

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

**KATEDRA ELEKTROENERGETIKY
A EKOLOGIE**

DIPLOMOVÁ PRÁCE

**Kontingenční analýza pro bezpečný provoz
přenosových soustav**

**autor: Bc. Roman Vykuka
vedoucí práce: Ing. Jan Veleba**

2013

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

(PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení: **Bc. Roman VYKUKA**
Osobní číslo: **E11N0142P**
Studijní program: **N2612 Elektrotechnika a informatika**
Studijní obor: **Elektroenergetika**
Název tématu: **Kontingenční analýza pro bezpečný provoz přenosových soustav**
Zadávací katedra: **Katedra elektroenergetiky a ekologie**

Z á s a d y p r o v y p r a c o v á n í :

V této práci komplexně shrňte problematiku kontingenční analýzy přenosových elektrizačních soustav, zejména splňte následující body:

1. zpracujte teoretický základ k řešení chodu soustavy (admitanční matice, Newton-Raphsonova metoda, Fast-Decoupled metoda, jalové meze v PU uzlech, ad.)
2. popište možnosti provádění kontingenční analýzy z dostupné literatury (více možných metod), účel kontingenční analýzy, co se vyhodnocuje, jak, apod.
3. vytvořte software ve vhodném prostředí (Matlab, Python, jiné) pro realizaci kontingenční analýzy N-x kritéria pro obecnou rozsáhlou elektrizační soustavu, důraz na rychlost a přesnost výpočtu (testové rozsáhlé soustavy budou k dispozici)
4. proveďte dílčí studie vybraných elektrizačních soustav s ohledem na analýzu kontingencí - důraz na vizualizaci sítě, přehlednost výstupů, vykreslení schématu sítě s minimálním křížením linek
5. proveďte návrh a realizaci nápravných opatření na vybraných testových sítích za účelem zlepšení výstupů kontingenční analýzy, tj. pro redukcii počtu/rozsahu kritických míst, výskytu přepětí/podpětí/přetížení či úplné odstranění krizových míst


V závěru shrňte jednotlivé výstupy práce, tj. proveďte vyhodnocení provedených kontingenčních analýz spolu s vyjádřením přesnosti analýz, časové i výpočtové náročnosti a možnosti realizace pro řešení reálných sítí v praxi.

Rozsah grafických prací: podle doporučení vedoucího
Rozsah pracovní zprávy: 30 - 40 stran
Forma zpracování diplomové práce: tištěná/elektronická
Seznam odborné literatury:


1. Grainger, J.J. and Stevenson, W.D.: Power System Analysis, McGraw-Hill, 1994, ISBN 0-07-061293-5
2. Exposito, A.G., Conejo, A.J. and Canizares, C.: Electric Energy Systems - Analysis and Operation, CRC Press, 2009, ISBN 978-0-8493-7365-7
3. Chakrabarti, A. and Halder, S.: Power System Analysis Operation and Control - 3rd edition, PHI Learning Private Limited, 2010, ISBN 978-81-203-4015-2

Vedoucí diplomové práce: Ing. Jan Veleba
Regionální inovační centrum elektrotechniky

Datum zadání diplomové práce: 15. října 2012
Termín odevzdání diplomové práce: 9. května 2013


Doc. Ing. Jiří Hammerbauer, Ph.D.
děkan




Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
vedoucí katedry

V Plzni dne 15. října 2012

Anotace

Práce se zabývá kontingenční analýzou jako nástrojem pro vyhodnocení bezpečnosti provozu přenosových soustav. Popisuje způsoby provádění kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy Newton-Raphsonovou a Fast-Decoupled metodou a dále pomocí citlivostních faktorů. Tyto dva principy jsou porovnány z hlediska přesnosti obdržených výstupů a rychlosti výpočtu. Podstatná část práce je věnována samotnému výpočtu chodu soustavy, akceleraci a stabilizaci numerických metod. Dále jsem pomocí softwaru vytvořeného v rámci této diplomové práce provedl případové studie tří elektrizačních soustav, u kterých jsem vyhodnotil nejslabší místa z hlediska kritéria N-1 a navrhl vhodná nápravná opatření vedoucí k jejich redukci.

Klíčová slova

Kontingenční analýza, přenosová soustava, řešení chodu soustavy, citlivostní faktory, výpočet transferu činného výkonu, Newton-Raphsonova metoda, Fast-Decoupled metoda, admitanční matice, kritérium N-1, Python, SciPy, NumPy

Abstract

This thesis deals with the contingency analysis for security evaluation of transmission power systems. Both the Newton-Raphson and Fast-Decoupled power flow methods along with sensitivity factors are comprehensively described. These two methods are mutually compared in terms of solution accuracy and computation time. Main part of this thesis concentrates on the power flow analysis and both acceleration and numerical stabilization techniques of power flow methods. Using the author-developed software, three case studies of transmission power systems were performed in detail to locate their weakest points during sets of contingencies. Suitable remedial actions to satisfy N-1 criterion were designed for eliminating these critical scenarios.

Key words

Contingency analysis, transmission power system, power flow, sensitivity factors, Line Outage Distribution Factor (LODF), Power Transfer Distribution Factor (PTDF), calculation of active power transfer, Newton-Raphson method, Fast-Decoupled method, admittance matrix, N-1 criterion, Python, SciPy, NumPy

Prohlášení

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě diplomovou práci, zpracovanou na závěr studia na Fakultě elektrotechnické Západočeské univerzity v Plzni.

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této diplomové práce, je legální.

V Plzni dne 8. 5. 2013

Bc. Roman Vykuka

Handwritten signature of Roman Vykuka in black ink.

Poděkování

Rád bych tímto poděkoval vedoucímu diplomové práce Ing. Janu Velebovi za cenné připomínky a čas, který mi věnoval. Dále mé poděkování patří Ing. Miloslavě Chladové a Janu Černohorskému ze společnosti ČEPS, a.s., kteří mi poskytli cenné informace z praxe.

Obsah

Seznam použitých symbolů a zkratk.....	10
1 Úvod.....	13
2 Bezpečnost provozu přenosových soustav.....	14
2.1 Stavby bezpečnostní analýzy.....	15
2.2 Kontingenční analýza.....	17
2.3 Zpracování dat a síťové výpočty v ustáleném stavu.....	17
2.4 Plánování provozu.....	18
2.5 Nápravná opatření.....	19
3 Řešení chodu soustavy.....	20
3.1 Model elektrizační soustavy.....	20
3.1.1 Základní typy uzlů.....	20
3.1.2 Větve sítě.....	21
3.2 Admitanční matice.....	21
3.2.1 Odvození prvků admitanční matice.....	21
3.2.2 Úprava admitanční matice zahrnutím dvouvinutového transformátoru s obecným převodem.....	22
3.2.3 Úprava admitanční matice zahrnutím kompenzačních prvků.....	24
4 Numerické metody pro řešení chodu soustavy.....	25
4.1 Newton-Raphsonova metoda.....	25
4.1.1 Jacobiho matice.....	26
4.1.2 Výpočet prvků Jacobiho matice pomocí analytického derivování (NR 1).....	26
4.1.3 Výpočet prvků Jacobiho matice pomocí numerického derivování (NR 2).....	28
4.1.4 Vyřešení soustavy lineárních rovnic a update proces.....	31
4.1.5 Výpočet rozdílového vektoru.....	32
4.1.6 Začlenění jalových mezí do NR metody.....	33
4.1.7 Popis iteračního algoritmu.....	36
4.1.8 Porovnání metod NR 1 a NR 2.....	38
4.1.9 Stabilizace Newton-Raphsonovy metody.....	41
4.1.10 Zpřesnění startovních hodnot NR metody před první iterací.....	43
4.1.11 Zrychlení NR metody konstantní Jacobiho maticí po čtvrté iteraci.....	45
4.1.12 Zhodnocení algoritmů ovlivňujících chování NR metody.....	45
4.2 Fast Decoupled metoda.....	47
4.2.1 Začlenění jalových mezí do FD metody.....	50
4.2.2 Modifikace B matic při kontingenční analýze.....	50
4.2.3 Vývojový diagram FD metody.....	51
4.3 Porovnání FD metody typu BX a XB s NR metodou.....	52
5 Kontingenční analýza.....	55
5.1 Kontingenční analýza opakovaným výpočtem chodu soustavy.....	55
5.1.1 Modelování výpadku zdroje.....	55
5.1.2 Modelování výpadku větve.....	56
5.1.3 Vícenásobná kontingence.....	56
5.1.4 Opakovaný výpočet chodu soustavy.....	56
5.2 Kontingenční analýza pomocí citlivostních faktorů.....	58
5.2.1 Modelování výpadku zdroje.....	58
5.2.2 Modelování výpadku větve.....	59
5.2.3 Distribuční faktory PTDF.....	59
5.2.4 Rychlost kontingenční analýzy pomocí LODF.....	64
5.3 Porovnání výpočetních metod pro kontingenční analýzu.....	65

5.4 Klasifikace kontingencí.....	67
6 Výpočtový software.....	69
6.1 Výpočet chodu soustavy.....	69
6.2 Kontingenční analýza.....	70
6.3 Výstup programu.....	72
6.4 Ukázka sestavení skriptů	72
7 Případové studie.....	74
7.1 Síť IEEE 14.....	74
7.2 Síť IEEE 24.....	76
7.3 Síť IEEE 57.....	79
8 Závěr.....	85
Použitá literatura.....	86

Seznam použitých symbolů a zkratek

Zkratky

ČEPS	česká přenosová soustava
DS	distribuční soustava
CSC	Compressed Sparse Column
CSR	Compressed Sparse Row
CSV	Comma-separated Values
ES	elektrizační soustava
FD	Fast-Decoupled metoda
GSF	Generation Shift Factor
LODF	Line Outage Distribution Factor
NR	Newton-Raphsonova metoda
OZ	obnovitelné zdroje
PS	přenosová soustava
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
SUT	State Update Truncation
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí

Symbols

\bar{V}	matice nebo vektor
\bar{V}	fázor (komplexní hodnota)
\bar{V}^*	veličina komplexně sdružená
$V^{(p)}$	hodnota v p iteraci
V_i	veličina v i prvku
j	komplexní jednotka
<hr/>	
n_b, n_l	počet uzlů respektive větví sítě
U	sdružené napětí v uzlu
U_f	fázové napětí
U_n	jmenovité napětí
U^{sp}	velikost sdruženého napětí udržovaného v PU uzlu
U_{start}	startovní hodnota uzlového napětí před provedením výpočtu chodu soustavy
p	převod transformátoru
I_{ij}	elektrický proud tekoucí od uzlu i do uzlu j
I_i	elektrický proud tekoucí do / z uzlu i
φ	fázový rozdíl mezi fází napětí a fází proudu v radiánech
Z	impedance prvku
R	odpor prvku
X	reaktance prvku
S	zdánlivý výkon
\bar{S}	komplexní výkon
P	činný výkon
Q	jalový výkon
$\vartheta, \vartheta^{ref}$	fázový posun fázoru napětí respektive jeho referenční hodnota v radiánech
\bar{Y}_{ij}	podélná komplexní admitance mezi uzly i a j
\bar{Y}_{ij0}	příčná komplexní admitance mezi uzly i a j
B_{sh}	susceptance kompenzačního prvku
Q_c	velikost kompenzačního výkonu
\bar{A}	$n_b \times n_b$ admitanční matice
A_{ij}	prvek v admitanční matici v řádku i a sloupci j

ϕ_{ij}	úhel prvku admitanční matice v radiánech
G_{ij}	reálná část prvku admitanční matice
B_{ij}	imaginární část prvku admitanční matice
P_g, Q_g	generovaný činný respektive jalový výkon
Q_{gi_max}	maximální generovaný jalový výkon
Q_{gi_min}	minimální generovaný jalový výkon
ε	mezní odchylka výpočtu
\bar{J}	Jacobiho matice
$\underline{H}, \underline{N}, \underline{J}, \underline{L}$	submatice Jacobiho matice
$\underline{B}', \underline{B}''$	matice FD metody
\underline{b}	matice DC Load Flow metody
\bar{U}	$n_b \times 1$ vektor fázorů sdružených napětí
\bar{I}	$n_b \times 1$ vektor fázorů proudů
\bar{S}	$n_b \times 1$ vektor komplexních výkonů
$\underline{U}, \underline{\vartheta}$	$n_b \times 1$ vektor velikostí respektive úhlů napětí
\bar{U}_{diag}	$n_b \times n_b$ diagonální matice s vektorem \bar{U} na diagonále
\bar{U}_{norm}	$n_b \times n_b$ diagonální matice s vektorem hodnot \bar{U}/U na diagonále
\underline{U}_{diag}	$n_b \times n_b$ diagonální matice s vektorem \underline{U} na diagonále
\bar{I}_{diag}	$n_b \times n_b$ diagonální matice s vektorem \bar{I} na diagonále
\bar{E}	$n_b \times n_b$ matice s hodnotami parciálních derivací \bar{S} podle velikosti napětí
\bar{F}	$n_b \times n_b$ matice s hodnotami parciálních derivací \bar{S} podle úhlu napětí
\underline{PV}	vektor s indexy PU uzlů
\underline{PQ}	vektor s indexy PQ uzlů
\underline{PVPQ}	vektor s indexy PU a PQ uzlů

poznámka: Pokud není uvedeno jinak, jsou všechny veličiny v této práci prezentovány v poměrných jednotkách. U všech testovaných sítí byl uvažován vztažný výkon 100 MVA. Výpočetní čas jednotlivých testů je uváděn v sekundách. Měření rychlosti algoritmů bylo prováděno na PC s dvoujádrovým procesorem Intel Core 2 Duo T9600 s frekvencí 2,80 GHz, 4 GB paměti RAM, 64 bitovou verzí operačního systému Linux distribuce Ubuntu 12.04 LTS.

1 Úvod

Elektrizační soustava je systém sestávající ze čtyř základních částí – výroba, přenos a distribuce, spotřeba elektrické energie popřípadě její akumulace. Hlavním úkolem je dodávat elektřinu od výroby ke spotřebiteli v požadovaném čase, kvalitě a množství.

Nejlepší místo pro umístění zdrojů elektrické energie – elektráren by bylo v blízkosti spotřeby. Tím by se výrazným způsobem omezily náklady na přenos elektřiny. To bohužel v praxi není zcela proveditelné, neboť místa, kde je možné postavit velké elektrárny, zpravidla nekorrespondují s místy největší spotřeby. V ČR je to dáno zejména silnou vazbou na nejpoužívanější primární zdroj elektřiny, kterým je uhlí.

Přenos elektřiny od výroby ke spotřebiteli potom probíhá přenosovými a distribučními sítěmi po různých napěťových hladinách. Tento transformační řetězec a všechny prvky elektrizační soustavy z ní tvoří poměrně komplikovaný systém, u kterého je potřeba sledovat jeho spolehlivost a bezpečnost.

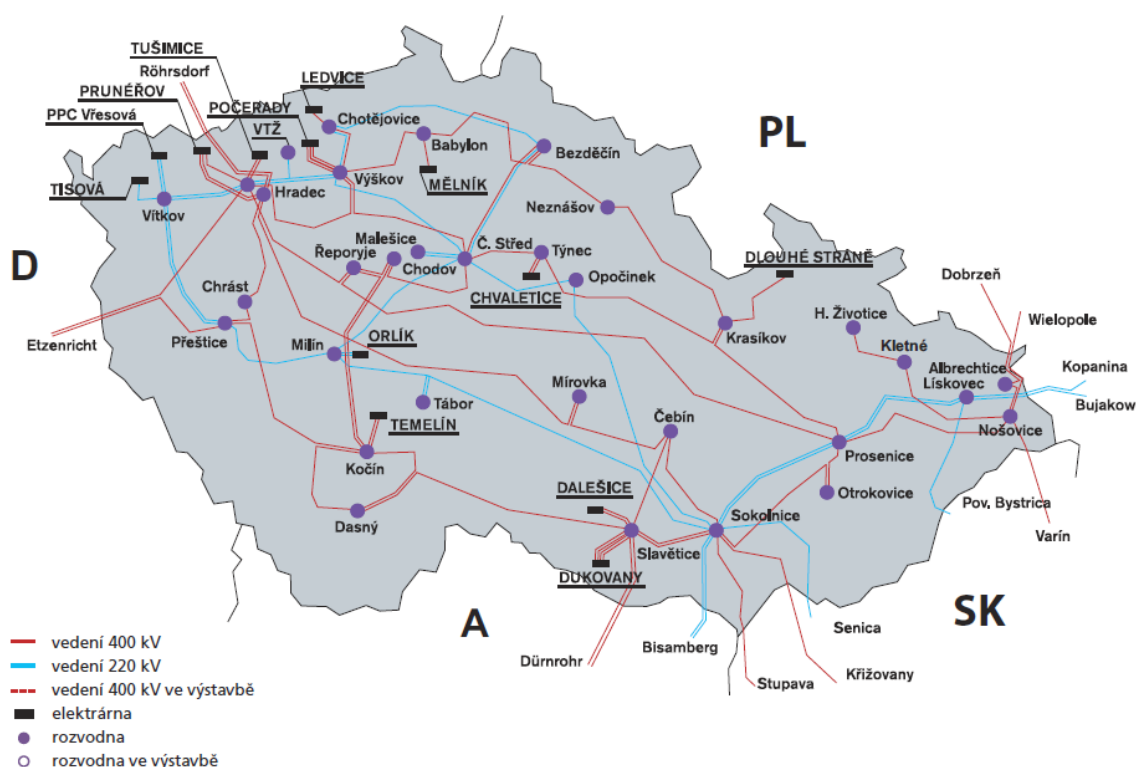
Vzhledem k neustále narůstající spotřebě elektrické energie a s tím spojené výstavbě nových zdrojů je potřeba rozvíjet i přenosovou infrastrukturu. Výstavba nových vedení přenosové soustavy na hladinách 400 kV, která mají za úkol vyvádět výkon z velkých zdrojů, je však velmi administrativně, finančně i časově náročná. Díky této disproporcii mezi vzrůstajícími požadavky na množství elektřiny a přenosové kapacitě stávajících linek přenosových soustav se zvyšuje jejich zatížení a je tedy nutné věnovat zvýšenou pozornost bezpečnosti jejich provozu.

