

# VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

# FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

### ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

# ANALÝZA MOŽNOSTÍ REALIZACE NOVÉ STANICE 400/110 KV JAKO NÁHRADY ZA TR TÁBOR

THE ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF REALIZATION OF A NEW SUBSTATION 400/110 KV AS A SUBSTITUTE FOR TRANSFORMER STATION TÁBOR

DIPLOMOVÁ PRÁCE MASTER'S THESIS

AUTHOR

Bc. Petr Modlitba

VEDOUCÍ PRÁCE SUPERVISOR

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

BRNO 2017



## Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor Elektroenergetika

Ústav elektroenergetiky

Student:Bc. Petr ModlitbaRočník:2

*ID:* 146906 *Akademický rok:* 2016/17

NÁZEV TÉMATU:

#### Analýza možností realizace nové stanice 400/110kV jako náhrady za TR Tábor

#### POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Návrh 2 lokalit vhodných pro umístění nové transformovny 400/110 kV jako náhrady napájecího uzlu 220/110 kV Tábor.

2. Návrh zapojení uzlové oblasti 110 kV pro obě vybrané varianty umístění nové transformovny 400/110 kV.

3. Analýza zatěžování transformace 400/110 kV a sítí 110 kV nové uzlové oblasti pro zimní a letní stav, pro základní zapojení a pro kontingenční stavy (N-1) a (N-1) v kombinaci s údržbovými stavy.

4. Porovnání ztrát činného výkonu mezi současným a budoucím stavem pro obě navržené varianty umístění nové napájecí rozvodny.

5. Porovnání napěťových poměrů mezi současným a budoucím stavem pro obě navržené varianty, především "tvrdosti sítě" stanovené jako dU/dP a dU/dQ.

6. Analýza možností záložního napájení uzlové oblasti napojením na sousední uzlové oblasti a využití nové transformace pro záložní napájení sousedních oblastí.

7. Vyhodnocení zkratových poměrů pro obě navržené varianty a porovnání se současným stavem.

8. Na základě výpočetních analýz navrhnout technická opatření pro zajištění provozu sítě 110 kV napájené z nové transformovny 400/110 kV.

9. Ekonomické porovnání navržených variant umístění nové transformace 400/110 kV.

#### DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 6. 2. 2017

Vedoucí práce: doc. Ing. Petr Toman, Ph.D. Konzultant:

Termín odevzdání: 22.5.2017

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D. předseda oborové rady

#### UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Vysoké učení technické v Brně / Technická 3058/10 / 616 00 / Brno

Bibliografická citace práce:

MODLITBA, P. Analýza možností realizace nové stanice 400/110 kV jako náhrady za TR Tábor. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2017. 69 stran. Vedoucí diplomové práce doc. Ing. Petr Toman, Ph.D..

#### Poděkování:

Chci touto cestou poděkovat vedoucímu mé práce panu doc. Ing. Petru Tomanovi, Ph.D. za odbornou pomoc a podporu a kolektivu pracovníků útvaru rozvoje E.ON Distribuce za poskytnutí podkladů a odbornou konzultaci při vypracování této diplomové práce.

"Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma Analýza možností realizace nové stanice 400/110 kV jako náhrady za TR Tábor jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb."

V Brně dne: 10. 5. 2017

.....

#### ABSTRAKT

Tato práce se zabývá posouzením lokality pro umístění nové transformační stanice 400/110 kV z hlediska elektrických poměrů v síti 110 kV, která bude z této rozvodny napájena. Nová transformovna 400/110 kV nahradí stávající transformaci 220/110 kV Tábor, která bude zrušena v souvislosti s celkovým útlumem systému 220 kV v přenosové soustavě ES ČR. Na základě zpracovaného simulačního modelu byly provedeny výpočty ustáleného chodu sítě 110 kV a výpočty zkratových poměrů pomocí výpočetního programu pro analýzu a výpočet elektrických sítí LUG, a to pro dvě varianty umístění nové transformační stanice 400/110 kV. Výpočty sítě 110 kV byly zaměřeny na hodnocení napěťových poměrů, zatěžování vedení 110 kV v základním provozním zapojení a v poruchových stavech podle kritéria N-1, zkratových poměrů a ztrát. Na základě výpočetních analýz jsou navržena a ekonomicky ohodnocena technická opatření nezbytná pro zajištění spolehlivého provozu sítě 110 kV v dané oblasti.

**KLÍČOVÁ SLOVA**: Distribuční síť 110 kV; transformační stanice 400/110 kV; rozdělení toku výkonů; ustálený chod sítě; zkratové poměry;

#### ABSTRACT

This thesis deals with the assessment of the location of the new transformer station 400/110 kV in terms of conditions in the 110 kV network, which will be supplied from this substation. The new 400/110 kV transformer station will replace the current transformer station 220/110 kV Tábor, which will be decommissioned in connection with the overall 220 kV system attenuation in the Czech power transmission system. On the basis of the load flow simulation of the 110 kV distribution network and calculations of the short-circuit conditions performed by simulation SW LUG two variants of the location of a new 400/110 kV transformer station were assessed. The 110 kV network calculations were focused on the evaluation of voltage conditions, the 110 kV lines loading in the standard operating scheme and in failure states according to the N-1 criterion, short-circuit conditions and losses. On the basis of the computational analyses, the technical measures necessary to ensure the reliable operation of the 110 kV network in the given area are designed and economically evaluated.

#### **KEY WORDS**:

Distribution network 110 kV; transformer station 400/110 kV; load flow; steady state operation of the network; short circuit conditions;

### OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ	8
SEZNAM TABULEK	10
1 ÚVOD	12
2 CÍL PRÁCE	13
3 USTÁLENÝ CHOD STŘÍDAVÉ SÍTĚ 110 KV	14
3.1 NÁHRADNÍ SCHÉMA VEDENÍ	14
<b>3.2 S</b> třídavý chod elektrické sítě	15
3.2.1 VÝPOČET TOKŮ VÝKONŮ	16
3.2.2 DEFINICE POJMŮ A ZNAMÉNKOVÁ KONVENCE	16
3.2.3 PODMÍNKY URČITOSTI CHODU SÍTĚ	17
<b>3.3 I</b> terační metody pro výpočet ustáleného chodu sítě	
3.3.1 GAUSS-SEIDLOVA METODA	18
3.3.2 NEWTON-RAPHSONOVA ITERAČNÍ METODA	20
4 PŘECHODNÉ JEVY V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ	23
4.1 ZKRATY V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ	23
4.2 PARAMETRY ZKRATOVÉHO PROUDU – CHARAKTERISTICKÉ HODNOTY	25
4.3 ČASOVÝ PRŮBĚH ZKRATOVÉHO PROUDU PODLE ČSN 60909-0	25
4.4 Zjednodušující předpoklady při výpočtech zkratů	28
4.5 Zdroje zkratových proudů	28
4.6 Ekvivalentní napěťový zdroj v místě zkratu	
5 TRANSFORMÁTORY	30
5.1 ZKRATOVÉ IMPEDANCE TRANSFORMÁTORŮ	31
5.1.1 Dvojvinuťové transformátory	31
5.1.2 KOREKČNÍ SOUČINITELE PRO IMPEDANCI DVOJVINUŤOVÝCH TRANSFORMÁTORŮ	32
5.1.3 TROJVINUŤOVÉ TRANSFORMÁTORY	
5.1.4 KOREKCNI SOUCINITELE PRO IMPEDANCI TROJVINUTOVYCH TRANSFORMATORU	
5.2 KONCEPCE TRANSFORMATORU V ES CK A JEJICH ELEKTRICKE PARAMETRY	
6 SOFTWARE PRO ŘEŠENÍ CHODU SÍTĚ – PROGRAM LUG	36
7 NAVRHOVANÉ LOKALITY PRO UMÍSTĚNÍ NOVÉ TRANSFORMOVNY 400/110 KV.	
8 ANALYZOVANÉ PROVOZNÍ REŽIMY	
8.1 PŘEDPOKLADY PRO SIMULAČNÍ SÍŤOVÉ VÝPOČTY	
8.2 PARAMETRY A ZAPOJENÍ VEDENÍ 110 KV V UO TÁBOR K ROKU 2030	42
8.3 VÝPOČTY NAPĚŤOVÝCH POMĚRŮ	43
8.4 VÝPOČTY CITLIVOSTI DU/DP A DU/DQ UZLŮ 110 KV	45
8.5 Výpočty zatížení vedení 110 kV	46
8.6 Náhradní napájení uzlové oblasti při výpadku transformace 400/110 kV	49

8.7 VÝPOČTY STAVŮ SÍTĚ PRO ČASOVOU ŘADU 8760 HODIN	51
8.7.1 BILANCE VÝKONU NA TRANSFORMACI 400/110 KV V ROCE 2030	54
8.7.2 Velikost ztrát v UO 110 kV při různém umístění transformovny 400/110 kV	55
8.8 VÝPOČET ZKRATOVÝCH POMĚRŮ	56
9 NÁVRH DISPOZICE ROZVODNY 110 KV	59
10 EKONOMICKÉ OHODNOCENÍ	61
11 ZÁVĚR	63
12 POUŽITÁ LITERATURA	65
13 PŘÍLOHA	66

# SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 3-1 Náhrada vedení $\pi$ -článkem	14
Obr. 3-2 Nahrazení vedení $\pi$ -článkem k výpočtu ztrát	16
Obr. 3-3 Vývojový diagram Gauss-Seidlovy iterační metody [3]	19
Obr. 3-4 Vývojový diagram Newton-Raphsonovy metody	22
Obr. 4-1 Typy souměrných zkratů	24
Obr. 4-2 Typy nesouměrných zkratů	24
Obr. 4-3 Průběh zkratového proudu při elektricky vzdáleném zkratu s konsta střídavou složkou	ntní 26
Obr. 4-4 Průběh zkratového proudu při elektricky blízkém zkratu s klesající střídavou složkou	26
Obr. 4-5 Složky zkratového proudu – rázová (vlevo), přechodná (vpravo)	27
Obr. 4-6 Složky zkratového proudu – ustálená (vlevo), stejnosměrná (vpravo)	27
Obr. 5-1 Náhradní dvojbrany transformátorů ve tvaru T a Γ	30
Obr. 5-2 Trojvinuťový transformátor [5]	33
Obr. 5-3 Schéma koncepce transformátorů v ES ČR	34
Obr. 7-1 Schéma sítě 110 kV a PS v oblasti Tábor s vyznačením lokalit umís nové TR 400/110 kV	stění 37
Obr. 7-2 Geografické umístění půdorysu nové TR 400/110 kV v lokalitě Kámen	38
Obr. 7-3 Geografické umístění půdorysu nové TR 400/110 kV v lokalitě Roudná	38
Obr. 8-1 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové sous v zimní období bez uvažování zdrojů, při základním provozním zapojení sítě 110 kV	tavy 44
Obr. 8-2 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové sous v letním období při základním provozním zapojení 110 kV	tavy 44
Obr. 8-3 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové sous v zimní období bez nasazení výroby zdrojů, nejnižší napětí dosažené ve stavech N-1	tavy 45
Obr. 8-4 Zatížení vedení 110 kV v zimní období bez nasazení výroby zdrojů, základní prov zapojení	ozní 47
Obr. 8-5 Zatížení vedení ve stavech N-1 (zimní období bez nasazení výroby zdrojů)	47
Obr. 8-6 Vedení 110 kV s vyznačením jejich délek navržených na posílení vodičů ve varia napájení UO z TR Roudná	antě 48
Obr. 8-7 Zatížení vedení 110 kV před a po posílení vybraných linek v zimním období bez nasa výroby zdrojů při napájení z nové TR Roudná ve stavech N-1	zení 49
Obr. 8-8 Napětí v uzlech 110 kV při napájení UO Tábor ze sousedních TR 400/110 kV Koči Mírovka v zimní období bez nasazení výroby zdrojů	ín a 50
Obr. 8-9 Zatížení vedení 110 kV při náhradním napájení UO Tábor ze sousedních TR 400/110 Kočín a Mírovka v zimní období bez nasazení výroby zdrojů	0 kV 51

Obr.	8-10 Průběh bilance výkonu na transformaci 400/110 kV očekávaný v roce 203054
Obr.	8-11 Průběh bilance výkonu s rezervovanou výrobou zdroje C-energy Planá n. L. na transformaci 400/110 kV očekávaný v roce 203055
Obr.	8-12 Roční ztráty činného výkonu na vedeních 110 kV v UO Tábor při různém umístění nové TR 400/110 kV
Obr.	8-13 Počáteční souměrný rázový zkratový proud v uzlech 110 kV pro 3 varianty umístění transformovny PS/110 kV
Obr.	9-1 Dispozice napájecí rozvodny 110 kV60

# **SEZNAM TABULEK**

Tab. 3-1 Znaménková konvence ve zdrojových a odběrových uzlech	7
Tab. 4-1 Pravděpodobnost výskytu jednotlivých typů zkratů dle napěťových hladin sítě [14]24	4
Tab. 4-2 Napěťový součinitelé podle ČSN 60909 [5]2	9
Tab. 5-1 Parametry typických transformátorů propojujících jednotlivé napěťové hladiny3.	5
Tab. 8-1 Instalovaný výkon zdrojů v uzlech 110 kV4	1
Tab. 8-2 Nasazení zdrojů v uzlech 110 kV v letním stavu	1
Tab. 8-3 Odběr v uzlech 110 kV v zimním a letním stavu roku 203042	2
Tab. 8-4 Seznam a parametry vedení 110 kV v UO Tábor4.	3
Tab. 8-5 Citlivost dU/dP a dU/dQ uzlů 110 kV pro různé varianty umístění TR 400/110 kV4	5
Tab. 8-6 Zatížení vedení 110 kV v zimním maximu bez nasazení výroby zdrojů	5
Tab. 8-7 Seznam uzlů a jejich zapojení pro náhradní napájení4	9
Tab. 8-8 Příklad změřených hodinových hodnot zatížení jednotlivých rozvoden 110 kV	2
Tab. 8-9 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO ze stávající TR 220/110 kV Tábor5	7
Tab. 8-10 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO z nové TR 400/110 kV Kámen5	7
Tab. 8-11 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO z nové TR 400/110 kV Roudná5	3
Tab. 10-1 Ceny polí 110 kV v napájecí rozvodně 110 kV6	1

Seznam symbolů a zkratek

В	[S]	kapacitní susceptance				
С	[F]	kapacita				
f	[Hz]	frekvence				
fs	[-]	soudobost výroby				
G	[S]	svodová vodivost				
Ι	[A]	proud				
$I_{max}$	[A]	maximální proud				
k <sub>TR</sub>	[-]	redukční koeficient				
L	[H]	indukčnost				
Р	[W]	činný výkon				
PBILANCE	[MW]	bilance činných výkonů				
$P_i$	[MVA]	instalovaný transformační výkon				
P <sub>inst</sub>	[MW]	instalovaný výkon				
$P_{mez}$	[MW]	mezní připojitelný výkon				
Q	[VAr]	jalový výkon				
R	$[\Omega]$	rezistance				
S	[VA]	zdánlivý výkon				
U	[V]	napětí				
X	[Ω]	induktivní reaktance				
$\delta$	[°]	úhel natočení fázoru napětí				
BMS	Zdroj spaluj	ící biomasu				
BPS	Bioplynová	stanice				
DS	Distribuční s	síť				
ES	Elektrizační	soustava				
FVE	Fotovoltaick	á elektrárna				
HDO	Hromadné d	álkové ovládání				
KVET	Kombinovar	ná výroba elektřiny a tepla				
MKG	Malá kogene	erační jednotka				
NN	Nízké napětí	ĺ				
NZ	Napájecí zdi	oj				
OZE	Obnovitelné	zdroje energie				
PPDS	Pravidla pro	vozování distribučních soustav				
PS	Přenosová síť					
TP	Teplárna					
TR	Transformov	/na				
UO	Uzlová obla	st				
VE	Vodní elektr	árna				
VN	Vysoké napětí					
	Větrná elektrárna					
VTE	Větrná elekt	rárna				
VTE VVN	Větrná elekt Velmi vysok	rárna zé napětí				

# 1 Úvod

Elektrizační soustava zabezpečuje celý technologický řetězec od výroby elektrické energie, přes přenos a rozvod až k místu jejího konečného využití u odběratelů. Elektrická energie se vyrábí ve velkých elektrárnách, které jsou připojeny do přenosové soustavy nebo v menších elektrárnách, které jsou připojeny do distribučních soustav. Velká část těchto tzv. decentrálních zdrojů vyrábí elektřinu z obnovitelné primární energie. Jedná se především o fotovoltaické elektrárny, větrné elektrárny a vodní elektrárny, dále pak o elektrárny spalující bioplyn a biomasu.

Přenos elektrické energie z elektráren o velkém výkonu zajišťuje přenosová síť (PS) provozovaná na napěťových hladinách 400 kV a 220 kV. Přenosová síť je propojena přeshraničními vedeními se sousedními elektrizačními soustavami okolních států, se kterými pracuje v synchronním provozu. Ke konečnému odběrateli je elektrická energie dopravena přes distribuční soustavy, které jsou připojeny k přenosové síti přes napájecí transformátory PS/110 kV. Z jednotlivých transformátorů PS/110 kV jsou napájeny distribuční sítě 110 kV provozované v uzlových oblastech (UO 110 kV), které zajišťují přenos elektřiny do jednotlivých distribučních transformačních stanic 110 kV/vn. Další distribuce elektrické energie se děje na napěťové úrovni vysokého napětí (vn 22 a 35 kV) a na hladině nízkého napětí (nn).

