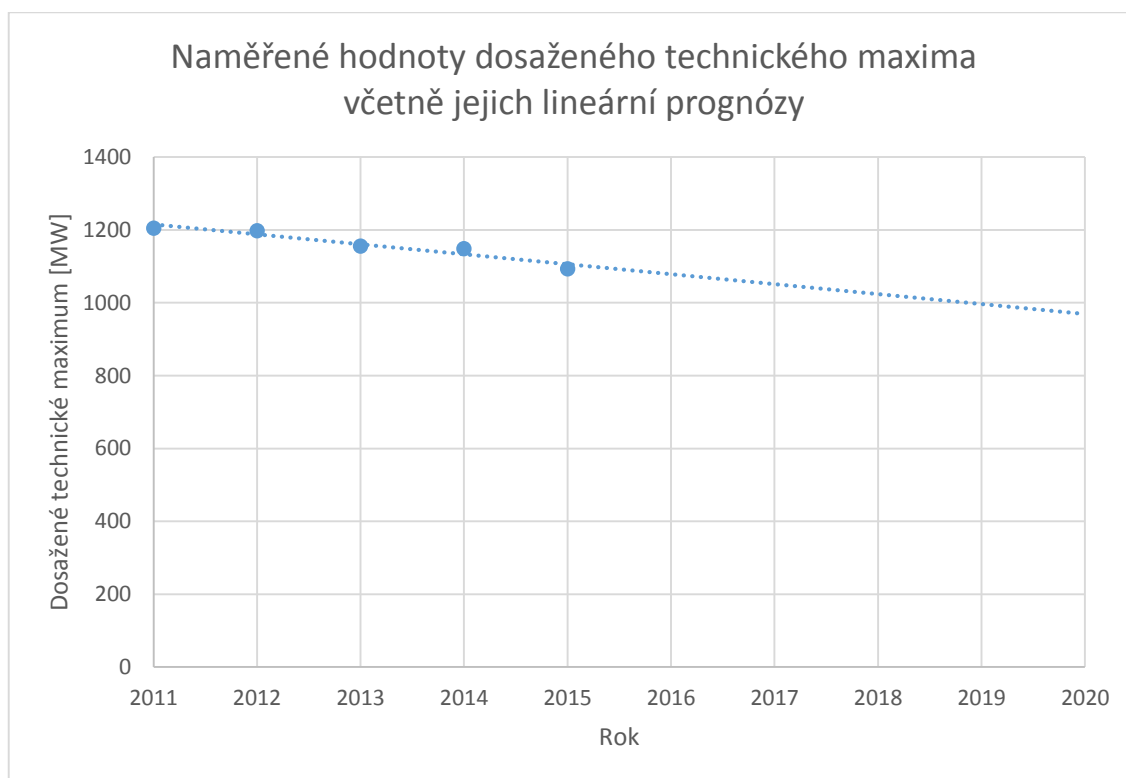
V době maximálního zatížení UO Malešice, kterého bylo dosaženo 1. 12. 2014 v 16:30, byla v součtu na transformátorech 110/22 kV naměřena spotřeba 253,4 MW. V modelu byla elektrárna Mělník II nastavena jako PQ uzel a udržovala si konstantní účinník jedna při výkonu 85 MW činných. V tu chvíli by v Malešicích byla spotřeba 10,3 MVAR z PS při odběru činného výkonu 170,9 MW.

Pokusil jsem se ověřit tyto hodnoty s hodnotami naměřenými, ale dochází zde k rozporu. Napětí v rozvodně Malešice odpovídá měření při zvýšení o jednu odbočku, tedy na -6 % (odbočka 4), pravděpodobně v tomto případě zafungovala automatická HRT, ale činný a jalový výkon odebíraný z přenosové soustavy se výrazně liší (naměřený činný odběr 64,3 MW a jalový ve výši 32,4 MVAR oproti 170,9 MW a 10,3 MVAR v modelu). I při maximálním dosažitelném výkonu turbogenerátoru 9 v elektrárně Mělník II, který je 125 MW, by nebylo možné při zmíněném odběru z PS pokrýt činnou složku transformovaného výkonu na hladinu 22 kV. Jediným možným vysvětlením tak je, že v daný moment do oblasti pracoval též generátor 10 elektrárny Mělník II, který normálně pracuje do sítě ČEZ Distribuce. Tuto hypotézu se ale nepodařilo dostupnými prostředky ověřit.

5.3. Simulace stavu v roce 2020

Jelikož jsem pro rok 2020 měl dostupné pouze sumární zatížení pro jednotlivé rozvodny, nikoli pro jednotlivé transformátory v nich, rozhodl jsem se simulovat situaci bez transformátorů, jako by šlo o odběr z hladiny 110 kV.

Obdržené hodnoty jsem si ověřil s aktuálním trendem dosaženého technického maxima v letech 2011 – 2015 (22), na základě kterého jsem odhadnul maximální zatížení v roce 2020. Jelikož v současnosti má dosažené maximum klesající trend, byla vypočtená hodnoty nižší než v současnosti.



Graf 8 Dosažené technické maximum a prognóza jeho vývoje do roku 2020

Z aproximované hodnoty pro rok 2020 jsem pak ve stejném podílu, jako podíl maxima zatížení UO Malešice v roce 2014 k dosaženému technickému maximum v roce 2014, odhadl maximální zatížení Malešické oblasti. Z tohoto sumárního zatížení pro rok 2020 jsem určil zatížení jednotlivých stávajících rozvodů ve stejném poměru, jako se podílely na maximum zatížení v roce 2014. Tímto způsobem vypočtené hodnoty v sumě odpovídaly hodnotám, které jsem obdržel od PREdistribuce, avšak hodnoty pro jednotlivé rozvodny se mírně lišily. Usuzuji, že odhad tedy proběhl podobně, jen závěrečná distribuce zatížení mezi rozvodny proběhla jiným způsobem.

Jak již bylo zmíněno, v rozvodně Třeboradice se provozuje jedna přípojnice podélně rozpojena, přičemž ke každé části je napojen jeden distribuční transformátor. Pro rozdělení sumárního

výkonu za rozvodnu na tyto dva transformátory jsem použil poměr pro příslušný stav z roku 2014.

Zatížení v rozvodně Karlín je aproximováno na základě zaregistrovaných žádostí o připojení velkoodběratelů v přilehlé oblasti. Právě vlivem připojení této rozvodny je výsledný očekávaný transformovaný výkon z hladiny 110 kV na hladinu 22 kV vyšší než v případě současného zatížení.

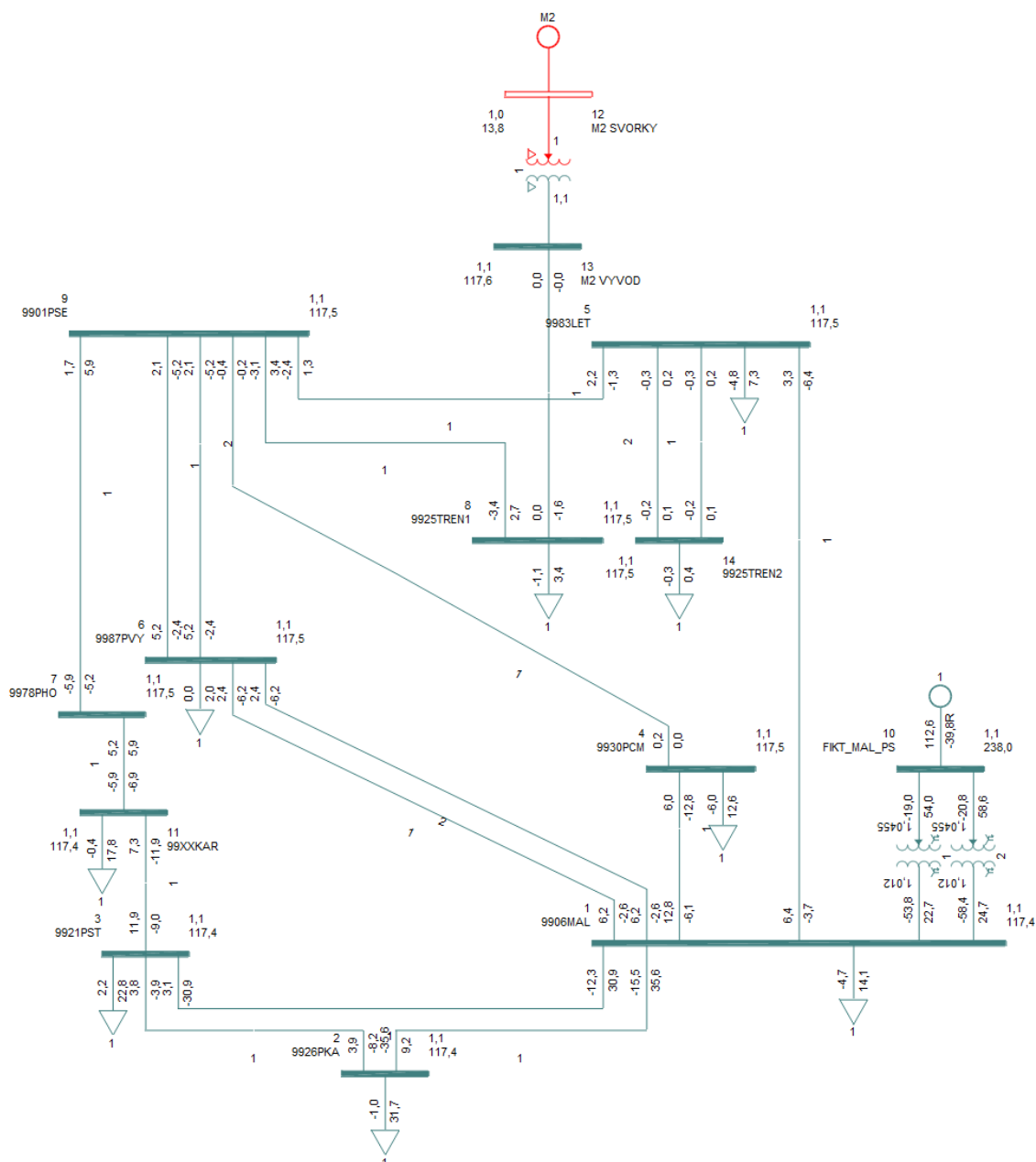
Jalový výkon jsem určil tak, že jsem si v naměřených datech z roku 2014 našel v dané rozvodně naměřené hodnoty činného výkonu, které odpovídaly předpokládané budoucí hodnotě. Pokud takové hodnoty neexistovaly, lineárně jsem je odhadl na bázi hodnot známých. Oproti současnému stavu předpokládám nárůst zatížení v maximu o 12 MW na sumární zatížení 266 MW transformovaného výkonu na hladinu VN. Zatížení v minimu jsem pak odhadnul ve stejném poměru, v jakém je v současnosti vůči zatížení v maximu.

Do roku 2020 se počítá v uzlové oblasti Malešice pouze s jedinou změnou infrastruktury na hladině VVN, kdy by mezi lety 2017 a 2018 měla být připojena nová rozvodna – Karlín. (29) Ta bude napojena na současné kabelové vedení vedoucí z rozvodny Holešovice do rozvodny Střed. V následující tabulce jsou uvedeny předpokládané spotřeby v jednotlivých rozvodnách provozovaných v UO Malešice.

Název rozvodny	Minimum zatížení 2020		Maximum zatížení 2020	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Černý Most	12.6	-6.0	30.3	-1.5
Karlín	17.8	-0.4	50.0	2.5
Letňany	7.3	-4.8	19.0	-2.5
Malešice	14.1	-4.7	36.8	1.7
Střed	22.8	2.2	36.8	6.9
Východ	2.0	0.0	3.7	0.0
Pražáčka	31.7	-1.0	74.7	0.7
Třeboradice	3.8	-1.4	14.6	-0.5
Mělník II	0.0		0.0	

Tabulka 4 Předpokládané zatížení UO Malešice v roce 2020

Jelikož od roku 2020 nebude elektrárna Mělník II plnit stanovené emisní limity, bude moci být v provozu pouze 1 500 hodin za rok. V takovémto režimu provozu s ní nelze počítat jakožto se zdrojem, která by mohl dlouhodobě řešit problémy s přetoky jalového výkonu, a proto bude uvažována v simulacích ve stavu mimo provoz, avšak ze schématu nebyla odstraněna. Označení je shodné s předcházejícím schématem.



Obrázek 13 Schéma Malešické oblasti v minimu zatížení roku 2020

5.3.1. Výsledky simulace v roce 2020

V minimu zatížení je podle modelu transformován z přenosové do distribuční soustavy v Malešicích činný výkon 112,6 MW a opačným směrem přetéká jalový výkon -39,8 MVar. Napětí v jednotlivých rozvodnách se pohybuje kolem hodnoty 117,5 kV. Snížení přetoku lze připsat hlavně předpokládanému mírnému nárůstu zatížení v minimu oproti současnému stavu v minimu zatížení UO.

V maximu zatížení dává model výsledné toky přes autotransformátory v Malešicích ve výši 267,4 MW a 12,3 MVar, přičemž oba výkony tečou do distribuční soustavy. Aby napětí

odpovídalo skutečnosti, zvýšil jsem odbočku napájecích autotransformátorů na -6 %, což by se stalo vlivem automatické hladinové regulace.