Pokud nastane výpadek v některé části přenosové soustavy, je důležité zajistit, aby následky tohoto výpadku byly co nejmenší. Aby bylo možné takové soustavy dále bezpečně provozovat, je nutné mít rezervu v přenosové kapacitě vedení, ale také ve výkonech zdrojů. Ani tato opatření však nemohou zaručit úplnou spolehlivost systému. Bezpečnostní zhodnocení, simulace výpadků, znalost jejich následků a nápravných opatření jsou potom klíčovými parametry pro bezpečný provoz přenosové soustavy.

Bezpečnost provozu zahrnuje sledování provozních parametrů v reálném čase pomocí měřících systémů. Na základě změřených hodnot se provádí estimace stavu přenosové soustavy, výpočet ustáleného chodu a potom i kontingenční analýza, která na základě simulace výpadků jednotlivých prvků systému dává dispečerovi informaci o tom, co by se stalo v případě výpadku některého ze zařízení. Tato analýza může dispečera varovat před případným nebezpečím, případně pomáhá při rozhodnutí o provedení manipulace v síti.

2 Bezpečnost provozu přenosových soustav

Nadřazená přenosová soustava PS je v ČR provozována na hladinách napětí 400 kV, 220 kV a na několika málo místech zahrnuje i linky 110 kV. Jsou do ní vyvedeny výkony velkých systémových elektráren, je propojena se zahraničními soustavami a jejím hlavním úkolem je realizace přenosu elektrické energie na velké vzdálenosti od místa výroby do místa spotřeby. Propojení hladiny 220 kV a 400 kV je realizováno pomocí čtyřech vazebních transformátorů, které zajišťují přetoky výkonů mezi těmito dvěma napěťovými úrovněmi. Je provozována jako zkruhovaná.



Obrázek 2-1 – přenosová soustava ČR [13]

Pro zajištění bezpečného provozu přenosových soustav je důležité zajištění kontinuální rovnováhy mezi výrobou a spotřebou. Bezpečnostní analýza je prováděna proto, aby bylo možno sestavit různé scénáře stavu celého systému pro účely plánování a řízení a vyhnout se tak snížení bezpečnosti na kritickou úroveň. Při porušení některého z provozních bezpečnostních limitů se systém nachází v takzvaném výstražném stavu (anglicky emergency state).

Posouzení porušení některého z provozních limitů vychází z kontingenční analýzy, kdy se ověřuje splnění kritéria N-1 – výpadek jednoho zařízení nesmí vyústit v ohrožení bezpečnosti provozu celého systému. S ohledem na toto kritérium je PS provozována. Lze posuzovat

například vliv výpadku zdrojů nebo větví sítě na zatížení ostatních větví, případně vliv na napětí v uzlech. Zkoumání vlivů výpadků (kontingencí) na stav soustavy je jednou z hlavních disciplín při posuzování bezpečnosti provozu PS.

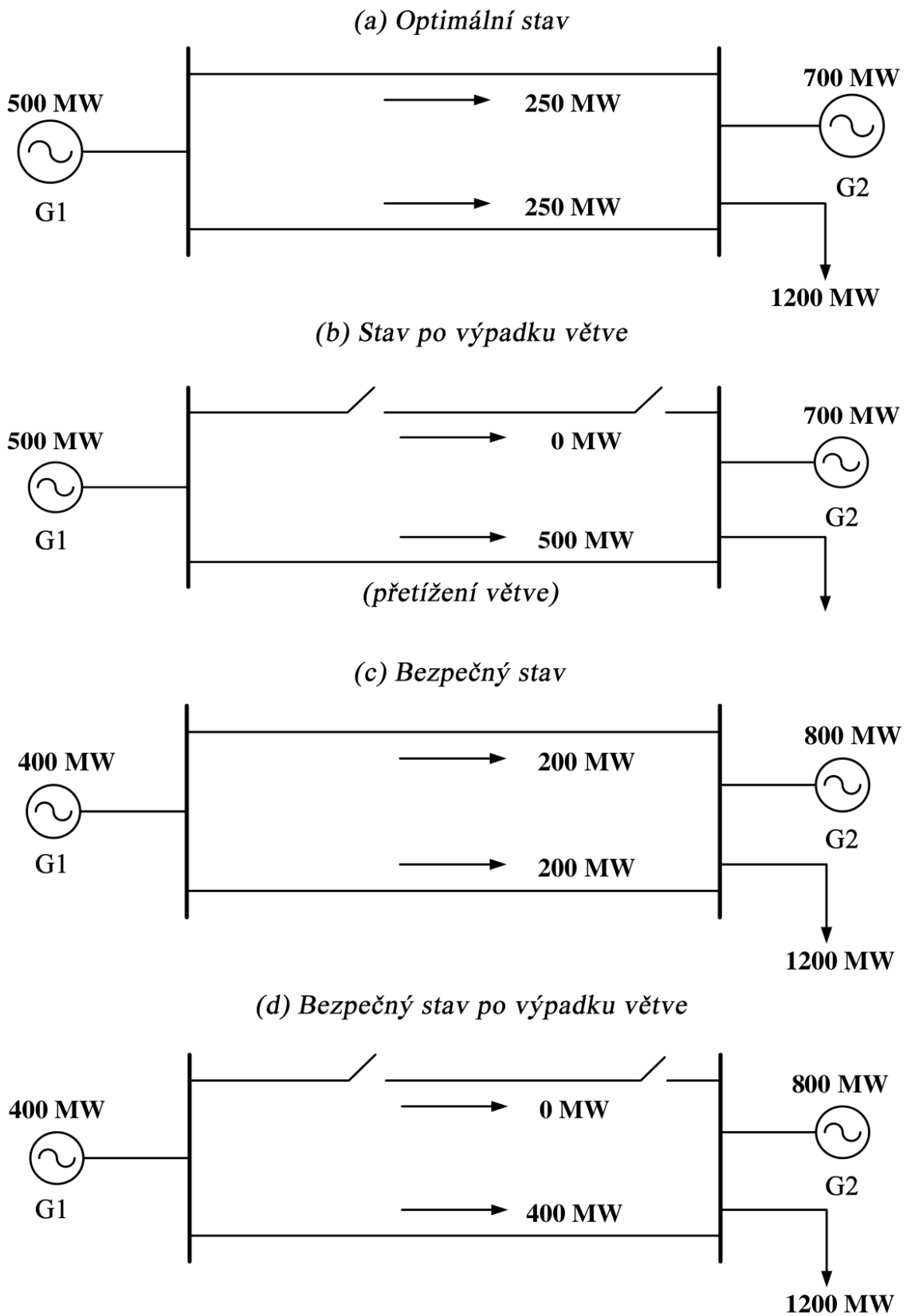
2.1 Stavy bezpečnostní analýzy

Z hlediska bezpečnostní analýzy rozlišujeme v PS čtyři základní stavy [8]:

1. **Optimální stav:** V tomto stavu je přenosová soustava bez žádné kontingence. Je provozována optimálně z hlediska ekonomického, což však nezaručuje maximální bezpečnost provozu.
2. **Stav po výpadku větve:** Jedná se o stav, kdy se vyskytne výpadek větve a ostatní vedení či transformátory jsou díky tomu přetíženy nebo jsou porušeny limity napětí v uzlech.
3. **Bezpečný stav:** V bezpečném stavu je přenosová soustava bez výpadku žádné z větví, ale bylo provedeno preventivní opatření, aby bylo možno udržet provozní veličiny v bezpečnostních limitech i v případě kontingence některého zařízení.
4. **Bezpečný stav po výpadku větve:** V tomto stavu došlo k výpadku větve přenosové soustavy. Díky provedenému preventivnímu opatření v bezpečném stavu nejsou překročeny limity provozních veličin ani po kontingenci.

Na příkladu znázorněném na Obrázku 2.1-1 je znázorněna síť se dvěma generátory, dvěma přenosovými linkami a odběrem 1200 MW. V první části (a) je znázorněn případ, kdy soustava pracuje v optimálním stavu z hlediska ekonomického – první generátor vyrábí 500 MW a druhý 700 MW. Maximální přenosová schopnost každé ze dvou linek je 400 MW. Jak je vidět na obrázku, v základním stavu po ekonomické optimalizaci teče každou z nich 250 MW a provozní limit tedy není zdaleka překročen. Ve druhém případě (b) se výkonové poměry na zdrojích nemění, ale vlivem výpadku jednoho z vedení je druhá paralelní linka přetížena. V případě (c) je proveden redispečink tak, aby první zdroj dodával 400 MW a druhý 800 MW. Díky tomuto preventivnímu zásahu nedojde v případě kontingence jednoho z vedení k přetížení druhé paralelní linky – případ (d).

Na tomto jednoduchém příkladu je jasně vidět rozdíl mezi optimálním provozem soustavy z hlediska ekonomického a bezpečnostního. Redispečink provedený v případě (c) zde splnil úlohu takzvaného nápravného opatření, nezbytného pro splnění kritéria N-1, tedy aby soustava zůstala v bezpečném stavu i po výpadku jednoho zařízení, v tomto případě přenosové linky.



Obrázek 2.1-1– stavy přenosové soustavy

Abych mohl zdokumentovat, jak funguje bezpečnostní analýza v praxi, získal jsem na základě konzultací s odborníky ze společnosti ČEPS, a.s. informace o kontingenční analýze, plánování provozu, síťových výpočtech a nápravných opatřeních tak, jak se používají v praxi pro zajištění bezpečného provozu české přenosové soustavy.

2.2 Kontingenční analýza

Kontingenční analýza je pro zjišťování vlivu případných výpadků na českou přenosovou soustavu prováděna opakovaným výpočtem chodu soustavy a posuzuje se kritériem N-1. Zkoumají se následky výpadků jednotlivých větví (vedení, transformátorů) dané soustavy. Takový výpadek může mít nejčastěji za následek přetížení ostatních větví sítě, méně často porušení napěťových mezí v uzlech.

Online náhradní model soustavy, který používá pro své výpočty společnost ČEPS, má okolo jednoho tisíce uzlů a zahrnuje jak českou PS, tak soustavy nebo části soustav okolních států. Rozsah toho modelu je odvozen od nejhoršího provozního stavu, tedy aby nejhorší kontingence neměla na českou PS horší chybový dopad než 5 %. Uvedená hodnota je zároveň chybou kontingenční analýzy. To znamená, že pokud v simulované kontingenci některého z vedení či transformátoru dojde ke zvýšení toku v jiné větvi na hodnotu například 103 %, nemusí to nutně znamenat přetížení přes hranici 100 % a je tedy nutno s uvedenou pětiprocentní chybou počítat.

V online režimu se simulují výpadky na neblokovaných vedeních, vazebních transformátorech 400/220 kV, dále také na vybraných spínačích přípojnic. Rovněž lze simulovat výpadky transformátorů na rozhraní s distribuční soustavou. Pro případ dvou transformátorů, z nichž každý je na primární straně připojen na jiné přípojnicí, lze na základě simulované kontingence jednoho z nich zjistit případné přetížení druhého. Blokovaná vedení, která vyvádějí výkon z elektráren, do seznamu kontingencí zahrnuta nejsou. Jsou totiž dimenzována na výkon, který vyvádějí ze zdroje a jejich případné přetížení se tedy nepředpokládá.

Do seznamu zkoumaných kontingencí jsou zahrnuty nejen větve umístěné v české PS, ale i vybrané větve zahraničních soustav, u kterých se zkoumá dopad jejich výpadku na českou soustavu a naopak české soustavy na zahraniční. Celkový počet kontingencí, které se simulují je okolo jednoho sta.

2.3 Zpracování dat a síťové výpočty v ustáleném stavu

Data, která jsou sbírána z rozveden se dělí do dvou kategorií – signalizace a měření. Data ze signalizací mohou do centrálního řídicího systému přicházet v nepravidelných intervalech,

například pouze při reakci ochran. Data z měření by měla přicházet pravidelně.

Po odečtení a kolekci dat z měření se provádí estimace stavu přenosové soustavy. Jedná se o statistickou metodu, která vyhodnotí nejpravděpodobnější stav soustavy. Porovnáním estimovaných hodnot se změřenými lze odhalit podezřelá měření a na konci estimace případně provést dopočet ustáleného chodu soustavy. Pro výpočet chodu soustavy se jako vstupní hodnoty použijí data z výstupu stavové estimace, čímž se výpočet Newton-Raphsonovou metodou zrychlí a v případě online modelu s přibližně tisíci uzly dokonverguje k řešení již během cca pěti iterací. Dále se nad stavovou estimací provádí výpočet optimálního chodu soustavy, na základě kterého se optimalizuje řízení napětí, nastavují kompenzační prvky a probíhá regulace jalového výkonu dodávaného elektrárenskými bloky.

Při výpočtu ustáleného stavu PS se počítá i s jalovými mezemi. Pro jednotlivé zdroje se určují technické jalové meze z PQ diagramů, které jsou dány výrobcem alternátoru. Určení těchto mezí je součástí procesu přípravy dat náhradního modelu. Pro výpočet optimálního chodu soustavy se neberou technické jalové meze, ale obchodní, které jsou oproti technickým zjednodušené. Mají lichoběžníkový tvar a pohybují se uvnitř technických mezí.

Při výpočtech chodu soustavy se v náhradním modelu volí referenční uzel tak, aby byla do modelu české PS zanesena co nejmenší chyba. Při výpočtech se tento uzel volí automaticky – vybírá se zapnutý elektrárenský blok s největší regulací činného výkonu v některé ze zahraničních soustav, která je zahrnuta v modelu pro výpočet v online režimu.

2.4 Plánování provozu

S bezpečnostní analýzou dále velmi úzce souvisí příprava provozu. Při ní se mimo jiné určí, která vedení, transformátory či jiná zařízení mohou být souběžně vypnuta. To je důležité sledovat zejména v případě tranzitních linek. Pokud přijde například z důvodu údržby požadavek na vypnutí jedné linky a zároveň by mělo být vypnuto další vedení, které přenáší část tranzitního toku, je třeba síťovým výpočtem předem zhodnotit bezpečnost tohoto úkonu, případně některému z plánovaných požadavků na vypnutí nevyhovět. Sestavování plánu na další den, hledání úzkých míst a nápravných opatření se nazývá Day Ahead Congestion Forecast (DACF).

V online režimu má dispečer k dispozici kontingenční analýzu a v případě, že skutečně k některé nebezpečné kontingenci dojde, musí mít k dispozici účinné nápravné opatření. Ta se připravují dopředu a nejčastěji se jedná o rekonfiguraci a redispečink. Před uplatněním tohoto opatření dispečer provede síťový simulační výpočet na modelu PS, aby zjistil jeho případný

účinek na soustavu v daném stavu a pokud se zásah ukáže jako účinný, aplikuje ho v PS.

2.5 Nápravná opatření

Při nevyhovění kritéria N-1 a případném vzniku nebezpečné kontingence se nabízejí dvě možnosti nápravných opatření – rekonfigurace a redispečink. V případě rekonfigurace se hledá vhodná změna topologie sítě tak, aby bylo opět možno splnit kritérium N-1. Při redispečinku se snažíme dosáhnout stejného cíle změnou výkonů jednotlivých zdrojů. Tato nápravná opatření má na starosti ve společnosti ČEPS samostatný odbor plánování provozu, který je připravuje v jednodenním předstihu za pomoci řídicího systému a predikčních modelů. Spojením jednotlivých modelů lze simulovat hodinu po hodině stav PS a spočítat ustálený chod. Z toho vyplynou případná nebezpečná přetížení.

V případech, kdy česká PS funguje jako tranzitní a některé linky jsou silně zatíženy (výroba v německých OZ a spotřeba v rakouských přečerpávacích elektrárnách), je aplikace nápravných opatření omezena. Vzhledem k nemožnosti kontrolovat zdroje a spotřebu na obou koncích tranzitní cesty, je značně omezen účinek redispečinku v rámci české PS. U silně zatížené soustavy nebo její části vzniká problém i při případné rekonfiguraci. Je zde totiž nebezpečí vzniku velkých proudových rázů, které mohou mít podobný účinek jako například výpadek většího elektrárenského bloku.

Některá nápravná opatření lze plánovat i dlouhodobě a pružně je aplikovat v případě potřeby. Příkladem může být připojení elektrárny Vřesová vedením na hladině 220 kV do rozvodny ve Vítkově. Pro předcházení přetížení linek 223 a 224, které spojují rozvodny Vítkov a Hradec, je na těchto vedeních nastavena automatika, která pro omezení proudu posílá povel na snížení výkonu v elektrárně Vřesová tak, aby nedošlo k přetížení. Simulace výpadku jednoho z těchto dvou vedení samozřejmě ukáže na přetížení druhé linky, ale díky přetokové automatice je k dispozici účinné nápravné opatření.