Přenosová síť elektrizační soustavy ČR je tvořena vedeními 400 kV a 220 kV, které jsou vzájemně propojeny vazebními transformátory 400/220 kV. Toto uspořádání vzniklo historickým vývojem technologie přenosu elektřiny na větší vzdálenosti a potřebou přenosu výkonu od výrobních zdrojů budovaných v blízkosti primárního paliva (v případě ČR především v blízkosti ložisek hnědého uhlí) k hlavním střediskům spotřeby – velkým městským a průmyslovým aglomeracím. První přenosy byly realizovány na napěťové hladině 110 kV (původně 100 kV), následně – kolem roku 1951 – se přešlo na vyšší napětí 220 kV, čímž byla zahájena výstavba a provoz přenosové sítě. V roce 1960, bylo uvedeno do provozu první vedení 400 kV. V současné době provozovatel přenosové sítě CEPS provozuje PS na dvou napěťových úrovních, ale do budoucna se předpokládá zrušení sítě o napětí 220 kV a přechod pouze na jednu napěťovou úroveň, a to 400 kV. Důvodem jsou především ekonomická a technická hlediska a snaha o vyšší efektivitu provozu PS při trvalém zajištění spolehlivosti zásobování distribučních oblastí. Proces útlumu sítí 220 kV a její postupná náhrada soustavou 400 kV již byla naplánována. Postupná realizace tohoto přechodu má být ukončena k roku 2040, kdy bude přenosová soustava provozována pouze na úrovni napětí 400 kV. Jedním z důležitých aspektů přechodu ze systému 220 kV na 400 kV je postupná náhrada 19 transformátorů ve 12 transformačních stanicích 220/110 kV transformací 400/110 kV. Tento proces musí být v souladu s technickou životností jednotlivých zařízení 220 kV a s technickými možnostmi jejich náhrady zařízeními 400 kV. Ve většině případů se daří postupná náhrada technicky dožívající zařízení 220 kV novým vybavením již na úrovni 400 kV v dané lokalitě původní transformační stanice PS/110 kV. Jsou však lokality, kde takováto přímá náhrada v dané lokalitě není možná a musí být nalezeno jiné řešení. Stávající transformovna 220/110 kV Tábor je jedním z těchto případů, kdy nelze novou transformovnu 400/110 kV umístit do místa stávající transformace a musí se nalézt vhodná lokalita pro umístění nové transformace na napěťové úrovni 400/110 kV.

Práce má vyhodnotit z hlediska elektrických poměrů v sítích 110 kV vhodnou lokalitu umístění nové transformace 400/110 kV jako náhradu stávající transformace 220/110 kV pro zásobování uzlové oblasti 110 kV Tábor.

### 2 CÍL PRÁCE

Útlum přenosového systému o napětí 220 kV vyžaduje řešit náhradu napájení současné uzlové oblasti 110 kV Tábor. Jedno z možných řešení spočívá v realizaci nové transformace 400/110 kV, která však nemůže být vzhledem k územním omezením ve stávající lokalitě realizována. Proto je třeba navrhnout a rozhodnout o jiné lokalitě pro umístění nové transformační stanice 400/110 kV pro napájení této oblasti sítě 110 kV.

Práce má z technického, provozního a ekonomického hlediska vybrat a zhodnotit nejvhodnější lokalitu ze dvou navržených variant umístění nové stanice 400/110 kV jako náhradu za stávající transformaci 220/110 kV pro napájení uzlové oblasti 110 kV Tábor, a to především z pohledu provozovatele sítě 110 kV.

Na základě návrhu budoucího zapojení sítí 110 kV pro obě varianty umístění nové transformovny 400/110 kV je cílem práce analyzovat zatěžování transformace 400/110 kV a vedení 110 kV v nové uzlové oblasti pro charakteristické stavy zatížení (zimní a letní bilanční stav), pro základní provozní zapojení a pro poruchové stavy podle kritéria N-1.

Analýza spočívá především ve vyhodnocení vlivu umístění transformace a zapojení sítě 110 kV na rozdělení toků výkonů a zatěžování linek 110 kV, spolehlivosti provozu a zásobování oblasti 110 kV, možnosti náhradního napájení ze sousedních oblastí 110 kV, vyhodnocení napěťových a zkratových poměrů a výpočtu ztrát činného výkonu.

Na základě provedených výpočtů a analýz má práce za úkol navrhnout technická opatření pro zajištění spolehlivého a efektivního provozu sítě 110 kV napájené z transformovny 400/110 kV v nové lokalitě.

### 3 USTÁLENÝ CHOD STŘÍDAVÉ SÍTĚ 110 KV

Síť 110 kV je nejvyšší napěťová hladina distribučních sítí a její rozvoj a budoucí provoz se prověřuje simulačními síťovými výpočty, které vyhodnocují provozovatelnost a spolehlivost provozu těchto sítí. Jedním ze základních síťových výpočtů je kontrola elektrických poměrů chodu sítě, tj. rozdělení toků činných a jalových výkonů v síti a stanovení napěťových poměrů v charakteristických provozních stavech. Rozdělování toku výkonu po jednotlivých prvcích (vedeních a transformátorech) sítě a napětí v uzlech je výsledkem výpočtu ustáleného chodu střídavé sítě. Z řešení ustáleného chodu sítě též vyplývá přetížení některých přenosových prvků. Výpočet se provádí zejména pro charakteristické bilanční stavy sítě – maximální a minimální zatížení a pro předpokládané základní provozní zapojení sítě 110 kV. Odběry a dodávky výkonu jsou zadávány činnými a jalovými složkami výkonu v uzlech sítě, což neumožňuje, aby byl chod sítě popsán soustavou lineárních rovnic. Matematická interpretace výpočtu ustáleného chodu sítě vede k soustavě nelineárních rovnic, pro jejichž řešení se používají iterační metody, které však bývají u rozsáhlých sítí výpočetně náročné a také nemusí vždy vést k vyřešení úlohy v důsledku špatné konvergence nebo dokonce divergence iteračních kroků. Pro některé výpočty ustáleného chodu, kde není nutná velká přesnost, se úloha linearizuje. Jsou to např. výpočty pro dlouhodobé plánování rozvoje ES nebo výpočty spolehlivosti. Výkony zadané v jednotlivých uzlech se převedou na proudy, a to podělením střední hodnotou očekávaného napětí v uzlech sítě anebo jmenovitým napětím [1].

#### 3.1 Náhradní schéma vedení

Při řešení ustálených stavů v soustavách se střídavým proudem o frekvenci 50 Hz se zavádí náhradní parametry pro simulaci vedení. Přitom se vychází z náhrady vedení náhradními prvky se soustředěnými parametry. Jednou z nejrozšířenějších náhrad použitelných pro vedení 110 kV je náhrada tzv.  $\pi$ -článkem. Soustředěné náhradní parametry vedení se pro  $\pi$ -článek stanoví následovně: induktivní reaktance  $X = 2\pi . f . L$ , kapacitní susceptance  $B = 2\pi . f . C$ , náhradní podélná impedance je  $\overline{Z} = R + j . X$  a příčná admitance  $\overline{Y} = G + j . B$ . [2]



Obr. 3-1 Náhrada vedení π-článkem

Dvojbran s takovou jednoduchou vnitřní strukturou spojení prvků nahrazuje vedení s homogenně rozloženými parametry v ustáleném stavu s dostatečnou přesností až do jeho celkové délky asi 400 km. Pro zjednodušení výpočtů se může konduktance zanedbat (G = 0), a pak příčná admitance dvojbranu je reprezentována ideálním kondenzátorem [2].

#### 3.2 Střídavý chod elektrické sítě

Rovnice chodu sítě vyjadřují vzájemnou závislost veličin chodu, tj. uzlových napětí a výkonů odběrů a zdrojů. Metoda uzlových napětí, která se vyznačuje jednoduchým algoritmem výpočtu vlastních a vzájemných uzlových admitancí (resp. impedancí) a snadným zakódováním konfigurace sítě, umožňuje náhradní schéma sítě popsat následující soustavou rovnic.

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] \cdot [\bar{U}] \tag{3.1}$$

kde prvky admitanční uzlové matice  $[\overline{Y}]$  jsou sestaveny podle algoritmu vyplývajícího z druhého Kirchhoffova zákona takto:

i - tý diagonální prvek  $\overline{Y}_{ii}$  je tvořen součtem admitancí všech větví incidenčních s i-tým uzlem,

mimodiagonální prvek  $\overline{Y}_{ij}$  je tvořen součtem admitancí všech větví spojující i-tý uzel s j-tým uzlem.

Pro výpočet jsou zadány odebírané a dodávané proudy do uzlů sítě. Prvky ES jsou zadány jejich podélnými a příčnými admitancemi. Větve vedení se modelují jako  $\pi$ -články. Dále se předpokládá, že parametry všech prvků jsou přepočteny na jedno společné vztažné napětí, a tedy modelovanou síť můžeme nahradit galvanickým spojením prvků.

Soustavu rovnic (3.1) je možno zapsat též ve tvaru:

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \overline{U}_j \qquad \text{pro } i = 1, 2, \dots, n \qquad (3.2)$$

kde *n* je počet uzlů v síti mimo uzel referenční, kterému pro zjednodušení dalších zápisů je přiřazeno číslo 0.

Jeden z uzlů sítě musí hradit neznámé proudy tekoucí v příčných větvích a vyrovnávat bilanci mezi dodávkami a odběry. Tento uzel s neznámým uzlovým proudem se nazývá bilanční uzel. Aby v soustavě rovnic (3.1) byl stejný počet neznámých, jako je rovnic, je nutné v bilančním uzlu zadat napětí. Pro formální zjednodušení dalšího zápisu se přiřadí bilančnímu uzlu číslo 1. Soustavu rovnic (3.2) lze pak přepsat do tvaru:

$$\bar{I}_{i} = \bar{Y}_{i1}\bar{U}_{1} + \sum_{j=2}^{n} \bar{Y}_{ij}\bar{U}_{j} = \sum_{j=1}^{n} \bar{Y}_{ij}\bar{U}_{j} \qquad \text{pro } i = 1, 2, ..., n$$
(3.3)

Odběry a dodávky v uzlech jsou zadány činnými a jalovými výkony. Pro *i*-tý uzel potom platí:

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{U}_i \bar{I}_i^* \tag{3.4}$$

Po vyjádření proudu z rovnice (3.4)

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*}$$
(3.5)

a dosazením do vztahu (3.3) se dostane:

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j$$
 pro  $i = 1, 2, ..., n$  (3.6)

Po vypočítání neznámých napětí  $\overline{U}_2$ ,  $\overline{U}_3$ , ...,  $\overline{U}_n$  neznámý proud  $\overline{I}_1$ v bilančním uzlu (ve kterém je zadáno napětí  $\overline{U}_1$ ) se dopočítá při určení proudů v jednotlivých větvích sítě. Vypuštění rovnice pro bilanční uzel se nazývá eliminace bilančního uzlu. V rovnici (3.6) byla provedena eliminace bilančního uzlu, který v tomto případě hradí rozdíl mezi dodávkami a odběry a navíc ztráty činného a jalového výkonu v síti. Pro řešení soustavy rovnic (3.6) se používají iterační metody, které budou popsány dále [1].

#### 3.2.1 Výpočet toků výkonů

Pro výpočet hledaných uzlových napětí se určí toky výkonů v síti a výkonové ztráty. Prvky sítě jsou nahrazeny  $\pi$ -články podle obrázku.



Obr. 3-2 Nahrazení vedení  $\pi$ -článkem k výpočtu ztrát

Proud tekoucí do uzlu i:

$$\bar{I}_i = (\bar{U}_i - \bar{U}_j)\bar{y}_{ij} + \bar{U}_i\bar{y}_{i0}$$
(3.7)

Výkon – viz rovnice (3.4)

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{U}_i \bar{I}_i^* \tag{3.8}$$

Proud tekoucí do uzlu j:

$$\bar{I}_j = \left(\bar{U}_j - \bar{U}_i\right)\bar{y}_{ij} + \bar{U}_j\bar{y}_{j0} \tag{3.9}$$

Analogicky výkon:

$$\bar{S}_j = P_j + jQ_j = \bar{U}_j \bar{I}_j^* \tag{3.10}$$

Činné a jalové ztráty v tomto náhradním  $\pi$ -článku jsou dány algebraickým součtem výkonů tekoucích do uzlů *i, j:* 

$$\Delta P_{ij} = P_i + P_j$$

$$\Delta Q_{ij} = Q_i + Q_j$$
(3.11)

#### 3.2.2 Definice pojmů a znaménková konvence

Při zpracování této práce jsou užívány následující pojmy podle konvencí provozovatele distribuční sítě E.ON Distribuce.

Výroba zdroje: dodávka výkonu ze zdroje do sítě (po odečtení vlastní spotřeby).

Odběr: výkon spotřebovávaný v daném bodě bez zahrnutí výroby.

Bilance výkonu: rozdíl odběru a výroby v uzlu sítě nebo v dané oblasti.

Uvažuje-li se orientace toku výkonu (proudu) šipkou směrem do uzlu, je v odběrovém uzlu proud záporný. V uzlu se zdrojem výkonu je proud kladný a při induktivním charakteru dodávky je rovněž kladný i jalový výkon. Následující tabulka ukazuje znaménkovou konvenci v uzlech při induktivním a kapacitním posunu proudu.

	Typ uzlu				
Posun proudu	Zdroj	Odběr			
	P > 0	P < 0			
Induktivní $\phi > 0$	Q > 0	Q < 0			
Kapacitní $\phi < 0$	Q < 0	Q > 0			

Tab. 3-1 Znaménková konvence ve zdrojových a odběrových uzlech

#### 3.2.3 Podmínky určitosti chodu sítě

Ustálený chod sítě je jednoznačně určen znalostí čtyř elektrických veličin v každém uzlu sítě. Pro každý uzel se jedná o:

- absolutní hodnotu napětí *U*,
- úhel napětí  $\delta$ ,
- činný výkon P,
- jalový výkon Q.

Z hlediska těchto čtyř veličin (U,  $\delta$ , P, Q) se uzly rozlišují podle toho, které z nich jsou zadány a které jsou pomocí rovnic ustáleného chodu dopočítány. Většinou se při praktickém výpočtu uzly dělí podle zadávaných uzlových veličin do tří skupin.

 $U,\delta$ -uzel je bilanční uzel, ve kterém je zadána hodnota napětí (U) a úhel napětí ( $\delta$ ). Jako neznámé jsou dopočítávány činný a jalový výkon. Úkolem bilančního uzlu ve výpočtu je vyrovnat nerovnováhu v bilanci uzlových výkonů. Součet dodávek se musí rovnat součtu odběrů a navíc musí bilanční uzel hradit ztráty činného a jalového výkonu v síti, které jsou známy až po ukončení výpočtu a určení výsledné výkonové bilance, resp. rozdíl v bilanci mezi dodávkou a odběrem v síti. V bilančním uzlu by měl být tedy k dispozici zdroj výkonu.

P,Q-uzel je uzel se zadaným činným a jalovým výkonem, který je buď dodávaný do uzlu (výroba ze zdrojů v uzlu) nebo odebíraný v uzlu (spotřeba v odběrovém uzlu). Konvencí je u výpočtů rozlišována dodávka znaménkem (+) a odběr znaménkem (–). Výpočtem se v P,Q-uzlu určí napětí a jeho úhel.

*P*,*U*-uzel je regulační nebo kompenzační uzel, ve kterém je zadán činný výkon a absolutní hodnota napětí. Při výpočtu ustáleného chodu se hledá, jaký jalový výkon musí být v tomto uzlu odebírán nebo dodáván, aby byla dodržena zadaná hodnota napětí. Jako další neznámá je počítán úhel tohoto napětí. Tento uzel ve skutečné síti je reprezentován výrobou ve zdroji, ve kterém je možné regulovat napětí na požadovanou hodnotu pomocí rozmezí regulace jalového výkonu. *U* těchto uzlů jsou zadány meze regulace jalového výkonu (dané *PQ*-diagramem zdroje). Při dosažení regulační meze jalového výkonu dojde k přepnutí tohoto uzlu na *P*,*Q*-uzel s tím, že jalový výkon je dán mezní hodnotou, kterou může daný zdroj dodávat nebo odebírat. [1]

Pro řešení ustáleného chodu musí síť obsahovat nejméně jeden uzel bilanční a další uzel (odběrový, zdrojový nebo regulační). V praxi se nejčastěji setkáváme s kombinací:

- Jeden bilanční uzel se zadanou hodnotou napětí U a hodnotou fáze napětí  $\delta$ .
- *k* uzlů odběrových a zdrojových se zadanými hodnotami P a Q.
- *n-k-1* uzlů regulačních se zadanými hodnotami U a P (a regulačním rozmezím Q<sub>min</sub> a Q<sub>max</sub>).
- Pro řešení chodu sítě je pak k dispozici 2(n-1) rovnic ustáleného chodu sítě pro (n-1) neznámých napětí a jejich úhlů.

Rychlost konvergence zvolené výpočetní metody chodu sítě závisí na konfiguraci sítě, na umístění bilančního uzlu se zdrojem výkonu a na počtu uzlů odběrových a regulačních.

Na základě praktických zkušeností je nejvhodnější, pokud je to možné, umístění bilančního uzlu v elektrickém středu sítě – obvykle je to uzel s největší admitancí (a tedy největší prvek diagonály admitanční matice). Není-li toto možné, umístí se bilanční uzel do uzlu s největší výrobou výkonu P a Q.