5.4. Simulace stavu v roce 2025

Jako v předcházejícím případě i v roce 2025 jsem měl dostupné pouze sumární hodnoty činného zatížení rozveden na hladině 110 kV v uzlové oblasti Malešice. Oproti předcházejícímu období zde počítám s opětovným mírným nárůstem zatížení v rozvodnách, které jsou v provozu v současnosti a větším nárůstem zatížení v rozvodně Karlín, vlivem rozvoje jejího okolí. Jalovou spotřebu jsem opět aproximoval výše popsanými metodami z průběhových měření v současnosti, stejně pak rozdělení výkonu v rozvodně Třeboradice

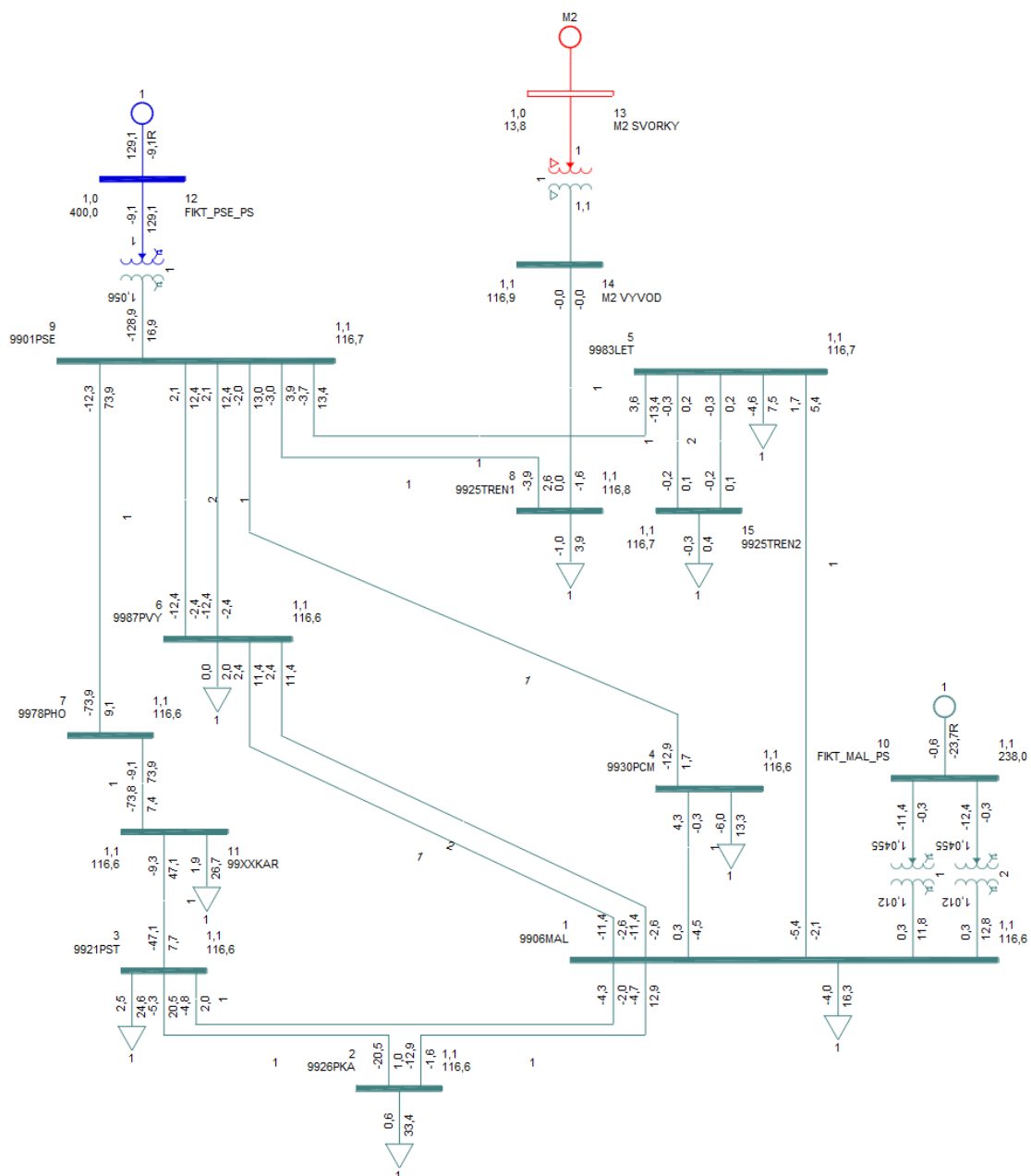
V tomto roce dojde ke dvěma změnám na hladině VVN. Tou méně důležitou změnou je zrušení dvou linek spojujících rozvodny Východ a Sever a jejich nahrazení čtyřpotahe AlFe 670/8. Tou důležitější je pak uvažované vybudování nové rozvodny Sever s napojením na přenosovou soustavu na hladině 400 kV. (29) Ta by mohla být vybavena například jednou jednotkou Končar 400/121/10,5 o výkonu 350 MVA (30), kterou jsem v modelu zastoupil dvouvinuťovým transformátorem, jako v ostatních případech.

V následující tabulce jsou uvedeny zátěže v jednotlivých rozvodnách Malešické oblasti a výkon elektrárny Mělník II, vše vztaheno k hladině 110 kV:

Název rozvodny	Minimum zatížení 2025		Maximum zatížení 2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Černý Most	13.3	-6.0	31.9	-1.2
Karlín	26.7	1.9	75.0	6.6
Letňany	7.5	-4.6	19.6	-1.6
Malešice	16.2	-4.0	42.3	3.4
Střed	24.6	2.5	39.7	7.2
Východ	2.0	0.0	3.7	0.0
Pražáčka	33.4	0.6	78.7	1.8
Třeboradice	4.3	-1.3	16.9	0.0
Mělník II	0.0		0.0	

Tabulka 5 Zatížení uzlové oblasti Malešice v minimu a maximu zatížení roku 2025

Při simulaci se projevily potíže s vybalancováním jalových toků mezi napájecími autotransformátory v Malešicích a jednotkou v rozvodně Sever. Jelikož jde o paralelní chod transformátorů, bylo by v tomto případě nutno správně nastavit regulaci odboček, aby nedocházelo ke kruhovým tokům jalového výkonu. Na základě současné praxe je pak vůbec otázkou, zda nedojde k reorganizaci uzlových oblastí a nedojde k vytvoření nové, čímž by byl daný problém vyřešen.



Obrázek 14 Schéma Malešické uzlové oblasti v minimu zatížení roku 2025

5.4.1. Výsledky simulace v roce 2025

V modelovaném minimu zatížení v roce 2025 model dává v Malešicích jalový přetok $-23,7$ MVar a v rozvodně Sever jalový přetok $-9,1$ MVar. Dohromady tedy $-32,8$ MVar přetok z UO Malešice, což odpovídá zároveň hodnotě přetoku v Malešicích, pokud by Sever byl mimo provoz. V opačném případě by v rozvodně Sever docházelo k jalovému přetoku ve výši $-34,1$ MVar.

V době maximálního zatížení se mi bohužel při použití dostupných odboček nepodařilo zcela eliminovat tok jalového výkonu mezi předacím místem Sever a Malešice. V rozvodně Sever mi

pak vyšel z modelu odběr 13,4 MVar z přenosové soustavy, zatímco v Malešicích byl přetok jalového výkonu ve výši -11,2 MVar.

Když jsem simuloval napájení oblasti pouze z jedné z rozvodn, tak mi pro případ napájení oblasti z Malešic vycházel odběr 10,7 MVar z přenosové soustavy a v případě napájení pouze rozvodnou Sever potom odběr 27,7 MVar při obdobných napěťových poměrech v uzlové oblasti. Takto veliký rozdíl vycházel hlavně z velikosti jalové spotřeby napájecího autotransformátoru. Napětí při jednostranném napájení pak byla na hranici, kdy by již mohla zafungovat hladinová regulace transformátoru, to ale nebylo uvažováno. Při oboustranném napájení bylo napětí v oblasti v normálním provozním rozsahu.

5.5. Návrh řešení a určení kompenzačního výkonu

Na základě modelu je patrné, že nejvyšší přetok jalového výkonu vykazuje řez za současného stavu při minimu zatížení uzlové oblasti Malešice. Velikost tohoto přetoku je -48,4 MVar. Budoucí vývoj vykazuje zlepšující tendenci, kdy by se přetok pomalu měl snižovat, avšak to je způsobeno hlavně velikostí předpokládaného výkonu transformovaného na hladinu 22 kV v nové rozvodně Karlín. Odhad ale může být velmi nepřesný, neboť se zakládá na žádostech o rezervaci výkonu od velkoodběratelů, kteří v poslední době požadované hodnoty snižují.

Na základě těchto informací jsem se rozhodl pro posouzení situace, kdy by v uzlové oblasti Malešice byla instalována regulovatelná tlumivka o výkonu 28 – 70 MVar. Maximální výkon tlumivky 70 MVar odpovídá též maximálnímu naměřenému přetoku jalového výkonu do přenosové soustavy v předacím místě v roce 2014.

Obecně vzato, na základě dat z let 2013 – 2015 o maximálních denních jalových přetocích, nelze jednoznačně říci, zda mají rostoucí či klesající trend. V letech 2013 a 2015 bylo absolutní maximum přetoku vyšší, pokud ale pomineme nejvyšších 10 % přetoků, které velmi pravděpodobně jsou svázány s extrémními stavy, či spínacími ději v distribuční soustavě, potom jsou hodnoty jalového přetoku přibližně stejné. V nové metodice pro platbu za jalové přetoky do přenosové soustavy by tak tento fakt měl být určitě zohledněn. Při volbě kompenzační jednotky jsem se tak opíral hlavně o vytvořené modelové řezy.

5.6. Vliv instalace tlumivky na činné ztráty v UO Malešice na hladině 110 kV

Jako další krok jsem provedl výpočet ztrát ve vedeních na hladině 110 kV, pokud by tlumivka byla postupně umísťována ve všech rozvodnách Malešické oblasti. Vzhledem k tomu, že nejhorší stav vykázala simulace v minimu zatížení v současnosti, provedl jsem následující výpočty pro tuto variantu.

Jelikož použitý program nedokáže vypočítat sumární ztráty s dostatečnou přesností, byl jsem nucen vždy provést simulaci toků v síti a poté na základě zdánlivého výkonu tekoucího jednotlivými vedeními a jejich odporu vypočítat činné ztráty v nich dle následujícího vztahu:

$$P_z = 3R_i I_i^2 = 3R_i \left(\frac{S_i}{\sqrt{3}U_j} \right)^2 = 3 \cdot 0,277 \cdot \left(\frac{28\,380\,000}{\sqrt{3} \cdot 112\,630} \right)^2 = 17\,600 \text{ W} \quad 5.7.$$

kde R_i je odpor daného vedení, I_i je proud tekoucí daným vedením, který lze vypočítat za pomoci zdánlivého výkonu vedením S_i a napětí U_j , které jsem bral jako průměrnou hodnotu napětí ve všech rozvodnách hladiny 110 kV pro daný běh modelu.

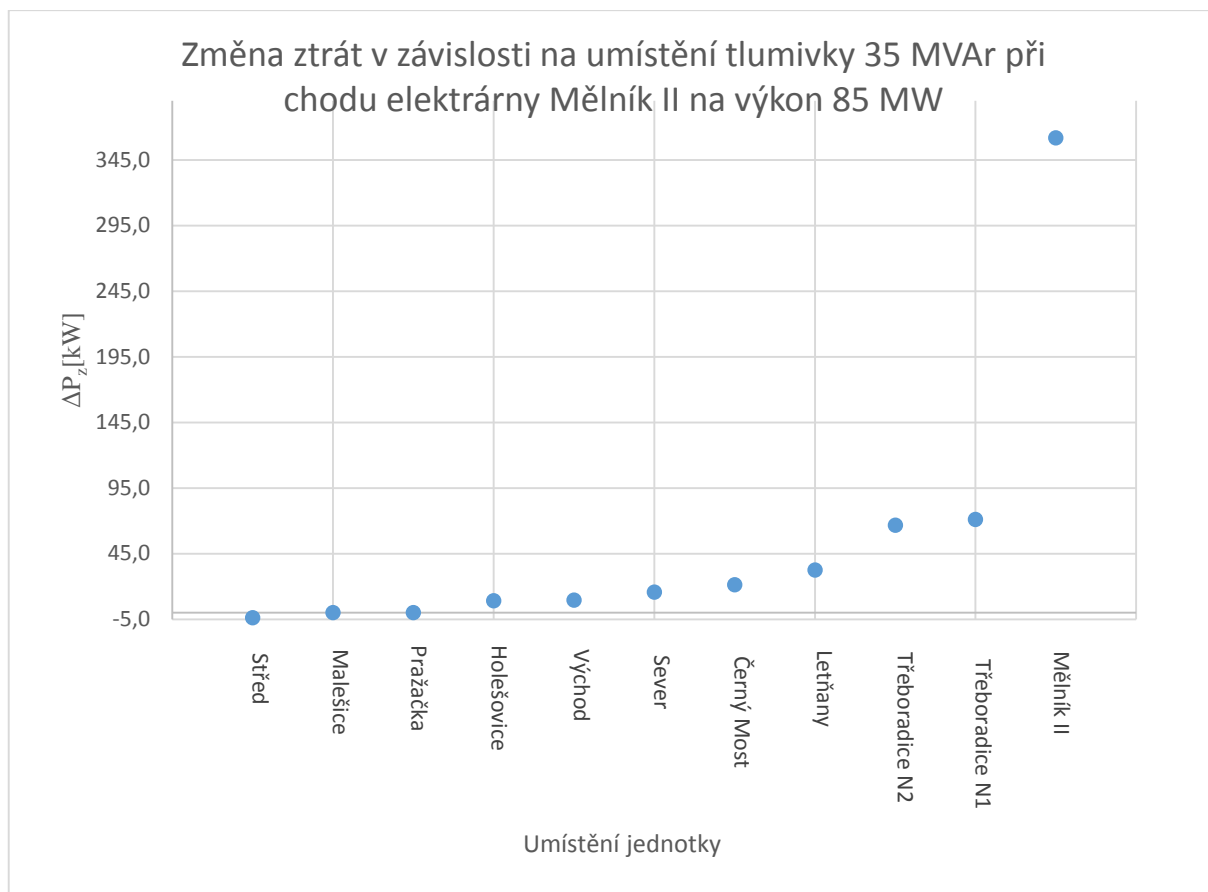
Provedl jsem výpočet pro dva možné stavy v současnosti při minimu zatížení, a to při chodu elektrárny Mělník II na 85 MW při konstantním účinníku rovnému jedné a pro stav, kdy by elektrárna Mělník II byla odstavena.