3 Řešení chodu soustavy

Pro řešení chodu soustavy lze použít metodu smyčkových proudů nebo uzlových napětí. Metoda uzlových napětí se však ukazuje jako výhodnější při použití výpočetní techniky a to zejména díky snadné přípravě dat. Výsledkem této metody jsou napěťové poměry v uzlech sítě, na základě kterých lze dopočítat proudové a výkonové poměry, ztráty sítě a další výstupy.

3.1 Model elektrizační soustavy

Při sestavování modelu elektrizační soustavy vycházíme z předpokladu, že se jedná o třífázovou souměrnou soustavu v ustáleném stavu sestávající z prvků, jejichž parametry jsou uvedeny v poměrných jednotkách. Vedení a transformátory nahrazujeme pomocí π -článků, jejichž prvky jsou reprezentovány lineárními komplexními impedancemi nebo admitancemi. Podmínka linearity platí i pro rovnice popisující vyšetřovanou síť. Při splnění těchto kritérií můžeme při výpočtech nahradit soustavu třífázovou soustavou jednofázovou.

Při tvorbě náhradního schématu sítě vycházíme z **metody uzlových napětí**, kde jako neznámé veličiny definujeme fázory uzlových napětí a injektovaných proudů. Injektovanými proudy se rozumí součet kladných proudů do uzlů vstupujících a záporných proudů z uzlů vystupujících. Analogická definice platí i pro injektované činné a jalové výkony.

Vyjádření proudu injektovaného do uzlu i :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = 3 \bar{U}_{fi} \bar{I}_i^* \rightarrow \bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{3 \bar{U}_{fi}} \quad (3.1-1)$$

3.1.1 Základní typy uzlů

- **PQ uzel** – Jedná se o uzel s připojeným odběrem, který je reprezentován známými hodnotami velikostí injektovaných činných a jalových výkonů. Během výpočtu se vyšetřuje velikost a úhel napětí.
- **PU uzel** – Tento typ uzlu bývá často označován rovněž jako elektrárenský. Respektuje připojený generátor nebo synchronní kompenzátor. Je reprezentován známými hodnotami velikostí činného injektovaného výkonu a velikostí napětí, která je v uzlu udržována. Dopočítává se úhel napětí a velikost injektovaného jalového výkonu. U tohoto typu uzlu bývají také většinou uvedeny jalové meze. Hodnotu nastavené velikosti napětí totiž nelze regulací jalového výkonu udržovat do nekonečna. Pokud jsou jalové meze překročeny, obvykle je uzel přepnut na typ PQ.
- **Referenční uzel** – V tomto uzlu jsou známými veličinami velikost napětí a úhel napětí, který bývá zpravidla nulový. Nejčastěji se jako referenční volí uzel s největším

připojeným elektrárenským blokem nebo uzlem na rozhraní s nadřazenou nebo zahraniční soustavou.

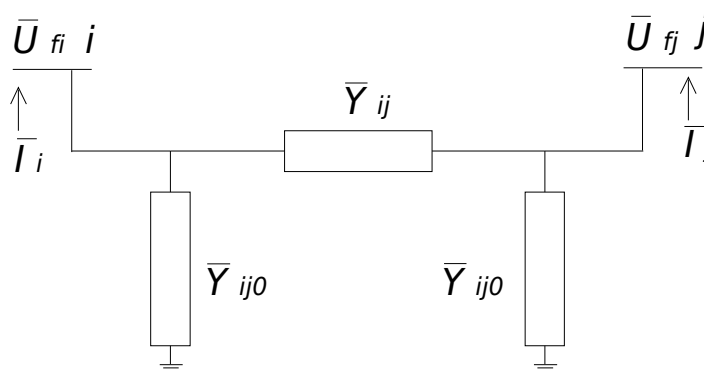
3.1.2 Větve sítě

- **Vedení a transformátor** – V modelu elektrizační soustavy se pro potřeby výpočtů nahrazují π -články, které jsou charakterizovány velikostmi příčných a podélných komplexních admitancí.
- **Kompenzační prvek** – V náhradním schématu jsou nejčastěji charakterizovány velikostí susceptance nebo jalovou dodávkou či odběrem v uzlu. Často se také kompenzačním prvkem s činným a jalovým členem modeluje nadřazená soustava.

3.2 Admitanční matice

Při řešení chodu soustavy pomocí výpočetní techniky a numerických metod se jako model soustavy nejčastěji používá admitanční matice, při jejímž odvození se vychází z metody uzlových napětí. Důvodem pro její použití jsou zejména:

- snadná příprava dat – výpočet jejích prvků,
- změnu topologie sítě lze velmi snadno do matice promítnout,
- snadné zahrnutí transformátorů s obecným převodem a kompenzačních prvků,
- matice je pro velké sítě obvykle velmi řídká, což vede ke snížení paměťových nároků a zrychlení výpočtů,
- její inverzí lze snadno získat v případě potřeby impedanční matici.



Obrázek 3.2-1 – náhradní π -článek vedení

3.2.1 Odvození prvků admitanční matice

Při odvozování prvků admitanční matice vycházíme z náhradního schématu vedení pro π -článek. Cílem následujících úprav je vyjádřit vektor proudů jako součin vektoru fázorů fázových napětí a admitanční matice.

$$\bar{I}_{ij} = \bar{U}_i \bar{Y}_{ijo} + (\bar{U}_i - \bar{U}_j) \bar{Y}_{ij} = \bar{U}_i (\bar{Y}_{ijo} + \bar{Y}_{ij}) - \bar{U}_j \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-1)$$

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^{n_b} \bar{I}_{ij} = \bar{U}_{fi} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} \bar{U}_{fj} \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-2)$$

Maticový zápis rovnic pro n_b uzlovou síť by vypadal následujícím způsobem:

$$\bar{\mathbf{I}} = \begin{bmatrix} \bar{A}_{11} & \bar{A}_{12} & \dots & \bar{A}_{1n_b} \\ \bar{A}_{21} & \bar{A}_{22} & \dots & \bar{A}_{2n_b} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{A}_{n_b1} & \bar{A}_{n_b2} & \dots & \bar{A}_{n_b n_b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_1 \\ \bar{U}_2 \\ \vdots \\ \bar{U}_{n_b} \end{bmatrix} \quad (3.2.1-3)$$

Pro diagonální prvky tedy platí:

$$\bar{A}_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) \quad (3.2.1-4)$$

Pro nediagonální prvky:

$$\bar{A}_{ij} = -\bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-5)$$

Při zapnutí linky se provede jednoduchá úprava:

$$\bar{A}_{ij_nová} = \bar{A}_{ij_původní} - \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-6)$$

$$\bar{A}_{ii_nová} = \bar{A}_{ii_původní} + \bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-7)$$

$$\bar{A}_{jj_nová} = \bar{A}_{jj_původní} + \bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-8)$$

Při vypnutí linky:

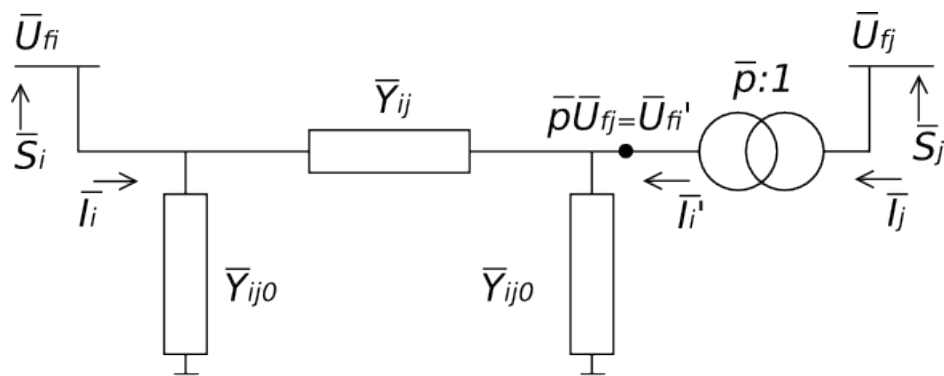
$$\bar{A}_{ij_nová} = \bar{A}_{ij_původní} + \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-9)$$

$$\bar{A}_{ii_nová} = \bar{A}_{ii_původní} - \bar{Y}_{ij0} - \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-10)$$

$$\bar{Y}_{jj_nová} = \bar{Y}_{jj_původní} - \bar{Y}_{ij0} - \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.1-11)$$

3.2.2 Úprava admitanční matice zahrnutím dvouvinutového transformátoru s obecným převodem

V následujícím případě budeme uvažovat dvouvinutový transformátor s komplexním převodem \bar{p} zapojený mezi uzly i a j . Náhradní π -článek je umístěn u uzlu i .



Obrázek 3.2.2-1 – náhradní schéma transformátoru s π -článkem u uzlu i

Komplexní převod transformátoru:

$$\bar{p} = \frac{\bar{U}_{f_i'}}{\bar{U}_{f_j}} \Rightarrow \bar{U}_{f_i'} = \bar{p} \bar{U}_{f_j} \quad (3.2.2-1)$$

Pro přepočítání hodnoty proudu použijeme vztah:

$$\bar{p}^* = \frac{\bar{I}_j}{\bar{I}_i'} \Rightarrow \bar{I}_j = \bar{p}^* \bar{I}_i' \quad (3.2.2-2)$$

Vyjádření injektovaných proudů:

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{U}_{f_i}} = \bar{U}_{f_i} \bar{Y}_{ij0} + (\bar{U}_{f_i} - \bar{p} \bar{U}_{f_j}) \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.2-3)$$

$$\frac{\bar{I}_j}{\bar{p}^*} = \frac{\bar{S}_j^*}{(\bar{U}_{f_j} \bar{p}^*)} = \bar{p} \bar{U}_{f_j} \bar{Y}_{ij0} + (\bar{p} \bar{U}_{f_j} - \bar{U}_{f_i}) \bar{Y}_{ij} = \bar{p} \bar{U}_{f_j} \bar{Y}_{ij0} + (\bar{p} \bar{U}_{f_j} - \bar{U}_{f_i}) \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.2-4)$$

Vytknutím napětí z rovnice (3.2.2-3) dostaneme:

$$\bar{I}_i = \bar{U}_{f_i} (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) - \bar{U}_{f_j} \bar{p} \bar{Y}_{ij} \quad (3.2.2-5)$$

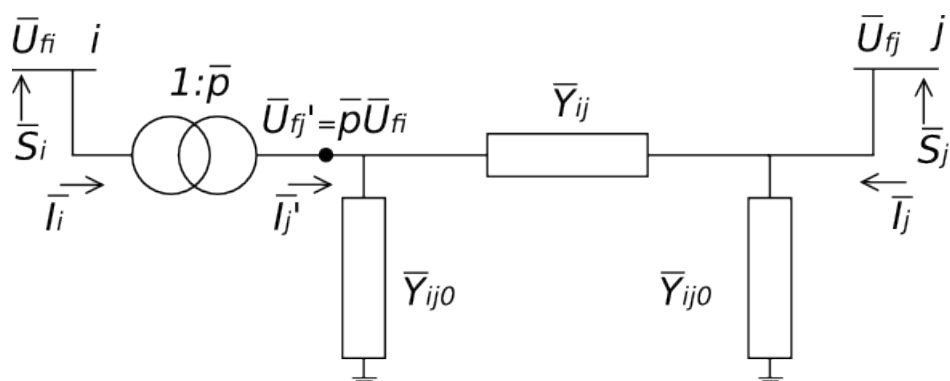
Vynásobením rovnice (3.2.2-4) \bar{p}^* a vytknutím napětí dostaneme:

$$\bar{I}_j = -\bar{U}_{f_i} \bar{p}^* \bar{Y}_{ij} + \bar{U}_{f_j} \bar{p} \bar{p}^* (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) \quad (3.2.2-6)$$

Maticový zápis soustavy rovnic (3.2.2-5) a (3.2.2-6):

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \bar{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij} & -\bar{p} \bar{Y}_{ij} \\ -\bar{p}^* \bar{Y}_{ij} & \bar{p} \bar{p}^* (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_{f_i} \\ \bar{U}_{f_j} \end{bmatrix} \quad (3.2.2-7)$$

Druhou variantou je umístění π -článku k uzlu j tak, jak je naznačeno v následujícím obrázku:



Obrázek 3.2.2-2 – náhradní schéma transformátoru s π -článkem u uzlu j

Při odvozování rovnic by se postupovalo analogicky jako v prvním případě a výsledný maticový zápis by potom vypadal takto:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \bar{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{p} \bar{p}^* (\bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij}) & -\bar{p}^* \bar{Y}_{ij} \\ -\bar{p} \bar{Y}_{ij} & \bar{Y}_{ij0} + \bar{Y}_{ij} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_{f_i} \\ \bar{U}_{f_j} \end{bmatrix} \quad (3.2.2-8)$$

3.2.3 Úprava admitanční matice zahrnutím kompenzačních prvků

V elektrizační soustavě se jako kompenzační prvky používají především paralelní kondenzátory a tlumivky. Tlumivky slouží pro kompenzaci kapacitních proudů, což znamená, že jalový výkon spotřebovávají. Paralelní kondenzátory mají úkol přesně opačný a jalový výkon dodávat. Pro začlenění těchto prvků do admitanční matice je nutné vypočítat susceptanci B_{sh} , která bude mít v případě tlumivky záporné znaménko a pro kapacitu kladné.

$$B_{sh} = \frac{Q_c}{U_n^2} \quad (3.2.3-1)$$

Q_c představuje jmenovitý kompenzační jalový výkon.

Tato hodnota se přičte k příslušnému diagonálnímu prvku admitanční matice:

$$\bar{A}_{ii_nová} = \bar{A}_{ii_původní} + jB_{sh_i} \quad (3.2.3-2)$$

4 Numerické metody pro řešení chodu soustavy

V následující kapitole je popsáno řešení chodu soustavy pomocí Newton-Rapsonovy (NR) a Fast-Decoupled metody (FD). Tyto dvě metody byly vybrány zejména pro svou rychlost dosažení výsledku, což je klíčovou vlastností při provádění výpočtů pro účely kontingenční analýzy.

4.1 Newton-Raphsonova metoda

Newton-Raphsonova metoda je iterační proces pro řešení soustav nelineárních rovnic. Základní myšlenkou této metody je v každé iteraci nelineární problém aproximovat soustavou lineárních rovnic.

Soustavu rovnic můžeme obecně zapsat takto:

$$f_m(x_n) = 0 \text{ pro } m=1,2,3,\dots,N \text{ a } n=1,2,3,\dots,N \quad (4.1-1)$$

Pro rovnici o jedné neznámé hledáme řešení rovnice:

$$f(x^p + \Delta x^p) = 0 \quad (4.1-2)$$

Taylorovým rozvojem v oblasti bodu $x^p + \Delta x^p$ dostaneme následující:

$$f(x^p + \Delta x^p) = 0 = f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) + \frac{(\Delta x^p)^2}{2!} f''(x^p) + \dots \quad (4.1-3)$$

První derivace $f'(x^p)$ se nazývá Jakobián a druhá derivace $f''(x^p)$ Hessián. Hodnoty Δx^p vychází velmi malé a pro vyšší mocniny je lze zanedbat, čímž dostaneme:

$$f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) = 0 \Rightarrow \Delta x^p = -\frac{f(x^p)}{f'(x^p)} \quad (4.1-4)$$

Novou hodnotu získáme jako:

$$x^{p+1} = x^p + \Delta x^p \quad (4.1-5)$$

Rovnici (4.1-5) lze přepsat do následujícího tvaru:

$$f(x^p) = -J \Delta x^p \quad (4.1-6)$$

Uvedené řešení rovnice jedné proměnné lze snadno rozšířit pro řešení N rovnic o N neznámých. Z Jakobiánu se stane čtvercová matice, jejíž hodnoty se spočítají jako parciální

derivace rovnic $f_m(x_n)$: $J_{mn} = \frac{\partial f_m}{\partial x_n}$ (4.1-7)

Při řešení chodu soustavy NR metodou definujeme soustavu lineárních rovnic následujícím způsobem:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^{(p-1)} \\ \Delta \underline{Q}^{(p-1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}^{(p-1)} & \underline{N}^{(p-1)} \\ \underline{J}^{(p-1)} & \underline{L}^{(p-1)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathcal{G}^{(p-1)} \\ \Delta \underline{U}^{(p)} \\ \underline{U}^{(p-1)} \end{bmatrix}, \text{ kde} \quad (4.1-8)$$

- vektor levé části rovnice označujeme jako rozdílový vektor,
- matice pravé strany sestávající ze submatic $\underline{H}, \underline{N}, \underline{J}, \underline{L}$ je Jacobiho matice,
- vektor pravé strany rovnice je vektor neznámých přírůstků velikostí a úhlů napětí.

Pro každý PQ uzel budou existovat 2 rovnice – pro ΔP_i i ΔQ_i . Pro PU uzel bude existovat pouze jedna rovnice pro ΔP_i a pro referenční uzel žádná.

NR metoda se pro výpočet chodu soustavy používá zejména díky rychlosti konvergence. I u větších sítí s řádově tisíci uzly dostáváme výsledek velice rychle během jednotek až desítek iterací. Existují však sítě, u kterých NR metoda výsledku nedosáhne. Může konvergovat ke špatnému výsledku nebo divergovat. Problém může nastat zejména při výpočtu silně zatížených a řídicí propojených soustav. Problémy s numerickou stabilitou NR metody lze řešit takzvanými stabilizačními algoritmy viz kapitola 4.1.9.