Při řešení ustáleného chodu sítě VVN se vychází z následujících zjednodušení, která umožní řešit síť jako jednofázovou:

- všechny parametry prvků trojfázové soustavy jsou souměrné,
- průběhy napětí a proudů jsou harmonickými funkcemi času s konstantní frekvencí 50 Hz,
- parametry vedení, transformátorů i ostatních prvků sítě jsou nezávislé na proudu a napětí,
- vedení nahrazujeme П-články,
- transformátory nahrazujeme Γ-články nebo Π-články,
- odběry jsou zadány pomocí výkonů. [1]

### 3.3 Iterační metody pro výpočet ustáleného chodu sítě

#### 3.3.1 Gauss-Seidlova metoda

Gauss-Seidlova iterační metoda se vyznačuje jednoduchým algoritmem výpočtu a potřebuje oproti jiným iteračním metodám poměrně krátkou dobu výpočtu na jeden iterační krok. Výpočet je ukončen v případě, že rozdíl kořenů ve dvou po sobě následujících iteračních krocích je menší než zadaná přesnost výpočtu. Nevýhodou je však její relativně pomalá konvergence (zvláště u málo zauzlených sítí). Dále je potřeba volit vysokou přesnost výpočtu (velmi malé  $\varepsilon$ ) jinak se může stát, že nepřesně vypočítaná napětí způsobují značnou chybu v tocích výkonů a uzlových bilancích výkonů. Tyto nevýhody odstraňuje do jisté míry Newton-Raphsonova iterační metoda [1].

Gauss-Seidlova iterační metoda je aplikována na řešení soustavy nelineárních rovnic (3.6), která se upraví do tvaru, ve kterém lze provádět iteraci.

Vychází se ze vztahu (3.6):

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{U}_j$$
 pro  $i = 1, 2, ..., n$  (3.12)

kde se rozepíše pravá strana rovnice.

$$\frac{P_i - jQ_i}{\overline{U}_i^*} = \sum_{j=1}^{i-1} \overline{Y}_{ij} \overline{U}_j + \overline{Y}_{ii} \overline{U}_i + \sum_{j=i+1}^n \overline{Y}_{ij} \overline{U}_j \qquad \text{pro } i = 2,3,\dots,n$$
(3.13)

Odtud se vyjádří napětí  $U_i$ . Tím se získá tvar rovnice vhodný pro iterační výpočet.

$$\overline{U}_{i} = \frac{1}{\overline{Y}_{ii}} \left[ \frac{P_{i} - jQ_{i}}{\overline{U}_{i}^{*}} - \sum_{j=1}^{i-1} \overline{Y}_{ij} \overline{U}_{j} - \sum_{j=i+1}^{n} \overline{Y}_{ij} \overline{U}_{j} \right] \qquad \text{pro } i = 2, 3, \dots, n$$
(3.14)

Převedením vztahu (2.13) do iteračního tvaru se získá rovnice pro výpočet kořenů:

$$\overline{U}_{i}^{(k+1)} = \frac{1}{\overline{Y}_{ii}} \left[ \frac{P_{i} - jQ_{i}}{\left(\overline{U}_{i}^{(k)}\right)^{*}} - \sum_{j=1}^{i-1} \overline{Y}_{ij} \overline{U}_{j}^{(k+1)} - \sum_{j=i+1}^{n} \overline{Y}_{ij} \overline{U}_{j}^{(k)} \right] \qquad \text{pro } i = 2, 3, \dots, n$$
(3.15)

Výpočet je ukončen, je-li pro všechna *i* splněna podmínka:

$$\left|\overline{U}_{i}^{(k+1)} - \overline{U}_{i}^{(k)}\right| \le \varepsilon$$
 kde  $\varepsilon$  je zadaná přesnost. (3.16)



Obr. 3-3 Vývojový diagram Gauss-Seidlovy iterační metody [3]

#### 3.3.2 Newton-Raphsonova iterační metoda

Newton-Raphsonova metoda velmi rychle konverguje a obvykle potřebný počet iterací (při zadané přesnosti  $\varepsilon$ ) velmi málo závisí na velikosti řešené sítě. Nevýhodou je poměrně značné riziko divergence výpočtu. Předpokladem pro použití Newton-Raphsonovy iterační metody je, že ustálený chod je namodelován pomocí soustavy nelineárních rovnic. Při uvažování orientace toku výkonu (proud) směrem do uzlu (viz. Tab. 3 – 1) platí pro proud v *i*-tém uzlu:

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{U}_i^*} = \sum_{j=1}^n \cdot \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_j \qquad \qquad i = 2, 3, \dots, n.$$
(3.17)

$$P_{i} - jQ_{i} = \bar{U}_{i}^{*} \sum_{j=1}^{n} \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{U}_{j} \qquad i = 2, 3, ..., n.$$
(3.18)

Rovnici s komplexními koeficienty (3.17) upravíme na rovnice s reálnými koeficienty tak, že pravou stranu rovnice rozepíšeme na reálnou a imaginární část, například zápisem fázoru napětí a admitancí v polárním tvaru:

$$\overline{U}_i = U_i \angle \delta_i, \qquad \overline{U}_i^* = U_i \angle -\delta_i, \qquad \overline{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \alpha_{ij}, \qquad (3.19)$$

Dosazením (3.18) do (3.17) a úpravou dostaneme:

$$P_{i} - jQ_{i} = \sum_{j=1}^{n} U_{i} \cdot U_{j} \cdot Y_{ij} \cdot e^{-j(\delta_{i} - \delta_{j} - \alpha_{ij})} \qquad i = 2, 3, \dots, n.$$
(3.20)

Z toho:

$$P_i = \sum_{j=1}^n U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \qquad i = 2, 3, \dots, n.$$
(3.21)

$$Q_i = \sum_{j=1}^n U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \qquad i = 2, 3, \dots, n.$$
(3.22)

Tím získáme 2·(*n*-1) rovnic s reálnými koeficienty o stejném počtu neznámých velikostí napětí a jejich úhlů v uzlech i = 2, 3, ..., n. Jsou-li ve všech uzlech zadány činné a jalové výkony (kromě bilančního uzlu, kde je zadané  $\overline{U}_1 = U_1$ ,  $\delta_1 = 0$ ), potom iterační výpočet diferencí  $\Delta U_i$  a  $\Delta \delta_i$  lze v souladu s Newtonovou iterační metodou zkráceně napsat:

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \\ \begin{bmatrix} \Delta Q \end{bmatrix} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta \delta \end{bmatrix} \end{bmatrix}$$
(3.23)

Jednotlivé parciální derivace (prvky Jacobiánu) vypočítáme derivováním rovnic (3.20) a (3.21) podle příslušných proměnných.

$$\left[\frac{\partial P}{\partial U}\right] \to \frac{\partial P_i}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i \cdot Y_{ii} \cdot \cos\alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq 1}^n U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos\left(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}\right)$$
(3.24)

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_j} = U_i \cdot Y_{ii} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$
(3.25)

$$\left[\frac{\partial P}{\partial \delta}\right] \to \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -\sum_{j=1, j \neq 1}^n U_j \cdot U_i \cdot Y_{ij} \cdot \sin\left(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}\right)$$
(3.26)

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = U_j \cdot U_i \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$
(3.27)

$$\left[\frac{\partial Q}{\partial U}\right] \to \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i \cdot Y_{ii} \cdot \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq 1}^n U_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin (\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$
(3.28)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_j} = U_i \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$
(3.29)

$$\left[\frac{\partial Q}{\partial \delta}\right] \to \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j\neq 1}^n U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos\left(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}\right)$$
(3.30)

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij})$$
(3.31)

Algoritmus Newtonovy iterační metody je uveden v následujícím vývojovém diagramu



Obr. 3-4 Vývojový diagram Newton-Raphsonovy metody

Text kapitoly byl vytvořen podle [3] a [4].

# 4 Přechodné jevy v elektrizační soustavě

K přechodnému jevu v elektrizační soustavě (ES) dochází vždy při přechodu ES z jednoho ustáleného provozního stavu do nového ustáleného stavu. K přechodnému jevu tedy dochází v důsledků každé změny zatížení, při manipulacích provedených v ES, v důsledku poruchy některého zařízení ES, např. při zkratu, změně provozního stavu kteréhokoliv připojeného alternátoru nebo jeho odpojení či výpadku ze synchronismu.

Nejčastější příčinou vzniku elektromagnetických přechodných jevů je zapnutí či vypnutí některého prvku ES, zkraty, místní nesymetrie, regulace elektrických strojů a nesynchronní sepnutí synchronních strojů. Přechodné jevy z hlediska jejich doby trvání lze rozdělit do tří kategorií:

- 1. Pomalé elektromechanické.
- 2. Středně rychlé elektromagnetické.
- 3. Rychlé vlnové.

#### 4.1 Zkraty v elektrizační soustavě

Velká pozornost se věnuje analýzám zkratů, neboť elektrická zařízení musí být dimenzována na maximální možné proudy, které mohou v důsledku zkratu v ES vzniknout. Zkraty jsou poruchy vznikající spojením dvou nebo tří fází nakrátko a v soustavách s uzemněným uzlem (nulou) také spojením jedné nebo dvou fází se zemí (resp. se středním vodičem).

Při vzniku zkratu se několikanásobně zmenšuje impedance obvodu mezi místem zkratu a napěťovými zdroji. To má za následek vzrůst proudů ve větvích a pokles napětí v uzlech, zvláště v uzlech elektricky blízkých místu zkratu. Působení zkratových proudů je krátkodobé, ale vzhledem k velikostem zkratových proudů mohou být jejich tepelné účinky nebezpečné pro mnohá elektrická zařízení. Velké mechanické síly, které vznikají mezi vodiči při zkratu, mohou mít nebezpečné účinky zvláště v elektrických strojích a přístrojích. Hluboké poklesy napětí vznikající při zkratech mohou působit rušivě na chod mnoha elektrických spotřebičů a mohou být narušení stability paralelního chodu alternátorů, což je vlastně příčinou jeden z nejnebezpečnějších následků zkratu, neboť postihuje provoz velké části ES. Zemní spojení je nebezpečné pro izolaci fází a nulových uzlů v ES, neboť při něm fázová napětí dosahují velikosti sdružených napětí. Při přerušovaném zemním spojení se napěťové namáhání izolace ještě několikanásobně zvětšuje [2].

Rozdělení zkratů podle přechodového odporu v místě poruchy mezi krajními vodiči, středním vodičem nebo zemí rozeznáváme:

- Zkraty dokonalé mají zanedbatelný přechodový odpor, jedná se o dokonalý styk kovových vodičů.
- Zkraty nedokonalé jsou většinou s hořícím obloukem při nedokonalém styku vodičů.

Největší tepelné a silové namáhání prvků sítě způsobují dokonalé zkraty, proto jsou tyto zkraty rozhodující pro zkratové dimenzování. Podle způsobu spojení vodičů při zkratu v třífázové soustavě rozlišujeme zkraty souměrné a nesouměrné.







Obr. 4-2 Typy nesouměrných zkratů

síť	jednofázový	dvojfázový	dvojfázový zemní	trojfázový
vn	65 %	10 %	20 %	5 %
110 kV	91 %	4,8 %	3,8 %	0,4 %
220 kV	93,1 %	0,6 %	5,4 %	0,9 %

Tab. 4-1 Pravděpodobnost výskytu jednotlivých typů zkratů dle napěťových hladin sítě [14]

#### 4.2 Parametry zkratového proudu – charakteristické hodnoty

Pro dimenzování elektrických zařízení a nastavení ochran není třeba znát celý průběh zkratového proudu, stačí pouze znát charakteristické hodnoty zkratového proudu. Tyto hodnoty uvádí norma ČSN EN 60909 [5].

 $I_k$ " – počáteční souměrný rázový zkratový proud,

*I*<sub>p</sub> – nárazový zkratový proud (dříve dynamický zkratový proud),

 $I_{\rm th}$  – ekvivalentní oteplovací proud,

 $T_{\rm k}$  – doba trvání zkratu,

- *I*<sub>b</sub> souměrný zkratový vypínací proud,
- *I*<sub>d.c.</sub> stejnosměrná (aperiodická) složka zkratového proudu,
- $I_k$  ustálený zkratový proud.

Počáteční souměrný zkratový proud je efektivní hodnota střídavé souměrné složky zkratového proudu v okamžiku vzniku zkratu při konstantní impedanci a platí pro něj:

Počáteční zkratový proud při trojfázovém zkratu (uplatní se jen sousledná impedance zkratového obvodu):

$$I_{k3}^{"} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1} \tag{4.1}$$

Počáteční zkratový proud při jednofázovém zkratu (uplatní se sousledná, zpětná i netočivá složka impedance zkratového obvodu):

$$I_{k1}^{"} = 3 \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$
(4.2)

Počáteční zkratový proud při dvoufázovém zkratu (uplatní se jen sousledná a zpětná impedance zkratového obvodu):

$$I_{k2}^{"} = \frac{c \cdot U_n}{Z_1 + Z_2} \tag{4.3}$$

Počáteční zkratový proud při dvoufázovém zemním zkratu (uplatní se sousledná, zpětná a netočivá složka impedance zkratového obvodu):

$$I_{k2,0}^{"} = \frac{c \cdot U_n}{Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$
(4.4)

### 4.3 Časový průběh zkratového proudu podle ČSN 60909-0

Norma ČSN 60909-0 [5] uvádí dva průběhy zkratového proudu, a to pro elektricky vzdálený a elektricky blízký zkrat.

**Elektricky vzdálený zkrat** – místo zkratu je dostatečně elektricky vzdáleno od zdrojů zkratového proudu, příspěvky asynchronních motorů do zkratového proudu jsou zanedbatelné. Velikost souměrné střídavé složky zkratového proudu v čase zůstává po celou dobu zkratu téměř konstantní.



Obr. 4-3 Průběh zkratového proudu při elektricky vzdáleném zkratu s konstantní střídavou složkou

kde  $I_k$ " je počáteční souměrný rázový zkratový proud,

- *i*<sub>p</sub> je nárazový zkratový proud,
- $I_k$  je ustálený zkratový proud,
- *I*<sub>d.c.</sub> je stejnosměrná složka zkratového proudu,
- *A* je počáteční hodnota stejnosměrné složky zkratového proudu.

**Elektricky blízký zkrat** – při tomto zkratu příspěvek alespoň jednoho zdroje k předpokládanému počátečnímu souměrnému rázovému zkratovému proudu překračuje dvojnásobek jmenovitého proudu zdroje nebo příspěvky asynchronních motorů překračují alespoň 5 % počátečního souměrného rázového zkratového proudu  $I_k$ " bez motorů. Střídavá složka zkratového proudu v čase klesá, je tlumená.



Obr. 4-4 Průběh zkratového proudu při elektricky blízkém zkratu s klesající střídavou složkou

Obecně jsou v časovém průběhu zkratového proudu obsaženy následující složky:

- Rázová složka *i*<sub>k</sub>"(t), která má sinusový průběh, frekvenci sítě a exponenciálně klesá s časovou konstantou *T<sub>k</sub>*". Projevuje se na začátku zkratu a trvá méně než 0,1 s.
- **Přechodná** složka *i*<sub>k</sub> '(t), která má sinusový průběh, frekvenci sítě a exponenciálně klesá s časovou konstantou *T*<sub>k</sub>'. Doba zániku této složky je řádově v sekundách.
- Ustálená složka i<sub>ku</sub>(t), která má sinusový průběh, frekvenci sítě a konstantní amplitudu.
- Stejnosměrná složka  $i_{d.c.}(t)$ , je aperiodická, představuje exponenciálně klesající stejnosměrný proud s časovou konstantou  $T_{dc}$ . Počáteční hodnota stejnosměrné složky zkratového proudu  $i_{d.c.}$  v čase t = 0 se označuje A a je určena  $A = \sqrt{2}I_k^{"}$ .

Velikosti časových konstant zkratového proudu za obvyklých podmínek v ES:  $T_k$  > $T_{dc}$ > $T_k$ .

Součet (superpozice) časových průběhů rázové  $i_k$  "(t), přechodné  $i_k$  (t) a ustálené  $i_{ku}(t)$  složky představují souměrný zkratový proud  $i_{ks}(t)$ , který je souměrný podle časové osy. Součet souměrného zkratového proudu  $i_{ks}(t)$  a stejnosměrné složky  $i_{d.c.}(t)$  je nesouměrný zkratový proud  $i_k(t)$ .



Obr. 4-5 Složky zkratového proudu – rázová (vlevo), přechodná (vpravo)



Obr. 4-6 Složky zkratového proudu – ustálená (vlevo), stejnosměrná (vpravo)

### 4.4 Zjednodušující předpoklady při výpočtech zkratů

Platná norma ČSN EN 60909 [5] zavádí pro výpočet zkratů následující předpoklady:

- Po dobu trvání zkratového proudu se nemění typ zkratu.
- Předpokládá se kovový zkrat, neuvažuje se vliv elektrického oblouku ani přechodového odporu.
- Po dobu zkratu nedochází ke změně topologie zapojení sítě.
- Impedance transformátorů se uvažuje s přepínačem odboček v základní poloze.
- Všechny kapacity vedení a paralelní admitance a netočivé statické zátěže jsou zanedbány vyjma paralelních admitancí v netočivé soustavě.

Dalšími předpoklady pro výpočet jsou:

- Zkrat nastává jen v jednom bodě soustavy.
- Vliv zatížení se zpravidla zanedbává.
- Uvažují se jmenovité impedance strojů a jmenovité převody transformátorů.
- Magnetizační proudy transformátorů se zanedbávají.
- Neuvažuje se vliv změn v budícím obvodu točivých strojů během zkratu.

### 4.5 Zdroje zkratových proudů

- Synchronní stroje:
  - turboalternátory, hydroalternátory,
  - synchronní motory,
  - synchronní kompenzátory.
- Asynchronní stroje:
  - vlastní spotřeby elektráren,
  - motory v těžkém průmyslu.
- Síťové napaječe:
  - zahraniční ES,
  - distribuční soustavy.

### 4.6 Ekvivalentní napěťový zdroj v místě zkratu

Dle normy ČSN 60909-0 [5] se pro výpočet zkratových proudů používá metoda ekvivalentního napěťového zdroje v místě zkratu. Za napětí ekvivalentního zdroje se považuje napětí ideálního zdroje v místě zkratu v sousledné složkové soustavě, pro které platí vztah:

$$E = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \tag{4.5}$$

kde *E* je napětí ekvivalentního napěťového zdroje,

- *c* je napěťový součinitel,
- *U*<sub>n</sub> je sdružená hodnota jmenovitého napětí sítě.