Pro první zmíněný stav jsem uvažoval, že tlumivka by vyrovnávala bilanci jalového výkonu na hladině VVN uzlové oblasti Malešice, tedy že by konzumovala 34 MVAR. Za tohoto stavu předpokládám činné ztráty tlumivky 100 kW. V následující tabulce jsou uvedeny celkové ztráty ve vedeních pro umístění kompenzace v jednotlivých rozvodnách 110 kV:

Místo kompenzace	Střed	Malešice	Pražáčka	Holešovice	Východ	Sever
P_z [kW]	1015,7	1019,4	1019,5	1028,4	1028,8	1035,0
ΔP_z [kW]	-3,8	0,0	0,1	9,0	9,4	15,6
Místo kompenzace	Černý Most	Letňany	Třeboradice N2	Třeboradice N1	Mělník II	
P_z [kW]	1040,6	1051,8	1085,9	1090,5	1381,3	
ΔP_z [kW]	21,2	32,4	66,5	71,1	361,9	

Tabulka 6 Ztráty ve vedeních v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 34 MVAR při chodu elektrárny Mělník II na činný výkon 85 MW při účinníku 1

Kde P_z je absolutní hodnota ztraceného výkonu ve vedeních na hladině 110 kV a ΔP_z značí absolutní změnu oproti umístění kompenzační jednotky v předacím místě, tedy rozvodně Malešice. Pro větší přehlednost jsem se rozhodl absolutní změnu v závislosti na umístění interpretovat také graficky:



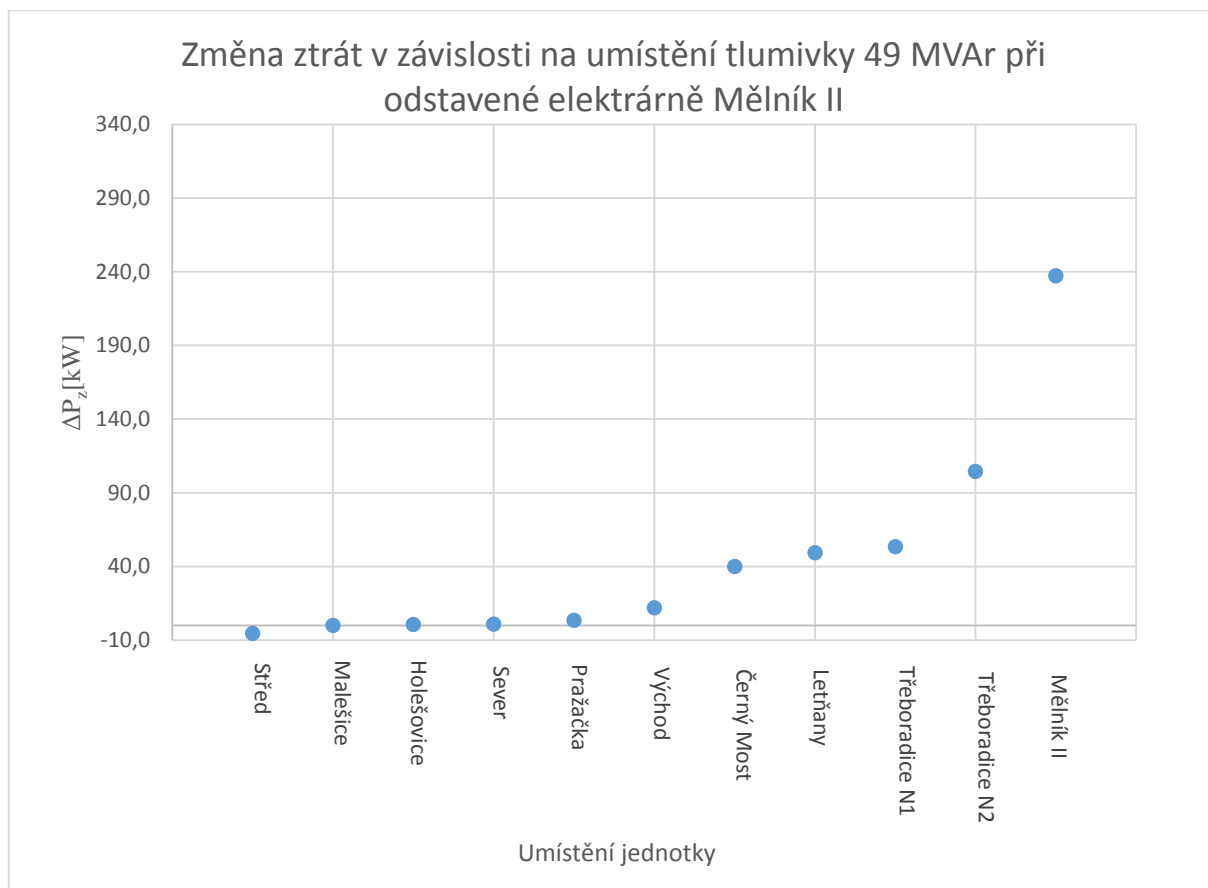
Graf 9 Změna velikosti ztrát v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 35 MVar při chodu elektrárny Mělník II na 85 MW a účinnu 1

Pro druhou variantu, tedy pro případ, kdy by elektrárna Mělník II byla odstavena, jsem provedl tytéž výpočty. V tomto případě by bylo nutné kompenzovat jalový výkon 49 MVar.

Místo kompenzace	Střed	Malešice	Holešovice	Sever	Pražáčka	Východ
P_z [kW]	47,0	52,5	53,1	53,3	55,9	64,5
ΔP_z [kW]	-5,5	0,0	0,6	0,8	3,4	11,9
Místo kompenzace	Černý Most	Letňany	Třeboradice N1	Třeboradice N2	Mělník II	
P_z [kW]	92,5	101,8	105,9	157,0	289,8	
ΔP_z [kW]	40,0	49,3	53,4	104,5	237,3	

Tabulka 7 Ztráty ve vedení v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 49 MVar při odstavené elektrárně Mělník II

A graficky znázorněná závislost absolutní změny ztraceného výkonu oproti variantě kompenzace v předacím místě 220/110 kV.



Graf 10 Změna velikosti ztrát v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 49 MVar při odstávce elektrárny Mělník II

Z výsledků vyplývá, že pokud bude kompenzační jednotka umístěna v některé z rozvodn v Praze, nikoli v elektrárně Mělník II, pak je změna výše ztrátového výkonu prakticky zanedbatelná vzhledem k ostatním ztrátám v síti.

Vzhledem k tomu, že expanze rozvodny Střed je z důvodu okolní zástavby prakticky nemožná a instalace tlumivky zde by velmi pravděpodobně znamenala vysoké dodatečné výdaje, jeví se nejvhodnější místem pro umístění kompenzační tlumivky rozvodna Malešice, jakožto i předací místo mezi přenosovou a distribuční soustavou. Vhodnou alternativou by ještě mohly být rozvodny Holešovice, případně Sever, kde by v případě potřeby mohla být tlumivka též přepojena do uzlové oblasti Řeporyje. V rozvodně Holešovice by ale muselo dojít k zásahu do zapouzdřeného systému, což by bylo dosti nákladné.

6. Předpoklady a metody ekonomického hodnocení investic

Vzhledem k tomu, že dobrý hospodář se snaží maximalizovat svůj užitek, který se již dlouhou dobu neměří pouze technickým přínosem opatření, ale též přínosem ekonomickým, je nezbytně nutné provést hodnocení jednotlivých variant i po ekonomické stránce. Proto nejdříve vybíráme řešení, která splní technické požadavky, a poté z vyhovujících variant vybíráme tu, která přináší nejvyšší ekonomický užitek. Ten závisí jak na velikosti investičních výdajů, tak i na budoucích nákladech a výnosech plynoucích z investice.

V této kapitole se proto pokusím nastínit základní předpoklady nutné pro správné ekonomické zhodnocení projektu a metody, jak lze jednotlivé varianty ohodnotit.

6.1. Předpoklady

6.1.1. Doba porovnání

Jedním ze základních předpokladů je správná volba doby porovnání. Tato doba nemůže být obecně dána bez ohledu na specifika dané investice. Mělo by jít o dobu, která zahrne všechny efekty daného investičního záměru od jeho výstavby až do konce životnosti nebo, pokud to daná investice vyžaduje, do ukončení procesů bezprostředně spojených s daným projektem.

Doba porovnání je obvykle volena jako doba životnosti zařízení. Pokud jde o soubor více zařízení, která tvoří jeden celek, pak se volí jako doba porovnání nejdelší doba životnosti, za předpokladu, že životnost všech, ať je libovolně dlouhá, končí ve stejném roce.

Pokud jde o alternativní, vzájemně se vylučující investice, je nutné volit stejnou délku doby porovnání. Pokud mají alternativy stejnou životnost, máme vyhráno. Pokud mají alternativy různou dobu životnosti, je nutné zvolit vhodně délku porovnání tak, abychom neovlivnili výsledky. Obvykle se potom doba porovnání rovná nejmenšímu společnému násobku dob životnosti jednotlivých variant. Pokud dobu porovnání zvolíme jako nejmenší společný násobek životností jednotlivých variant, předpokládáme, že ekonomické efekty těchto investic se opakují, tedy že investice, náklady a výnosy se změní nanejvýš o inflaci. Toto je nutné mít na paměti.

Pokud nelze přijmout předpoklad o opakování ekonomických důsledků projektu, například se očekává, že rok po ukončení projektu dojde k významné změně v legislativě, na trhu apod., je pro správný výpočet nutné použít jinou metodu, například krokovou metodu, nebo metodu porovnání ročních ekvivalentních hodnot, které budou vysvětleny dále.

6.1.2. Diskontní míra

Tato hodnota vyjadřuje alternativní možnost zhodnocení kapitálu, takzvaný opportunity cost. V ekonomické praxi se diskontní míra (někdy též jen diskont) vysvětluje jako předpokládaná výnosnost nejlepší nevyužité příležitosti.

Obecně diskontování znamená uvažování časové ceny peněz. Zjednodušeně řečeno lze říct, že 1000 Kč dnes není to samé jako 1000 Kč za rok. Důvodů je několik. Peníze, které máme dnes, totiž můžeme s různým výnosem investovat, tedy je zhodnotit. Zároveň ale ztrácejí svou hodnotu vlivem inflace.

Často je tato hodnota stanovena vnitřními kodexy společnosti a její hodnoty se mohou, a velmi pravděpodobně se budou, pro různé společnosti lišit, avšak v rámci hospodářských odvětví u podobně velkých firem s podobným sortimentem, zákazníky a složením kapitálu společnosti lze očekávat, že hodnota diskontní míry bude podobná.

Známe dva typy diskontu – reálný (r_r) a nominální (r_n). Reálný diskont je alternativní míra zhodnocení, která je očištěná o vliv celkového vzestupu cenové hladiny – inflaci (α). Nominální diskont o inflaci očištěný není. Pokud inflace působí nestejně na jednotlivé složky cash flow, je vhodnější použít diskont nominální. Pokud působí na všechny složky stejně, je jedno, jestli využijeme pro výpočet nominální ceny a nominální diskont, nebo stálé ceny a reálný diskont. Vztah mezi těmito dvěma hodnotami nám udává Fisherův vzorec:

$$r_n = (1 + r_r)(1 + \alpha) - 1 \quad 6.1.$$

Určení diskontní míry je téma hodné vlastní diplomové práce, proto zde uvedu v následujících kapitolách pouze dvě v praxi hojně využívané metody: metodu vážené ceny kapitálu a metodu modelu CAPM, které se používají při cenové regulaci v energetice

6.1.2.1. Vážená cena kapitálu

Metoda určení diskontu pomocí vážené ceny kapitálu předpokládá, že rozhodující se subjekt využívá k financování kromě vlastního kapitálu (E) též cizí kapitál (D), který je úročený úrokovou mírou r_D . Kromě těchto hodnot vstupuje do výpočtu ještě daňová sazba (t) a r_E , což je podle různých zdrojů buď náklad vlastního kapitálu, či vhodněji požadovaná výnosnost vlastního kapitálu, která je opět odvozena od ceny ušlé příležitosti. Vážená cena kapitálu (Weighted average cost of capital) se vypočte podle následujícího vztahu:

$$WACC = r_E \frac{E}{E + D} + r_D(1 - t) \frac{D}{D + E} \quad 6.2.$$

Vážená cena kapitálu, jak již sám název napovídá, je vlastně vážený průměr požadovaného výnosu vlastního kapitálu, který si sami určíme, a úrokové míry cizího kapitálu, který lze například reprezentovat úrokovou mírou, za kterou si společnost půjčuje peníze.