4.1.1 Jacobiho matice

Jacobiho matice je symetrická svojí strukturou, ne však svými hodnotami. Pro velké sítě je obvykle řídká, protože nenulové prvky se vyskytují pouze v případě fyzického propojení uzlů. Například pro 300-uzlovou síť *IEEE 300* je počet prvků Jacobiho matice roven číslu 530^2 . Nenulových prvků, pro které dopočítáváme hodnoty, je však pouze 3736, což činí pouhých 1,33 % z celkového počtu prvků. Samotná znalost skutečnosti, že se jedná o velmi řídkou matici však nestačí. Pro celkovou akceleraci výpočtů je nutné použít programové prostředí, které umí s řídkými maticemi správně zacházet. Jakým způsobem se s řídkými maticemi pracuje v prostředí jazyka Python je uvedeno dále v tomto textu.

Způsobů jak sestavit Jacobiho matici a vypočítat hodnoty jejích prvků je více. V rámci této diplomové práce jsem se zabýval dvěma způsoby výpočtu prvků Jacobiho matice:

- analytickým derivováním činného a jalového výkonu,
- výpočtem pomocí numerického derivování komplexního výkonu.

Oba tyto způsoby vycházejí z definice (4.1-7). Derivací činného a jalového výkonu podle velikosti a úhlu napětí dostaneme prvky submatic $\underline{H}, \underline{N}, \underline{J}, \underline{L}$. Níže uvedené metody se však liší přístupem, kterým byly tyto derivace získány.

4.1.2 Výpočet prvků Jacobiho matice pomocí analytického derivování (NR 1)

Tento princip vychází ze znalosti činného a jalového výkonu injektovaného do uzlu i ,

kteře zderivujeme podle velikosti a úhlu napětí. V následujících rovnicích je použito zápisu pomocí polárních souřadnic, což je výhodné zejména u vyjádření nediagonálních prvků (výsledné vztahy jsou krátké a přehledné). Odvození těchto rovnic je podrobně rozebráno v [3]. Zde jsou uvedeny již výsledné vztahy, které jsem použil pro výpočty ve svém programu.

Činný výkon injektovaný do uzlu i :

$$P_i = \sum_{j=1}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = U_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) \quad (4.1.2-1)$$

Jalový výkon injektovaný do uzlu i :

$$Q_i = - \sum_{j=1}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = -U_i^2 B_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) \quad (4.1.2-2)$$

Diagonální prvky submatice H :

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = -Q_i - U_i^2 B_{ii} \quad (4.1.2-3)$$

Nediagonální prvky submatice H :

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_j} = -U_i U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i); \quad i \neq j \quad (4.1.2-4)$$

Diagonální prvky submatice N :

$$N_{ii} = U_i \frac{\partial P_i}{\partial U_i} = 2U_i A_{ii} \cos(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = P_i + U_i^2 G_{ii} \quad (4.1.2-5)$$

Nediagonální prvky submatice N :

$$N_{ij} = U_j \frac{\partial P_i}{\partial U_j} = U_i U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i); \quad i \neq j \quad (4.1.2-6)$$

Diagonální prvky submatice J :

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \vartheta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_i U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = P_i - |U_i|^2 G_{ii} \quad (4.1.2-7)$$

Nediagonální prvky submatice J :

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \vartheta_j} = -U_i U_j A_{ij} \cos(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = -N_{ij}; \quad i \neq j \quad (4.1.2-8)$$

Diagonální prvky submatice L :

$$L_{ii} = U_i \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = -2U_i A_{ii} \sin(\phi_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_b} U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = Q_i - U_i^2 B_{ii} \quad (4.1.2-9)$$

Nediagonální prvky submatice L :

$$L_{ij} = U_j \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} = \frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_j} = -U_i U_j A_{ij} \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = H_{ij}; \quad i \neq j \quad (4.1.2-10)$$

Pro výpočet hodnot diagonálních prvků H_{ii} je nutná znalost hodnoty jalového výkonu Q_i . Pro PU uzly však není tato hodnota zadána a proto je nutné ji v každé iteraci dopočítat. S výhodou lze použít vztahu (4.1.2-2) nebo (4.1.5-2), jejichž výsledkem je vektor hodnot injektovaných uzlových komplexních výkonů. Výběrem imaginárních částí prvků tohoto vektoru získáme hodnoty jalových výkonů. V rámci výpočetního algoritmu je komplexní výkon dopočítán pouze na jednom místě a to při výpočtu rozdílového vektoru tak, jak je uvedeno v kapitole 4.1.5. Pro vyjádření Q_i se vždy použije komplexní výkon vypočítaný v předchozí iteraci.

4.1.3 Výpočet prvků Jacobiho matice pomocí numerického derivování (NR 2)

Tato metoda vychází z matematických vztahů uvedených v [2]. Aby šla snadno použít, musí programové prostředí podporovat matematické operace na úrovni vektorů a matic. V mém případě jsem použil skriptovací jazyk Python. Lze však použít i jiné jako například MATLAB.

V následujících rovnicích je pro všechny veličiny použit maticový zápis. Seznam všech symbolů je vysvětlen v seznamu použitých symbolů a zkratk. Výhodou zavedení tohoto způsobu zápisu je snadnost použití při numerickém derivování, kdy matematické operace provádíme na úrovni matic a vektorů.

Derivace fázoru napětí podle velikosti napětí:

$$\frac{\partial \underline{U}}{\partial \underline{U}} = \underline{U}_{diag} \quad (4.1.3-1)$$

Derivace fázoru napětí podle úhlu napětí:

$$\frac{\partial \underline{U}}{\partial \underline{\vartheta}} = j \underline{U}_{diag} \quad (4.1.3-2)$$

Derivace proudu podle velikosti napětí:

$$\frac{\partial \underline{I}}{\partial \underline{U}} = \underline{A} \frac{\partial \underline{U}}{\partial \underline{U}} = \underline{A} \underline{U}_{diag} \quad (4.1.3-3)$$

Derivace proudu podle úhlu napětí:

$$\frac{\partial \underline{I}}{\partial \underline{\vartheta}} = \underline{A} \frac{\partial \underline{U}}{\partial \underline{\vartheta}} = j \underline{A} \underline{U}_{diag} \quad (4.1.3-4)$$

Výpočet komplexního výkonu:

$$\underline{S} = \underline{U}_{diag} \underline{I}^* = \underline{I}_{diag}^* \underline{U} \quad (4.1.3-5)$$

Derivaci komplexního výkonu podle velikosti napětí provedeme jako derivaci složené

funkce a za derivace dosadíme z (4.1.3-1) a (4.1.3-3):

$$\frac{\partial \bar{S}}{\partial \underline{U}} = \underline{U}_{diag} \left(\frac{\partial \bar{I}}{\partial \underline{U}} \right)^* + \bar{I}_{diag}^* \frac{\partial \bar{U}}{\partial \underline{U}} = \underline{U}_{diag} \left(\bar{A} \frac{\bar{U}_{diag}}{\underline{U}_{diag}} \right)^* + \bar{I}_{diag}^* \frac{\bar{U}_{diag}}{\underline{U}_{diag}} \quad (4.1.3-6)$$

Derivaci komplexního výkonu podle úhlu napětí provedeme jako derivaci složené funkce, za derivace dosadíme z (4.1.3-2) a (4.1.3-4) a upravíme do podoby umožňující zkrácený zápis.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{S}}{\partial \underline{\varphi}} &= \underline{U}_{diag} \left(\frac{\partial \bar{I}}{\partial \underline{\varphi}} \right)^* + \bar{I}_{diag}^* \frac{\partial \bar{U}}{\partial \underline{\varphi}} = \underline{U}_{diag} (j \bar{A} \bar{U}_{diag})^* + \bar{I}_{diag}^* j \bar{U}_{diag} \\ &= -j \underline{U}_{diag} (\bar{A} \bar{U}_{diag})^* + \bar{I}_{diag}^* j \bar{U}_{diag} = j \underline{U}_{diag} (\bar{I}_{diag} - \bar{A} \bar{U}_{diag})^* \end{aligned} \quad (4.1.3-7)$$

Pro zjednodušení zápisu je vhodné zavést další diagonální matici, která vznikne jako výsledek operace (4.1.3-1). Jedná se o derivování fázorů napětí podle velikostí napětí jehož výsledkem je operace, kterou nazýváme normování velikosti napětí.

$$\underline{U}_{norm} = \frac{\partial \underline{U}}{\partial \underline{U}} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{U}_1}{U_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{\bar{U}_2}{U_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\bar{U}_{n_b}}{U_{n_b}} \end{bmatrix} \quad (4.1.3-8)$$

Finální vyjádření rovnic pro derivace komplexního výkonu můžeme zapsat následovně:

$$\underline{E} = \frac{\partial \bar{S}}{\partial \underline{U}} = \underline{U}_{diag} (\bar{A} \underline{U}_{norm})^* + \bar{I}_{diag}^* \underline{U}_{norm} \quad (4.1.3-9)$$

$$\underline{F} = \frac{\partial \bar{S}}{\partial \underline{\varphi}} = j \underline{U}_{diag} (\bar{I}_{diag} - \bar{A} \underline{U}_{diag})^* \quad (4.1.3-10)$$

Derivací komplexního výkonu podle velikosti a úhlu napětí jsme získali dvě matice $\underline{E}, \underline{F}$ o rozměrech $n_b \times n_b$. Z těchto matic nyní stačí vybrat jednotlivé prvky, ze kterých vytvoříme submatice $\underline{H}, \underline{N}, \underline{J}, \underline{L}$ a výslednou Jacobiho matici následujícím způsobem:

- reálné části prvků v matici \underline{F} představují prvky submatice \underline{H} ,
- reálné části prvků v matici \underline{E} představují prvky submatice \underline{N} ,
- imaginární části prvků v matici \underline{F} představují prvky submatice \underline{J} ,
- imaginární části prvků v matici \underline{E} představují prvky submatice \underline{L} .

Při sestavování submatic samozřejmě přihlížíme ke skutečnosti, že pro každý PQ uzel budou existovat 2 rovnice, PU uzel 1 rovnice a žádná rovnice pro referenční uzel. Z toho vyplývá, že ne všechny prvky z matic \underline{F} a \underline{E} použijeme.

4.1.3.1 Příklad sestavení Jacobiho matice pro šestiuzlovou síť

Vektor s indexy PU uzlů:

$$\underline{PV} = [1, 3] \quad (4.1.3.1-1)$$

Vektor s indexy PQ uzlů:

$$\underline{PQ} = [2, 4, 5] \quad (4.1.3.1-2)$$

Vektor s indexy PU a PQ uzlů:

$$\underline{PVPQ} = [1, 3, 2, 4, 5] \quad (4.1.3.1-3)$$

Poznámka: Referenční uzel má index 6.

Při sestavování matice \underline{H} vybereme z matice $\underline{\bar{E}}$ reálné části prvků, jejichž souřadnice jsou dány kombinací prvků vektorů \underline{PVPQ} a \underline{PVPQ} .

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} \Re(\underline{E}_{[1,1]}) & \Re(\underline{E}_{[3,1]}) & \Re(\underline{E}_{[2,1]}) & \Re(\underline{E}_{[4,1]}) & \Re(\underline{E}_{[5,1]}) \\ \Re(\underline{E}_{[1,3]}) & \Re(\underline{E}_{[3,3]}) & \Re(\underline{E}_{[2,3]}) & \Re(\underline{E}_{[4,3]}) & \Re(\underline{E}_{[5,3]}) \\ \Re(\underline{E}_{[1,2]}) & \Re(\underline{E}_{[3,2]}) & \Re(\underline{E}_{[2,2]}) & \Re(\underline{E}_{[4,2]}) & \Re(\underline{E}_{[5,2]}) \\ \Re(\underline{E}_{[1,4]}) & \Re(\underline{E}_{[3,4]}) & \Re(\underline{E}_{[2,4]}) & \Re(\underline{E}_{[4,4]}) & \Re(\underline{E}_{[5,4]}) \\ \Re(\underline{E}_{[1,5]}) & \Re(\underline{E}_{[3,5]}) & \Re(\underline{E}_{[2,5]}) & \Re(\underline{E}_{[4,5]}) & \Re(\underline{E}_{[5,5]}) \end{bmatrix} \quad (4.1.3.1-4)$$

Při sestavování matice \underline{N} vybereme z matice $\underline{\bar{E}}$ reálné části prvků jejichž souřadnice jsou dány kombinací prvků vektorů \underline{PQ} a \underline{PVPQ} .

$$\underline{N} = \begin{bmatrix} \Re(\underline{E}_{[2,1]}) & \Re(\underline{E}_{[4,1]}) & \Re(\underline{E}_{[5,1]}) \\ \Re(\underline{E}_{[2,3]}) & \Re(\underline{E}_{[4,3]}) & \Re(\underline{E}_{[5,3]}) \\ \Re(\underline{E}_{[2,2]}) & \Re(\underline{E}_{[4,2]}) & \Re(\underline{E}_{[5,2]}) \\ \Re(\underline{E}_{[2,4]}) & \Re(\underline{E}_{[4,4]}) & \Re(\underline{E}_{[5,4]}) \\ \Re(\underline{E}_{[2,5]}) & \Re(\underline{E}_{[4,5]}) & \Re(\underline{E}_{[5,5]}) \end{bmatrix} \quad (4.1.3.1-5)$$

Při sestavování matice \underline{J} vybereme z matice $\underline{\bar{E}}$ imaginární části prvků jejichž souřadnice jsou dány kombinací prvků vektorů \underline{PVPQ} a \underline{PQ} .

$$\underline{J} = \begin{bmatrix} \Im(\underline{E}_{[1,2]}) & \Im(\underline{E}_{[3,2]}) & \Im(\underline{E}_{[2,2]}) & \Im(\underline{E}_{[4,2]}) & \Im(\underline{E}_{[5,2]}) \\ \Im(\underline{E}_{[1,4]}) & \Im(\underline{E}_{[3,4]}) & \Im(\underline{E}_{[2,4]}) & \Im(\underline{E}_{[4,4]}) & \Im(\underline{E}_{[5,4]}) \\ \Im(\underline{E}_{[1,5]}) & \Im(\underline{E}_{[3,5]}) & \Im(\underline{E}_{[2,5]}) & \Im(\underline{E}_{[4,5]}) & \Im(\underline{E}_{[5,5]}) \end{bmatrix} \quad (4.1.3.1-6)$$

Při sestavování matice \underline{L} vybereme z matice $\underline{\bar{E}}$ imaginární části prvků jejichž souřadnice jsou dány kombinací prvků vektorů \underline{PQ} a \underline{PQ} .

$$\underline{L} = \begin{bmatrix} \Im(\underline{E}_{[2,2]}) & \Im(\underline{E}_{[4,2]}) & \Im(\underline{E}_{[5,2]}) \\ \Im(\underline{E}_{[2,4]}) & \Im(\underline{E}_{[4,4]}) & \Im(\underline{E}_{[5,4]}) \\ \Im(\underline{E}_{[2,5]}) & \Im(\underline{E}_{[4,5]}) & \Im(\underline{E}_{[5,5]}) \end{bmatrix} \quad (4.1.3.1-7)$$

Jacobiho matice se z jednotlivých submatic sestaví způsobem naznačeným v (4.1-8).

4.1.4 Vyřešení soustavy lineárních rovnic a update proces

Pro vyřešení soustavy lineárních rovnic $A \cdot x = b$, lze použít například vztah:

$$x = A^{-1} \cdot b, \quad (4.1.4-1)$$

do kterého by se v našem případě za A dosadila Jacobiho matice a za b rozdílový vektor. Způsobů jak uvedenou soustavu vyřešit je však více. Velmi záleží na použitém programovacím jazyce respektive jeho knihovně pro práci s lineární algebrou. Výpočty knihovny *scipy.sparse.linalg* z prostředí jazyka Python, kterou jsem pro výpočet použil, jsou založeny na LU transformaci. Základní informace o LU transformaci lze dohledat například v učebním textu [5]. Hlavní myšlenkou této metody je vyjádření matice A pomocí součinu dolní trojúhelníkové matice L a horní trojúhelníkové matice U :

$$A = L \cdot U. \quad (4.1.4-2)$$

Při hledání řešení rovnice:

$$A \cdot x = b, \quad (4.1.4-3)$$

nahradíme v soustavě matici A součinem $L \cdot U$ a označíme:

$$U \cdot x = z. \quad (4.1.4-4)$$

Vztah $L \cdot U \cdot x = b$ platí právě když:

$$L \cdot z = b \text{ a } U \cdot x = z. \quad (4.1.4-5)$$

Nejprve se dopřednou substitucí vyřeší soustava $L \cdot z = b$ a potom dosadíme z do pravé strany rovnice $U \cdot x = z$, kterou řešíme zpětnou substitucí.

Po vyřešení soustavy rovnic dostaneme jako výsledek vektor přírůstků velikostí a úhlů napětí, které použijeme při aktualizaci stávajících hodnot.