Ekvivalentní napěťový zdroj je umístěn v místě zkratu a je jediným zdrojem napětí v síti během zkratu. Všechny ostatní prvky sítě (vedení, transformátory, zdroje) jsou nahrazeny zkratovými impedancemi. Vnitřní napětí ostatních zdrojů mimo ekvivalentního jsou považovány za nulové. Napětí ekvivalentního zdroje je odvozeno od jmenovitého (fázového) napětí U<sub>n</sub> v místě zkratu a napěťového součinitele c. Impedance vybraných prvků jsou korigovány korekčními součiniteli.

**Napěťový součinitel** *c* – respektuje kolísání v závislosti na čase a místě, přepínání odboček transformátorů, zanedbání zátěže a kapacitních reaktancí, chování generátorů při přechodném ději.

**Korekční součinitel impedancí** – se uplatňuje u generátorů, síťových transformátorů a elektrárenských bloků. Respektuje odlišnost vnitřních napětí zdrojů od napětí ekvivalentního zdroje, dále respektuje vliv možnosti přepínání odboček transformátorů.

Předností metody ekvivalentního napěťového zdroje je, že nevyžaduje předchozí výpočet rozložení proudů a napětí v ustáleném stavu před poruchou. Je standardizovaná a sjednocuje výpočet dalších parametrů zkratů.

	Napěťový součinitel <i>c</i> pro výpočet				
Jmenovite napeti Un	Maximálních zkratových proudů	Minimálních zkratových proudů			
	<i>C</i> max <sup>1)</sup>	C min			
Nízké napětí	<b>1,05</b> <sup>3)</sup>	0.05			
100 V až 1000 V	<b>1,10</b> <sup>4)</sup>	0,95			
Vysoké napětí					
Velmi vysoké napětí <sup>2)</sup> >35 kV	1,10	1,00			
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·				

1)  $c \max Un$  by neměl překročit nejvyšší napětí Um pro zařízení energetických soustav

2) Pokud není jmenovité napětí definováno, potom  $c \max Un = Um$  nebo  $c \max Un = 0.90 \times Um$ 

3) Pro soustavy nízkého napětí s tolerancí +6 %, například pro soustavy přecházející z 380 V na 400 V.
4) Pro soustavy nízkého napětí s tolerancí +10 %

Tab. 4-2 Napěťový součinitelé podle ČSN 60909 [5]

### **5 TRANSFORMÁTORY**

Transformátory jsou prvkem ES, kterým se propojují sítě různých napěťových hladin nebo generátory s vedením. Průchodem energie na nich vzniká úbytek napětí a ztráta výkonu a je nutné je tedy uvažovat při řešení chodu sítě i zkratů.

Trojfázový transformátor je ve fázích souměrný a při souměrném zatěžování jej nahrazujeme v každé fázi stejným dvojbranem ve tvaru T nebo  $\Gamma$  [7].



Obr. 5-1 Náhradní dvojbrany transformátorů ve tvaru T a Γ

Dvojbran má v podélném směru (ve směru toku energie) impedance  $\bar{Z}_{T1}$  a  $\bar{Z}_{T2}$  případně  $\bar{Z}_{T}$ , které souvisí s nedokonalou magnetickou vazbou mezi primárním a sekundárním vinutím neboli s rozptylovými magnetickými toky obou vinutí a s jeho činným odporem. V příčném směru je admitance  $\bar{Y}_{T}$ , kterou se modeluje rozdíl primárního a přepočteného sekundárního proudu, což je magnetizační proud.

Hlavní parametry transformátorů lze zjistit ze štítku přístroje nebo pomocí měření transformátoru naprázdno, respektive nakrátko. K hlavním parametrům, které lze zjistit ze štítku transformátoru patří:

- *S*<sub>n</sub> jmenovitý výkon,
- $U_{n1}$  jmenovité napětí primárního vynutí,
- Un2 jmenovité napětí sekundárního vynutí,
- $e_k$  poměrná hodnota napětí nakrátko vztažená ke jmenovitému napětí,
- $\Delta P_0$  ztráty výkonu naprázdno (ztráty v železe),
- $\Delta P_k$  ztráty výkonu nakrátko (ztráty v mědi),
- *i*<sub>0</sub> poměrná hodnota proudu naprázdno vztažená ke jmenovitému proudu.

Reálná složka impedance představuje činný odpor vinutí:

$$R_t = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2}{S_n^2} \tag{5.1}$$

Imaginární složka podélné impedance představuje rozptylovou reaktanci obou vinutí:

$$X_t = \frac{U_n^2}{S_n} \sqrt{e_k^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{Sn}\right)}$$
(5.2)

Reálná složka příčné vodivosti  $G_t$  – konduktance zahrnuje ztráty v magnetickém obvodu vířivými proudy a magnetickou hysterezí při jmenovitém napětí a frekvenci 50 Hz:

$$G_t = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} \tag{5.3}$$

Imaginární složka příčné vodivost  $B_t$  – susceptance zahrnuje jalový výkon potřebný k magnetizaci při jmenovitém výkonu:

$$B_t = \frac{1}{U_n^2} \sqrt{(S_n \cdot i_0)^2 - \Delta P_0^2}$$
(5.4)

Text kapitoly byl vytvořen podle [7].

#### 5.1 Zkratové impedance transformátorů

#### 5.1.1 Dvojvinuťové transformátory

Z uvedených hodnot vyplývá sousledná zkratová impedance dvouvinuťových transformátorů  $\overline{Z}_T = R_T + jX_T$  a v normě se uvádí následující vztahy:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$
(5.5)

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2}$$
(5.6)

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$
(5.7)

kde:

$$U_{\rm rT}$$
 jmenovité napětí transformátoru na straně vyššího nebo nižšího napětí

 $I_{\rm rT}$  jmenovitý proud transformátoru na straně vyššího nebo nižšího napětí,

*S*<sub>rT</sub> jmenovitý zdánlivý výkon transformátoru,

 $P_{\rm krT}$  jmenovitý ztráty nakrátko transformátoru,

 $u_{\rm kr}$  jmenovité napětí nakrátko v procentech,

 $u_{\rm Rr}$  činná složka jmenovitého napětí nakrátko transformátoru v procentech.

Činnou složku  $u_{\text{Rr}}$  lze vypočítat ze ztrát nakrátko  $P_{\text{krT}}$  ve vinutí při jmenovitém proudu  $I_{\text{rT}}$ , obě hodnoty se týkají stejné strany transformátoru (viz rovnice 5.6).

U velkých transformátorů je odpor tak malý, že je možné při výpočtu velikosti zkratového proudu předpokládat, že impedanci představuje pouze reaktance. Odpor je nutné uvažovat při výpočtu nárazového zkratového proudu nebo stejnosměrné složky zkratového proudu [5].

#### 5.1.2 Korekční součinitele pro impedanci dvojvinuťových transformátorů

U dvojvinuťových síťových transformátorů s přepínačem odboček při zatížení i bez, se musí při výpočtu podle (5.5 a 5.7) zavést korekční součinitele  $K_{\rm T}$ :

$$\bar{Z}_{TK} = K_T \cdot \bar{Z}_T \tag{5.8}$$

$$\bar{Z}_T = R_T + jX_T \tag{5.9}$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_T} \tag{5.10}$$

kde

 $x_{\rm T}$  je poměrná reaktance transformátoru,

 $c_{\text{max}}$  je napěťový součinitel podle *tab. 4-2*, který odpovídá jmenovitému napětí sítě připojené ke straně nižšího napětí síťového transformátoru.

Tento korekční součinitel se nesmí použít pro blokové transformátory.

Pro poměrnou reaktanci transformátoru platí:

$$x_T = \frac{X_T \cdot S_{rT}}{U_{rT}^2} \tag{5.11}$$

Zpětná a netočivá složka impedance transformátoru se též přepočítává korekčními součiniteli na rozdíl od impedance mezi uzlem transformátoru a zemí, která se nepřepočítává [6].

#### 5.1.3 Trojvinuťové transformátory

U trojvinuťových transformátorů lze vypočítat sousledné zkratové impedance  $\underline{Z}_A$ ,  $\underline{Z}_B$  a  $\underline{Z}_C$  podle *obr*. 5-1 pomocí tří zkratových impedancí vztažených na stranu A transformátoru [5]. Tuto impedance lze také vypočítat pomocí následujícího vztahu:

$$\bar{Z}_{AB} = \left(\frac{u_{RrAB}}{100\%} + j\frac{u_{XrAB}}{100\%}\right)\frac{U_{rT}^2}{S_{rTAB}}$$
(strana C rozpojena) (5.12)

$$\bar{Z}_{AC} = \left(\frac{u_{RrAC}}{100\%} + j\frac{u_{XrAC}}{100\%}\right)\frac{U_{rT}^2}{S_{rTAC}}$$
(strana B rozpojena) (5.13)

$$\bar{Z}_{BC} = \left(\frac{u_{RrBC}}{100\%} + j\frac{u_{XrBC}}{100\%}\right)\frac{U_{rT}^2}{S_{rTBC}}$$
(strana A rozpojena) (5.14)

Pro induktivní složku napětí nakrátko všeobecně platí:

$$u_{Xr} = \sqrt{u_{kr}^2 - u_{Rr}^2}$$
(5.15)

Sousledné zkratové impedance  $\bar{Z}_A \bar{Z}_B$  a  $\bar{Z}_C$ :

$$\bar{Z}_{A} = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{AB} + \bar{Z}_{AC} - \bar{Z}_{BC})$$
(5.16)

$$\bar{Z}_B = \frac{1}{2} (\bar{Z}_{BC} + \bar{Z}_{AB} - \bar{Z}_{AC})$$
(5.17)

$$\bar{Z}_{C} = \frac{1}{2} \left( \bar{Z}_{AC} + \bar{Z}_{BC} - \bar{Z}_{AB} \right)$$
(5.18)

Kde:

$U_{ m rTA}$	jmenovité napětí transformátoru na straně A,							
$S_{ m rTAB}$	jmenovitý zdánlivý výkon mezi stranami A a B,							
$S_{ m rTAC}$	nenovitý zdánlivý výkon mezi stranami A a C,							
$S_{ m rTBC}$	jmenovitý zdánlivý výkon mezi stranami B a C,							
$u_{\rm RrAB}$ , $u_{\rm XrAB}$	jmenovité činné a induktivní složky napětí nakrátko uvedené v procentech mezi stranami A a B,							
<i>U</i> <sub>RrAC</sub> , <i>U</i> <sub>XrAC</sub>	jmenovité činné a induktivní složky napětí nakrátko uvedené v procentech mezi stranami A a C,							
$u_{\rm RrBC,} u_{\rm XrBC}$	jmenovité činné a induktivní složky napětí nakrátko uvedené v procentech mezi stranami B a C.							
Strana A Strana zvn, vvn	$\begin{array}{c} C \\ B \\ Strana \\ vn \end{array}$							
Označení za	apojení vinutí Náhradní schéma (sousledné složkové soustavy)							

Obr. 5-2 Trojvinuťový transformátor [5]

### 5.1.4 Korekční součinitele pro impedanci trojvinuťových transformátorů

U trojvinuťových síťových transformátorů se určují tři korekční součinitelé:

$$K_{TAB} = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAB}}$$
(5.19)

$$K_{TAC} = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TAC}}$$
(5.20)

$$K_{TBC} = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6x_{TBC}}$$
(5.21)

Impedance  $\bar{Z}_{AB}$ ,  $\bar{Z}_{AC}$  a  $\bar{Z}_{BC}$  se ze vzorců (5.12) až (5.14) korigují na hodnoty:

$$\bar{Z}_{ABK} = K_{TAB} \cdot \bar{Z}_{AB} \tag{5.22}$$

$$\bar{Z}_{ACK} = K_{TAC} \cdot \bar{Z}_{AC} \tag{5.23}$$

$$\bar{Z}_{BCK} = K_{TBC} \cdot \bar{Z}_{BC} \tag{5.18}$$

Z výše uvedených impedancí se pomocí vztahů (5.16) až (5.18) vypočítají korigované ekvivalentní impedance  $\bar{Z}_{AK}$ ,  $\bar{Z}_{BK}$  a  $\bar{Z}_{CK}$ .

Zpětná a netočivá složka impedance transformátoru se též přepočítává korekčními součiniteli na rozdíl od impedance mezi uzlem transformátoru a zemí, která se nepřepočítává [6].

### 5.2 Koncepce transformátorů v ES ČR a jejich elektrické parametry

Na následujícím obrázku je schematicky znázorněna koncepce transformace mezi jednotlivými hladinami ES ČR. Transformátory v přenosové síti a transformátory mezi PS a 110 kV jsou autotransformátory a jsou provozovány s přímo uzemněným uzlem. Transformátory 110/22 kV a 110/35 kV jsou na straně vn provozovány s uzlem uzemněným přes tlumivku nebo přes odporník. V průmyslových sítích, které jsou většinou provozovány na nižším napětí (10 kV nebo 6 kV), bývá většinou izolovaný uzel.



Obr. 5-3 Schéma koncepce transformátorů v ES ČR

V následující tabulce jsou uvedeny charakteristické elektrické parametry typických transformátorů provozovaných v ES ČR.

Transformátor mezi napěťovými hladinami		S <sub>n1</sub>	S <sub>n2</sub>	S <sub>n3</sub>	U <sub>n1</sub>	U <sub>n2</sub>	U <sub>n3</sub>	e <sub>k12</sub>	e <sub>k13</sub>	e <sub>k23</sub>	zapojení
400/110	ZVN/VVN	350 MVA	350 MVA	100 MVA	400 kV	121 kV	10,5 kV	13,8%	36,5%	19,7%	Yn/d0
220/110	VVN/VVN	200 MVA	200 MVA	100 MVA	230 kV	121 kV	10,5 kV	10,0%	34,7%	20,9%	Yn 0/d1
110/22	VVN/VN	40 MVA	40 MVA	12,5 MVA	110 kV	23 kV	6,3 kV	11%	-	-	Yn/yn 0/d1
22/0,4	VN/NN	630 kVA	-	-	22 kV	0,4 kV	-	4%	-	-	D/yn
15,7/400	blok.transf.	470 MVA	-	-	15,7 kV	400 kV	-	13,5%	-	-	D/yn

Tab. 5-1 Parametry typických transformátorů propojujících jednotlivé napěťové hladiny

### 6 SOFTWARE PRO ŘEŠENÍ CHODU SÍTĚ – PROGRAM LUG

Pro řešení ustáleného chodu sítě a výpočet zkratů byla vyvinuta celá řada výpočetních programů, které jsou schopny řešit elektrické poměry v sítích. Pro řešení zadané úlohy byl použit program pro analýzu a výpočet elektrických sítí – LUG.

Jedná se o modernizovanou verzi původního programu GLF (Graphic Load Flow), který pracoval pouze pod operačním systémem MS-DOS, naproti tomu program LUG pracuje pod operačním systémem Windows. Program je určen k řešení rozsáhlých propojených elektrických síti zvn, vvn a vn. Program se vyznačuje možností grafické interpretace výsledků do schématu příslušné sítě [9].

Program slouží pro:

- výpočet ustáleného chodu střídavé elektrické sítě,
- výpočet chodu elektrické sítě stejnosměrným modelem,
- analýzu napěťových poměrů v síti,
- analýzu zkratových poměrů v síti,
- kontrolu spolehlivosti provozu sítě podle kritéria (N-1),
- prověření síťových závislostí vzájemného chování prvku a veličin,
- výpočet náhrad elektrických sítí (impedanční náhrady, náhrady pro chody sítí a pro zkraty),
- grafické zobrazení počítané sítě nebo její části s vyhodnocením výsledků podle typu vypočtu a požadavku zadavatele,
- kontrolu dodržovaní dovolených napětí v síti, kontrolu zatěžování vedení a transformátorů, vyhodnocení bilance výkonů v síti nebo její části,
- rozbor ztrát činného a jalového výkonu v síti.

Pomocí programu LUG byl spočítán ustálený chod sítě 110 kV v dané oblasti E.ON Distribuce, byla provedena kontrola spolehlivosti podle kritéria N-1, dále byly vyhodnoceny napěťové poměry v síti, zatěžování vedení a transformátorů a byla analyzována možnost náhradního napájení UO 110 kV ze sousedních napájecích oblastí při poruchových stavech. Dále byly analyzovány zkratové poměry a vyhodnoceny ztráty. Na základě těchto výpočtů byla z navrhovaných nových lokalit vyhodnocena vhodnost umístění nové transformace pro napájení UO 110 kV Tábor.

# 7 NAVRHOVANÉ LOKALITY PRO UMÍSTĚNÍ NOVÉ TRANSFORMOVNY 400/110 KV

Na schématu sítě 110 kV jsou vyznačeny vybrané dvě alternativy lokalit pro umístění budoucí transformovny 400/110 kV, které nahradí původní TR 220/110 kV napájející UO Tábor. Jedná se o lokalitu v k.ú. Kámen (Lokalita 1) a v k.ú. Roudná (Lokalita 2). Lokality byly vybrány s ohledem na minimalizaci vzdálenosti nové transformovny od trasy připravovaného vedení přenosové soustavy 400 kV a stávajících linek 110 kV distribuční sítě E.ON Distribuce. Obě vybrané lokality leží v místě křížení trasy budoucího vedení 400 kV s vedeními 110 kV.



Obr. 7-1 Schéma sítě 110 kV a PS v oblasti Tábor s vyznačením lokalit umístění nové TR 400/110 kV

Na geografických podkladech je vyznačen půdorys u obou vybraných lokalit pro umístění nové transformační stanice 400/110 kV s předpokládaným záborem území a s vyznačením tras stávajících linek 110 kV a připravované linky 400 kV.