Člen výpočtu $(1-t)$ reprezentuje takzvaný daňový štít. Ten funguje na tom principu, že úroky z cizího kapitálu jsou považovány za daňově uznatelný náklad a tudíž dochází k úspoře na dani z příjmu, jelikož zaplacené úroky snižují daňový základ.

Pomocí vážené ceny kapitálu určuje Energetický regulační úřad dovolený zisk v energetice pro jednotlivá regulační období, přičemž náklady na vlastní kapitál jsou určeny pomocí modelu CAPM, který je zmíněn v další kapitole. Náklady na cizí kapitál se vypočtou jako součet bezrizikového úroku a rizikové přírážky sektoru. Dovolенý zisk je potom součinem vážené ceny kapitálu a regulované báze aktiv. Více se lze o této problematice dočíst ve zdroji (31).

6.1.2.2. Model CAPM

Model oceňování kapitálových aktiv CAPM vychází z teorie, že vhodnou volbou portfolia lze eliminovat nesystematické (individuální) riziko cenného papíru (aktiva). Tudíž předpokládá, že existuje bezrizikový výnos r_f , který se uvažuje roven nějaké velmi bezpečné investiční možnosti, třeba státnímu dluhopisu České republiky, nebo jiných stabilních států. Dále model počítá s průměrným očekávaným výnosem kapitálového trhu (r_m) a beta koeficientem, který nám říká, jestli je dané kapitálové aktivum rizikovější, nebo naopak méně rizikové než tržní portfolio. Jestliže je beta rovna například hodnotě 4, znamená to, že dané aktivum je čtyřikrát rizikovější, než je rizikovost tržního portfolia. Pomocí modelu CAPM můžeme určit diskont následovně (32):

$$\bar{r}_E = r_f + \beta_E (\bar{r}_m - r_f) \quad 6.3.$$

6.2. Metody hodnocení

Dále budou zmíněny nejčastěji používané metody hodnocení investic. Výčet určitě nebude kompletní, neboť existuje celá plejáda hodnotících kritérií, avšak pokusím se zvolit a vysvětlit ty nejdůležitější, včetně poukázání na jejich výhody a nedostatky.

6.2.1. Výnosnost investice

Jedním jednodušších a tím pádem i oblíbených kritérií je výnosnost investice. Vypočteme ho následujícím způsobem (32):

$$ROI = \frac{\sum_{t=0}^T CF_t}{|CF_0|} \quad [-] \quad 6.4.$$

Při prvním pohledu na výpočet je zřejmé, že jde vlastně o podíl průměrného cash flow za dobu porovnání, který dělíme absolutní hodnotou počáteční investice. Výsledek je bezrozměrný,

obvykle se po vynásobení stem udává v procentech. Výnosnost investice je maximalizační hodnotící kritérium.

Ač je toto kritérium jednoduché a oblíbené, má mnoho nedostatků. Průměrováním cash flow totiž ztrácíme představu o velikosti peněžních toků v jednotlivých letech. Navíc, vzhledem k tomu, že není uvažována časová cena peněz, nedává nám kritérium výnosnosti investice vždy správný výsledek. Pokud by například v počátečních letech byly vysoké investice a na konci doby porovnání vysoké zisky, vyšlo by nám to v určitém případě stejně, jako kdyby po celou dobu porovnání byl zisk sice menší, ale kladný. Při elementární znalosti diskontování je však jasné, že pokud využijeme jednu z metod, která ho nezanedbává, určitě by tyto dvě varianty neměly stejný výsledek.

6.2.2. Doba návratnosti

Doba návratnosti (někdy též lhůta splacení, angl. payback period, značka PP), je dalším velmi oblíbeným kritériem pro porovnání, který projekt je nejlepší a je definována jako nejkratší doba, za kterou bude součet investice (se záporným znaménkem) a cash flow z provozu daného investičního záměru rovno nebo větší 0. (32)

$$\sum_{t=0}^{PP} CF_t \geq 0 \quad [\text{let}] \quad 6.5.$$

Jde o velmi jednoduchou minimalizační metodu, která dává přednost jednodušším projektům s kratší dobou trvání. Nevýhodou této metody je, že zanedbává, co se stane po splacení. Zároveň zanedbává diskontování, čímž příspěvky jednotlivých let nejsou správně uvažovány.

Přestože má tato metoda pro obecný případ spoustu chyb, prakticky ji lze aplikovat za dodržení několika pravidel. Pokud totiž budeme porovnávat podobné projekty s přibližně stejnými investicemi a dobou trvání, lze tuto metodu použít, avšak pro akurátnější výsledek je vhodnější využít její diskontovanou variantu, která bude zmíněna dále.

6.2.3. Diskontovaná doba návratnosti

Diskontovaná doba návratnosti je totožnou metodu hodnocení, jako byla zmíněna v předcházející kapitole. Jediným rozdílem je, že diskontovaná lhůta splacení nepracuje s peněžními toky projektu, ale s diskontovanými peněžními toky, čímž správně zohledňuje přínos jednotlivých let na celkový výsledek projektu. (32)

$$DCF_n = \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad [\text{Kč}] \quad 6.7.$$

$$\sum_{t=0}^{PP} DCF_t \geq 0 \quad [\text{let}] \quad 6.6.$$

Přesto je však vhodné řídit se výše zmíněnými pravidly pro porovnávání varianty. Pokud bychom porovnávali dvě varianty, z nichž jedna by měla výrazně nižší investice a výrazně kratší dobu životnosti oproti variantě s podstatně vyššími investicemi a delší životností, metoda by pravděpodobně volila tu jednodušší, stejně jako její nediskontovaná alternativa.

6.2.4. Čistá současná hodnota

Jednou ze základních metod hodnocení investic, která bere v potaz diskontování je čistá současná hodnota (NPV). Za předpokladu, že známe diskontní míru (viz. Kapitola 6.1.2), lze současnou hodnotu peněžního toku (diskontovaný peněžní tok – DCF) v n-tém roce určit podle následujícího vzorce jako sumu diskontovaných peněžních toků za dobu životnosti sníženou o počáteční investice (I) (32).

$$NPV = \sum_{t=0}^T DCF_t = \sum_{t=1}^T DCF_t - I \quad [\text{Kč}] \quad 6.8.$$

Kriteriální podmínka je maximalizační, tedy pokud porovnáme vzájemně se vylučující investice, tak realizujeme tu variantu, která má vyšší čistou současnou hodnotu. Pokud by čistá současná hodnota byla rovna 0, znamená to, že investice přinese stejné efekty, jako využití alternativní možnost zhodnocení, na základě které byla určena diskontní míra.

Výhodou NPV je právě zmíněný fakt, že nezanedbává časovou hodnotu peněz. Dále že jde o absolutní ukazatel, čili nám odpadá problém velikosti, který je u podílových ukazatelů.

Nevýhodou je nutnost zvolit diskont, který je navíc obvykle uvažován konstantní po celou dobu srovnání. Též volba správné doby porovnání je klíčová, neboť její špatná volba vede ke zkreslení výsledků.

Nejvhodnější je vždy výslednou hodnotu čisté současné hodnoty doplnit o citlivostní analýzu na klíčové faktory, ze které lze vyčíst, jakou vyvolá změnu NPV změna daného faktoru.

6.2.5. Minimální cena produkce

Minimální cena produkce je ekonomický ukazatel založený na bázi čisté současné hodnoty a principu diskontování. Nerozhoduje však o tom, zda investici realizovat, či ne. Jejím výsledkem je hraniční hodnota ceny produkce, kdy je čistá současná hodnota projektu při dané době životnosti a diskontu rovna nule. Znamená to tedy zhodnocení ve výši diskontní míry. Kriteriaální podmínka je následující:

$$NPV \stackrel{\text{def}}{=} 0 \quad 6.9.$$

Užitím tohoto kritéria tak lze například určit minimální cenu jednotky jalové energie, od které se již vyplatí investovat do instalace kompenzačního zařízení.

6.2.6. Vnitřní výnosová míra

Vnitřní výnosová míra (angl. Internal rate of return - IRR), je komplementární metoda hodnocení investic k metodě čisté současné hodnoty. Zatímco u čisté současné hodnoty nás zajímá, jaká je současná hodnota investice, u vnitřního výnosového procenta nás zajímá, při jaké hodnotě diskontu bude čistá současná hodnota rovna 0. Matematicky kvantifikováno tedy následovně (32):

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+x)^t} \stackrel{\text{def}}{=} 0 \quad 6.10.$$

Přičemž hledané vnitřní výnosové procento je právě hodnota x . Opět jde o maximalizační kritérium, tedy chceme, aby vnitřní míra výnosnosti byla co nejvyšší.

Výhodou je opět uvažování časové ceny peněz. Nevýhodami však je, že jde o podílové kritérium, tedy v případě investic s různými investicemi a cash flow nelze určit jeho absolutní velikost. Z toho také plyne nejednoznačnost tohoto kritéria. Zároveň je, zejména pro delší doby porovnání, náročné ho vypočítat a někdy dokonce ani nemusí existovat. Již z výpočtu je jasné, že nelze užít rozdílný diskont pro jednotlivé roky. Využitím cizího kapitálu pak lze vytvořit libovolně vysokou hodnotu.

Z matematického hlediska pak, jelikož jde vlastně o hledání kořenů polynomu, můžou nastat situace, kdy IRR neexistuje, jsou dvě, nebo není žádné. Pokud nastane první případ, kdy dostaneme více hodnot, je nejlepším řešením si pro dané intervaly vypočítat hodnotu čisté současné hodnoty. Pokud je kladná, variantu realizujeme. Jestliže naopak neexistuje reálný kořen polynomu, metoda vnitřní výnosové míry nám nepomůže a je třeba použít jinou metodu.

7. Ekonomické zhodnocení variant

V následující kapitole proběhne ekonomické vyhodnocení současné situace a navrhovaného řešení, kterým je instalace kompenzační tlumivky od firmy Siemens o výkonu 28 – 70 MVA_r.

7.1. Ekonomické zhodnocení současné situace – nulová varianta

V současné době je teprve v jednání, jaký bude postih za nedodržování účinníku v předacím místě mezi distribuční a přenosovou soustavou. Alternativ je několik, ať již jde o model s rezervovaným přetokem jalového výkonu, po jehož překročení by byl provozovatel distribuční soustavy nucen si zaplatit další navýšení rezervovaného jalového výkonu, či platba za dodanou jalovou energii do přenosové soustavy.

Jelikož v současnosti není jasné, jaká metodika bude aplikována v budoucnosti, využiji pro výpočet pravidla pro odběratele z hladiny VVN, konkrétně stanovení ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, která je definována v cenovém rozhodnutí ERÚ, které v současnosti ošetřuje tuto problematiku. (33) Nevyžádaná dodávka jalové energie do sítě je v tomto zdroji definována ve vztahu k provozovateli distribuční soustavy, avšak mohla by sloužit jako precedens pro vztah mezi provozovatelem distribuční soustavy a provozovatelem přenosové soustavy. Budu ji tedy považovat za referenční nulovou variantu.

Vzhledem k tomu, že mi byla poskytnuta pouze data za rok 2014, musel jsem tento rok považovat za typický a předpokládat, že hodnoty v následujících letech se budou vyvíjet dle předpovědi modelových řezů. Poskytnutá data byla v pětiminutovém intervalu měření. Z nich jsem vypočetl celkový přetok jalové energie do přenosové soustavy.

Cena za nevyžádanou dodávku jalové energie c_n je dána podle odstavce 3.51 ve výši 440 Kč/MVA_rh a neúčtuje se pouze při krátkodobé dodávce, která trvá maximálně 90 sekund, což není v tomto případě. Všechny přetoky jsou tedy zpoplatněny v plném objemu. Výpočet ceny je velmi jednoduchý, neboť jde o součin ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie a dodaného objemu v MVA_rh za vyhodnocovací období, kterým je v tomto případě jeden měsíc.

$$C_n = Q_{\text{přetok}} \cdot c_n = 28008 \cdot 440 = 12\,323\,375 \text{ Kč} \quad 6.11.$$

V následující tabulce jsem shrnul pro jednotlivé měsíce cenu za nevyžádanou dodávku jalového výkonu.