Aktualizace úhlu napětí:

$$g_i^{(p)} = g_i^{(p-1)} + \Delta g_i^{(p)} \quad (4.1.4-6)$$

Aktualizace velikosti napětí:

$$U_i^{(p)} = U_i^{(p-1)} + \frac{\Delta U_i^{(p)}}{U_i^{(p-1)}} U_i^{(p-1)} \quad (4.1.4-7)$$

Jak je vidět z rovnice (4.1.4-7), v přírůstkovém vektoru neobdržíme rovnou jako výsledek pro velikost napětí jeho přírůstek, ale podíl $\Delta U_i^{(p)} / U_i^{(p-1)}$. Dělení přírůstku $\Delta U_i^{(p)}$ velikostí napětí z předchozí iterace $U_i^{(p-1)}$ se zde vyskytuje díky vztahům zavedeným pro zjednodušení při odvození prvků Jacobiho matice u metody NR 1. Vynásobením tohoto podílu $U_i^{(p-1)}$ dostaneme výsledný přírůstek velikosti napětí. Tento vztah však neplatí u metody NR 2. Zde se v přírůstkovém vektoru jako výsledky vyskytují již výsledné přírůstky velikostí napětí:

$$U_i^{(p)} = U_i^{(p-1)} + \Delta U_i^{(p)}. \quad (4.1.4-8)$$

4.1.5 Výpočet rozdílového vektoru

Rozdílový vektor (anglicky „mismatch vector“) udává rozdíl známého injektovaného výkonu v jednotlivých uzlech oproti výkonu dopočítanému v aktuální iteraci. Hodnoty známých výkonů si vyjádříme na samém začátku výpočtu pomocí komplexního výkonu.

$$\bar{S} = (P_G - P_L) + j(Q_G - Q_L), \text{ kde:} \quad (4.1.5-1)$$

- dvojice P_G a P_L představuje hodnotu činného výkonu vyrobeného a spotřebovaného v daném uzlu,
- dvojice Q_G a Q_L představuje hodnotu jalového výkonu vyrobeného a spotřebovaného v daném uzlu.

Vektor vypočítaných hodnot komplexních uzlových výkonů si označíme jako \bar{S}_c .

Druhý vektor, který potřebujeme pro výpočet rozdílu, se dopočítá ze vztahu:

$$\bar{S}^{(p)} = \bar{U}^{(p)} \bar{I}^{*(p)} = \bar{U}^{(p)} (\bar{A} \bar{U}^{(p)})^*, \text{ kde} \quad (4.1.5-2)$$

horní index (p) značí, že se jedná o hodnoty vypočítané pro danou iteraci.

Rozdílem těchto dvou výkonů dostaneme opět vektor, jehož hodnotami jsou komplexní čísla:

$$\Delta \bar{S} = \bar{S}_c - \bar{S}^{(p)}. \quad (4.1.5-3)$$

Reálné části hodnot tohoto vektoru představují rozdíl činného výkonu ΔP , imaginární části rozdíl výkonu jalového ΔQ . Rozdílový vektor sestavíme z vektoru $\Delta \bar{S}$ následujícím způsobem:

- vybereme reálné prvky z $\Delta \bar{S}$, jejichž indexy odpovídají indexům PU uzlů,
- vybereme reálné prvky z $\Delta \bar{S}$, jejichž indexy odpovídají indexům PQ uzlů,
- vybereme imaginární prvky z $\Delta \bar{S}$, jejichž indexy odpovídají indexům PQ uzlů,
- hodnoty seřadíme za sebe do vektoru \underline{m} , který bude představovat levou stranu rovnice (4.1-8).

Demonstrováno na ukázkové šesti uzlové síti z kapitoly 4.1.3.1, vypadalo by finální vyjádření rozdílového vektoru následujícím způsobem:

$$\underline{m} = \left[\underbrace{\Re\{\Delta \bar{S}_{[1,1]}\}, \Re\{\Delta \bar{S}_{[1,3]}\}}_{\Delta P \text{ pro PU uzly}}, \underbrace{\Re\{\Delta \bar{S}_{[1,2]}\}, \Re\{\Delta \bar{S}_{[1,4]}\}, \Re\{\Delta \bar{S}_{[1,5]}\}}_{\Delta P \text{ pro PQ uzly}}, \underbrace{\Im\{\Delta \bar{S}_{[1,2]}\}, \Im\{\Delta \bar{S}_{[1,4]}\}, \Im\{\Delta \bar{S}_{[1,5]}\}}_{\Delta Q \text{ pro PQ uzly}} \right]$$

Jelikož se v případě $\Delta \bar{S}$ jedná o vektor, je souřadnice x u všech prvků rovna jedné. Souřadnice y je dána hodnotami vektorů \underline{PV} , \underline{PQ} pro daný uzel podle typu.

4.1.6 Začlenění jalových mezí do NR metody

Jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole, PU uzly jsou reprezentovány injektovaným činným výkonem a velikostí napětí, která je v uzlu udržována. Udržování velikosti napětí se v elektrárenském uzlu realizuje regulací jalového výkonu. Napětí v PU uzlu lze pomocí jalového výkonu z fyzikálního hlediska regulovat pouze v určitých mezích:

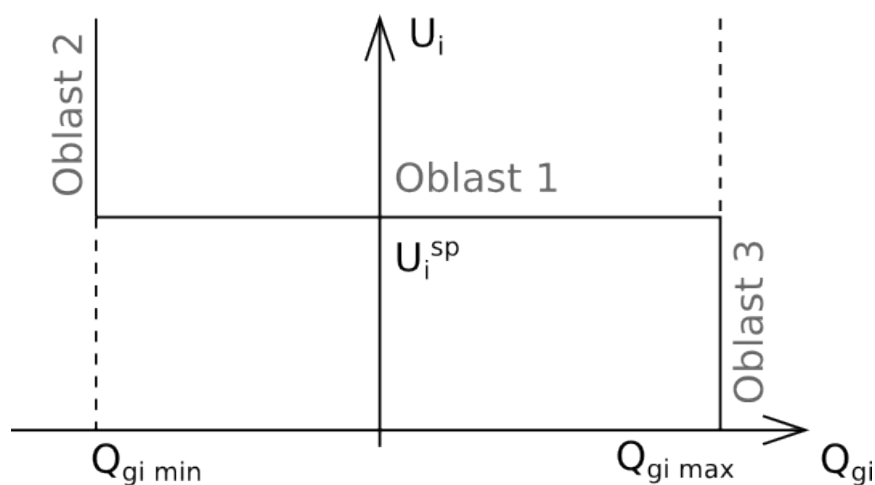
$$Q_{gi_min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi_max}, \text{ kde} \quad (4.1.6-1)$$

Q_g je generovaný jalový výkon v PU uzlu, Q_{gi_min} a Q_{gi_max} jsou dolní a horní jalové meze. Platí zde stejná znaménková konvence jako pro ostatní výkony – kladné znaménko pro jalovou dodávku, záporné pro jalovou spotřebu. Po překročení daných mezí je jalový výkon nastaven na hodnotu porušené meze a uzel přepnut na PQ.

Uvedená logika takto pracuje v praxi a pro její začlenění do NR a FD metody je nutné původní algoritmus doplnit o logiku, která bude dopočítávat generovaný jalový výkon v PU uzlech a na základě porovnání s mezními hodnotami přepínat uzly s porušenými mezemi na PQ.

K problematice přepínání uzlů mezi PU a PQ lze přistoupit dvěma způsoby. První z nich je jednodušší a výpočetně méně náročný, ale horší z hlediska přesnosti dosažených výsledků. Dopočet Q_{gi} se totiž provádí až po dokončení výpočtu chodu soustavy. U uzlů s překročenými jalovými mezemi se zobrazí výstraha, případně jsou přepnuty na PQ pro účel opakovaného výpočtu.

Druhý způsob je výpočetně náročnější, ale přesnější, neboť dopočet Q_{gi} a jeho porovnání s jalovými mezemi se provádí v každé iteraci. Vedle přepínání PU uzlů na PQ zde funguje i zpětná logika. V průběhu výpočtu se totiž jalové poměry v některých přepnutých uzlech stabilizují a mohou být tedy přepnuty zpět na PU.



Obrázek 4.1.6-1 – provozní oblasti pro PU uzly s jalovými mezemi

Z uvedeného obrázku je patrné, že uzel bude typu PU, pokud se budeme pohybovat v oblasti 1 - napětí má hodnotu U_i^{sp} a hodnota Q_{gi} neporuší jalové meze Q_{gi_min} a Q_{gi_max} . Při porušení jalových mezí je uzel přepnut na PQ.

Pokud byl uzel přepnut na PQ z důvodu porušení horní meze a v aktuální iteraci je U_i vyšší než U_i^{sp} , může být přepnut zpět na PU, neboť snížením napětí na hodnotu U_i^{sp} klesne i jalový výkon.

Pokud byl uzel přepnut na PQ z důvodu porušení dolní meze a v aktuální iteraci je U_i nižší než U_i^{sp} , může být přepnut zpět na PU, neboť zvýšením napětí na hodnotu U_i^{sp} se hodnota jalového výkonu zvýší.

Je zřejmé, že v oblastech 2 a 3 k přepnutí nedochází. Je důležité poznamenat, že v zadání některých sítí se hodnoty jalových mezí rovnají ($Q_{gi_min} = Q_{gi_max}$). Zde po přepnutí PU uzlu na PQ nemůže být uplatněna zpětná logika a uzel zůstává trvale přepnutý na PQ. V průběhu výpočtu by totiž docházelo k cyklickému přepínání mezi typy uzlů.

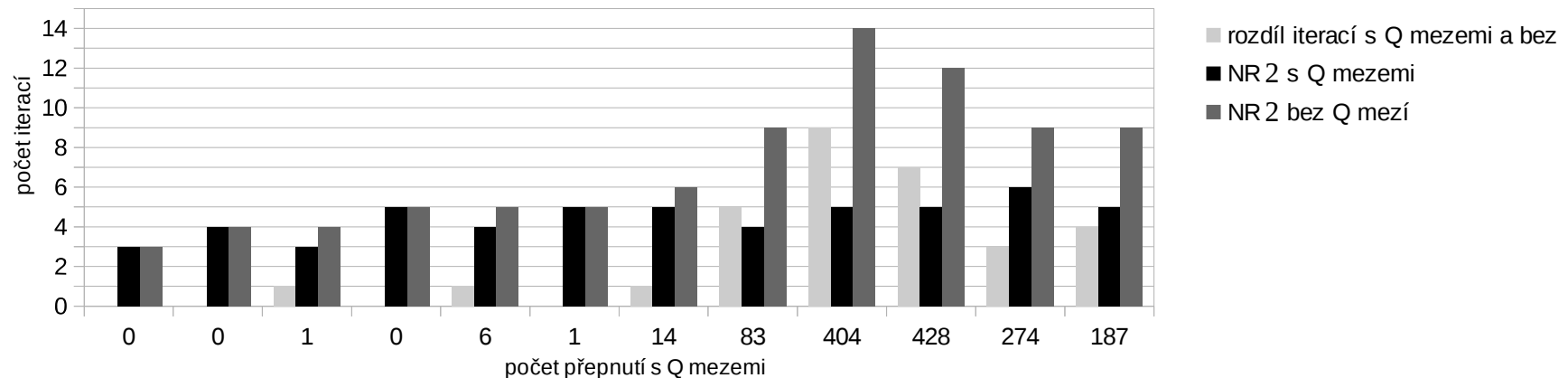
Kontrolou jalových mezí a přepínáním uzlů se výpočetní algoritmus zpomaluje. V Tabulce 4.1.6-1 je zobrazen výstup měření metody NR 2. Pro stabilizaci a celkovou akceleraci výpočtu byl použit algoritmus pro zpřesnění startovních hodnot před první iterací FD metodou viz kapitola 4.1.10.2. V tomto měření jsem porovnal variantu výpočtu s kontrolou a bez kontroly jalových mezí a přepínáním uzlů v každé iteraci na vybraném vzorku sítí. Sledoval jsem počet iterací, výpočetní čas a překročení napětíových mezí v uzlech. U varianty s hlídáním jalových mezí pak i počet přepnutých PU uzlů na PQ po poslední iteraci a celkový počet přepnutí v průběhu celého výpočtu. Tyto dvě hodnoty se obvykle díky působení zpětné logiky a ustálení jalových poměrů v průběhu výpočtu liší.

Tabulka 4.1.6-1 – porovnání NR 2 metody s a bez jalových mezí

sít'	počet PU uzlů	NR 2 bez Q mezí				NR 2 s Q mezemi						rozdíl iterací s Q mezemi a bez
		čas [s]	iterací	čas / iterací	překročeno mezní U_i *	čas [s]	iterací	čas / iterací	překročeno mezní U_i *	trvale přepnutých uzlů **	přepnutí uzlů	
IEEE009I	2	0,0212	3	0,007067	0	0,0217	3	0,007233	0	0	0	0
EPS0013I	5	0,0302	4	0,007550	0	0,0305	4	0,007625	0	0	0	0
IEEE026I	5	0,0221	3	0,007367	0	0,0327	4	0,008175	0	1	1	1
EPS0059III	18	0,0416	5	0,008320	0	0,0424	5	0,008480	0	0	0	0
IEEE118I	53	0,0342	4	0,008550	0	0,0494	5	0,009880	0	6	6	1
IEEE145I	49	0,0503	5	0,010060	49	0,0485	5	0,009700	44	1	1	0
IEEE300I	68	0,0525	5	0,010500	9	0,0691	6	0,011517	9	12	14	1
EPS0734II	322	0,0551	4	0,013775	0	0,1371	9	0,015233	51	75	83	5
EPS2746I	349	0,1686	5	0,033720	12	0,5334	14	0,038100	14	268	404	9
EPS2746II	363	0,1691	5	0,033820	4	0,4426	12	0,036883	1	244	428	7
EPS3012I	297	0,2229	6	0,037150	8	0,3545	9	0,039389	3	196	274	3
EPS3120I	247	0,1888	5	0,037760	4	0,3654	9	0,040600	3	167	187	4

* počet v uzlů v nichž velikost napětí porušila spodní nebo horní mez

** počet uzlů, které zůstaly trvale přepnuty z PU na PQ po poslední iteraci



Graf 4.1.6-1 – zvýšení počtu iterací vlivem kontroly jalových mezí v každé iteraci

Jak je vidět z naměřených hodnot, největší nárůst počtu iterací je patrný u větších sítí s velkým počtem PU uzlů a velkým počtem přepnutí. U posledních pěti největších sítí se 734 až 3120 uzly je průměrný nárůst počtu iterací i výpočetního času více jak dvojnásobný. U sítí s více jak 2000 uzly zůstalo po výpočtu přepnutých průměrně 62 % PU uzlů na PQ.

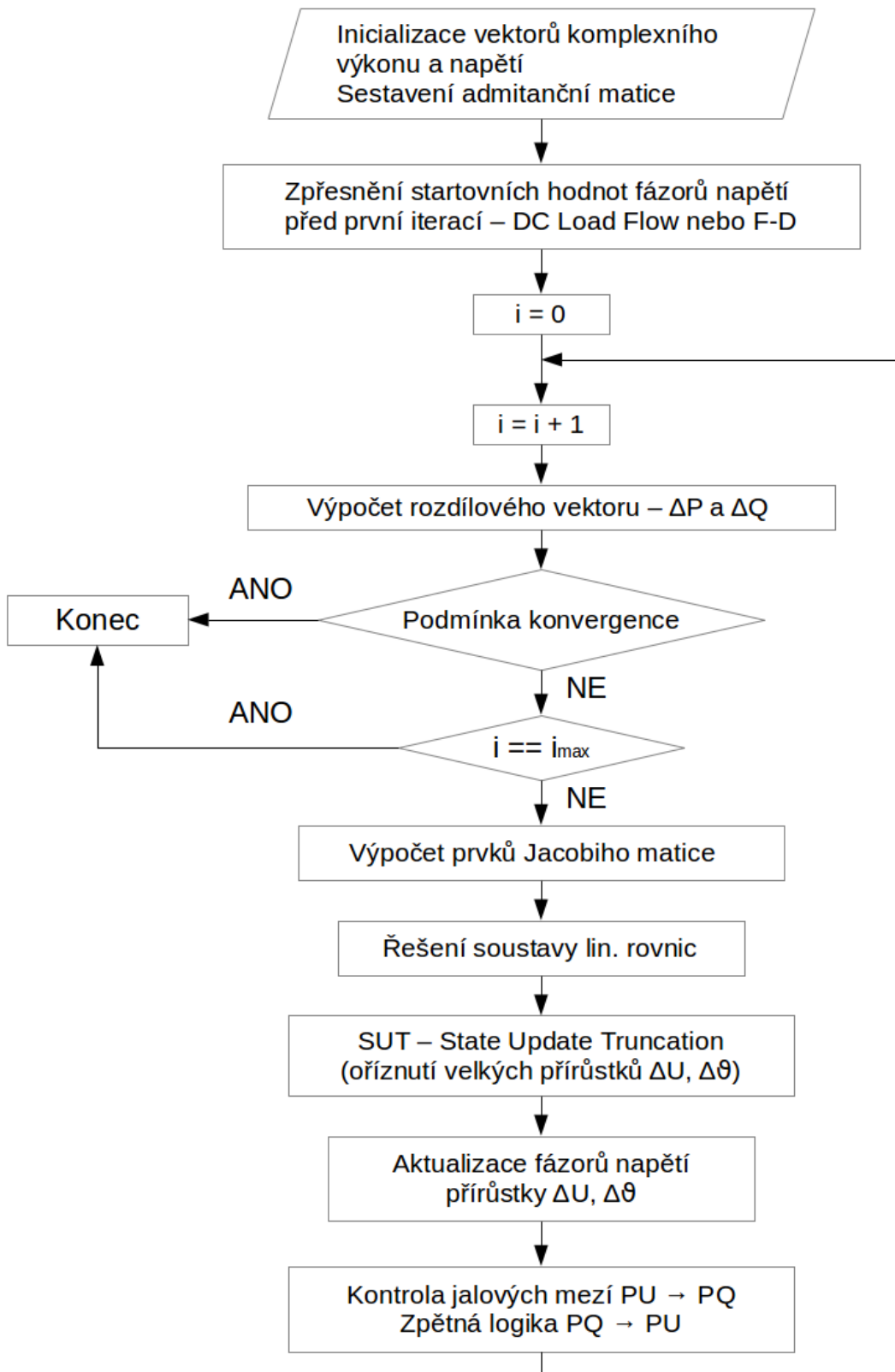
4.1.7 Popis iteračního algoritmu

Při výpočtu pomocí NR metody vycházíme ze znalosti komplexních výkonů v uzlech soustavy, admitanční matice a velikostí napětí v PU uzlech. Před začátkem první iterace se provádí následující:

1. sestavení admitanční matice,
2. inicializace vektoru komplexních výkonů,
3. inicializace vektoru napětí – pro PU uzly nastavíme fázory napětí na požadovanou hodnotu, pro PQ uzly se výchozí hodnota obvykle nastavuje na hodnotu $\bar{U}_i = 1 e^{j \cdot \vartheta_{ref}}$,
4. zpřesnění hodnot fázorů napětí před první iterací pomocí DC Load Flow nebo zjednodušené FD metody viz kapitola 4.1.10.