Obr. 7-2 Geografické umístění půdorysu nové TR 400/110 kV v lokalitě Kámen



Obr. 7-3 Geografické umístění půdorysu nové TR 400/110 kV v lokalitě Roudná

# 8 ANALYZOVANÉ PROVOZNÍ REŽIMY

### 8.1 Předpoklady pro simulační síťové výpočty

Nástrojem pro modelování, simulaci a analýzu režimů sítě 110 kV z hlediska vhodnosti umístění nové transformační stanice 400/110 kV je matematický síťový model sítě 110 kV v uzlové oblasti Tábor zpracovaný pro sledovaný časový horizont roku 2030. Matematický síťový model je vytvořen v prostředí síťové simulačního programu pro analýzu elektrických sítí LUG. Předpokládaná spotřeba v dané oblasti sítě 110 kV je v tomto modelu umístěna do jednotlivých uzlů 110 kV – tj. transformačních stanic 110/22 kV. Pro výpočetní modelování budoucího provozu sítí 110 kV se vychází z následujících vstupních parametrů jako výchozích předpokladů pro simulační výpočty chodu sítí:

- Analyzovaný časový horizont rok 2030 předpokládaný termín uvedení do provozu nové transformace 400/110 kV.
- Seznam rozvoden 110 kV, které budou zapojeny v uzlové oblasti 110 kV Tábor a napájeny z nové transformace 400/110 kV. Jedná se o distribuční transformační stanice 110/22 kV a trakční napájecí stanice připojené do sítě 110 kV.
- Předpokládané budoucí zapojení sítí 110 kV pro danou uzlovou oblast včetně očekávaného rozvoje těchto sítí (rekonstrukce stávajících vedení a jejich posílení vybavením vodiči s větším průřezem umožňující větší proudovou zatížitelnost a tím i větší přenosovou schopnost, zdvojení linek 110 kV, výstavba nových vedení 110 kV).
- Očekávané hodnoty odběrů v jednotlivých distribučních transformačních stanicích 110/22kV.
- Očekávané hodnoty dodávky výkonu z decentrálních zdrojů v jednotlivých uzlech 110 kV včetně výroben připojených samostatnými vývody 110 kV.

#### Výkonová bilance uzlů 110 kV v oblasti Tábor

Síťové analýzy jsou zaměřeny na očekávaný stav sítí v době realizace nové transformovny 400/110 kV, jejíž uvedení do provozu se předpokládá kolem roku 2030. Proto musí i výkonové bilance vstupující do výpočtů sítí odpovídat očekávaným požadavkům z hlediska potřeby výkonu k tomuto časovému horizontu.

Pro analýzy budoucího provozu sítí 110 kV je nezbytné stanovit pravděpodobné výkonové bilance v jednotlivých uzlech 110 kV. Výkonová bilance rozvoden 110 kV je tvořena rozdílem odběru (spotřeby) a výroby zdrojů v sítích vn a nn připojených k jednotlivým distribučním transformovnám 110/22 kV.

Z hlediska odběrů byla hodnota spotřeby odvozena z hodnot získaných z měření v sítích 110 kV poskytnutých provozovatelem těchto sítí (E.ON Distribuce) a dlouhodobého trendu vývoje spotřeby v dané oblasti. Očekávaný nárůst spotřeby dále respektuje požadované navýšení odběrů konkrétních velkých odběratelů a požadavky na připojení nových odběrů v konkrétních lokalitách.

Vývoj odběrů se odvozuje od predikovaného růstu spotřeby, který se v současnosti pohybuje ve velikosti 0,5 % ročně. Při stanovení velikostí odběrů se vychází z předpokladu, že tvar ročního

průběhu spotřeby se nebude příliš odlišovat od současného ročního diagramu spotřeby a tomu odpovídá i predikovaná velikost (růst) odběrů ve vybraných časových řezech.

Z hlediska dodávky výkonu ze zdrojů se vychází z instalovaného výkonu zdrojů v oblasti a z požadavků na připojení nových zdrojů do distribučních sítí. Požadavky na připojení nových decentrálních zdrojů však nejsou pro poměrně vzdálený časový horizont roku 2030 konkrétně stanoveny, proto se vychází z predikovaných hodnot celkového rozvoje rozptýlené výroby podle Národního akčního plánu pro chytré sítě vycházejícího ze Státní energetické koncepce [12]. Na základě směrných hodnot v tomto dokumentu byly rozděleny očekávané nárůsty instalovaného výkonu decentrálních zdrojů v sítích nn a vn do jednotlivých lokalit příslušejících konkrétním rozvodnám 110 kV.

Při stanovení dodávky výkonu z jednotlivých typů decentrálních zdrojů v daném období nebo ve vybraných stavech se vychází z dlouhodobých obvyklých hodnot dodávky zjištěných z měření a je vyjádřeno koeficientem soudobosti dodávky výkonu z daného typu zdroje.

Provozovatel DS E.ON Distribuce provádí též průběžná minutová měření hodnot činného (P) a jalového (Q) výkonu na jednotlivých transformátorech 110 kV/vn. Z minutových změřených hodnot se v systému měření stanovuje hodinový průměr těchto hodnot (8760 hodnot za rok). Hodinové hodnoty bilance výkonu lze pak využít pro analytické a simulační výpočty. Takto změřená hodnota bilance výkonu je tvořena rozdílem odběru a dodávky na každém transformátoru 110 kV/vn. Celková bilance výkonu v uzlu 110 kV je pak součtem výkonových bilancí všech transformátorů v dané transformační stanici 110 kV/vn.

#### Bilanční stavy pro simulační výpočty

Pro výpočetní analýzy sítí a kontrolu dimenzování síťových prvků 110 kV v UO Tábor byly výpočty provedeny podle požadavků provozovatele DS E.ON Distribuce, a to pro dva mezní bilanční stavy, které jsou pro dimenzování síťových prvků určující:

- **Zimní maximum zatížení** – maximum odběru očekávané v zimním období v analyzovaném časovém horizontu při uvažované nulové dodávce výkonu ze zdrojů rozptýlené výroby v dané uzlové oblasti.

Letní stav – nízký odběr (očekávaná spotřeba v nepracovní den v letním období – zvolený stav v den státního svátku 5. 7. každého roku) při uvažování vysoké dodávky výkonu z decentrálních zdrojů v dané oblasti (vysoké nasazení FVE a VTE a nasazení ostatních decentrálních zdrojů se soudobostí dodávky s největším nasazením dosahovaným v letním období podle dlouhodobých zkušeností).

Pozn.: V případě, že v dané oblasti je též zdroj poskytujících podpůrné služby, uvažuje se ve výpočtech s plným nasazeným výkonem zajišťovaným v podpůrných službách tímto zdrojem.

Uvedené bilanční stavy jsou užívány při plánování rozvoje sítí 110 kV a dimenzování jejich prvků. Prověřením těchto extrémních bilančních stavů simulačními výpočty chodu sítě se ověřuje, že síť 110 kV bude dostatečně dimenzována v budoucím období a případně indikuje nutnost jejího posílení novými prvky tak, aby byl zajištěn spolehlivý provoz i v extrémních bilančních stavech s požadovanou rezervou pro dispečerské řízení a nezbytné provozní manipulace.

V následujících tabulkách je uveden:

- Předpokládaný instalovaný výkon jednotlivých typů decentrálních zdrojů v roce 2030 připojených do rozvoden 110 kV v uzlové oblasti Tábor.

Nasazení jednotlivých typů zdrojů decentrální výroby v letním stavu podle zvolených koeficientů soudobosti dodávky. V případě zdrojů zajišťujících podpůrné služby je uvažován jejich plný výkon garantovaný pro tuto službu. V UO Tábor se jedná o zdroj C-energy (dříve Silon Planá nebo též AES Bohemia) o instalovaném výkonu 58,7 MW připojený do rozvodny 110 kV Planá nad Lužnicí.

Rozvodna 110 kV			Instalov	aný výkon	zdrojů Pi	nst (MW)		
	FVE	VTE	VE	MKG	BPS	BMS	TP+ZE	Celkem
Tábor	18,49	0,78	0,5	0,89	6,02	0,36	19,55	46,59
Planá	4,54	0,5	0,44	0,57	0,55	0,23	58,68	65,51
Veselí n.L.	10,29	0,75	0,62	0,85	2,63	0,35	0	15,49
TT Chotoviny	0	0	0	0	0	0	0	0
Pacov	6,57	2,81	0,19	0,77	3,06	0,36	0	13,76
Pelhřimov	6,46	3,37	2,37	0,92	2,68	1,43	1,21	18,44
Humpolec	8,61	2,81	0,18	0,77	0,99	0,36	0	13,72
Tábor sever	2,92	0,5	0,21	0,57	0,2	0,23	0	4,63
TT Horní Cerekev	0	0	0	0	0	0	0	0
Počátky	5,85	2,25	0,15	0,61	1,47	0,29	0	10,62
Jindřichův Hradec	33,69	3,71	1,37	2,92	2,45	0,86	0	45
celkem	97,42	17,48	6,03	8,87	20,05	4,47	79,44	233,76

Tab. 8-1 Instalovaný výkon zdrojů v uzlech 110 kV

	Nasazení zdrojů v letním stavu Pg LS (MW)										
Rozvodna 110 KV	FVE	VTE	VE	MKG	BPS	BMS	TP+ZE	Celkem			
Koef.soudobosti	0,8	0,8	0,6	0,6	0,8	0,8					
Tábor	14,79	0,62	0,30	0,53	4,82	0,29	9,78	31,13			
Planá	3,63	0,40	0,26	0,34	0,44	0,18	58,68	63,94			
Veselí n.L.	8,23	0,60	0,37	0,51	2,10	0,28	0	12,10			
TT Chotoviny	0	0	0	0	0	0	0	0			
Pacov	5,26	2,25	0,11	0,46	2,45	0,29	0	10,82			
Pelhřimov	5,17	2,70	1,42	0,55	2,14	1,14	0,61	13,74			
Humpolec	6,89	2,25	0,11	0,46	0,79	0,29	0	10,79			
Tábor sever	2,34	0,40	0,13	0,34	0,16	0,18	0	3,55			
TT Horní Cerekev	0	0	0	0	0	0	0	0			
Počátky	4,68	1,80	0,09	0,37	1,18	0,23	0	8,34			
Jindřichův Hradec	26,95	2,97	0,82	1,75	1,96	0,69	0	35,14			
celkem	77,94	13,98	3,62	5,32	16,04	3,58	69,07	189,55			

Tab. 8-2 Nasazení zdrojů v uzlech 110 kV v letním stavu

V následující tabulce je uveden předpokládaný odběr činného a jalového výkonu v uzlech 110 kV ve dvou bilančních stavech – zimní a letní stav – v horizontu roku 2030. Hodnoty odběrů v rozvodnách 110/22 kV vycházejí ze spotřeby v distribučních sítích nižších napěťových hladin a neobsahují decentrální výroby ze zdrojů umístěných v těchto napěťových hladinách.

Bozvodno 110 kV	Zimní sta	av 2030	Letní stav 2030			
	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)		
Tábor	15,36	6,86	2,53	1,02		
Planá	32,86	4,25	4,23	1,45		
Veselí n.L.	23,28	2,84	13,27	1,32		
TT Chotoviny	0,81	0,07	0,70	0,00		
Pacov	19,00	2,86	8,44	1,32		
Pelhřimov	29,44	3,21	13,40	1,44		
Humpolec	21,30	1,77	9,98	0,61		
Tábor sever	30,71	4,90	3,08	1,26		
TT Horní Cerekev	0,16	0,11	0,70	0,00		
Počátky	13,47	0,93	6,38	0,72		
Jindřichův Hradec	36,13	4,17	16,07	2,20		
celkem	222,52	31,97	78,77	11,34		

Tab. 8-3 Odběr v uzlech 110 kV v zimním a letním stavu roku 2030

#### 8.2 Parametry a zapojení vedení 110 kV v UO Tábor k roku 2030

Do stávající uzlové oblasti 110 kV napájené z TR 220/110 kV Tábor jsou v současné době připojeny distribuční transformační stanice 110/22 kV Tábor, Pacov, Pelhřimov, Humpolec, Planá nad Lužnicí, Veselí nad Lužnicí a trakční transformovna TT Chotoviny. V roce 2018 bude v severní části Tábora (lokalita Náchod) zprovozněna nová transformovna 110/22 kV Tábor sever.

K časovému horizontu 2030 v souvislosti s vybudováním nové transformovny 400/110 kV se předpokládá rozšíření stávající uzlové oblasti o rozvodny 110 kV: Jindřichův Hradec, Počátky a trakční transformovnu Horní Cerekev.

Parametry stávajících linek 110 kV propojující výše uvedené rozvodny jsou uvedeny v následující tabulce. Vedení 1357, 1358, 1359 budou rekonstruována a přebudována na dvojitá vedení s vodiči 243-AL1/39-ST1A. Tyto vodiče mají obdobné elektrické parametry jako vodiče o průřezu 240 mm<sup>2</sup> AlFe 6. Realizace této rekonstrukce se předpokládá v období do roku 2018. Ve stejném období se předpokládá zaústění vedení 1356 do nové rozvodny 110 kV Tábor sever, která bude v roce 2018 uvedena do provozu.

Síť 110 kV v UO Tábor bude provozována v uzavřeném kruhu 110 kV, který bude v severní a západní části (Humpolec – Pelhřimov – Pacov – Tábor – Planá – Veselí nad Lužnicí) tvořen dvojitými vedeními 110 kV a v jižní části jednoduchými venkovními vedeními 110 kV.

Možnost propojení na sousední UO bude v rozvodnách 110 kV se dvěma systémy přípojnic. Jedná se o rozvodny Tábor, Veselí nad Lužnicí a Jindřichův Hradec, u nichž je možnost přepojení na napětí sousední UO napájené z TR 400/110 kV Kočín. Do rozvodny 110 kV Humpolec je přivedeno druhé napětí 110 kV ze sousední UO napájené z TR 400/110 kV Mírovka.

Číslo	Dočátoční o	Тур	Délka	Imax		
vedení	Pocateciii a	Koncovy uzer	vodiče	[km]	[A]	
1356A	Tábor	Tábor-sever	240 AlFe	6,6	572	
1356B	Tábor	Chotoviny TT	240 AlFe	6,6	572	
1257	Tábor sovor	Bacov	240 AlFe	28,925	572	
1337	Tabot-sever	Facov	450 AlFe	7,778		
1357B	Chotoviny TT	Kámen/Pelhřimov	240 AlFe	35/50	572	
1358	Kámen/Pacov	Humpolec	240 AlFe	20/35,82	572	
1359	Pelhřimov	Humpolec	240 AlFe	17	572	
1381	Tábor	Veselí n.L./Roudná	185 AlFe	26,931/14	483	
1382	Tábor	Planá	185 AlFe	8,19	483	
1391	Humpolec	Horní Cerekev TT	240 AlFe	29,047	572	
1393	Horní Cerekev TT	Počátky	240 AlFe	7,816	572	
1204	Dočátky	lindřichův Hradoc	240 AlFe	25,637	400	
1594	POLALKY	JIIIUIICIIUV HIAUEC	185 AlFe	0,469	405	
1396	Jindřichův Hradec	Veselí n.L.	185 AlFe	22,224	483	
1398	Planá	Veselí n.L./Roudná	185 AlFe	29,614/13	483	
K1357	Kámen	Pelhřimov	240 AlFe	15	572	
K1358	Расоч	Kámen	240 AlFe	15	572	
R1381	Roudná	Veselí n.L.	185 AlFe	13	483	
R1398	Roudná	Veselí n.L.	185 AlFe	13	483	

Tab. 8-4 Seznam a parametry vedení 110 kV v UO Tábor

#### 8.3 Výpočty napěťových poměrů

Předpokládané základní zapojení sítě 110 kV v uzlové oblasti Tábor k časovému horizontu 2030 bylo pro výpočty zpracováno do simulačního modelu. Napájení této uzlové oblasti sítě 110 kV bylo simulováno variantně ze 3 alternativních lokalit umístění nové transformovny 400/110 kV: TR Kámen, TR Roudná a jako srovnávací alternativa TR Tábor (stávající TR 220/110 kV Tábor nelze ve stávající lokalitě přebudovat na TR 400/110 kV).

Pro potřeby výpočtů byl bilanční uzel zvolen v napájecí transformovně 400/110 kV. Na přípojnici 110 kV této rozvodny bylo udržováno konstantní napětí 119 kV. Decentrální zdroje připojené do sítě 110 kV a do sítí vn a nn se při simulačních výpočtech regulace napětí neúčastnily.

Na základě výpočtů ustáleného chodu střídavé sítě byly vyhodnoceny velikosti napětí v jednotlivých uzlech 110 kV v analyzované uzlové oblasti pro všechny 3 alternativy napájení UO 110 kV. Výpočty byly provedeny pro stav zimního maxima zatížení (bez nasazení zdrojů) a pro letní stav s vysokým nasazením zdrojů v oblasti. Pro zimní stav bez dodávky výkonu ze zdrojů byly provedeny výpočty při výpadcích jednotlivých síťových prvků (stavy N-1) a vyhodnoceno vždy nejnižší napětí, které bylo v daném uzlu při kontrole N-1 dosaženo. Hodnoty jsou uvedeny v grafech.



*Obr.* 8-1 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové soustavy v zimní období bez uvažování zdrojů, při základním provozním zapojení sítě 110 kV



*Obr.* 8-2 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové soustavy v letním období při základním provozním zapojení 110 kV



*Obr. 8-3 Napětí v uzlech 110 kV při konstantním napětí v napájecím bodě z přenosové soustavy v zimní období bez nasazení výroby zdrojů, nejnižší napětí dosažené ve stavech N-1* 

Z výsledků analýzy napěťových poměrů vyplývá, že v žádné z variant napájení UO Tábor neklesne napětí v uzlech 110 kV v zimním stavu pod hodnotu 113 kV při základním provozním zapojení sítě a pod hodnotu 104 kV při poruchových stavech sítě (stavy N-1). V letním stavu naopak napětí vlivem dodávky z decentrálních zdrojů v uzlech 110 kV roste. Nepřesáhne však v žádném z uzlů hodnotu 120 kV.