Měsíc	$Q_{\text{přetok}}$ [MVArh]	C_n [Kč]
Leden	28007,7	12 323 375 Kč
Únor	24776,6	10 901 717 Kč
Březen	26845,4	11 811 996 Kč
Duben	23333,7	10 266 841 Kč
Květen	17671,8	7 775 609 Kč
Červen	16936,7	7 452 168 Kč
Červenec	14957,1	6 581 113 Kč
Srpen	13655,7	6 008 508 Kč
Září	9645,2	4 243 904 Kč
Říjen	16969,1	7 466 406 Kč
Listopad	14247,9	6 269 071 Kč
Prosinec	13175,5	5 797 213 Kč
Celkem	220222,5	96 897 920 Kč

Tabulka 8 Výše měsíčního přetoku do PS a cena za nevyžádanou dodávku jalového výkonu v jednotlivých měsících roku 2014

Čistá současná hodnota této varianty vychází -994 969 373 Kč. Jedinou položkou cash flow jsou platby za nevyžádanou dodávku jalového výkonu. Při výpočtu jsem uvažoval mezi lety 2014 – 2020 lineární pokles přetoku na 96,8 % hodnoty předcházejícího roku, v období mezi lety 2020 – 2025 pak meziroční pokles na 96,2 % předcházející hodnoty na základě výsledků přetoku z jednotlivých řezů.

Meziroční pokles přetoku v období 2017 – 2020

6.12.

$$\sqrt[t-k]{\frac{Q_{\text{přetok v roce } t}}{Q_{\text{přetok v roce } k}}} = \sqrt[6]{\frac{-39,8}{-48,4}} = 0,968$$

Pro období 2020 – 2025 byl meziroční pokles vypočten analogicky. V následující tabulce je zmíněný vývoj v absolutních číslech.

Rok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
C_n [Kč/MVArh]	442	444	447	449	451	453	456	458	460	463
$Q_{\text{přetok}}$ [MVArh]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C_n [tis. Kč]	199681	193268	187062	181055	174184	167574	161215	155097	149211	149211
C_n [tis. Kč]	-88299	-85891	-83548	-81269	-78576	-75972	-73455	-71020	-68667	-69010
Rok	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
C_n [Kč/MVArh]	465	467	469	472	474	477	479	481	484	486
$Q_{\text{přetok}}$ [MVArh]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C_n [tis. Kč]	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211
C_n [tis. Kč]	-69355	-69702	-70051	-70401	-70753	-71107	-71462	-71819	-72179	-72539
Rok	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
C_n [Kč/MVArh]	489	491	493	496	498	501	503	506	508	511
$Q_{\text{přetok}}$ [MVArh]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C_n [tis. Kč]	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211	149211
C_n [tis. Kč]	-72902	-73267	-73633	-74001	-74371	-74743	-75117	-75492	-75870	-76249

Tabulka 9 Vývoj ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu c_n , velikosti nevyžádané dodávky $Q_{\text{přetok}}$ a celkové platby za nevyžádanou dodávku C_n v jednotlivých letech porovnávacího období

Od roku 2025 jsem považoval velikost přeteklé jalové energie za konstantní na hodnotě z roku 2025. Uvažovaná cena za nevyžádanou dodávku jalové energie je 440 Kč/MVArh a meziroční nárůst 0,5 %. Uvažovaný diskont je 6,44 %, jak byl stanoven Energetickým regulačním úřadem pro IV. regulační období. (31)

Následuje dvouparametrová citlivostní analýza na počáteční velikost ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu a jejího meziročního vývoje.

NPV za 30 let [mil. Kč]		meziroční změna ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu						
		-3,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%
Počáteční výše ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu [Kč/MVArh]	200	-321 Kč	-352 Kč	-388 Kč	-429 Kč	-477 Kč	-534 Kč	-601 Kč
	300	-482 Kč	-528 Kč	-582 Kč	-644 Kč	-716 Kč	-801 Kč	-901 Kč
	400	-643 Kč	-704 Kč	-776 Kč	-858 Kč	-955 Kč	-1 068 Kč	-1 201 Kč
	440	-707 Kč	-775 Kč	-853 Kč	-944 Kč	-1 050 Kč	-1 175 Kč	-1 321 Kč
	500	-804 Kč	-880 Kč	-969 Kč	-1 073 Kč	-1 193 Kč	-1 335 Kč	-1 501 Kč
	600	-964 Kč	-1 057 Kč	-1 163 Kč	-1 287 Kč	-1 432 Kč	-1 602 Kč	-1 802 Kč

Tabulka 10 Citlivostní analýza nulové varianty za 30 let

Z výše zmíněného je zřejmé, že pokud by společnost ČEPS, jakožto provozovatel přenosové soustavy, začala uplatňovat tuto metodiku pro provozovatele distribučních soustav, byly by náklady enormní. Proto také nyní probíhají jednání o nové metodice, která bude aplikována

v příštích letech. V následující části se podívám na to, jak by instalace tlumivky toto mohla ovlivnit.

7.2. Ekonomické zhodnocení – instalace tlumivky

Společnost Siemens na svých stránkách uvádí příklad instalace regulovatelné kompenzační tlumivky o výkonu 28 – 70 MVar na napětí 110 kV. (34) Cena tlumivky, včetně stavebních úprav a připojení je oceněna na 1 400 000 Euro.

Provozní náklady výrobce uvádí ve výši 200 Euro měsíčně, tedy 2400 Euro ročně. Výrobce bohužel neuvádí, jak se mění ztráty v závislosti na použité odbočce tlumivky. Pro neregulovatelnou tlumivku uvádí činné ztráty 135 kW, přičemž u regulovatelné je na základě simulace denního zatížení uvedena úspora 0,7 MWh za den, což odpovídá průměrnému snížení ztrát o 29,2 kW. Bohužel zde nejsou žádné další bližší informace, třeba k průběhu uvažovaného zatížení. Proto jsem se rozhodl, že budu uvažovat konstantní činné ztráty rovné ztrátám neregulovatelné tlumivky, tedy 135 kW. Toto rozhodnutí mírně zhoršuje výsledek, neboť zvyšuje provozní náklady, avšak troufám si tvrdit, že je to v zanedbatelné míře. I přesto na tuto hodnotu bude provedena citlivostní analýza.

Dále jsem předpokládal, že každé 4 roky bude nutné provést pravidelnou prohlídku a údržbu za provozu, kterou jsem ocenil na 200 000 Kč v roce 2020. V dalších letech uvažuji její nárůst o výši inflace. Jednou za 10 let jsem započítal hlavní revizi. Její cenu v roce 2026 jsem odhadl na 1 000 000 Kč, přičemž též ročně narůstá o výši inflace.

Provedl jsem dva výpočty. V prvním výpočtu jsem určil čistou současnou hodnotu projektu instalace tlumivky za předpokladu, že by nová metodika byla postavena na té stávající, tedy platby za nevyžádanou dodávku jalové energie odvíjející se od dodaného objemu, který je ohodnocen cenou za jednotku dodané jalové energie. V tomto případě by po nainstalování tlumivky došlo jen za rok 2017 k úspoře 88 298 741 Kč plynoucí z nedodávky nevyžádaného jalového výkonu. V následujících letech pak uvažuji stejný vývoj, jaký byl nastíněn u nulové varianty.

Druhou úsporou by byla v tomto případě úspora ztrát na předacích transformátorech 220/110 kV, kdy by vlivem snížení toku jalového výkonu kleslo jejich zatížení. Výši této úspory jsem určil z toků přes tyto transformátory v roce 2014, kdy jsem uvažoval snížení jalové složky dle následujícího schématu: pokud by byl sumární jalový výkon přetékající do přenosové soustavy přes oba autotransformátory vyšší než 70 MVar, byl kompenzační výkon rozdělen mezi jednotky v poměru jalových výkonů tekoucími jednotkami před kompenzací. Pokud byl celkový

přetok v rozsahu 28 – 70 MVAR, pak by byl plně vykompenzován tlumivkou. Jestliže by celkový jalový výkon tekoucí do PS byl nižší než 28 MVAR, pak by i při sebemenším přetoku byl kompenzován minimálním kompenzačním výkonem tlumivky, který je 28 MVAR, i za cenu vysokého induktivního účinníku. Toto schéma provozu kompenzační jednotky tak s sebou přináší, kromě snížení ztrát na napájecích transformátorech, též možnost jejich zvýšení v případě, kdy je přetok jalového výkonu menší než 14 MVAR. Tento jev byl ve výpočtech též zohledněn.

Pro toto řešení jsem se rozhodl na základě konzultace aktuální situace, kdy ve většině předacích míst mezi distribuční a přenosovou soustavou narůstají přetoky jalového výkonu z distribuční soustavy. Společnost ČEPS tedy v současnosti nepenalizuje jalový účinník u odběratelů, neboť je pro ni výhodný. Pokud by se situace v budoucnosti změnila, bylo by vhodné vymyslet jinou metodiku pro připojování tlumivky, například na bázi určení hraničních hodnot, pro které by byl jak účinník v induktivním pásmu, tak případný jalový přetok v kapacitním pásmu minimální.

Z tohoto důvodu také neuvažuji instalaci neregulovatelné tlumivky. Existují totiž předpovědi, podle kterých by se v blízké budoucnosti situace mohla změnit, přičemž ekonomicky efektivní uplatnění 70 MVAR kompenzační jednotky by bylo přinejmenším náročné.

V druhém výpočtu jsem určil takzvanou minimální cenu produkce. Tedy hodnotu výše platby za přetok, pro kterou by se instalace vlastní kompenzační jednotky stala výhodnější, než platba za přetoky jalového výkonu.

Abych si udělal představu o vývoji ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, analyzoval jsem její cenu za posledních 11 let, tedy od roku 2006. V sledovaném období vzrostla cena pouze jednou jedinkrát, a to v roce 2012 z hodnoty 400 Kč/MVArh na hodnotu stávající, 440 Kč/MVArh. V práci budu uvažovat její 0,5% meziroční růst.

Ztráty v tlumivce jsou přímo úměrné době, kdy je tlumivka sepnuta. Předpokládám, že vlivem nárůstu činného zatížení, a tedy poklesem maximálních přetoků, dojde k úměrně velkému poklesu doby využití tlumivky. To samé uvažuji také u snížení ztrát na transformátorech T201 a T202 v Malešicích a u úspory za nevyžádané přetoky. Všechny tyto hodnoty mezi lety 2017 – 2020 klesají oproti předcházejícímu roku na 97 % předcházející hodnoty. Mezi lety 2020 a 2025 je pak tento pokles ještě vyšší, vždy na 96 % předchozí hodnoty, avšak částečně je kompenzován uvažovaným 0,5% růstem ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu v daném období.

Aby byl výčet předpokladů ekonomického hodnocení kompletní, je třeba též uvést obecné předpoklady, které je třeba určit při všech výpočtech ekonomické efektivity. Vzhledem

k tomu, že cena za kompenzační tlumivku včetně stavebních základů a připojení do sítě je v Eurech, pro přepočítání byl využit aktuální kurz, který je 27 Kč/EUR. (35)

Další velkou neznámou je vývoj ceny elektřiny. Zvláště pro tak dlouhé porovnávací období, jakým 30 let bezpochyby je, se určení ceny elektřiny pro jednotlivé roky blíží věštění z křišťálové koule. Vývoj na následující tři až pět let lze ještě odhadnout, na 30 let ale ne. Cena futures na pražské burze PXE je následující (36):

	Q4/2016	2017	2018
cena elektřiny [EUR/MWh]	26,75	24,85	23,95
cena elektřiny [CZK/MWh]	722,25	670,95	646,65

Tabulka 11 Cena futures na elektřinu na burze PXE při kurzu 27 Kč/EUR

Ve výpočtech jsem počítal pro rok 2017 s cenou 24,85 EUR/MWh, pro rok 2018 s cenou 23,95 EUR/MWh. V roce 2019 jsem počítal se stagnací ceny na úrovni roku 2018 a poté s každoročním nárůstem ceny o 0,5 %. Opět nebude chybět citlivostní analýza na tento parametr.

Provozní náklady, stejně jako cena pravidelných prohlídek, údržeb a revizí bude meziročně růst o inflaci. Tu jsem určil jako 1%, což považuji za vhodný kompromis mezi inflačním cílem ČNB, který je 2 % a historickými skutečnými hodnotami inflace. (37)

Diskontní míra je pro IV. Regulační období v energetice určena Energetickým regulačním úřadem na základě výpočtu vážené ceny kapitálu dle platné metodiky, a to ve výši 6,44 % po zdanění. (31)

Pro úplnost jen doplním, že tlumivka je zařazena v třetí odpisové skupině a budu ji ve výpočtech rovnoměrně odepisovat po dobu deseti let. Následují výpočty a tabulka použitá pro výpočet čisté současné hodnoty za dobu porovnání, kterou jsem stanovil na 30 let:

$$\text{ztráty v tlumivce} = \text{doba provozu tlumivky} \cdot \quad 6.13.$$

$$\text{ztrátový výkon tlumivky} = 8015 \cdot \frac{135}{1000} = 1082 \text{ MWh/rok}$$

$$\text{náklady na ztráty v tlumivce} \quad 6.14.$$

$$= \text{cena elektřiny} \cdot \text{ztráty v tlumivce za rok}$$

$$\cdot \text{meziroční změna}^{t-t_1} = 671 \cdot 1082 \cdot 0,97^{2017-2014}$$

$$= -658259 \text{ Kč}$$

výnos vlivem snížení ztrát v přenosových autotransformátorech = 6.15.

$$\text{roční uspořené ztráty} \cdot \text{cena elektřiny} = 33,9 \cdot 671 = 20637 \text{ Kč}$$

Zisk před zdaněním (EBT) jsem vypočetl jako výnosy snížené o náklady a odpisy, daň z příjmu jsem pro hodnoty zisku před zdaněním vyšší než nula určil jako 19 %, což je daňová sazba pro právnické osoby. Zisk po zdanění (EAT) je rozdíl zisku před zdaněním a daně. Cash flow jsem vypočetl jako zisk po zdanění a k němu jsem přičetl odpisy.