Operace probíhající v každé iteraci

1. Podle postupu v kapitole 4.1.5 se vypočtou hodnoty rozdílového vektoru pro ΔP a ΔQ .
2. Zkontroluje se podmínka konvergence, po jejímž splnění vrátí program výsledek. Pokud je překročen maximální počet iterací, dojde k ukončení programu.
3. Jsou vypočteny prvky Jacobiho matice.
4. Vyřešením soustavy (4.1-8) dostáváme výsledný přírůstkový vektor s hodnotami $\Delta U^{(p)}$, $\Delta \vartheta^{(p)}$.
5. Proběhne případné oříznutí některých hodnot přírůstkového vektoru pro zlepšení numerické stability viz kapitola 4.1.9
6. Jsou aktualizována uzlová napětí přičtením výsledných přírůstků $\Delta U^{(p)}$ respektive $\Delta \vartheta^{(p)}$.
7. V závěru každé iterace jsou zkontrolovány jalové meze v PU uzlech viz kapitola 4.1.7.
8. Po skončení iterace je hodnota čítače iterací inkrementována o hodnotu jedna a celý uvedený postup probíhá znovu.



Obrázek 4.1.7-1 – zjednodušený vývojový diagram NR metody

4.1.8 Porovnání metod NR 1 a NR 2

Jak již bylo uvedeno, metody NR 1 a NR 2 se liší způsobem výpočtu prvků Jacobiho matice. Zatímco NR 1 vychází ze vztahů odvozených analytickým derivováním P a Q , NR 2 využívá pro výpočet numerického derivování \bar{S} .

Při porovnání hodnot Jacobiho matice vypočítaných oběma způsoby je zřejmý jistý rozdíl, který má vliv na numerickou stabilitu a rychlost konvergence obou metod. V rámci této práce jsem se zabýval jejich vzájemným porovnáním, abych zjistil, která z variant se bude lépe hodit pro opakované výpočty chodu soustavy v kontingenční analýze.

Pro testování všech algoritmů pro výpočet chodu soustavy a jejich variant uvedených v této práci jsem použil sestavu 43 sítí. Jedná se o velmi široký vzorek, kde jsou zastoupeny jak distribuční, tak přenosové soustavy od malé 9 uzlové sítě až po rozsáhlou soustavu s 3120 uzly. Výčet testovacích sítí je uveden v závěru tohoto textu.

Pro porovnání uvedených dvou variant NR metody jsem použil varianty algoritmů se začleněním kontroly jalových mezí v každé iteraci, avšak bez použití přídatných algoritmů zahrnujících techniky pro snížení počtu iterací a zvýšení numerické stability. Maximální počet iterací jsem nastavil na hodnotu 25 a mezní odchylku $\varepsilon = 10^{-7}$.

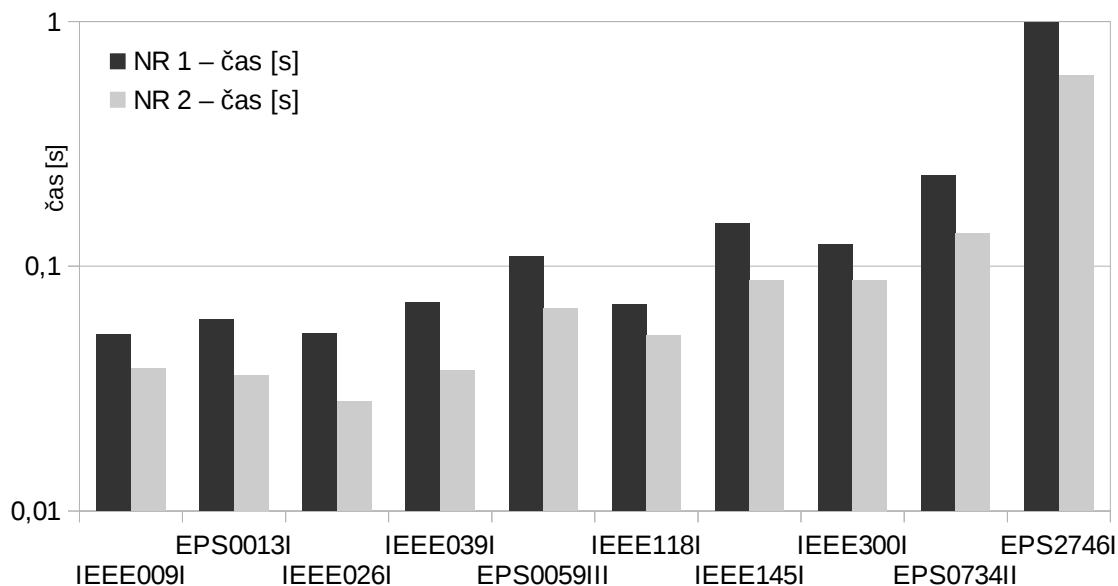
Po skončení výpočtů se ukázalo, že NR 1 nedokázala pro danou odchylku v maximálním počtu iterací dosáhnout výsledku u 15 ze 44 testovaných sítí. Metoda NR 2 si neporadila pouze s posledními dvěma největšími sítěmi, které svým rozsahem přesahují 3000 uzlů. Oba programy se vzájemně odlišovaly pouze způsobem výpočtu prvků Jacobiho matice a testy probíhaly na stejném výpočetním stroji, aby bylo zajištěno co nejobektivnější měření.

Z uvedeného vyplývá, že metoda NR 2 je numericky stabilnější a poradí si bez větších problémů i s řídky propojenými a silně zatíženými sítěmi. Bez nutnosti použití stabilizačních algoritmů dospěje ke správnému výsledku u většiny rozsáhlých soustav.

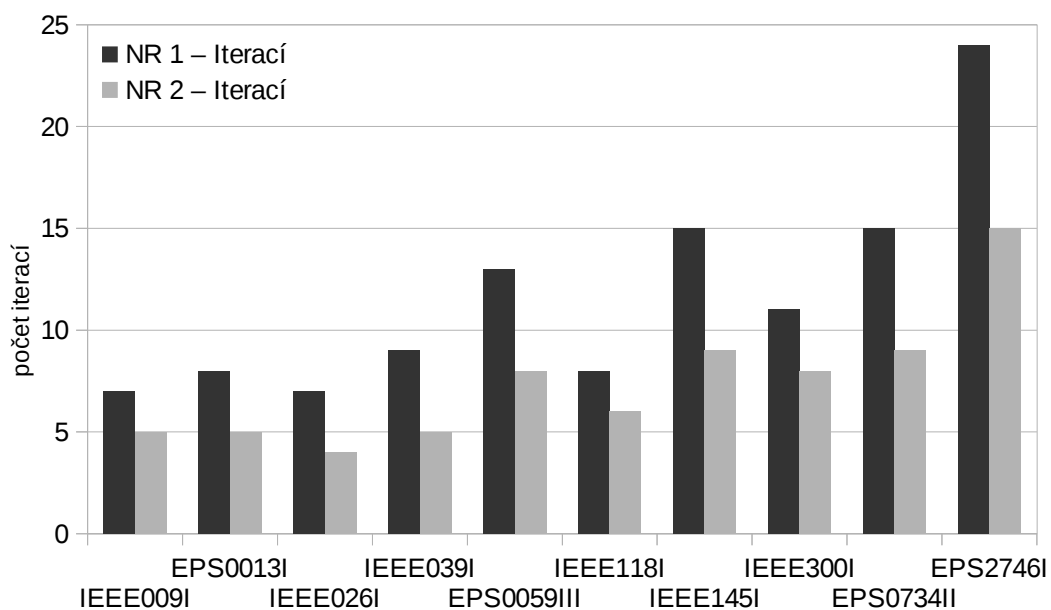
Další měření, která jsem prováděl se týkala vzorku deseti různě rozsáhlých soustav, u kterých se oběma variantám NR metody podařilo dosáhnout výsledku při prvním měření. Sledoval jsem dobu výpočtu, počet iterací při dosažení požadované přesnosti a čas potřebný na jednu iteraci. Jednalo se opět o algoritmy bez stabilizačních a jiných pomocných technik. Při měření času jsem prováděl výpočet ve čtyřech cyklech a bral jejich aritmetický průměr.

Tabulka 4.1.8-1 – porovnání metod NR 1 a NR 2

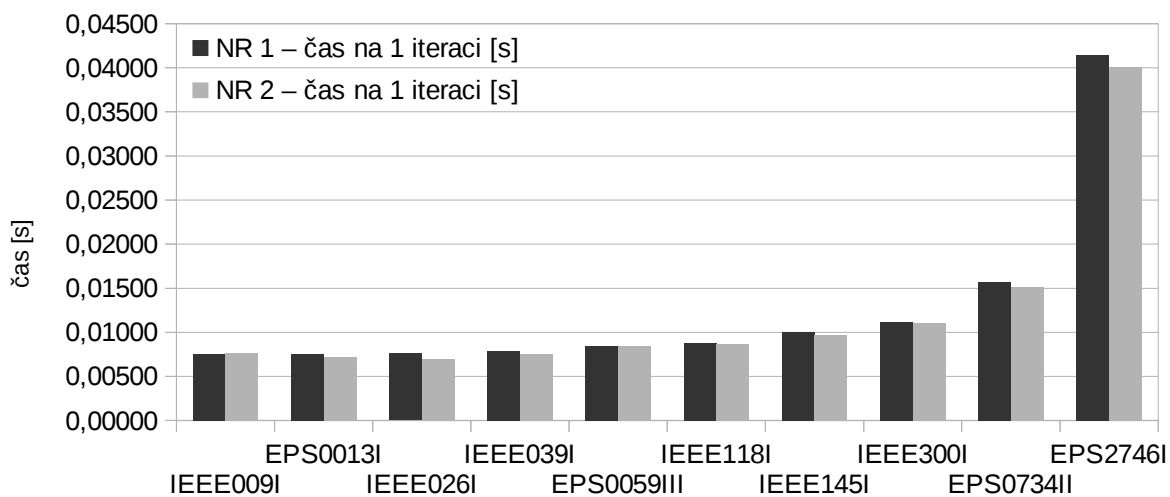
sít'	NR 1 – čas [s]	NR 2 – čas [s]	NR 1 – iterací	NR 2 – iterací	NR 1 – čas na 1 iteraci [s]	NR 2 – čas na 1 iteraci [s]
IEEE009I	0,0528	0,0383	7	5	0,00754	0,00766
EPS0013I	0,0606	0,0359	8	5	0,00758	0,00718
IEEE026I	0,0532	0,0280	7	4	0,00760	0,00700
IEEE039I	0,0712	0,0375	9	5	0,00791	0,00750
EPS0059III	0,1099	0,0675	13	8	0,00845	0,00844
IEEE118I	0,0699	0,0520	8	6	0,00874	0,00867
IEEE145I	0,1497	0,0876	15	9	0,00998	0,00973
IEEE300I	0,1224	0,0879	11	8	0,01113	0,01099
EPS0734II	0,2354	0,1359	15	9	0,01569	0,01510
EPS2746I	0,9949	0,6018	24	15	0,04145	0,04012
<i>celkem</i>	1,9200	1,1724	117	74	0,12608	0,12239



Graf 4.1.8-1 – porovnání rychlosti výpočtu metod NR 1 a NR 2



Graf 4.1.8-2 – porovnání počtu iterací metod NR 1 a NR 2



Graf 4.1.8-3 – porovnání časů na jednu iteraci metod NR 1 a NR 2

Jak je vidět z Tabulky 4.1.8-1 a Grafů 4.1.8-1 a 4.1.8-2, metoda NR 2 vychází z hlediska počtu iterací a tedy i času lépe než NR 1. Výpočetní čas potřebný na jednu iteraci vychází u obou metod zhruba stejný – Graf 4.1.8-3. Z toho vyplývá, že i časová náročnost výpočtu prvků Jacobiho matice a následné vyřešení soustavy lineárních rovnic vychází pro obě metody téměř stejně. Rozdíl mezi NR 1 a NR 2 je tedy vedle numerické stability i v rychlosti konvergence, kdy vyšší počet iterací u NR 1 zvyšuje i celkový výpočetní čas.

Na základě uvedených měření jsem se tedy rozhodl při dalších výpočtech a simulacích upřednostnit metodu NR 2 – stejné náklady na jednu iteraci, numericky stabilnější a menší počet iterací.

4.1.9 Stabilizace Newton-Raphsonovy metody

Z měření v kapitole 4.1.8 vyplývá, že ani jedna z variant NR metody nedokázala vyřešit všechny sítě z uvedeného vzorku. Tato numerická nestabilita vyplývá ze vztahu (4.1-4), kdy v Taylorově rozvoji zanedbáváme derivace vyšších řádů a dále pracujeme pouze s Jacobiho maticí, kde se objevují parciální derivace prvního řádu.

Při sledování odchylky v jednotlivých iteracích u výpočtu konvergenčně problémových sítí je možné sledovat, že se odchylka blíží určité hodnotě, kolem které kmitá, ale již dále neklesá.

Jelikož NR metoda konverguje k výsledku kvadraticky, z čehož vyplývá i malý počet iterací pro dosažení výsledku, mívají často přírůstky $\Delta U^{(p)}$ a $\Delta \mathcal{G}^{(p)}$ v prvních iteracích velkou hodnotu. To je důvodem, proč NR metoda občas dokonverguje k nesprávnému výsledku, nebo nedosáhne výsledku vůbec. Pomocí ořezávání hodnot v přírůstkovém vektoru lze dosáhnout poměrně jednoduše stabilizace NR metody.

4.1.9.1 State Update Truncation

State Update Truncation (SUT) je technika založená na ořezávání přírůstků $\Delta U^{(p)}$ a $\Delta \mathcal{G}^{(p)}$ v jednotlivých iteracích. Oříznutím těchto hodnot tedy neprobíhá úplná nýbrž částečná aktualizace. V algoritmu výpočetního programu lze tento princip aplikovat pomocí konstant, kterými se přírůstky vynásobí:

$$\mathcal{G}_i^{(p)} = \mathcal{G}_i^{(p-1)} + k_1 \Delta \mathcal{G}_i^{(p)}, \quad (4.1.9.1-1)$$

$$U_i^{(p)} = U_i^{(p-1)} + k_2 \Delta U_i^{(p)}. \quad (4.1.9.1-2)$$

Konstanta bude mít hodnotu $k_{1,2} \in (0,1)$, kdy při hodnotě 1 bude probíhat úplná aktualizace a se snižující se hodnotou bude přírůstek klesat. Pro koeficienty $k_{1,2}$ jsem zvolil hodnotu 0,65, která vycházela z hlediska stabilizace a zvýšení počtu iterací přijatelně. U

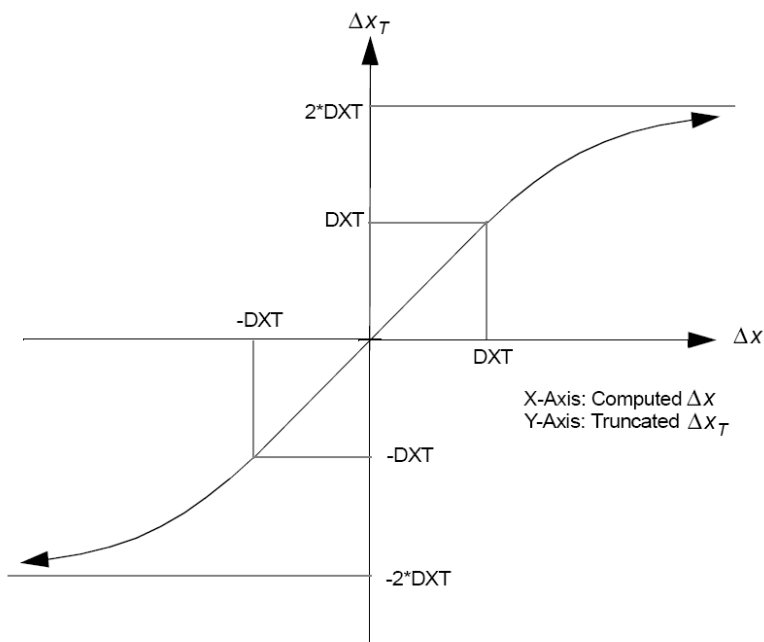
některých sítí je stabilizační efekt této metody patrný, ale u ostatních sítí, které s konvergencí problém nemají, zbytečně zvyšuje počet iterací. Tento postup jsem při výpočtech použil pouze experimentálně.