### 8.4 Výpočty citlivosti dU/dP a dU/dQ uzlů 110 kV

Pro každou rozvodnu 110 kV v uzlové oblasti byly vypočteny hodnoty citlivosti dU/dP a dU/dQ při variantním umístění napájecí transformační stanice 400/110 kV – variantně v lokalitě Tábor (pro porovnání), Kámen, Roudná. Pro každou z variant napájení byla v každém uzlu 110 kV vyhodnocena změna napětí při změně činného výkonu o 1 MW (dU/dP) a změna napětí při změně jalového výkonu o 1 MVAr (dU/dQ). Při výpočtech bylo v napájecí rozvodně 400/110 kV udržováno konstantní napětí 119 kV, regulace napětí ve všech zdrojích byla zablokována (žádný ze zdrojů připojených do sítě 110 kV a nižších napětí se neúčastnil regulace napětí).

Z výsledků uvedených v následující tabulce vyplývá, že k největší změně dochází v uzlech elektricky nejvíce vzdálených od napájecí rozvodny 400/110 kV. Velikost citlivosti dU/dP je výrazně nižší než hodnoty citlivosti dU/dQ.

	TR T	ábor	TR Ká	ámen	TR Roudná		
Rozvodna 110 kV	dU/dP	dU/dQ	dU/dP	dU/dQ	dU/dP	dU/dQ	
	[kV/MW]	[kV/MVAr]	[kV/MW]	[kV/MVAr]	[kV/MW]	[kV/MVAr]	
Horní Cerekev TT	0,043	0,119	0,036	0,101	0,042	0,117	
Humpolec	0,033	0,092	0,013	0,039	0,036	0,103	
Chotoviny TT	0,008	0,025	0,025	0,070	0,013	0,049	
Jindřichův Hradec	0,039	0,097	0,049	0,122	0,042	0,079	
Pacov	0,030	0,091	0,014	0,043	0,035	0,108	
Pelhřimov	0,036	0,101	0,011	0,036	0,040	0,115	
Planá	0,009	0,024	0,037	0,094	0,005	0,026	
Počátky	0,044	0,119	0,040	0,111	0,042	0,114	
Tábor	0,000	0,000	0,027	0,072	0,005	0,025	
Tábor sever	0,007	0,021	0,028	0,077	0,012	0,045	
Veselí nad Lužnicí	0,019	0,049	0,041	0,103	0,008	0,021	

Tab. 8-5 Citlivost dU/dP a dU/dQ uzlů 110 kV pro různé varianty umístění TR 400/110 kV

### 8.5 Výpočty zatížení vedení 110 kV

Na základě výpočtů ustáleného chodu střídavé sítě byly vyhodnoceny toky výkonů po jednotlivých vedeních 110 kV v analyzované uzlové oblasti pro všechny 3 alternativy napájení UO 110 kV. Výpočty byly provedeny pro stav zimního maxima zatížení (bez nasazení zdrojů) a to pro základní provozní zapojení sítě a pro poruchové stavy – kontrola N-1 – při postupném vypínání jednotlivých vedení 110 kV.

Hodnoty přenášeného výkonu (MW) a procentní hodnoty proudového zatížení vůči maximální dovolené zatížitelnosti ( $I/I_{max}$ ) jednotlivých vedení 110 kV jsou uvedeny v tabulce. Pro poruchové stavy – kritérium (N-1) – je v tabulce pro posuzované vedení uvedena hodnota zatížení při nejméně příznivém výpadku vedení, jehož číslo je uvedeno ve sloupci označeném "vyp. vedení". V grafech je pak vyhodnoceno procentní zatížení jednotlivých vedení vůči maximálními dovolenému proudovému zatížení příslušného vedení 110 kV.

			Varianta TR Tábor				Varianta TR Kámen				Varianta TR Roudná						
Číslo	lo Počáteční a koncový uzel vedení ení		Plné s	Plné schéma		(N-1)		Plné s	chéma	(N-1)			Plné s	chéma		(N-1)	
vedení			P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	vyp. vedení	P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	vyp. vedení	P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	P [MW]	I <sub>max</sub> [%]	vyp. vedení
1356A	Tábor	Tábor-sever	-69,3	63,3	-94,9	87,9	1396	14,9	15,3	56,5	58,1	1357B	-61,5	58,2	-95,3	93,2	1396
1356B	Tábor	Chotoviny TT	-38,6	35,3	-81,6	76,8	1356A	62,4	60,5	109,1	110,8	K1358	-31,6	29,9	-69,4	67,2	1356A
1357	Tábor-sever	Pacov	-38,3	35,4	-63,7	60,1	1396	45,6	44,2	87,5	88,7	1357B	-30,6	29,3	-64,0	64,0	1396
1357B	Chotoviny TT	Kámen/Pelhřimov	-37,7	34,7	-80,3	76,3	1356A	63,5	61,2	111,0	111,6	K1358	-30,7	29,2	-68,2	66,6	1356A
1358	Kámen/Pacov	Humpolec	-18,9	17,7	50,1	50,6	1356A	-49,9	46,9	-91,2	86,1	K1357	-11,3	10,9	50,1	51,8	1356A
1359	Pelhřimov	Humpolec	-7,6	7,1	-47,8	47,2	1356A	-17,2	16,3	-56,9	54,5	1358	-0,8	1,1	-36,4	36,9	1356A
1381	Tábor	Veselí/Roudná	-45,2	48,1	-93,4	100,6	1382	-21,2	23,9	-55,4	62,9	1382	79,7	88,1	135,4	152,0	1398A
1382	Tábor	Planá	-57,2	61,2	-91,8	98,5	1381	-40,7	46,0	-59,6	69,8	1391	28,8	31,8	96,6	109,8	1381A
1391	Humpolec	H.Cerekev TT	-5,1	5,1	-51,1	50,0	1396	-45,3	43,2	-68,2	66,4	1357B	9,2	8,9	-51,3	53,5	1396
1393	H.Cerekev TT	Počátky	-4,9	5,0	-50,2	49,9	1396	-44,6	43,1	-66,7	66,2	1357B	9,4	9,1	-50,3	53,3	1396
1394	Počátky	J.Hradec	8,5	9,6	38,5	44,1	1356A	-31,0	35,2	-52,9	61,8	1357B	22,9	25,6	50,0	58,3	1356A
1396	J.Hradec	Veselí n.L.	44,7	48,8	75,0	85,0	1356A	5,4	6,2	49,8	60,3	1391	59,2	65,9	86,9	99,7	1356A
1398	Planá	Veselí/Roudná	-24,1	25,9	-58,2	63,0	1381	-7,7	8,7	32,9	38,8	1382	61,7	68,1	130,4	146,7	1381A
K1357	Kámen	Pelhřimov						-47,0	44,0	-87,4	82,5	1358					
K1358	Pacov	Kámen						65,3	62,2	109,2	106,9	1357B					
R1381	Roudná	Veselí n.L.											-42,0	45,7	-80,3	87,7	R1398
R1398	Roudná	Veselí n.L.											-42,0	45,7	-80,3	87,7	R1381

Tab. 8-6 Zatížení vedení 110 kV v zimním maximu bez nasazení výroby zdrojů



Obr. 8-4 Zatížení vedení 110 kV v zimní období bez nasazení výroby zdrojů, základní provozní zapojení



Obr. 8-5 Zatížení vedení ve stavech N-1 (zimní období bez nasazení výroby zdrojů)

Z vyhodnocení výsledků zatížení vedení 110 kV v zimním období vyplývá, že při základním provozním zapojení DS nedochází u žádného vedení 110 kV k dosažení mezní hodnoty maximální dovolené proudové zatížitelnosti. Největší zatížení vykazuje vedení 1381 Roudná – Tábor zatížené na 88 % I<sub>max</sub> výkonem 79,7 MW ve variantě napájení uzlové oblasti z TR 400/110 kV Roudná.

Při kontrole zatěžování vedení 110 kV v poruchových stavech (kontrola N-1) dochází k překročení maximální proudové zatížitelnosti jak u varianty napájení z TR Kámen, tak

u varianty napájení z TR Roudná. Při napájení z TR Kámen je překročení max. proudové zatížitelnosti indikováno u 3 vedeních 110 kV, a to ve výši do 111,6 %  $I_{max}$ . Nejvyšší zatížení vykazuje vedení 1357B TT Chotoviny – Kámen při výpadku vedení K1358 Pacov – Kámen. Tato velikost překročení dovolené zatížitelnosti je i z hlediska provozovatele sítě ještě akceptovatelná bez investičních zásahů, neboť simulovaný provozní stav vychází z pesimistických předpokladů (žádný ze zdrojů v dané oblasti nedodává výkon) a byl by též řešitelný operativními dispečerskými zásahy.

Naproti tomu u varianty napájení UO z TR 400/110 kV Roudná již překročení maximální dovolené zatížitelnosti přesáhlo ve dvou případech hodnotu 120 %  $I_{max}$ . Tak velké překročení dovolené maximální zatížitelnosti vedení v poruchových stavech sítě (N-1) již musí být řešeno investičními opatřeními. V daném případě bylo navrženo posílení vedení 1381 Roudná – Tábor (zatížené na 152 %  $I_{max}$  výkonem 135 MW při výpadku vedení 1398A – Veselí – Planá n.L.) a vedení 1398 Roudná – Planá (zatížené na 147 % výkonem 130 MW při výpadku vedení 1381A Roudná – Tábor). Dále bylo v tomto případě navrženo posílení třetího přetěžovaného vedení 1382 Planá – Tábor (zatížené na 110 %  $I_{max}$  výkonem 96,6 MW při výpadku vedení 1381A Roudná – Tábor). U přetěžovaných vedení 110 kV byla navržena jejich rekonstrukce a výměna vodičů o průřezu 185 mm<sup>2</sup>AlFe za nové vodiče o průřezu 450 mm<sup>2</sup>AlFe. Jedná se o rekonstrukci, resp. přestavbu dvojitého vedení 110 kV v celkové délce 16,2 km, jejichž topologie je uvedena na následujícím schématu.



Obr. 8-6 Vedení 110 kV s vyznačením jejich délek navržených na posílení vodičů ve variantě napájení UO z TR Roudná

Celková délka dvojitého vedení k rekonstrukci: 14,8 + 1,4 = 16,2 km

Následně byla tato vedení, u kterých byla navržena jejich rekonstrukce a vybavení vodiči s průřezem 450 mm<sup>2</sup>AlFe s vyšším maximálním proudovým zatížením (830 A), implementována do výpočetního modelu a byly opakovány výpočty chodu sítě včetně kontroly zatížení vedení při poruchových stavech podle kritéria (N-1). Bylo vyhodnoceno zatížení vedení po posílení vybraných linek 110 kV. V následujícím grafu je uvedeno výsledné zatížení jednotlivých vedení při kontrole (N-1) pro zimní stav zatížení (bez nasazené výroby zdrojů) a hodnoty jsou porovnány s hodnotami před posílením vybraných vedení. Po posílení již u žádného vedení nedochází k překročení meze maximální proudové zatížitelnosti.

Schéma zapojení sítě 110 kV UO Tábor s vyhodnocením toků činných a jalových výkonů a napětí v uzlech 110 kV ve stavu zimního maxima zatížení pro 3 varianty umístění napájecí transformovny 400/110 kV je uvedeno v příloze.



Obr. 8-7 Zatížení vedení 110 kV před a po posílení vybraných linek v zimním období bez nasazení výroby zdrojů při napájení z nové TR Roudná ve stavech N-1

### 8.6 Náhradní napájení uzlové oblasti při výpadku transformace 400/110 kV

Náhradní napájení uzlové oblasti 110 kV při výpadku napájecího transformátoru 400/110 kV spočívá v zajištění provozovatelnosti sítě 110 kV při jejím napájení ze sousedních transformačních stanic 400/110 kV. Uzlovou oblast 110 kV je možné v tomto případě napájet z TR Kočín a z TR Mírovka. Pro náhradní napájení je zásobovaná uzlová oblast 110 kV rozdělena na dvě části, z nichž každá je napájena z jedné z vybraných sousedních napájecích transformačních stanic. Jako místo rozdělení uzlové oblasti jsou voleny rozvodny 110 kV se dvěma systémy přípojnic. Rozdělení uzlové oblasti 110 kV za účelem náhradního napájení bylo analyzováno pro dvě možná náhradní zapojení. Přiřazení jednotlivých uzlů je pro každé náhradní zapojení uvedeno v následující tabulce.

Náhradní	zapojení 1	Náhradní zapojení 2			
TR Kočín	TR Mírovka	TR Kočín	TR Mírovka		
Chotoviny TT	Humpolec	Veselí n. L.	Humpolec		
Pacov	J. Hradec	J. Hradec	Tábor sever		
Pelhřimov	Počátky	Planá	Počátky		
Planá	H. Cerekev TT	Tábor	H. Cerekev TT		
Tábor			Chotoviny TT		
Tábor sever			Pacov		
Veselí n. L.			Pelhřimov		

Tab. 8-7 Seznam uzlů a jejich zapojení pro náhradní napájení

Při náhradním zapojení 1 byla dělící místa v rozvodnách 110 kV Humpolec a Jindřichův Hradec, pro náhradní zapojení 2 byla dělící místa v rozvodnách Tábor a Jindřichův Hradec. Při náhradním napájení bylo využito dvojité vedení Kočín – Křtěnov – Bechyně – Tábor, které posiluje propojení TR Kočín s uzlovou oblastí Tábor. V základním zapojení je toto vedení součástí uzlové oblasti TR Kočín.

Vyhodnocení dosažených hodnot napětí při náhradním napájení UO Tábor ze sousedních transformoven v zimním stavu (bez nasazení zdrojů) je uvedeno v následujícím grafu.



Obr. 8-8 Napětí v uzlech 110 kV při napájení UO Tábor ze sousedních TR 400/110 kV Kočín a Mírovka v zimní období bez nasazení výroby zdrojů

Z vyhodnocení je patrné, že při náhradním napájení podle zapojení 1 v žádném z uzlů 110 kV neklesne napětí pod hodnotu 113 kV a při náhradním zapojení 2 neklesne pod hodnotu 116 kV, což znamená, že v obou variantách náhradního napájení je napětí v provozních mezích.



Obr. 8-9 Zatížení vedení 110 kV při náhradním napájení UO Tábor ze sousedních TR 400/110 kV Kočín a Mírovka v zimní období bez nasazení výroby zdrojů

Zatížení vedení 110 kV při náhradním zapojení 1 i při náhradním zapojení 2 nepřekračuje u žádné linky 60 % její maximální dovolené proudové zatížitelnosti.

Náhradní napájení uzlové oblasti při výpadku napájecí transformace 400/110 kV je již samo o sobě stavem N-1 a proto se v tomto případě již neprovádí výpočetní kontrola na výpadek dalšího síťového prvku.

Z analýzy vyplývá, že v obou případech rozdělení uzlové oblasti je náhradní napájení sítě 110 kV ze sousedních transformoven 400/110 kV zajištěno. Při jiných způsobech náhradního napájení, např. napájení celé oblasti pouze z jedné ze sousedních transformačních stanic 400/110 kV dochází k velkým úbytkům napětí nebo přetěžování vedení 110 kV a ke snížení spolehlivosti.

### 8.7 Výpočty stavů sítě pro časovou řadu 8760 hodin

V následující tabulce je uveden příklad naměřených hodinových hodnot výkonové bilance, které byly použity jako vstupní hodnoty pro odvození bilance pro rok 2030. Hodinové hodnoty jsou stanoveny jako průměr z minutového měření v danou hodinu v uzlu 110 kV. Hodnoty uvedené v uzlech trakčních transformoven (Horní Cerekev a Chotoviny) nejsou tímto způsobem měřeny, protože se jedná o nesymetrický odběr trakce, a proto jsou nahrazeny konstantní hodnotou odběru 1 MW, který je v těchto uzlech obvyklý a lze jej očekávat.

Nérou	1.1.2016 01:00:00 Z	1.1.2016 02:00:00 Z	1.1.2016 03:00:00 Z	1.1.2016 04:00:00 Z	1.1.2016 05:00:00 Z	1.1.2016 06:00:00 Z	1.1.2016 07:00:00 Z	1.1.2016 08:00:00 Z	1.1.2016 09:00:00 Z	1.1.2016 10:00:00 Z	1.1.2016 11:00:00 Z	1.1.2016 12:00:00 Z	1.1.2016 13:00:00 Z	1.1.2016 14:00:00 Z		31.12.2016 24:00:00 Z
H.Cerekey TT	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	•••••	1.00
Humpolec	8,10	7,75	7,45	7,21	7,26	7,36	6,55	6,50	6,56	7,33	7,63	8,43	8,33	8,61		9,20
Chotoviny TT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		1,00
J. Hradec	14,11	13,11	13,35	13,53	15,53	16,52	14,36	14,09	13,94	15,44	15,28	17,93	19,49	20,81		18,95
Pacov	10,83	10,78	11,15	10,92	11,22	11,29	10,28	10,44	10,42	10,67	11,18	12,18	12,35	12,49		12,45
Pelhřimov	11,28	10,69	10,91	10,79	11,42	11,44	10,39	10,54	9,73	10,80	11,54	12,82	12,77	13,24		13,55
Planá	3,51	3,33	3,66	3,63	3,79	3,90	3,68	3,84	4,05	4,99	5,60	7,15	6,18	7,14		8,02
Počátky	5,55	4,83	5,64	5,31	5,62	5,39	4,79	4,93	5,22	5,69	6,01	7,38	7,73	8,76		7,10
Tábor	3,42	3,14	3,24	3,34	3,52	3,56	3,05	2,99	3,16	3,73	4,11	5,10	5,54	6,06		5,48
Tábor-Sever	6,85	6,29	6,48	6,68	7,04	7,12	6,09	5,98	6,32	7,46	8,21	10,19	11,07	12,12		10,97
Veselí n.L.	11,19	10,93	11,00	11,02	11,87	11,62	10,45	9,67	9,70	10,70	11,58	13,13	13,80	14,36		13,81

Tab. 8-8 Příklad změřených hodinových hodnot zatížení jednotlivých rozvoden 110 kV

Další analýzy stavu sítě 110 kV byly provedeny pro 8760 časových (hodinových) řezů simulujících bilanční a přenosové poměry v uzlové oblasti v průběhu roku 2030. Tyto analýzy byly provedeny pro základní provozní zapojení sítě 110 kV a byly zaměřeny na:

- vyhodnocení průběhu bilance činného výkonu na napájecím transformátoru 400/110 kV

- vyhodnocení činných ztrát energie v síti 110 kV v roce 2030

Pro tyto analýzy bylo nutné predikovat hodnoty bilance výkonu v jednotlivých rozvodnách 110/22 kV v průběhu roku 2030.