Při výpočtu minimální ceny produkce jsem využil možnosti snížení daňového základu o kumulovanou účetní ztrátu. Tu je možno k tomuto účelu použít do pěti let od vykazání.

Rok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
provozní náklady	-65448	-66102	-66764	-67431	-68105	-68787	-69474	-70169	-70871	-71580	-72295	-73018	-73748	-74486	-75231
náklady na ztráty v tlumivce	-658259	-614046	-594327	-578117	-558959	-540436	-522527	-505211	-488469	-490912	-493366	-495833	-498312	-500804	-503308
odpisy	-2079000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000					
náklady na pravidelnou údržbu				-200000				-208121					-218737		
náklady na hlavní revize										-1000000					
výnos vlivem snížení ztrát v přenosových autotransfornátorech	20637	19251	18633	18125	17524	16943	16382	15839	15314	15391	15468	15545	15623	15701	15779
výnos úspora za nedodávku nevyžádaného jalového výkonu	88298741	85890521	83547982	81269332	78576179	75972274	73454658	71020472	68666952	69010287	69355339	69702115	70050626	70400879	70752883
EBT	85516671	81260624	78936525	76472908	73997638	71410994	68910038	66283810	64153926	63494187	68805145	69148809	69275451	69841290	70190124
Daň ze zisku 19 %	16248168	15439519	14997940	14529853	14059551	13568089	13092907	12593924	12189246	12063895	13072977	13138274	13162336	13269845	13336124
EAT	69268504	65821106	63938585	61943056	59938087	57842905	55817131	53689886	51964680	51430291	55732167	56010535	56113115	56571445	56854001
CF	71347504	69790106	67907585	65912056	63907087	61811905	59786131	57658886	55933680	55399291	55732167	56010535	56113115	56571445	56854001
Rok	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
provozní náklady	-75983	-76743	-77510	-78285	-79068	-79859	-80658	-81464	-82279	-83102	-83933	-84772	-85620	-86476	-87341
náklady na ztráty v tlumivce	-505824	-508353	-510895	-513450	-516017	-518597	-521190	-523796	-526415	-529047	-531692	-534351	-537022	-539707	-542406
odpisy															
náklady na pravidelnou údržbu		-227619					-239229				-248943				
náklady na hlavní revize					-1104622										
výnos vlivem snížení ztrát v přenosových autotransfornátorech	15858	15937	16017	16097	16178	16259	16340	16422	16504	16586	16669	16753	16836	16920	17005
výnos úspora za nedodávku nevyžádaného jalového výkonu	71106648	71462181	71819492	72178589	72539482	72902180	73266691	73633024	74001189	74371195	74743051	75116766	75492350	75869812	76249161
EBT	70540699	70665404	71247104	71602952	70855953	72319982	72441954	73044186	73408999	73775633	73895152	74514396	74886544	75260549	75636419
Daň ze zisku 19 %	13402733	13426427	13536950	13604561	13462631	13740797	13763971	13878395	13947710	14017370	14040079	14157735	14228443	14299504	14370920
EAT	57137966	57238977	57710154	57998391	57393322	58579186	58677982	59165790	59461289	59758263	59855073	60356661	60658101	60961045	61265500
CF	57137966	57238977	57710154	57998391	57393322	58579186	58677982	59165790	59461289	59758263	59855073	60356661	60658101	60961045	61265500

Tabulka 12 Výpočet čisté současné hodnoty projektu výstavby kompenzační tlumivky 28 - 70 MVar při uvažované životnosti 30 let v Kč

Na základě těchto parametrů jsem vypočetl čistou současnou hodnotu projektu, která je 765 723 389 Kč. Jak již bylo zřejmé od začátku, projekt, kde úspory za rok jsou vyšší než investiční výdaje a náklady na roční provoz dohromady nemohl ani vyjít jinak. Zároveň je také jasné, že doba návratnosti a diskontovaná doba návratnosti jsou nižší než rok (prostá doba návratnosti 6,36 měsíce a diskontovaná doba návratnosti 6,77 měsíce). Vnitřní výnosové procento této investice je 186 %.

Zajímavější pak jsou výsledky druhého výpočtu, kdy jsem určil minimální cenu produkce. Tedy cenu MVARh jalového výkonu dodanou do přenosové soustavy, pro kterou je hodnota NPV rovna nule.

Rok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
provozní náklady	-65448	-66102	-66764	-67431	-68105	-68787	-69474	-70169	-70871	-71580	-72295	-73018	-73748	-74486	-75231
náklady na ztráty v tlumivce	-658259	-614046	-594327	-578117	-558959	-540436	-522527	-505211	-488469	-490912	-493366	-495833	-498312	-500804	-503308
odpisy	-2079000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000	-3969000					
náklady na pravidelnou údržbu				-200000				-208121					-218737		
náklady na hlavní revize										-1000000					
výnos vlivem snížení ztrát v přenosových autotransfátorech	20637	19251	18633	18125	17524	16943	16382	15839	15314	15391	15468	15545	15623	15701	15779
výnos úspora za nedodávku nevyžádaného jalového výkonu	4449565	4328210	4210164	4095338	3959624	3828408	3701540	3578876	3460277	3477578	3494966	3512441	3530003	3547653	3565391
EBT	1667495	-301687	-401293	-701086	-618917	-732872	-843080	-1157786	-1052749	-2038522	2944772	2959135	2754828	2988064	3002632
snížení daňového základu o ztrátu předcházejících let											-2944772	-2959135	78897		
Daň ze zisku 19 %	316824	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	523417	567732	570500
EAT	1350671	-301687	-401293	-701086	-618917	-732872	-843080	-1157786	-1052749	-2038522	2944772	2959135	2231411	2420332	2432132
CF	3429671	3667313	3567707	3267914	3350083	3236128	3125920	2811214	2916251	1930478	2944772	2959135	2231411	2420332	2432132
Rok	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
provozní náklady	-75983	-76743	-77510	-78285	-79068	-79859	-80658	-81464	-82279	-83102	-83933	-84772	-85620	-86476	-87341
náklady na ztráty v tlumivce	-505824	-508353	-510895	-513450	-516017	-518597	-521190	-523796	-526415	-529047	-531692	-534351	-537022	-539707	-542406
odpisy															
náklady na pravidelnou údržbu		-227619					-239229				-248943				
náklady na hlavní revize					-1104622										
výnos vlivem snížení ztrát v přenosových autotransfátorech	15858	15937	16017	16097	16178	16259	16340	16422	16504	16586	16669	16753	16836	16920	17005
výnos úspora za nedodávku nevyžádaného jalového výkonu	3583218	3601134	3619140	3637236	3655422	3673699	3692067	3710528	3729080	3747726	3766464	3785297	3804223	3823244	3842361
EBT	3017269	2804357	3046752	3061598	1971892	3091502	2867330	3121689	3136891	3152164	2918566	3182927	3198418	3213982	3229619
snížení daňového základu o ztrátu předcházejících let															
Daň ze zisku 19 %	573281	532828	578883	581704	374660	587385	544793	593121	596009	598911	554527	604756	607699	610656	613628
EAT	2443988	2271529	2467869	2479894	1597233	2504116	2322538	2528568	2540881	2553253	2364038	2578171	2590718	2603325	2615991
CF	2443988	2271529	2467869	2479894	1597233	2504116	2322538	2528568	2540881	2553253	2364038	2578171	2590718	2603325	2615991

Tabulka 13 Výpočet minimální ceny produkce pro projekt výstavby kompenzační tlumivky o výkonu 28 - 70 MVar při životnosti 30 let v Kč

V tomto případě vychází hodnota NPV rovna nule při úspoře za nedodávku nevyžádané jalové energie ve výši 4 559 666 Kč v prvním roce, což odpovídá ceně 22,17 Kč/MVArh.

7.2.1. Citlivostní analýzy

V této části se pokusím analyzovat vliv jednotlivých hlavních faktorů na ekonomickou efektivnost instalace tlumivky. Kromě makroekonomického ukazatele míry inflace jsem se rozhodl podívat také na vliv ceny elektřiny a její meziroční změny od roku 2020, vliv velikosti ztrát v tlumivce, růst ceny za nevyžádanou dodávku, který bude mít určitě veliký vliv a v neposlední řadě také na vliv ceny pravidelných prohlídek, údržby, jelikož tato hodnota byla odhadnuta. Uvedené hodnoty čisté současné hodnoty jsou za dobu porovnání 30 let.

Jako první se budu věnovat vlivu inflace, která ovlivňuje provozní náklady a náklady na pravidelné prohlídky, údržby a revize, neboť hlavní složku zde tvoří mzda pracovníků. Její vliv jsem se rozhodl analyzovat v rozsahu -1 % až 4 %, což je rozsah krajními hodnotami dosti vzdálený plánům České národní banky. Inflaci uvažuji konstantní v průběhu doby porovnání. V následující tabulce jsou vypočteny hodnoty NPV pro jednotlivé varianty. Spíše než absolutní hodnoty ukazatele čisté současné hodnoty však jsou zajímavější absolutní změny pro jednotlivé varianty oproti uvažované variantě.

míra inflace [-]	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%
NPV za 30 let [tis. Kč]	765 988 Kč	765 865 Kč	765 723 Kč	765 560 Kč	765 371 Kč	765 151 Kč
Změna NPV oproti uvažované variantě [tis. Kč]	265 Kč	142 Kč	0 Kč	-163 Kč	-352 Kč	-572 Kč

Tabulka 14 Vliv změny míry inflace na čistou současnou hodnotu projektu

Z výsledků je zřejmé, že změna v uvažovaném rozsahu vyvolá maximální snížení čisté současné hodnoty o méně než 0,1 % a na opačné straně ještě nižší nárůst této hodnoty.

Dalším zkoumaným faktorem, který nelze v energetice zanedbat, je cena silové elektřiny. Rozhodl jsem se v tomto případě pro dvouparametrovou citlivostní analýzu, kde jsem měnil počáteční cenu elektřiny v rozsahu 270 – 1890 Kč/MWh (což při současném kurzu Eura odpovídá rozsahu 10 – 70 EUR/MWh) a meziroční lineární změnu ceny elektřiny od roku 2020. Výsledky jsou shrnuty v následující tabulce.

NPV za 30 let [tis. Kč]		Meziroční změna ceny elektřiny od roku 2020						
		-3,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%
Cena za MWh elektřiny	270 Kč	769 545 Kč	769 428 Kč	769 295 Kč	769 142 Kč	768 965 Kč	768 760 Kč	768 521 Kč
	540 Kč	767 788 Kč	767 556 Kč	767 289 Kč	766 983 Kč	766 629 Kč	766 218 Kč	765 742 Kč
	671 Kč	766 936 Kč	766 647 Kč	766 316 Kč	765 935 Kč	765 495 Kč	764 986 Kč	764 394 Kč
	810 Kč	766 032 Kč	765 683 Kč	765 283 Kč	764 823 Kč	764 292 Kč	763 677 Kč	762 962 Kč
	1 080 Kč	764 275 Kč	763 810 Kč	763 277 Kč	762 664 Kč	761 956 Kč	761 136 Kč	760 183 Kč
	1 350 Kč	762 519 Kč	761 938 Kč	761 271 Kč	760 505 Kč	759 620 Kč	758 595 Kč	757 403 Kč
	1 620 Kč	760 762 Kč	760 065 Kč	759 265 Kč	758 346 Kč	757 284 Kč	756 053 Kč	754 624 Kč
	1 890 Kč	759 006 Kč	758 192 Kč	757 259 Kč	756 186 Kč	754 947 Kč	753 512 Kč	751 844 Kč

Tabulka 15 Dvoupřímá citlivostní analýza závislosti na počáteční ceně a vývoji ceny elektřiny od roku 2020

Nejnepříznivější vývoj, kterým je v tomto případě nárůst ceny elektřiny na cenu 1890 Kč/MWh a její další 4% růst, vyvolá snížení hodnoty kritéria o necelá 2 %. Naopak pokles ceny elektřiny na 270 Kč/MWh a její další pokles o 3 procenta od roku 2020 by znamenal nárůst čisté současné hodnoty o 0,5 %.

V dalším výpočtu jsem ověřil vliv průměrných ztrát tlumivky na ekonomickou efektivnost projektu. Rozsah činných ztrát v tlumivce jsem volil v rozsahu 100 až 150 kW. Hodnota kolem 110 kW bude pravděpodobně nejbližší průměrným ztrátám, avšak aby nedošlo k nadhodnocení projektu, počítal jsem s hodnotou 135 kW.