Druhou variantou je použití proměnných koeficientů, jejichž hodnota bude závislá na dalším parametru a to na hodnotě korekčního vektoru. Jako nejjednodušší se jeví lineární funkční závislost, která na základě předpisu lineární funkce dopočítá hodnoty konstant $k_{1,2}$, jimiž se hodnoty přírůstkového vektoru opět vynásobí. Tuto variantu jsem opět testoval pouze experimentálně a do programu ji nakonec nezahrnul.

Třetí variantou, která se ukazuje z hlediska stabilizace k poměru zvýšení počtu iterací nejlepší, je ořezávací metoda využívající funkce signum . [7] Ta rovněž využívá funkční závislosti na hodnotě přírůstkového vektoru, ale zároveň vypočítává rovnou jeho novou hodnotu. Neprobíhá zde násobení žádným koeficientem.

$$\text{corrUpr} = \begin{cases} \text{corr} ; \text{if } |\text{corr}| < DXT \\ 2 \text{ signum}(\text{corr}) DXT - \frac{DXT^2}{\text{corr}} ; \text{if } |\text{corr}| \geq DXT \end{cases} \quad (4.1.9.1-3)$$

- DXT – mezní hodnota přírůstku vektoru
- corrUpr – upravená hodnota přírůstku vektoru
- corr – původní hodnota přírůstku vektoru



Graf 4.1.9.1-1 – závislost oříznutí přírůstku na jeho původní spočtené velikosti [7]

Jak vyplývá z předpisu (4.1.9.1-3), pokud je absolutní hodnota přírůstkového vektoru menší než hodnota konstanty DXT , k ořezávání nedochází. V opačném případě bude nová

hodnota $corrUpr$ rovna výsledku funkce $2 \text{signum}(corr) DXT - \frac{DXT^2}{corr}$. Ořezávání hodnot pro $\Delta U^{(p)}$ a $\Delta \vartheta^{(p)}$ probíhá zvlášť a každá z hodnot DXT se liší. Experimentálním způsobem (pomocí testování stabilizačního algoritmu na konvergenčně problémových sítích) jsem určil jako hodnoty $DXT_U=0,4$ a $DXT_\vartheta=0,7$. Při určování těchto konstant jsem sledoval účinnost stabilizace a počet iterací.

Z provedených simulací vyplývá, že použití ořezávacího algoritmu s funkcí signum vede k dobré stabilizaci metod NR 1 i NR 2. U metody NR 2 se díky této technice podařilo vyřešit i poslední dvě největší testované sítě, u kterých byl problém s konvergencí. U metody NR 1 se počet sítí, které bez stabilizace nekonvergují, snížil ze 12 na 7. U sítí, které problémy s konvergencí neměly, vedlo použití této stabilizační techniky ke zvýšení počtu iterací maximálně o jednu až dvě. Většinou se však jejich počet nezvýšil vůbec.

4.1.10 Zpřesnění startovních hodnot NR metody před první iterací

Jelikož je NR metoda velmi silně závislá na počátečních podmínkách, lze tyto hodnoty před první iterací zpřesnit a tím metodu stabilizovat a zároveň akcelarovat, neboť pro dosažení výsledku potom NR metoda potřebuje menší počet iterací.

4.1.10.1 Zpřesnění startovních hodnot pomocí DC Load Flow

Jedná se o metodu pro přibližný výpočet úhlových respektive výkonových poměrů v síti. Uvažují se zde následující zjednodušení:

1. u všech uzlových napětí se uvažuje hodnota 1,
2. jelikož u sítí VVN je reaktance výrazně větší než činný odpor, můžeme tento pro účely přibližného výpočtu také zanedbat,
3. rovněž rozdíl úhlů napětí v uzlech je velmi malý, lze tedy uvažovat $\cos(\vartheta_i - \vartheta_j) \approx 1$ a $\sin(\vartheta_i - \vartheta_j) \approx \vartheta_i - \vartheta_j$.

Pro činný injektovaný výkon do uzlu i platí následující rovnice:

$$P_i = \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos(\vartheta_i - \vartheta_j) + B_{ij} \sin(\vartheta_i - \vartheta_j)) \quad (4.1.10-1)$$

Při zahrnutí uvedených zjednodušení lze rovnici (4.1.10-1) přepsat do tvaru:

$$P_i = \sum_{j=1}^n B_{ij} (\vartheta_i - \vartheta_j) \quad (4.1.10-2)$$

Při zavedení poměrných jednotek a maticového počtu lze přepsat do tvaru:

$$\begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_{n_b} \end{bmatrix} = [b] \begin{bmatrix} \vartheta_1 \\ \vartheta_2 \\ \vdots \\ \vartheta_{n_b} \end{bmatrix} \text{ respektive } \begin{bmatrix} \vartheta_1 \\ \vartheta_2 \\ \vdots \\ \vartheta_{n_b} \end{bmatrix} = [x] \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_{n_b} \end{bmatrix}, \text{ kde} \quad (4.1.10-3)$$

pro diagonální prvky platí:

$$b_{ii} = \sum_{j=1}^n \frac{1}{x_{ij}} \quad (4.1.10-4)$$

nediagonální:

$$b_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}} \quad (4.1.10-5)$$

poznámka: Pro referenční uzel i nebo j vychází hodnota b_{ii} a b_{ij} nulová. To by mělo za následek singularnost matice b a proto se rovnice pro referenční uzel vypouští.

Vyřešením soustavy (4.1.10-3) obdržíme jako výsledek vektor přírůstků úhlů uzlových napětí, které nastavíme před první iterací NR metody jako startovní hodnoty úhlů napětí.

4.1.10.2 Zpřesnění startovních hodnot pomocí Fast Decoupled metody

Dalším způsobem zpřesnění startovních hodnot je použití Fast-Decoupled metody. Této metodě je dále v textu věnována samostatná kapitola, proto se v této části zaměřuji pouze na určitá specifika při aplikaci FD metody pro zpřesnění startovních hodnot NR metody.

Prvním z těchto specifíků je výpočet hodnot matic B' a B'' podle stejných vztahů jako v případě DC Load Flow. Uvažují se tedy pouze podélné reaktance respektive susceptance. Pomocí FD metody dochází k zpřesnění jak velikostí, tak i úhlů komplexních uzlových napětí.

Na základě měření, které jsem provedl na vzorku 43 různě velkých soustav, jsem určil ideální počet iterací FD metody pro zpřesnění na hodnotu 2. Do měření byl započítán jak čas potřebný pro výpočet NR metody, tak i zpřesňující FD. Zkoušel jsem nastavovat hodnoty od 1 do 4 a největší časová úspora se ukázala právě při dvou iteracích FD.

Ve srovnání s DC Load Flow je zpřesnění pomocí FD výrazně účinnější co do stabilizace, tak i zrychlení NR metody. To lze pozorovat zejména u metody NR 1, která se ukazuje jako numericky méně stabilní a právě zpřesněním pomocí FD v kombinaci s ořezávacím algoritmem se podařilo počet sítí, které k výsledku nekonvergovaly, snížit z 12 na 2. U numericky stabilnější metody NR 2 se podařilo díky tomuto zpřesnění vyřešit i poslední 2 největší sítě. U ostatních sítí, které problémy s konvergencí neměly, vedlo zpřesnění startovních hodnot fázorů napětí ke snížení počtu iterací.

4.1.11 Zrychlení NR metody konstantní Jacobiho maticí po čtvrté iteraci

Jak vyplývá z následující Tabulky 4.1.11-1, z měření časové náročnosti jednotlivých kroků v průběhu jedné iterace NR metody je časově nejnáročnější výpočet prvků Jacobiho matice a následný LU rozklad.

Tabulka 4.1.11-1 – čas operací v jedné iteraci pro 3000-uzlovou síť

výpočet	LU rozklad	vyřešení soustavy	výpočet Jac. Matice
čas [s]	0,01329	0,00098	0,017026

V tabulce je uveden průměrný čas pro danou operaci v jedné iteraci, při výpočtu chodu soustavy s 3120 uzly.

Porovnáním hodnot prvků Jacobiho matice mezi jednotlivými iteracemi lze zjistit, že největší rozdíly jsou na začátku výpočtu. S každou další iterací se rozdíl snižuje. Tento poznatek lze aplikovat pro celkovou akceleraci výpočtu tím, že od určité fáze výpočtu lze brát Jacobiho matici konstantní. To vede k mírnému zvýšení počtu iterací, ale dojde k celkovému zrychlení výpočtu. Testováním různě velkých soustav se ukázalo, že ideální je brát Jacobiho matici konstantní od čtvrté iterace. V páté iteraci se již neprovádí výpočet prvků Jacobiho matice. Pokud nedojde k přepínání uzlů, které má vliv na strukturu Jacobiho matice, neprovádí se ani LU rozklad a přechází se rovnou k řešení soustavy lineárních rovnic. Díky vypuštění těchto dvou časově nejnáročnějších operací dojde ke zrychlení výpočtu.

4.1.12 Zhodnocení algoritmů ovlivňujících chování NR metody

V předchozích podkapitolách jsem se zabýval způsoby, kterými lze pozitivně ovlivnit numerickou stabilitu a rychlost výpočtu NR metody. Všechny tyto postupy jsem testoval a navzájem porovnal. V následujících tabulkách jsou uvedeny výsledky na jejichž základě jsem volil kombinace algoritmů vhodných pro co možná nejrychlejší výpočet chodu soustavy k provádění kontingenční analýzy.

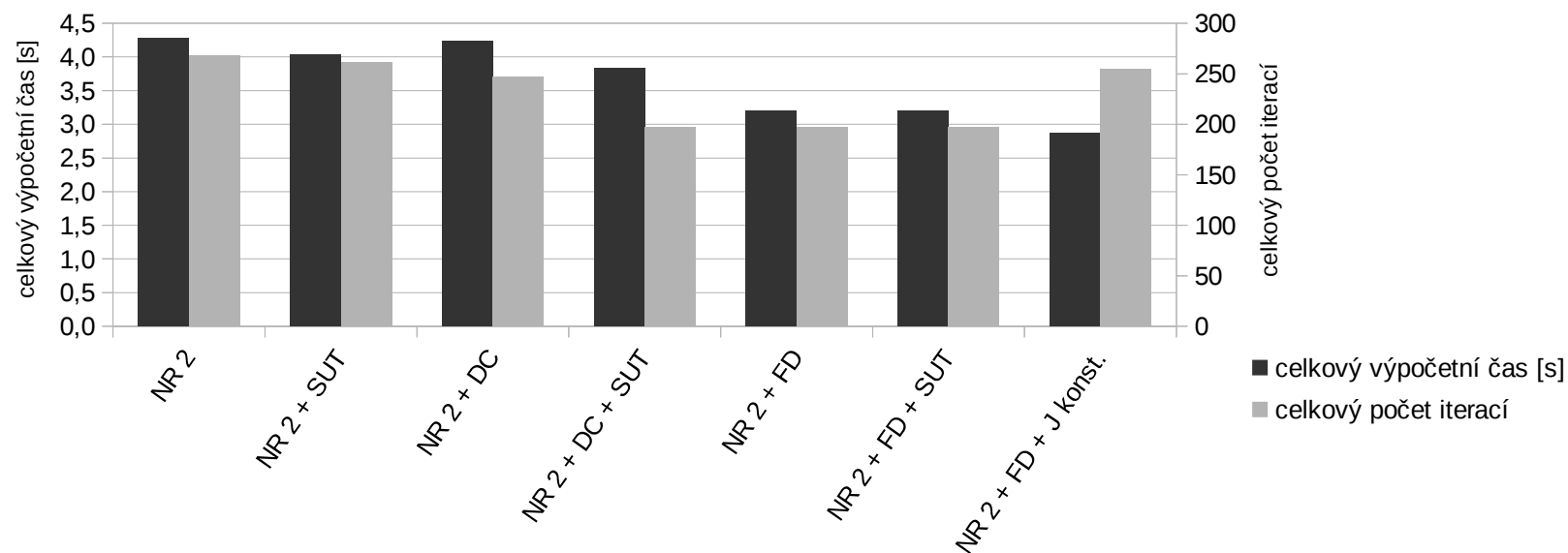
Při testování algoritmů ovlivňujících chování metody NR 2 se ze 43 sítí objevily tři problémové sítě, u kterých se některé z variant nepodařilo dosáhnout výsledku. Při porovnávání časů a počtů iterací jsem tedy bral pouze vzorek sítí, u kterých se podařilo všem variantám dosáhnout výsledku.

V tabulce je vždy uveden součet počtu iterací a časů pro danou sestavu sítí.

Tabulka 4.1.12-1 – porovnání algoritmů ovlivňujících chování NR 2 metody

metoda	NR 2	NR 2 + SUT	NR 2 + DC	NR 2 + DC + SUT	NR 2 + FD	NR 2 + FD + SUT	NR 2 + FD + J konst.
nevyřešených sítí	2	0	3	1	0	0	0
čas [s]	4,28340	4,03920	4,23010	3,83620	3,20910	3,19800	2,87480
počet iterací	268	261	247	197	197	197	255

1. NR 2 – metoda NR 2 bez stabilizačních a zrychlujících algoritmů
2. NR 2 + SUT – metoda NR 2 se stabilizačním algoritmem založeným na ořezávání hodnot přírůstkového vektoru
3. NR 2 + DC – metoda NR 2 se zpřesněním startovních hodnot úhlů napětí před první iterací pomocí DC Load Flow
4. NR 2 + DC + SUT – kombinace metod 2 a 3
5. NR 2 + FD – metoda NR 2 se zpřesněním startovních hodnot velikostí a úhlů napětí před první iterací pomocí FD metody
6. NR 2 + FD + SUT – kombinace metod 2 a 5
7. NR 2 + FD + J konst. - stejné jako metoda 5 s tím, že prvky Jacobiho matice jsou od čtvrté iterace konstantní



Graf 4.1.12-1 – porovnávání algoritmů ovlivňujících chování NR 2 metody

Z výsledků měření vyplývá, že pomocí stabilizačního algoritmu SUT se podaří dosáhnout výsledku u všech soustav, ale nedojde k výrazné úspoře výpočetního času. Jako nevhodné se u metody NR 2 jeví použití algoritmu pro zpřesnění startovních hodnot pomocí DC Load Flow, protože úspora času není nikterak výrazná a u tří sítí se nepodaří dosáhnout výsledku. Jako nejvýhodnější se ukazuje použití dvouiterační FD metody pro zpřesnění startovních hodnot, která potom ve spojení s konstantní Jacobiho maticí po čtvrté iteraci přináší časovou úsporu 33 %.