Pro jejich stanovení se postupovalo následovně:

- Vycházelo se ze změřených hodinových hodnot bilance výkonu (v průběhu roku 2016) v jednotlivých rozvodnách 110/22 kV, které budou zapojeny v oblasti napájené z nové transformovny 400/110 kV. Aby bylo možné navýšit odběr (spotřebu) na očekávané hodnoty k roku 2030 v jednotlivých uzlech 110 kV podle stanoveného trendu 0,5 % meziročního růstu spotřeby, musela být změřená bilance výkonu v rozvodnách 110 kV "očištěna" od výroby rozptýlené v sítích nižších napěťových hladin příslušejících k dané rozvodně 110 kV.
- Nejprve byly sumární změřené hodinové hodnoty dodávky výkonu decentrálních zdrojů v celé UO 110 kV rozpočteny úměrně velikosti instalovaného výkonu decentrálních zdrojů v jednotlivých uzlech 110 kV.

$$P_{VYROBA} \cdot \frac{P_{inst\_uzlu}}{P_{inst\_celkem}} = P_{VYROBA\_UZEL}$$
(8.1)

 Následně byly přičteny hodnoty výroby v uzlu (dle 8.1) k bilance příslušné stanice 110/22 kV v dané hodině.

$$P_{BILANCE\_UZEL} + P_{VYROBA\_UZEL} = P_{SPOTREBA\_2016}$$
(8.2)

Přičtením hodnot dodávky výkonu ze zdrojů k hodinovým hodnotám zatížení v jednotlivých uzlech 110 kV byly získány hodnoty odběru (spotřeby), 8760 hodnot pro každou rozvodnu 110 kV. Tyto hodnoty odběrů byly navýšeny koeficientem předpokládaného trendu růstu spotřeby 0,5 % do roku 2030 (za 14 let).

$$P_{SPOTREBA_{2016}} \cdot 1,005^{14} = P_{SPOTREBA_{2030}} \tag{8.3}$$

Dále byla stanovena dodávka výkonu z decentrálních zdrojů, převážně FVE, pro každý časový řez (8760 stavů) a to tak, že dodávka byla navýšena úměrně předpokládanému růstu instalovaného výkonu těchto zdrojů podle nárůstu instalovaného výkonu dle NAP SG [13] k roku 2030. Koeficient navýšení byl stanoven jako poměr předpokládaného celkového instalovaného výkonu zdrojů FVE v ČR (3567 MW) dle [13] k roku 2030 vůči současnému celkovému instalovanému výkonu těchto zdrojů (2047 MW) k počátku roku 2017 dle [11].

$$P_{VYROBA\_UZEL} \cdot \frac{3567}{2047} = P_{VYROBA\_2030} \tag{8.4}$$

 Takto navýšená výroba decentrálních zdrojů v každém z uzlů 110 kV byla odečtena od trendem navýšené hodnoty spotřeby (odběru) a bylo získáno 8760 hodinových hodnot bilance výkonu pro každý uzel 110 kV v nové uzlové oblasti Tábor simulujících očekávaný průběh bilance za rok 2030.

$$P_{SPOTREBA_{2030}} - P_{VYROBA_{2030}} = P_{BILANCE_{2030}}$$
(8.5)

- V uzlech 110 kV se separátně měřenou hodnotou výroby ve zdrojích u velkých samostatných výroben: teplárna Tábor připojená samostatně do uzlu 110 kV Tábor a závodní elektrárna C-energy Planá n.L. s vlastním připojením do uzlu 110 kV Planá nad Lužnicí byla tato výroba taktéž odečtena od spotřeby (odběru) v příslušných uzlech 110 kV.
- Hodnoty výkonové bilance pro každou hodinu byly vstupními hodnotami pro 8760 výpočtů chodu sítě v nové uzlové oblasti 110 kV pro výpočty ztrát.
- Pro takto upravenou bilanci UO 110 kV byl vyhodnocen průběh hodinových hodnot přenosu výkonu na transformátoru 400/110 kV pro rok 2030 a je uveden v následujícím grafu.



Obr. 8-10 Průběh bilance výkonu na transformaci 400/110 kV očekávaný v roce 2030

Podle očekávané bilance výkonu na transformaci 400/110 kV nebude docházet v průběhu roku 2030 k přenosu výkonu ze sítě 110 kV do sítě PS. Odběr uzlové oblasti 110 kV z PS dosahuje maximální hodnoty 160 MW.

#### 8.7.1 Bilance výkonu na transformaci 400/110 kV v roce 2030

Pro každé předací místo mezi přenosovou sítí a sítí 110 kV jsou stanoveny mezní hodnoty přenášeného výkonu mezi PS a DS jako tzv. rezervovaný příkon (odběr z PS přenášený do sítě 110 kV) a rezervovaný výkon (přenos z DS 110 kV do PS). Současná hodnota rezervovaného výkonu pro stávající transformaci 220/110 kV Tábor je ve velikosti 35 MW přenosu výkonu ve směru z DS 110 kV do PS. Vzhledem ke stávající výkonové bilanci UO Tábor tato hodnota již nedovoluje připojovat další decentrální zdroje do UO Tábor a je omezena především konfigurací a přenosovou schopností sítě 220 kV, ze které je UO Tábor v současnosti napájena. K časovému horizontu 2030, kdy bude tato oblast napájena již ze sítě 400 kV, bude hodnota rezervovaného výkonu moci být navýšena tak, aby v oblasti mohly být připojovány další nové decentrální zdroje.

Pomocí 8760 výpočtů hodinových řezů chodu sítě UO Tábor napájené z nové TR 400/110 kV byla stanovena očekávaná velikost a průběh bilance výkonu na napájecím transformátoru 400/110 kV v průběhu roku 2030, přičemž je po celý rok uvažován rezervovaný výkon pro podpůrné služby ze zdroje C-energy Planá n. L. ve výši 58,6 MW. Pro takto upravenou bilanci UO 110 kV byl vyhodnocen průběh hodinových hodnot přenosu výkonu na transformátoru 400/110 kV pro rok 2030 a je uveden v následujícím grafu. Umístění transformátoru variantně v uvažovaných lokalitách má na průběh bilance výkonu minimální vliv daný pouze rozdílem ve velikosti ztrát v sítích 110 kV při různém umístění napájecí transformovny 400/110 kV.



*Obr.* 8-11 Průběh bilance výkonu s rezervovanou výrobou zdroje C-energy Planá n. L. na transformaci 400/110 kV očekávaný v roce 2030

Z průběhu bilance výkonu na transformaci 400/110 kV napájející síť 110 kV UO Tábor je patrné, že v zimním období dosahuje tato bilance maximální hodnoty odběru 130 MW z PS (19.1. v 11:00) a naopak v letním období může dosáhnout přetok výkonu z DS do PS hodnoty až kolem 50 MW (22.5. v 14:00).

#### 8.7.2 Velikost ztrát v UO 110 kV při různém umístění transformovny 400/110 kV

Na základě 8760 simulačních výpočtů s reálným nasazením zdroje C-energy Planá n.L. byla vyhodnocena velikost ročních ztrát činného energie pro jednotlivé varianty umístění napájecí transformovny 400/110 kV v nové UO Tábor. Pro porovnání byly roční ztráty činné energie vyhodnoceny též při umístění napájecí rozvodny ve stávající lokalitě Tábor a při celoročním napájení ze sousedních transformoven 400/110 kV Mírovka a Kočín. Pro napájení z TR Roudná byly ztráty vyhodnoceny i pro stav po navrhovaném posílení vybraných vedení 110 kV. Zvýšení průřezu vodičů u vybraných linek vede ke snížením ztrát ve vedeních 110 kV.



Obr. 8-12 Roční ztráty činného výkonu na vedeních 110 kV v UO Tábor při různém umístění nové TR 400/110 kV

Z vyhodnocení ročních ztrát činné energie (pro rok 2030) při různém umístění nové TR 400/110 kV vyplývá:

- Pro varianty umístění nové TR 400/110 kV v lokalitě Kámen a ve stávající lokalitě Tábor jsou roční ztráty energie prakticky shodné.
- Pro variantu umístění nové TR 400/110 kV v lokalitě Roudná (po posílení vybraných vedení 110 kV) jsou ztráty mírně vyšší (o 250 MWh za rok). V případě, že by nedošlo k posílení vybraných vedení 110 kV by roční ztráty byly ještě o cca 1600 MWh vyšší než bez posílení vedení 110 kV.
- Srovnání se ztrátami energie, které by vznikly při celoročním napájení ze sousedních TR 400/110 kV se prokazuje, že napájení z těchto vzdálených rozvoden je využitelné pouze jako krátkodobé náhradní zapojení v mimořádných poruchových stavech s krátkou dobou trvání, neboť ztráty výrazně narůstají (o 60 % až 160 %).

### 8.8 Výpočet zkratových poměrů

Pro výpočty zkratových poměrů byl simulační síťový model doplněn o složkové parametry síťových prvků a zdrojů. Dále byly zadány předpokládané hodnoty zkratového příspěvku z napěťové hladiny 400 kV PS pro umístění nové rozvodny alternativně v lokalitách: TR Kámen a TR Roudná a pro srovnání též v TR Tábor.

Pozn.: Ve variantě s napájením oblasti z TR Tábor se uvažovalo s napájením přes transformátor 220/110 kV a se zkratovým příspěvkem ze stávající sítě 220 kV. (Pro porovnání změny zkratových proudů vůči současnému stavu).

Zdroje decentrální výroby typu OZE – FVE a VTE byly respektovány tak, že jejich příspěvek zkratového proudu je roven jejich jmenovitému proudu (zdroje jsou vyvedeny přes měnič). V analyzované oblasti jsou pouze 2 velké zdroje se synchronními generátory jejichž zkratový příspěvek odpovídá jejich zkratové reaktanci – jedná se o teplárnu Tábor a C-energy Planá n.L.

Pro jednotlivé rozvodny 110 kV v uzlové oblasti Tábor napájené alternativně ze 3 lokalit umístění nové transformovny PS/110 kV byly pomocí výpočetního programu LUG spočteny hodnoty zkratových proudů:

 $I_k$ "<sub>3p</sub> – počáteční souměrný 3-pólový rázový zkratový proud,

 $I_k$ "<sub>1p</sub> – počáteční 1-pólový rázový zkratový proud,

*I*th"<sub>3p</sub> – ekvivalentní oteplovací 3-pólový zkratový proud,

*I*th"<sub>1p</sub> – ekvivalentní oteplovací 1-pólový zkratový proud,

*I*<sub>p3p</sub> – nárazový 3-pólový zkratový proud,

*I*<sub>p1p</sub> – nárazový 1-pólový zkratový proud,

Rozvodna	Ι <sub>k</sub> " <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>k</sub> " <sub>1p</sub> [kA]	I <sub>th3p</sub> [kA]	I <sub>th1p</sub> [kA]	I <sub>p3p</sub> [kA]	I <sub>p1p</sub> [kA]
H. CEREKEV	3,02	2,02	3,05	2,04	6,91	4,62
CHOTOVIN	4,94	4,07	5,06	4,16	12,68	10,43
HUMPOLEC	3,78	2,48	3,84	2,52	9,18	6,02
J.HRADEC	3,21	2,25	3,24	2,28	7,27	5,11
PACOV	3,47	2,39	3,52	2,43	8,25	5,69
PELHŘIMOV	3,39	2,28	3,43	2,31	7,99	5,38
PLANÁ	4,90	4,07	5,00	4,15	12,35	10,26
ΡΟČÁΤΚΥ	2,98	2,01	3,01	2,03	6,77	4,56
TÁBOR 110 kV	6,13	5,69	6,95	6,45	17,04	15,82
TÁBOR SEVER	5,11	4,27	5,25	4,39	13,28	11,10
VESELÍ N.L.	4,15	3,19	4,20	3,23	9,95	7,66
TÁBOR-PS	6,14	5,27	8,64	7,42	17,29	14,84

Tab. 8-9 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO ze stávající TR 220/110 kV Tábor

Rozvodna	I <sub>k</sub> " <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>k</sub> " <sub>1p</sub> [kA]	I <sub>th3p</sub> [kA]	I <sub>th1p</sub> [kA]	I <sub>p3p</sub> [kA]	I <sub>p1p</sub> [kA]
H. CEREKEV	4,41	2,84	4,44	2,86	9,60	6,18
CHOTOVIN	6,29	3,97	6,36	4,02	14,54	9,18
HUMPOLEC	7,37	5,45	7,46	5,51	17,26	12,76
J.HRADEC	4,19	2,54	4,22	2,56	9,06	5,49
PACOV	7,16	5,17	7,24	5,23	16,72	12,07
PELHŘIMOV	7,51	5,65	7,61	5,72	17,69	13,30
PLANÁ	5,91	3,37	5,98	3,40	13,75	7,83
ΡΟČÁΤΚΥ	4,20	2,65	4,23	2,68	9,12	5,76
TÁBOR	6,69	4,04	6,78	4,09	15,80	9,54
TÁBOR SEVER	6,06	3,75	6,13	3,79	14,00	8,66
VESELÍ N.L.	5,05	3,01	5,09	3,03	11,25	6,70
KÁMEN 110 kV	13,09	13,00	14,26	14,16	36,07	35,82
KÁMEN-PS	19,61	20,85	30,26	32,18	55,35	58,86

Tab. 8-10 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO z nové TR 400/110 kV Kámen

Rozvodna	I <sub>k</sub> " <sub>3p</sub> [kA]	I <sub>k</sub> " <sub>1p</sub> [kA]	I <sub>th3p</sub> [kA]	I <sub>th1p</sub> [kA]	l <sub>p3p</sub> [kA]	I <sub>p1p</sub> [kA]
H. CEREKEV	3,81	2,43	3,84	2,45	8,17	5,20
CHOTOVIN	6,89	4,78	6,96	4,83	15,77	10,95
HUMPOLEC	4,19	2,65	4,23	2,67	9,15	5,79
J.HRADEC	5,00	3,34	5,04	3,36	10,75	7,17
PACOV	3,99	2,53	4,03	2,55	8,72	5,52
PELHŘIMOV	3,88	2,43	3,91	2,45	8,42	5,27
PLANÁ	9,31	6,89	9,45	6,99	22,53	16,67
ΡΟČÁΤΚΥ	3,91	2,50	3,94	2,52	8,37	5,35
TÁBOR	9,25	6,94	9,38	7,04	22,28	16,72
TÁBOR SEVER	6,79	4,76	6,86	4,81	15,46	10,84
VESELÍ N.L.	9,17	7,35	9,29	7,45	21,91	17,56
ROUDNÁ 110 kV	13,39	13,23	14,89	14,71	37,09	36,64
ROUDNÁ-PS	19,67	20,90	31,74	33,72	55,57	59,05

Tab. 8-11 Zkratové proudy v uzlech 110 kV při napájení UO z nové TR 400/110 kV Roudná



*Obr.* 8-13 Počáteční souměrný rázový zkratový proud v uzlech 110 kV pro 3 varianty umístění transformovny PS/110 kV

Stávající zkratové dimenzování distribučních rozvoden 110 kV je v této oblasti 25/63 kA (zkratový ekvivalentní oteplovací proud / nárazový zkratový proud). Dimenzování rozvoden 110 kV v napájecích transformovnách 400/110 kV je 40/100 kA, dimenzování trakčních transformoven je 16/40 kA.

Z výpočtů zkratových poměrů vyplývá, že předpokládané zkratové proudy v žádné z rozvoden 110 kV nedosahují hodnot jejich zkratového dimenzování. Zkratové proudy nejsou u žádné z variant umístění nové TR 400/110 kV omezujícím činitelem. V obou alternativách umístění nové transformovny PS/110 kV jsou zachovány dostatečné rezervy zkratového proudu vůči zkratovému dimenzování rozvoden 110 kV.

### 9 NÁVRH DISPOZICE ROZVODNY 110 KV

Nová transformovna 400/110 kV bude sestávat z rozvodny 400 kV, ve které bude umístěn i napájecí transformátor 400/110 kV a rozvodny 110 kV. Obě rozvodny budou venkovního provedení. Uspořádání, zábor plochy, rozsah a vystrojení obou rozvoden v transformovně 400/110 kV bude pro obě varianty jejího umístění – lokalita Kámen i Roudná – obdobné.

#### Rozvodna 400 kV:

Rozvodna 400 kV bude vybudována na ploše o rozměrech 270 x 150 m a bude napojena smyčkou (2 vývody 400 kV) na připravované vedení přenosové soustavy 400 kV Kočín – Mírovka. V cílovém stavu bude vybavena 2 transformátory 400/110 kV, v 1.etapě k roku 2030 (řešené v této práci) bude v transformovně instalován pouze 1 transformátor 400/110 kV o instalovaném transformačním výkonu 350 MVA.