Ztráty v tlumivce [kW]	100	110	120	130	140	150
NPV [tis. Kč]	767 216 Kč	766 790 Kč	766 363 Kč	765 937 Kč	765 510 Kč	765 084 Kč
Změna NPV oproti uvažované variantě [tis. Kč]	1 493 Kč	1 066 Kč	640 Kč	213 Kč	-213 Kč	-640 Kč

Tabulka 16 Závislost NPV na průměrných činných ztrátách tlumivky

Pokud by tedy nakonec průměrné ztráty byly 110 kW, znamenalo by to nárůst NPV o 0,13 %. Vliv ztrát je svými výsledky velmi blízký vlivu inflace pro uvažované mezní hodnoty.

Jelikož jsem cenu pravidelných prohlídek a údržby odhadnul, stejně tak i cenu hlavních revizí, bylo nezbytné ověřit, zda tyto hodnoty nehrají klíčovou roli v hodnocení projektu. Zde je dvouparametrová citlivostní analýza závislosti na cenách těchto výkonů.

[tis. Kč]		Cena pravidelných prohlídek a údržby [Kč]					
		50 000	100 000	200 000	300 000	400 000	500 000
Cena hlavních revizí [Kč]	500 000	766 414 Kč	766 299 Kč	766 069 Kč	765 839 Kč	765 609 Kč	765 379 Kč
	1 000 000	766 068 Kč	765 953 Kč	765 723 Kč	765 493 Kč	765 263 Kč	765 033 Kč
	1 500 000	765 723 Kč	765 608 Kč	765 378 Kč	765 148 Kč	764 918 Kč	764 688 Kč
	2 000 000	765 378 Kč	765 263 Kč	765 033 Kč	764 803 Kč	764 573 Kč	764 343 Kč
	2 500 000	765 032 Kč	764 917 Kč	764 687 Kč	764 457 Kč	764 227 Kč	763 997 Kč
	3 000 000	764 687 Kč	764 572 Kč	764 342 Kč	764 112 Kč	763 882 Kč	763 652 Kč

Tabulka 17 Závislost čisté současné hodnoty projektu na ceně pravidelných prohlídek a hlavních revizí

Klíčovost se rozhodně nepotvrdila, neboť pokud by náklady byly dvojnásobné oproti očekávání, snížilo by to hodnotu kritéria o 0,15 %.

Na závěr jsem si nechal nejzásadnější faktor, kterým je vývoj ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu do sítě. Ač se tato hodnota historicky měnila nejméně z výše zmíněných faktorů, rozhodl jsem se pro výpočet, kdy by se meziročně měnila v rozsahu -3 % až 3 %. Výsledky jsou shrnuty v následující tabulce a grafu.

NPV za 30 let [mil. Kč]		meziroční změna ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu						
		-3,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	1,00%	2,00%	3,00%
Počáteční výše ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu [Kč/MVArh]	200	220 Kč	245 Kč	274 Kč	307 Kč	346 Kč	392 Kč	446 Kč
	300	350 Kč	388 Kč	431 Kč	481 Kč	540 Kč	609 Kč	689 Kč
	400	481 Kč	530 Kč	588 Kč	655 Kč	733 Kč	825 Kč	933 Kč
	440	533 Kč	587 Kč	651 Kč	724 Kč	810 Kč	911 Kč	1 030 Kč
	500	611 Kč	673 Kč	745 Kč	829 Kč	926 Kč	1 041 Kč	1 176 Kč
	600	741 Kč	816 Kč	902 Kč	1 002 Kč	1 120 Kč	1 257 Kč	1 419 Kč

Tabulka 18 Vliv změny ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu do sítě na NPV

Vliv změny ceny za nevyžádanou dodávku je oproti ostatním faktorům enormní, avšak stále změna v rozsahu +/- polovina uvažované počáteční hodnoty ceny nemění rozhodnutí. Vyvolá však snížení NPV o více než 400 milionů Kč při poklesu ceny, což je 52% změna oproti uvažované variantě, a naopak zvýšení o necelých 300 milionů při zvýšení o polovinu, což je 40% nárůst.

Pro mezní uvažované hranice meziročního vývoje ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu lze vyzorovat trend, že hodnota čisté současné hodnoty při maximálním uvažovaném

růstu (+3 %) je dvojnásobná oproti maximálnímu uvažovanému poklesu (-3 %) při stejné počáteční výši ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu.

8. Shrnutí

Na vytvořeném modelu distribuční sítě 110 kV v uzlové oblasti Malešice jsem si ověřil současný trend přetoku jalového výkonu do přenosové soustavy v předacím místě Malešice. Dle výsledků simulací by tento trend měl být pro uvažovanou oblast klesající, hlavně z důvodu uvažovaného nárůstu zatížení v nejbližších letech vlivem výstavby rozvodny Karlín. Ještě jednou zde uvedu dílčí výsledky pro řezy v současné situaci a letech 2020 a 2025.

	současný stav (2014)		2020		2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
minimum zatížení	92	-34,4 (-48,4)	112,6	-39,8	128,5	-32,8
maximum zatížení	255,9	10,3	267,4	12,3	308,4	2,2

Tabulka 19 Bilance velikostí spotřeby (+) a dodávky (-) činného a jalového výkonu UO Malešice v jednotlivých stavech do přenosové soustavy

Mírný nárůst přetoku jalového výkonu v minimu zatížení roku 2020 oproti současnému stavu je způsoben odstavením elektrárny Mělník II. Za stavu, kdy by Mělník II v současné době neběžel, by velikost přetoku byla vyšší než v roce 2020. V roce 2025 dojde v minimu k dalšímu poklesu přetoku jalového výkonu do přenosové soustavy.

Na základě klesajícího trendu přetoků dle simulací jsem se rozhodl pro posouzení instalace regulovatelné tlumivky o výkonu 28 – 70 MVar. Tu jsem se rozhodl umístit v rozvodně Malešice, neboť při prakticky nulové změně ztrát v sítích je jediná, kde k tomu je též potřebné místo. Při umístění do rozvodny Střed by sice došlo ke snížení ztrát v síti, ale hodnota je tak malá, že náklady na integraci do zapouzdřeného systému by ji pravděpodobně potlačily v ekonomickém porovnání. Dále by za cenu mírného nárůstu ztrát byla možná instalace v rozvodnách Holešovice, Pražacka a Sever. Z nich opět připadá v úvahu pouze Sever, kde by nebyl nutný nákladný zásah do zapouzdřeného systému a je zde použitelná prostorová rezerva.

V současnosti probíhají jednání mezi provozovatelem přenosové soustavy a provozovateli distribučních soustav, neboť neexistuje metodika pro ohodnocení přetoků jalového výkonu z distribučních soustav do soustavy přenosové. Ve světě se využívají jak penalizační, tak rezervační systémy.

Ekonomické hodnocení jsem se rozhodl provést na základě stávající metodiky pro nevyžádanou dodávku jalového výkonu pro velkoodběratele na hladině VVN, kdy jsem určil předpokládanou cenu přetoku v roce 2014, kterou jsem na základě vývoje mezi lety 2014 a 2020 snižoval

meziročně na 96,8 % předcházející hodnoty a mezi lety 2020 – 2025 na 96,2 % předcházející hodnoty. Z plateb jsem potom pro nulovou variantu vypočetl NPV, které vyšlo -994 969 373 Kč. Citlivostní analýza na cenu nevyžádané dodávky jalového výkonu a jejího vývoje je v příslušné kapitole.

Poté jsem vypočetl čistou současnou hodnotu projektu instalace tlumivky v rozvodně Malešice a minimální cenu produkce. Uspořené platby za nevyžádanou dodávku jalového výkonu do přenosové soustavy jsem zaúčtoval jako výnos projektu. NPV má hodnotu 765 723 389 Kč, minimální cena produkce, v tomto případě tedy cena platby za MVARh přetoku, je 22,17 Kč. Pokud by platba za přetokovou jednotku jalového výkonu do přenosové soustavy byla vyšší, vyplatilo by se instalovat tlumivku. Další ukazatele jsou opět uvedeny v příslušné kapitole.

Z citlivostních analýz vyplývá, že pokud by se rapidně nezměnily předpoklady výpočtu, nemůže jakákoli změna v uvažovaných rozsazích hodnot změnit rozhodnutí o provedení této investice a investici lze doporučit.

Nejvyšší citlivost pak projekt vykazuje na velkou skokovou změnu počáteční hodnoty ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu společně s jejím dlouhodobě klesajícím trendem, což je ale velmi nepravděpodobný scénář. Ostatní citlivostní analýzy jsou uvedeny v kapitole 7.2.1.

Instalace jiných kompenzačních zařízení v práci nebyla uvažována, jelikož současná situace nahrává nejlevnější variantě kompenzačního zařízení, kterým regulovatelná tlumivka jednoznačně je.

Na základě uvedených předpokladů a výsledků této diplomové práce lze jednoznačně společnosti PREdistribuce, a.s., provozovateli distribuční sítě na území hlavního města Prahy a města Roztoky, doporučit instalaci kompenzační tlumivky před platbou poplatků za přetoky jalové energie do sítě ČEPS, a.s., pokud by byly zavedeny v uvažované míře.

9. Závěr

Hlavními cíli této práce bylo shrnout a popsat prvky, které ovlivňují reaktivní výkon v distribučních soustavách, vytvořit model uzlové oblasti Malešice, na základě dostupných dat provést simulaci pro současný stav, stav v roce 2020 a stav v roce 2025 a na základě výsledků simulace dále určit optimální řešení nastalé situace a pokusit se ho ekonomicky ohodnotit a případně i porovnat s dalšími možnými scénáři. Výsledky práce jsou shrnuty v kapitole 8.

Z kapitol o prvcích ovlivňujících jalový výkon v síti a na základě měření na distribučních transformátorech 110/22 kV bych si dovolil jednu nepodloženou, avšak zajímavou spekulaci. Jak bylo zmíněno v kapitole 2.3.3, spínané zdroje vykazují nejhorší účinník při chodu naprázdno. Z měření pak vyplývá, že k maximu přetoku jalového výkonu z distribuční do přenosové soustavy dochází přibližně mezi půlnocí a čtvrtou hodinou ranní.

V současné době již valná většina obyvatel Prahy vlastní chytrý telefon. Je obecně známo, že tyto přístroje obvykle nevydrží déle než den bez nabíjení. Tudíž většina lidí před tím než jde spát, připojí svůj chytrý telefon na nabíječku. Předpokládejme, že průměrný člověk chodí spát mezi devátou až dvanáctou večerní. V době od půlnoci do čtyř do rána tedy postupně končí nabíjecí cyklus těchto zařízení a nabíječky, které jsou tvořeny spínanými zdroji tak běží v režimu naprázdno, který vykazuje účinník až 0,117 kapacitní (15).

Ač jde o velmi malý výkon, při velkém počtu těchto zařízení by se mohlo jednat o nezanedbatelný příspěvek do bilance jalového výkonu v distribuční soustavě. Neměli bychom se však při této úvaze omezovat pouze na telefony, podobný cyklus budou dost pravděpodobně vykazovat také tablety a MP3 přehrávače. Společně s ostatní spotřební elektronikou, která běží v režimu standby by tak mohlo jít o nezanedbatelný podíl v bilanci jalového výkonu v nočních hodinách. Pro tuto teorii ale nemám žádné důkazy. Každopádně si myslím, že by toto téma určitě vydalo na samostatnou práci.

Reálně si myslím, že půjde o kombinovaný vliv. Svou roli zde sehrají jak spínané zdroje, tak pokles zatížení v nočních hodinách, který znamená nižší zatížení transformátorů na hladinách VVN, VN a NN. Jejich spotřeba jalového výkonu v chodu naprázdno se společně s činnými ztrátami stále snižuje, dominantní roli tedy hrají ztráty nakrátko, které rostou s poměrem kvadrátů zdánlivého zatížení ke jmenovitému zdánlivému výkonu (rovnice 6.8). S poklesem zatížení tedy jejich spotřeba klesá a jalový výkon generovaný na hladinách NN a VN teče do hladiny VVN a dále do

přenosové soustavy. Za dominantní zdroj jalového výkonu bych však stále považoval kabelová vedení, ač příspěvek od spínaných zdrojů bude v budoucnosti narůstat.

Při vypracování diplomové práce jsem se podrobně seznámil s fungováním malešické oblasti na hladině 110 kV. Vzhledem k tomu, že problém s přetoky jalového výkonu do PS není pouze lokálního rázu, ale jde o systémový problém, dovolil bych si vyvodit pár závěrů. Bylo by vhodné do kompenzace jalového výkonu lépe zapojit zdroje na hladině VVN, VN a NN. Například elektrárna Mělník II byla zapojena v tomto systému společnosti PREdistribuce, ale při přechodu na nový systém z něj vypadla. Pravda, jde o zdroj, který by při maximálním podbuzení může odebírat pouze 5 MVar, avšak každá troška pomáhá. Navíc by bylo zajímavé zjistit, zda by ZEVO Malešice nebylo ochotné pomoci se spotřebou přebytků jalového výkonu. Opět by nešlo o spásný zdroj a vše by záviselo na využití maximálního výkonu generátoru, ale jestli generátor opravdu běží stabilně přibližně na poloviční výkon, pak dle pracovního diagramu stroje může dojít k podbuzení až na spotřebu přibližně 5 MVar. Bavíme se tedy o 10 MVar, které by při troše snahy a vstřícnosti šlo využít. Kolik však existuje dalších takto snadno využitelných zdrojů?