#### Rozvodna 110 kV:

Rozvodna 110 kV bude venkovního provedení a bude vybudována na ploše 210 x100 m. Rozsah, počet polí a jejich vybavení bude prakticky shodné pro obě zvažované varianty lokality umístění nové rozvodny. Rozvodna bude vybavena systémem 3 přípojnic + 1 pomocná přípojnice s podélným dělením. V cílovém stavu se předpokládá, že bude mít 18 polí 110 kV, která budou obsahovat:

- 2 pole 110 kV vývody transformátorů 400/110 kV (T401 a T402)
- 2 pole transformátory 110/22 kV (T101 a T102)
- 2 pole vysílače hromadného dálkového ovládání HDO (HDO 1 a HDO2)
- 2 pole kombinovaný spínač přípojnic (KSP1 a KSP2)
- 2 pole vývody dvojitého vedení 110 kV (směr Tábor)
- 2 pole vývody dvojitého vedení 110 kV (směr Mírovka nebo Kočín)
- 1 pole podélné dělení přípojnic (PD)
- 2 pole měření a ochrany přípojnic
- 3 pole rezerva

V 1. etapě realizace, na kterou jsou výpočetní analýzy zaměřeny, bude v rozvodně 110 kV vystrojeno pouze 8 polí:

- 1 pole vývod 110 kV transformátoru 400/110 kV (T401)
- 1 pole HDO (HDO1)
- 1 pole kombinovaný spínač přípojnic (KSP1)
- 1 pole měření a ochrany přípojnic
- 4 pole vývody vedení 110 kV

Ostatní pole 110 kV nebudou vybavena zařízeními 110 kV a budou ponechána jako rezerva pro budoucí rozvoj a rozšiřování rozvodny 110 kV.



Obr. 9-1 Dispozice napájecí rozvodny 110 kV

# **10 EKONOMICKÉ OHODNOCENÍ**

Ekonomické hodnocení je zaměřeno na porovnání investičních a provozních nákladů dvou alternativ umístění nové napájecí rozvodny 110 kV a s tím spojená opatření v síti 110 kV uzlové oblasti.

Z hlediska investičních nákladů jsou porovnávány ceny nezbytných investic do silové části rozvodny 110 kV a nutných posílení a úprav v konfiguraci vedení 110 kV pro zajištění spolehlivého napájení uzlové oblasti 110 kV.

Z provozních nákladů jsou porovnány pouze náklady na roční ztráty energie v sítích 110 kV. Ostatní provozní náklady nejsou hodnoceny.

#### Investiční náklady na napájecí rozvodnu 110 kV:

Vzhledem k tomu, že rozsah rozvodny 110 kV (počet polí a jejich vybavení), která bude v 1.etapě realizace nové transformační stanice 400/110 kV vybudována, bude prakticky shodný pro obě analyzované varianty lokality umístění nové rozvodny, je i ekonomické ohodnocení investiční náročnost rozvodny 110 kV stejné pro obě alternativy umístění napájecí rozvodny 110 kV.

Ocenění investice vychází z měrných cen jednotlivých polí 110 kV a jejich vybavení v silové části rozvodny – jedná se o odhad dle obvyklých cen obdobných zařízení v cenách aktuálních k roku 2017:

Cena 1 pole 110 kV – pro zaústění vedení 110 kV včetně vystrojení (vypínač, odpojovač, měření) - cca 10 mil. Kč.

Cena jednotlivých polí 110 kV stavební část a vybavení elektrickými zařízeními a přístroji (vypínač, odpojovač, měření atd.) a celková cena podle počtu polí:

Vystrojené pole 110 kV v napájecí rozvodně	cena	počet polí	celkem
Vývod 110 kV transformátoru 400/110 kV (T401)	10 mil. Kč	1	10 mil. Kč
HDO (HDO1)	15 mil. Kč	1	15 mil. Kč
Kombinovaný spínač přípojnic (KSP1)	12 mil. Kč	1	12 mil. Kč
Měření a ochrany přípojnic	5 mil. Kč	1	5 mil. Kč
Vývody vedení 110 kV	10 mil. Kč	4	40 mil. Kč
3 + 1 systém přípojnic a příslušenství	25 mil. Kč	-	25 mil. Kč
Dispečerská a řídící technika a ochrany	80 mil. Kč	-	80 mil. Kč
Celkem			187 mil. Kč

Tab. 10-1 Ceny polí 110 kV v napájecí rozvodně 110 kV

Cena zaústění stávajících linek 110 kV do rozvodny (2 dvojitá vedení 110 kV) 20 mil. Kč

Projekční a průzkumné práce, cena pozemku o ploše 21 000 m<sup>2</sup> a jeho terénní úpravy, budova společných provozů, vnitřní a vnější příjezdové komunikace, vlastní spotřeba rozvodny (nn střídavá a stejnosměrná) a její záložní napájení, kabelové kanály a kabelovody, optická síť, přívod pitné vody, kanalizace splašková a odvod dešťových vod, oplocení a ochrana objektu, další objekty a stavby (domek ochran, domek HDO, aj.) 220 mil. Kč

#### Celkem rozvodna 110 kV

427 mil. Kč

#### Náklady na posílení vedení 110 kV nutné ve variantě TR Roudná

Rekonstrukce a posílení vedení 110 kV nezbytné pro zajištění realizace varianty umístění nové rozvodny do lokality Roudná:

Celkem se jedná o rekonstrukci 16,2 km dvojitého vedení 110 kV a jeho vybavení vodiči  $3x \text{ AlFe } 450 \text{ mm}^2$ . Při předpokládané ceně 1 km dvojitého vedení 110 kV 12 mil. Kč/km se jedná o náklady ve výši: 16,2 x 12 mil. Kč = **194 mil. Kč** 

# Roční náklady na ztráty činné energie ve vedeních 110 kV pro jednotlivé varianty umístění nové TR 400/110 kV:

Jednotková cena ztrát činné energie je 1200 Kč/MWh

Var. TR Kámen: ztráty: 8 492 MWh	10,190 mil. Kč
Var. TR Roudná: (po posílení vedení 110 kV) 8 746 MWh	10,495 mil. Kč

Z hlediska investiční náročnosti je varianta umístění nové napájecí transformovny v lokalitě Roudná o 194 mil. Kč dražší z důvodů nutnosti posílení dvojitého vedení 110 kV v délce 16,2 km a jeho vybavení vodiči AlFe 450 mm<sup>2</sup>.

Z hlediska ročních nákladů na ztráty v sítích 110 kV je rozdíl mezi oběma varianty umístění nové napájecí rozvodny velmi nízký: varianta umístění transformovny v lokalitě Roudná je pouze o 305 tis. Kč dražší než varianta jejího umístění v lokalitě Kámen.

### 11 ZÁVĚR

Plánovaný útlum přenosové sítě o napětí 220 kV a její náhrady systémem o jednotné napěťové hladině 400 kV povede v některých oblastech k nutnosti vybudovat zcela novou napájecí transformační stanici 400/110 kV. Tento případ nastává v oblasti stávající transformace 220/110 kV Tábor, kde z důvodů prostorového omezení a velkých vzdáleností pro přivedení napájecích linek 400 kV, není možné vybudovat transformační rozvodnu 400/110 kV. Proto je nutné nalézt vhodnou lokalitu pro umístění nové transformovny 400/110 kV pro zásobování uzlové oblasti 110 kV Tábor.

Pro umístění nové transformační stanice byly vytipovány dvě lokality, a to v místech křížení stávajících linek 110 kV s plánovaným novým vedením 400 kV Kočín – Mírovka:

- lokalita Kámen ležící v místě křížení budoucího vedení 400 kV s vedením 110 kV Tábor/Pacov – Pelhřimov, které bude v nejbližší době rekonstruováno na dvojité vedení 110 kV.
- lokalita Roudná ležící v místě křížení budoucího vedení 400 kV s vedením 110 kV Tábor/Planá n. L. – Veselí n. L.

Termín realizace nové transformační napájecí stanice 400/110 kV se plánuje k roku 2030. K tomuto časovému horizontu byly vztaženy též všechny síťové analytické výpočty v diplomové práci, tj. předpokládaný vývoj odběru, vývoj v instalaci nových zdrojů decentrální výroby a plánované úpravy v síti 110 kV.

Byly provedeny výpočty ustáleného chodu sítí 110 kV v oblasti zaměřené na stanovení napěťových poměrů v uzlech 110 kV, zatěžování sítí 110 kV pro základní provozní zapojení a pro poruchové stavy (kontrola N-1) a to pro jednotlivé varianty umístění nové transformační stanice 400/110 kV. Pro obě varianty navrhovaného umístění nové transformovny 400/110 kV bylo výpočetně ověřeno, že napěťové poměry v síti 110 kV jsou v provozních mezích, zatěžování vedení 110 kV při základním provozním zapojení sítě v UO 110 kV vyhovuje dimenzování proudové zatížitelnosti vodičů. V poruchových stavech zapojení (stavy N-1) bylo u varianty umístění nové TR 400/110 kV v lokalitě Roudná zjištěno překročení maximální dovolené proudové zatížitelnosti vedení 110 kV Roudná – Planá – Tábor. Proto byla doporučena rekonstrukce a posílení přetěžovaných vedení a jejich vybavení vodiči o průřezu 450 mm<sup>2</sup> s vyšší maximální proudovou zatížitelností (830 A). Následná kontrola zatížení vedení 110 kV potvrdila, že po posílení dvojitého vedení v celkové délce 16,2 km již k přetěžování nedochází. U varianty nové TR 400/110 kV Kámen bylo zatěžování vedení 110 kV i v poruchových stavech zapojení v mezích jejich dovolené proudové zatížitelnosti.

Pro případ výpadku napájecího transformátoru 400/110 kV byla výpočetně ověřena možnost náhradního napájení oblasti 110 kV ze sousedních napájecích uzlů Kočín a Mírovka. Z analýzy vyplynulo, že nejvhodnější alternativou pro náhradní napájení analyzované oblasti 110 kV je její rozdělení na 2 části, a to na přípojnicích 110 kV v rozvodnách Tábor a Jindřichův Hradec nebo Humpolec a Jindřichův Hradec. V obou případech rozdělení je náhradní napájení sítě 110 kV zajištěno. Při jiných způsobech náhradního napájení, např. napájení celé oblasti pouze z jedné ze sousedních transformačních stanic 400/110 kV dochází k velkým úbytkům napětí nebo k přetěžování vedení 110 kV a ke snížení spolehlivosti.

Pomocí výpočtů 8760 bilančních stavů v hodinových řezech v průběhu roku 2030 byla stanovena očekávaná výkonová bilance uzlové oblasti (zatížení transformace 400/110 kV) při uvažování rezervované výkonové kapacity zdroje C-energy Planá, pro který je celoročně

garantována rezerva přenosové kapacity pro dodávku podpůrné služby ve velikosti 58 MW. Maximální hodnota přenášeného výkonu na transformaci z PS do DS dosahuje hodnoty 130 MW, maximální hodnota přenosu opačným směrem, tedy dodávka z DS do PS byla zjištěna ve výši 50 MW. Tato hodnota překračuje současnou mezní hodnotu rezervovaného výkonu mezi DS a PS na transformaci 220/110 kV Tábor (nyní je hodnota rezervovaného výkonu v napájecí transformovně 220/110 kV Tábor 35 MW ve směru z DS do PS a je dána omezenými možnostmi přenosové sítě 220 kV).

Na základě 8760 výpočtů hodinových bilančních stavů byly stanoveny roční ztráty činné energie v sítích 110 kV a to pro napájení z různých napájecích bodů PS/110 kV. Z vyhodnocení ročních ztrát pro rok 2030 vyplynulo, že pro varianty umístění nové TR 400/110 kV v lokalitě Kámen a ve stávající lokalitě Tábor jsou roční ztráty energie prakticky shodné, pro variantu umístěné nové TR 400/110 kV v lokalitě Roudná (po posílení vybraných vedení 110 kV) jsou ztráty mírně vyšší (o 250 MWh za rok).

Návrh dispozice nové napájecí rozvodny 110 kV předpokládá její venkovní uspořádání se systémem 3 přípojnic a 1 pomocné přípojnice. V první etapě bude vystrojeno pouze 8 polí rozvodny 110 kV, z celkového cílového rozsahu 18 polí. Předpokládá se, že rozsah rozvodny 110 kV bude stejný pro obě varianty umístění nové transformovny 400/110 kV a budou do ní zaústěna 2 dvojitá vedení 110 kV. V 1.etapě realizace se nepředpokládá vybavení rozvodny distribuční transformací 110/22 kV.

V ekonomické části byly vyhodnoceny investiční náklady, které pro napájecí rozvodnu 110 kV činí cca 427 mil. Kč (zahrnují 1.etapu výstavby s připojením pouze jednoho napájecího transformátoru 400/110 kV). Tyto investiční náklady jsou shodné pro obě alternativy umístění nové transformovny 400/110 kV a neobsahují náklady na část 400 kV a na transformátor 400/110 kV. Varianta umístění transformovny v lokalitě Roudná ještě vyžaduje navíc rekonstrukci 16,2 km dvojitého vedení 110 kV, což vyvolá další náklady ve výši 194 mil. Kč.

Výslednou cenu transformovny 400/110 kV také ovlivní náklady na zaústění vedení 400 kV, které se budou pro jednotlivé varianty navzájem lišit a půjdou na vrub investora rozvodny 400 kV, kterým je provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a. s.

Z hlediska roční nákladů na ztráty je varianta umístění transformovny v lokalitě Roudná o 381 tis. Kč dražší než varianta transformovny v lokalitě Kámen.

Z provedených simulačních výpočtů a analýz výsledků vyplývá, že ekonomicky výhodnější se jeví výstavba nové napájecí rozvodny 110 kV v lokalitě Kámen, neboť nevyvolá přímou potřebu rekonstrukce a posílení vedení 110 kV a je o 194 mil. Kč levnější než varianta umístění transformace v lokalitě Roudná. Rozdíl v nákladech však může být významně ovlivněn cenou pozemků a nezbytnými terénními úpravami v posuzovaných lokalitách výstavby. Z hlediska ročních ztrát energie ve vedeních 110 kV je taktéž lokalita Kámen výhodnější (o 381 tis. Kč).

Obě posuzované varianty jsou z hlediska elektrických poměrů provozovatelné a z hlediska investičních nákladů i nákladů na ztráty není mezi oběma variantami příliš velký rozdíl. Konečné rozhodnutí o umístění nové napájecí rozvodny bude tedy záviset především na ceně a dostupnosti pozemku, na územním řízení, výsledcích studie vlivu na životní prostředí (EIA), potřebě a ceně konkrétních terénních úprav a dalších okolnostech, které budou pro realizaci nové rozvodny rozhodující. Na základě technických výpočtů a ekonomické analýzy zpracované v této práci se doporučuje umístění nové transformační stanice 400/110 kV do lokality Kámen.

# 12 POUŽITÁ LITERATURA

- [1] HALUZÍK, Evžen. *Řízení provozu elektrizačních soustav.* 1. vyd. Praha: SNTL-Nakladatelství technické literatury, 1983, 126 s.
- [2] BLAŽEK, V., SKALA, P. *Distribuce elektrické energie*. Brno, 2003. Skriptum. VUT v Brně.
- [3] TOMAN, Petr. přednáška P2 a P3 *Výpočet ustáleného chodu* z předmětu Řízení elektrizačních soustav, UEEN, FEKT VUT Brno, 2016
- KOLCUN, Michal et al. Analýza elektrizačnej sústavy. Technická univerzita Košice, 2005. ISBN 80-89057-09-8
- [5] ČSN EN 60909-0: 2002. Zkratové proudy v trojfázových střídavých soustavách část:0
   Výpočet proudů. idt IEC 60909-0:2001 + idt IEC 60909-0:2001/Cor. 1:2002-02
- [6] ČSN 60909-1:2004. Zkratové proudy v trojfázových střídavých soustavách Část 1: Součinitele pro výpočet zkratových proudů podle IEC 60909-0, idt IEC TR 60909-1:2002., 2004.
- [7] KUČERA, Drahoš. *Přenos a rozvod elektrické energie*. 1. vyd. VUT Brno: SNTL-Nakladatelství technické literatury, 1982, 198 s.
- [8] TROJÁNEK, Z.,HÁJEK J., KVASNICA P. Přechodné jevy v elektrizačních soustavách.
   1. vyd. Brno: SNTL-Nakladatelství technické literatury, 1987, 312 s.
- [9] LUG Program pro analýzu a výpočet elektrických sítí, verze 2017
   *Ing. Jiří Ptáček, Ph.D. a kolektiv*
- [10] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV Pravidla provozování distribučních soustav, květen 2016. Dostupné z: https://www.eon-distribuce.cz/dokumenty-kestazeni/elektrina-2/predpisy
- [11] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD ČR Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR, IV. čtvrtletí 2016. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/2298821/Ctvrtletni\_zprava\_2016\_IV\_Q.pdf
- [12] STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE ČESKÉ REPUBLIKY, prosinec 2014, MPO Praha. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statni-energetickapolitika/2016/12/Statni-energeticka-koncepce-\_2015\_.pdf
- [13] NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN PRO CHYTRÉ SÍTĚ (NAP SG), únor 2015, MPO Praha. Dostupně z: https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf
- [14] HODINKA, Miloslav. Přechodné jevy v elektrizačních soustavách. 1. vyd. VUT Brno: SNTL-Nakladatelství technické literatury, 1983, 240 s.

# 13 Příloha

Grafický výstup ze síťových výpočtů simulačním programem LUG. Vyhodnocení toku činného a jalového výkonu a napětí v síti 110 kV UO Tábor pro zimní stav bez nasazení zdrojů k časovému horizontu 2030:

- 1. Napájení UO 110 kV z TR Tábor 220/110 kV
- 2. Napájení UO 110 kV z TR Kámen 400/110 kV
- 3. Napájení UO 110 kV z TR Roudná 400/110 kV