Problematika velkoodběratelů zde byla pouze povrchně nastíněna. Povinnost kompenzovat jalovou spotřebu předacích transformátorů je stále platná, leč se od ní v praxi upouští. Kolik transformátorů ale již je vykompenzováno a bylo by možné pouze odpojit kondenzátorovou baterii, čímž by byla jalová spotřeba naprázdno hrazena ze sítě, toť otázka.

Pokuty za nedodržení induktivního účinníku jsou stále v platnosti, avšak reálně by spíše provozovatelům distribučních soustav pomohlo, pokud by v současnosti byli alespoň nějakí velkoodběratelé s induktivním účinníkem. Stále častěji totiž nové technologie převracejí problém na druhou stranu. Ostatně s kapacitním účinníkem jsou často svázány silně neharmonické průběhy odběru i s jejich zpětným vlivem na napájecí síť.

Seznam použité literatury

1. **Máslo, Karel a kol.** *Řízení a stabilita elektrizační soustavy*. Praha : ČEPS, a.s., 2013.
2. **Habrych, Richard.** Řízení jalového výkonu synchronního generátoru. *Energetika*. 2015, 3.
3. **Máslo, Karel.** *Modelování větrných elektráren pro výpočty dynamické*. [Dokument] Praha : ČEPS, a.s.
4. **Anonym.** *ABB solar inverters*. [Dokument] místo neznámé : ABB, 2015.
5. —. Přednášky z předmětu Elektroenergetika 2. *PowerWiki*. [Online] [Citace: 6. listopad 2015.] <https://www.powerwiki.cz/wiki/EN2>.
6. **Hodinka, Miloslav, Fecko, Štefan a Němeček, František.** *Přenos a rozvod elektrické energie*. Praha : SNTL - Nakladatelství technické literatury, 1989. 80-03-00065-3.
7. **Anonym.** Podnikové normy. *PREdistribuce, a.s.* [Online] PREdistribuce, a.s. [Citace: 6. listopad 2015.] <https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/spolupracujici-firmy/podnikove-normy/katalog-prvku/sk-kabelova-vedeni/sk-2-kabely-22-kv/sk-223/>.
8. **Molnár, Miloš.** Zlepšení účinníku v energetice a návrh kompenzačních prostředků. *EMCOS s.r.o.* [Online] 2001. [Citace: 12. Listopad 2015.] http://www.emcos.cz/pdf/zlepseni_uciniku_MM-2001.pdf.
9. **Vastl, Jaromír.** Úvod do energetických soustav. *Přednášky z předmětu Management a ekonomika energetických soustav*. [Online] [Citace: 12. Listopad 2015.] https://ekonom.feld.cvut.cz//cs/student/predmety/management-a-ekonomika-energet-soustav/prednasky/mes01_vod_do_energetickch_soustav.pdf.
10. **Hanžlík, Jaroslav a Bárta, Jaroslav.** Hromadné dálkové ovládání. *České sdružení regulovaných elektroenergetických společností*. [Online] 1. 4 2000. [Citace: 24. 5 2016.] <http://www.csres.cz/Upload/PNE%2038%202530ed.3%20kn.pdf>.
11. **Měříčka, Jiří, Hamata, Václav a Voženílek, Petr.** *Elektrické stroje*. Praha : Vydavatelství ČVUT, 2000. 80-01-02109-2.
12. **Voženílek, Petr.** *Přednášky z předmětu Elektrické stroje a přístroje 1*. [Prezentace] Praha : FEL ČVUT, 2011.
13. **Majda, František.** Jmenovitý a skutečný výkon asynchronního motoru versus řešení přívodu. *Elektro*. 8-9, 2009.

14. **Mačát, Jaroslav, Vaculíková, Polina a Závíška, Oldřich.** *Zpětný vliv polovodičových měničů na napájecí síť.* Praha : SNTL - Nakladatelství technické literatury, 1978.
15. *Analýza toků jalových výkonů mezi PS a DS a jednotlivými napěťovými hladinami distribuční sítě.* **Jiříčka, Jan, Mezera, David a Kašpírek, Martin.** Brno : Konference ERU, 2014. stránky http://www.eru-konference.cz/Soubory/2014/Anotace%20ERU_2014_ALL.pdf.
16. **Pankrác, Vítězslav.** Tlumivky v silnoproudé elektrotechnice - část 2: Často používané aplikace tlumivek v silnoproudé elektrotechnice. *Elektrorevue.* Únor 2010, Sv. 12, 1.
17. **Tlustý, Josef, a další.** *Monitorování, řízení a chránění elektrizačních soustav.* Praha : České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04940-2.
18. **Anonym.** *Power Engineering Guide.* 7.1. Erlangen : Siemens AG, Energy Sector, 2014.
19. **Laszlo, Gyugyi, Schauder, Colin D. a Sen, Kalyan K.** *Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines.* Leden 1997. IEEE Transactions on Power Delivery, Sv. 1.
20. **Šlapák, Tomáš a Janda, Jiří.** Technické podmínky připojení část A - Obchodní měření. *PREdistribuce, a. s.* [Online] 29. Května 2013. [Citace: 20. Prosinec 2015.] https://www.predistribuce.cz/Files/revize/pn_mm_501_9_ext/.
21. **Doležálek, Jan a kol.** *110 LET Jsme energie tohoto města.* Praha : Pražská energetika, a.s., 2007. 978-80-239-8940-3.
22. **Technický controlling S 20 210.** *Provozní zpráva za rok 2015.* Praha : PREdistribuce, a.s., 2016.
23. **Anonym.** Rozvoj distribuční sítě. *PREdistribuce, a.s.* [Online] [Citace: 18. Prosince 2016.] <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/rozvoj-distribucni-site/>.
24. **PREdistribuce.** Parametry vedení a kabelů 110 kV.
25. —. Parametry transformátorů 110/22 kV.
26. **Beran, Pavel.** Odpady 2011 - P. Beran - Odpad je energie. *Odpad je energie.* [Online] 25. 5 2011. [Citace: 9. 5 2016.] <http://www.odpadjeenergie.cz/getFile.aspx?itemID=70>.
27. **PREdistribuce, a.s.** Pětiminutové hodnoty měření napětí, činného a jalového výkonu na transformátorech 110/22 kV v síti PREdistribuce za měsíce leden, únor, duben, červenec, srpen, listopad a prosinec 2014. Praha : autor neznámý, 2014.

28. **Vítek, Miroslav.** *Ekonomika dopravních energetických systémů.* Praha : Česká technika, 2008. 978-80-01-04181-9.
29. **Anonym.** *7. Koncepce technické infrastruktury.* [dokument PDF] Praha : autor neznámý. Územní plán hlavního města Prahy - koncept.
30. **Talaváňa, Zdeněk.** *Návrh vlastní spotřeby transformační stanice 400/110 kV.* Plzeň : autor neznámý, 2014.
31. **Energetický regulační úřad.** *Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství.* 2. 12 2015.
32. **Starý, Oldřich.** *Finanční management. Přednášky z předmětu Finanční management.* [Online] 2012. [Citace: 14. Listopad 2015.] <https://ekonom.feld.cvut.cz/cs/student/predmety/financni-management>.
33. **Energetický regulační úřad.** *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2015 ze dne 26. listopadu 2015, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny.* [dokument] Jihlava : Energetický regulační úřad, 27. 11 2015.
34. **Siemens AG.** *Shunt and series reactors for medium- and high-voltage grids.* [dokument] Erlangen : autor neznámý, 2016. EMTR-B10016-00-7600.
35. **ČSOB.** *Evropská unie (EUR) - Kurzovní lístek | Detail. Československá obchodní banka.* [Online] [Citace: 17. 5 2016.] <https://www.csob.cz/portal/lide/produkty/kurzovni-listky/kurzovni-listek/kurzovni-listek-detail/-/currency/EUR>.
36. **Power Exchange Central Europe, a. s.** *Futures. Power Exchange Central Europe.* [Online] Power Exchange Central Europe, a. s., 2016. [Citace: 16. 5 2016.] <http://www.pxe.cz/Online/Futures/>.
37. **Kurzy.cz.** *Inflace - 2016, míra inflace a její vývoj v ČR. Kurzy.cz.* [Online] 2016. [Citace: 17. 5 2016.] <http://www.kurzy.cz/makroekonomika/inflace/>.
38. **Anonym.** *Kodex přenosové soustavy.* místo neznámé : ČEPS, a.s., Květen 2015.

Seznam obrázků

Obrázek 1 Provozní diagram synchronního generátoru	11
Obrázek 2 Pracovní digram solárního střídače s omezeným rozsahem regulace účinníku	13
Obrázek 3 Úplné náhradní schéma transformátoru	20
Obrázek 4 Paralelní zapojení vysílače HDO	21
Obrázek 5 Náhradní schéma asynchronního motoru	22
Obrázek 6 Možnosti umístění kompenzačních zařízení	28
Obrázek 7 Voltampérová pracovní oblast SVC (Zdroj: (17))	31
Obrázek 8 Principiální schéma SVC (Zdroj: (18))	31
Obrázek 9 Schéma statického synchronního sériového kompenzátoru a jeho voltampérová pracovní charakteristika (Zdroj: (17))	32
Obrázek 10 Schéma STATCOMu a jeho voltampérová pracovní charakteristika (Zdroj: (17)) ...	33
Obrázek 11 Univerzální regulátor výkonových toků (Zdroj: (19))	34
Obrázek 12 Schéma Malešické uzlové oblasti v minimu zatížení současného stavu	42
Obrázek 13 Schéma Malešické oblasti v minimu zatížení roku 2020	47
Obrázek 14 Schéma Malešické uzlové oblasti v minimu zatížení roku 2025	49

Seznam tabulek

Tabulka 1 Tabulka zobecněných potenciálových koeficientů pro různé typy vedení (Zdroj: (1))	15
Tabulka 2 Příkon a účinník vybraných domácích spotřebičů	26
Tabulka 3 Naměřené a přepočtené hodnoty zatížení v UO Malešice v roce 2014	43
Tabulka 4 Předpokládané zatížení UO Malešice v roce 2020	46
Tabulka 5 Zatížení uzlové oblasti Malešice v minimu a maximu zatížení roku 2025	48
Tabulka 6 Ztráty ve vedeních v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 34 MVar při chodu elektrárny Mělník II na činný výkon 85 MW při účinníku 1	51
Tabulka 7 Ztráty ve vedení v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 49 MVar při odstavené elektrárně Mělník II	52
Tabulka 8 Výše měsíčního přetoku do PS a cena za nevyžádanou dodávku jalového výkonu v jednotlivých měsících roku 2014.....	61
Tabulka 9 Vývoj ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu c_n , velikosti nevyžádané dodávky $Q_{\text{přetok}}$ a celkové platby za nevyžádanou dodávku C_n v jednotlivých letech porovnávacího období	62
Tabulka 10 Citlivostní analýza nulové varianty za 30 let.....	62
Tabulka 11 Cena futures na elektřinu na burze PXE při kurzu 27 Kč/EUR	65
Tabulka 12 Výpočet čisté současné hodnoty projektu výstavby kompenzační tlumivky 28 - 70 MVar při uvažované životnosti 30 let v Kč.....	67
Tabulka 13 Výpočet minimální ceny produkce pro projekt výstavby kompenzační tlumivky o výkonu 28 - 70 MVar při životnosti 30 let v Kč	69
Tabulka 14 Vliv změny míry inflace na čistou současnou hodnotu projektu.....	70
Tabulka 15 Dvoupřetoková citlivostní analýza závislosti na počáteční ceně a vývoji ceny elektřiny od roku 2020	71
Tabulka 16 Závislost NPV na průměrných činných ztrátách tlumivky.....	71
Tabulka 17 Závislost čisté současné hodnoty projektu na ceně pravidelných prohlídek a hlavních revizí	72
Tabulka 18 Vliv změny ceny za nevyžádanou dodávku jalového výkonu do sítě na NPV.....	72
Tabulka 19 Bilance velikosti spotřeby (+) a dodávky (-) činného a jalového výkonu UO Malešice v jednotlivých stavech do přenosové soustavy	74

Seznam grafů

Graf 1 Závislost výroby/spotřeby jalového výkonu nadzemními vedeními 110 kV v závislosti na zatížení	16
Graf 2 Závislost generovaného jalového výkonu na zatížení pro vybraná kabelová vedení 110 kV	17
Graf 3 Závislost spotřeby jalového výkonu v závislosti na zatížení transformátorů 110/23 kV .	20
Graf 4 Závislost jalového výkonu generovaného vysílačem HDO na napětí sítě	22
Graf 5 Závislost statorového proudu asynchronního motoru s kotvou nakrátko na skluzu (Zdroj: (12))	23
Graf 6 Typické charakteristiky asynchronních motorů menších výkonů s kotvou nakrátko	24
Graf 7 Přenášený činný a jalový výkon transformátorem 400/110 kV v jednom předacím místě v září 2014.....	37
Graf 8 Dosažené technické maximum a prognóza jeho vývoje do roku 2020	45
Graf 9 Změna velikosti ztrát v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 35 MVar při chodu elektrárny Mělník II na 85 MW a účinníku 1.....	52
Graf 10 Změna velikosti ztrát v závislosti na umístění kompenzační jednotky o výkonu 49 MVar při odstávce elektrárny Mělník II	53