4.2 Fast Decoupled metoda

U soustav v ustáleném stavu je silná závislost mezi činným výkonem P a úhlem napětí ϑ a mezi jalovým výkonem Q a velikostí napětí U . Závislost mezi $P-U$ a $Q-\vartheta$ je relativně slabá a proto může být zanedbána, aniž by byl výsledek výpočtu chodu soustavy výrazným způsobem nepříznivě ovlivněn. Zanedbáním zmíněných závislostí dostaneme Jacobiho matici a soustavu rovnic v následujícím tvaru:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(p-1)} \\ \Delta Q^{(p-1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}^{(p-1)} & 0 \\ 0 & \underline{L}^{(p-1)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta^{(p-1)} \\ \frac{\Delta U^{(p)}}{U^{(p-1)}} \end{bmatrix} \quad (4.2-1)$$

Tuto soustavu rovnic lze rozdělit na dvě soustavy:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \vartheta_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \vartheta_1} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \vartheta_n} \end{bmatrix}}_{\underline{H}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \end{bmatrix} \quad (4.2-2)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} U_1 \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} & \cdots & U_n \frac{\partial Q_1}{\partial U_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ U_1 \frac{\partial Q_n}{\partial U_1} & \cdots & U_n \frac{\partial Q_n}{\partial U_n} \end{bmatrix}}_{\underline{L}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta U_1}{U_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_n}{U_n} \end{bmatrix} \quad (4.2-3)$$

Pro FD metodu dále uvažujeme další obecná zjednodušení:

1. Rozdíl úhlů napětí v uzlech je velmi malý, lze tedy uvažovat $\cos(\vartheta_i - \vartheta_j) \approx 1$ a $\sin(\vartheta_i - \vartheta_j) \approx \vartheta_i - \vartheta_j$.
2. U vedení s velkým poměrem X/R je zpravidla příčná susceptance B_{ij} o hodně větší než svod G_{ij} .
3. Injektovaný jalový výkon Q_i je v ustáleném stavu výrazně menší než jalový výkon

protékající všemi linkami spojenými s uzlem i :

$$Q_i \ll U_i^2 B_{ii} \quad (4.2-4)$$

Pro nediagonální prvky submatic \underline{H} , \underline{L} platí následující odvození na základě NR metody:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_j} = -U_i U_j \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = U_j \frac{\partial Q_i}{\partial U_j}, \quad (4.2-5)$$

což lze rovněž přepsat do tvaru:

$$-U_i U_j \sin(\phi_{ij} + \vartheta_j - \vartheta_i) = -U_i U_j \{B_{ij} \cos(\vartheta_j - \vartheta_i) + G_{ij} \sin(\vartheta_j - \vartheta_i)\}, \text{ kde} \quad (4.2-6)$$

$$B_{ij} = Y_{ij} \sin \phi_{ij} \text{ a } G_{ij} = Y_{ij} \cos \phi_{ij}.$$

Na základě 1. a 2. zjednodušení lze rovnici přepsat do tvaru:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_j} = U_j \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} = -U_i U_j B_{ij}$$

Pro diagonální prvky submatic \underline{H} , \underline{L} platí následující odvození na základě NR metody:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_i} = -Q_i - U_i^2 B_{ii}, \quad (4.2-7)$$

$$U_i \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = Q_i - U_i^2 B_{ii}. \quad (4.2-8)$$

Aplikací 3. zjednodušení na diagonální prvky \underline{H} , \underline{L} dostaneme:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \vartheta_i} = U_i \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = -U_i^2 B_{ii} \quad (4.2-9)$$

Když máme nyní vyjádřeny diagonální a nediagonální prvky, je možné soustavy rovnic (4.2-2) a (4.2-3) přepsat následujícím způsobem:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -U_1 U_1 B_{11} & -U_1 U_2 B_{12} & \cdots & -U_1 U_n B_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_1 U_n B_{n1} & -U_2 U_n B_{n2} & \cdots & -U_n U_n B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \vartheta_2 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \end{bmatrix} \quad (4.2-10)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -U_1 U_1 B_{11} & -U_1 U_2 B_{12} & \cdots & -U_1 U_n B_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ -U_1 U_n B_{n1} & -U_2 U_n B_{n2} & \cdots & -U_n U_n B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta U_1}{U_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta U_n}{U_n} \end{bmatrix} \quad (4.2-11)$$

Při výpočtech se však druhá soustava (4.2-11) díky nelineárnosti v definici funkcí ukazuje jako relativně nestabilní. [3] Jako řešení tohoto problému se nabízí zbavit Jacobiho matici závislosti na napětí. Toho lze dosáhnout vynásobením každého řádku přírůstkovým vektorem a dělením výsledku velikostí napětí U_i :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_1}{U_1} &= -B_{11} \Delta U_1 - B_{12} \Delta U_2 - \dots - B_{1n} \Delta U_n \\ &\quad \vdots \\ \frac{\Delta Q_n}{U_n} &= -B_{n1} \Delta U_1 - B_{n2} \Delta U_2 - \dots - B_{nn} \Delta U_n \end{aligned} \quad (4.2-12)$$

Je zřejmé, že koeficienty v rovnici (4.2-12) jsou konstantní a jsou rovny záporné hodnotě susceptance v admitanční matici.

Dále je možné podobnou úpravu aplikovat i pro první soustavu rovnic (4.2-10) tím, že každý řádek vynásobíme vektorem přírůstků úhlů a vydělíme velikostí napětí U_i :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P_1}{U_1} &= -B_{11} \Delta \vartheta_1 - B_{12} \Delta \vartheta_2 - \dots - B_{1n} \Delta \vartheta_n \\ &\quad \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{U_n} &= -B_{n1} \Delta \vartheta_1 - B_{n2} \Delta \vartheta_2 - \dots - B_{nn} \Delta \vartheta_n \end{aligned} \quad (4.2-13)$$

Koeficienty v této rovnici budou stejné jako v rovnici (4.2-12), pokud budeme na pravé straně uvažovat hodnoty velikosti napětí U_1, U_2, \dots, U_n rovny jedné.

Po zavedení zjednodušení a úpravě dostáváme finální vyjádření dvou soustav rovnic.

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{U_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{U_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots & -B_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ -B_{n1} & -B_{n2} & \dots & -B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \Delta \vartheta_n \end{bmatrix} \quad \left[\frac{\Delta P}{U} \right] = [\underline{B}'] [\Delta \vartheta] \quad (4.2-14)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{U_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_n}{U_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots & -B_{1n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ -B_{n1} & -B_{n2} & \dots & -B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad \left[\frac{\Delta Q}{U} \right] = [\underline{B}'''] [\Delta U] \quad (4.2-15)$$

Ve zkráceném zápisu soustav rovnic (4.2-14) a (4.2-15) se vyskytuje označení matic se susceptancemi jako \underline{B}' a \underline{B}''' . Toto rozlišení je záměrné, protože obě matice obvykle nebývají stejné. Ve druhé soustavě totiž vypouštíme rovnice pro PU uzly, ve kterých je drženo konstantní napětí, z čehož vyplývá, že se matice budou lišit svou strukturou.

Hlavní výhodou FD metody oproti NR metodě je rychlost dosažení výsledku, k jehož získání je sice potřeba většího počtu iterací, ale časové náklady na jednu iteraci jsou výrazně menší. Sestavení matic \underline{B}' a \underline{B}''' a jejich inverze či LU rozklad se provádí pouze jednou na začátku výpočtu a v průběhu každé iterace dochází pouze k dopočtu rozdílového vektoru, řešení soustav lineárních rovnic a update procesu.

Při aplikaci FD metody se vedle základních zanedbání uvažují ještě následující

zjednodušení:

1. zanedbání kompenzačních prvků v uzlech sítě v matici \underline{B}' ,
2. zanedbání příčné susceptance v matici \underline{B}' ,
3. jmenovité převody u všech traf v matici \underline{B}' ,
4. zanedbání phase-shifterů v matici \underline{B}'' .

FD metodu dále dělíme na dva typy – BX a XB. Ty se liší rozdílným přístupem při zanedbání sériové rezistance. XB typ zanedbává sériovou rezistanci v matici \underline{B}' , kdežto BX typ v matici \underline{B}'' .

4.2.1 Začlenění jalových mezí do FD metody

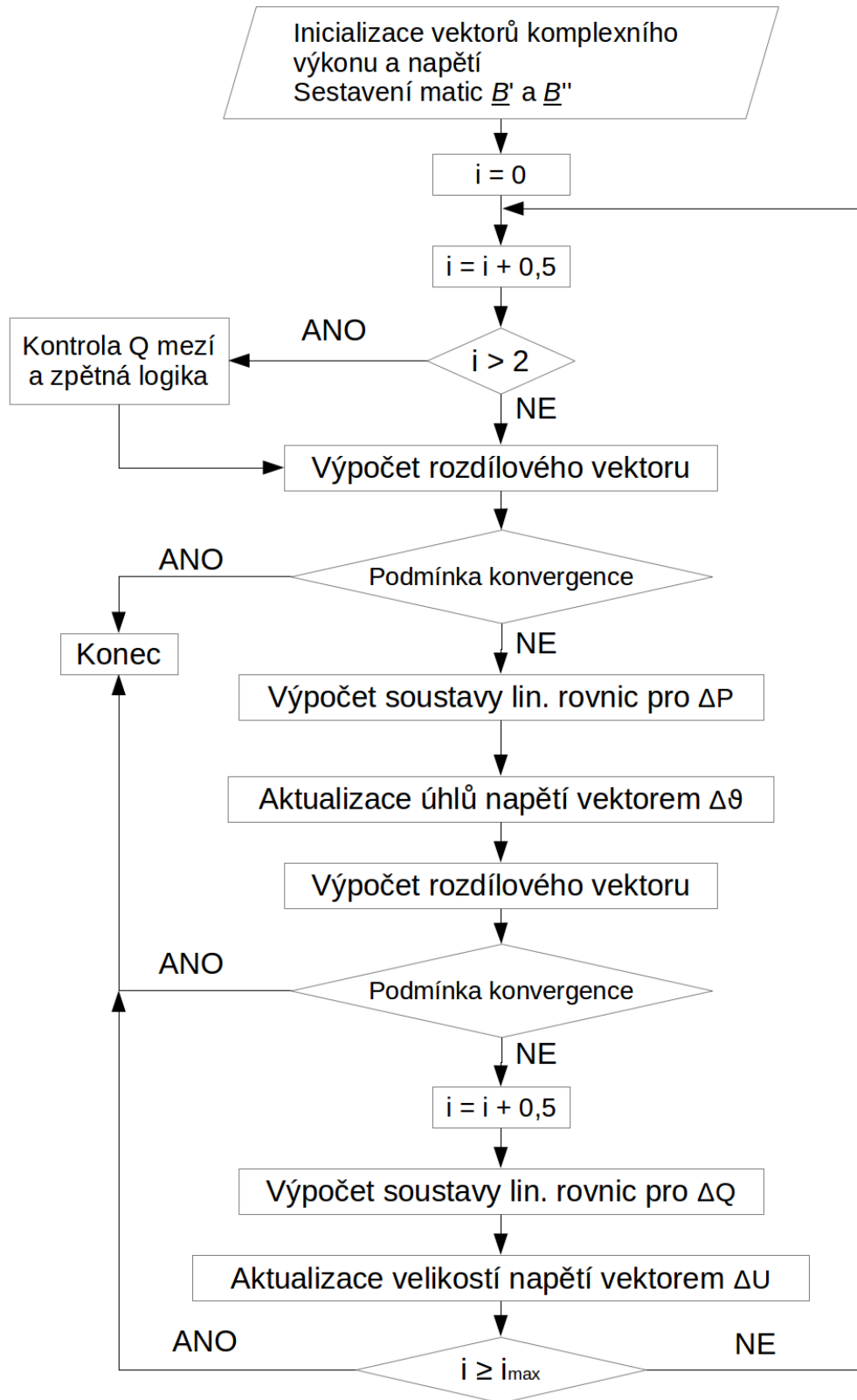
Začlenění jalových mezí do FD se provádí stejným způsobem jako u NR metody a to i včetně působení zpětné logiky. I v tomto případě vede ke zpomalení výpočtu zvýšením výpočetního času na jednu iteraci. Přepínáním PU uzlů na PQ a zpět totiž dochází ke změnám struktury \underline{B}' a \underline{B}'' a při každém přepnutí je nutno provést znovu LU rozklad, což je časově nejnákladnější operace.

Experimentálně jsem zjistil, že u FD metody je výhodnější kontrolovat jalové meze od druhé až třetí iterace. Kontrola a přepínání uzlů hned na začátku výpočtu nemá totiž příznivý vliv na rychlost konvergence a numerickou stabilitu.

4.2.2 Modifikace B matic při kontingenční analýze

Při použití FD metody v kontingenční analýze opakovaným výpočtem chodu soustavy, simulujeme výpadky větví, tedy změnu topologie, změnou hodnot v maticích \underline{B}' a \underline{B}'' . Kontingence jedné linky mezi uzly i a j se v maticích projeví změnou hodnot na pozicích ii , jj , ji , ij . Pro danou větev si spočítáme hodnoty susceptancí, včetně všech zjednodušení platících pro \underline{B}' a \underline{B}'' a od uvedených pozic v maticích je odečteme. Je výhodné si původní matice uložit a jako verzi pro aktuální simulovanou kontingenci použít jejich kopie, ve kterých provedeme zmíněné úpravy a použijeme je pro výpočet. Vždy na konci jednoho výpočtu chodu soustavy se tyto matice „zahodí“ a nové se opět odvodí od původní matice se začleněním změny topologie.

4.2.3 Vývojový diagram FD metody



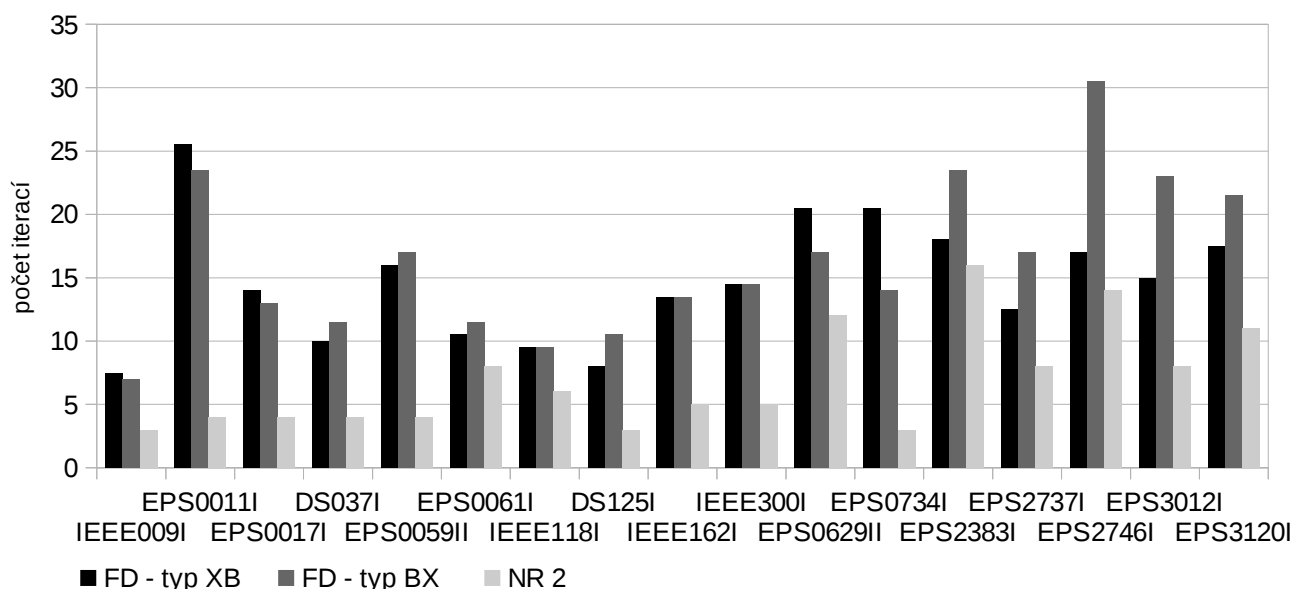
Obrázek 4.2.3-1 – vývojový diagram FD metody

4.3 Porovnání FD metody typu BX a XB s NR metodou

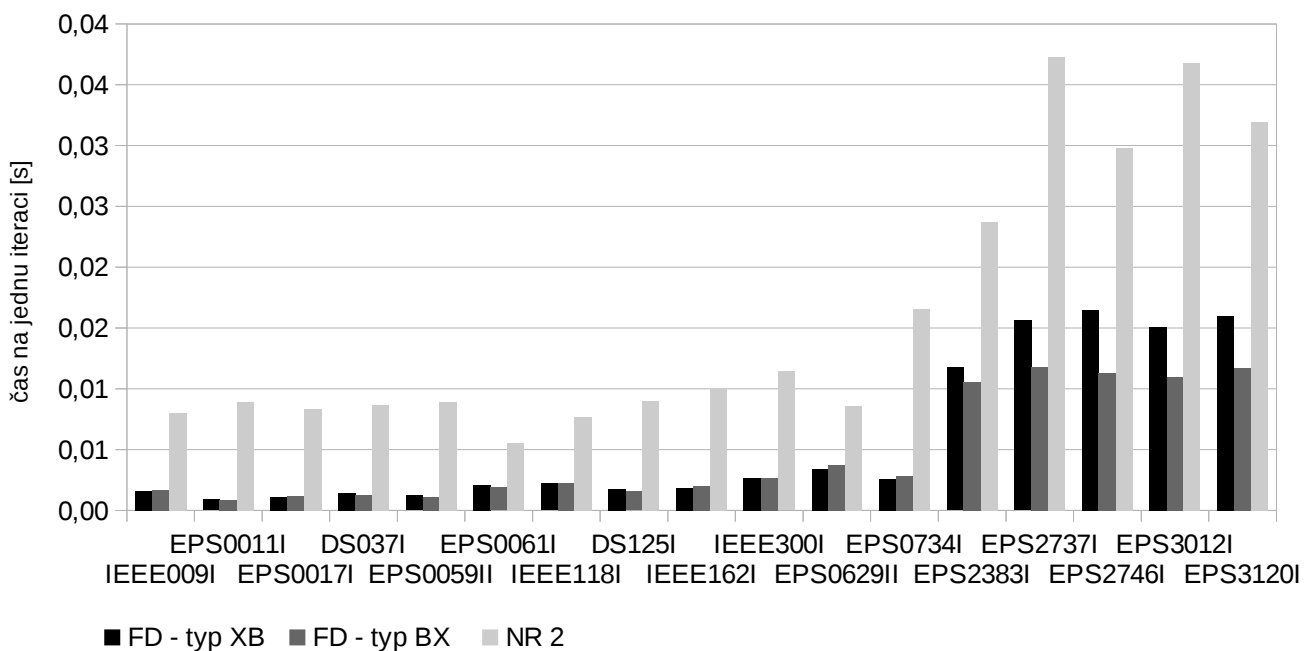
V následující tabulce a grafech je provedeno porovnání počtu iterací a výpočetního času pro oba typy FD metody s NR metodou. Jedná se opět o vzorek různě velkých přenosových a distribučních soustav. Nutno podotknout, že FD metoda neměla s výpočtem žádné sítě potíže a dosáhla vždy výsledku i u širšího vzorku 43 soustav. V případě NR metody se jedná o její nejrychlejší variantu NR 2 viz kapitola 4.1.12.

Tabulka 4.3-1 – porovnání obou typů FD metody s NR 2

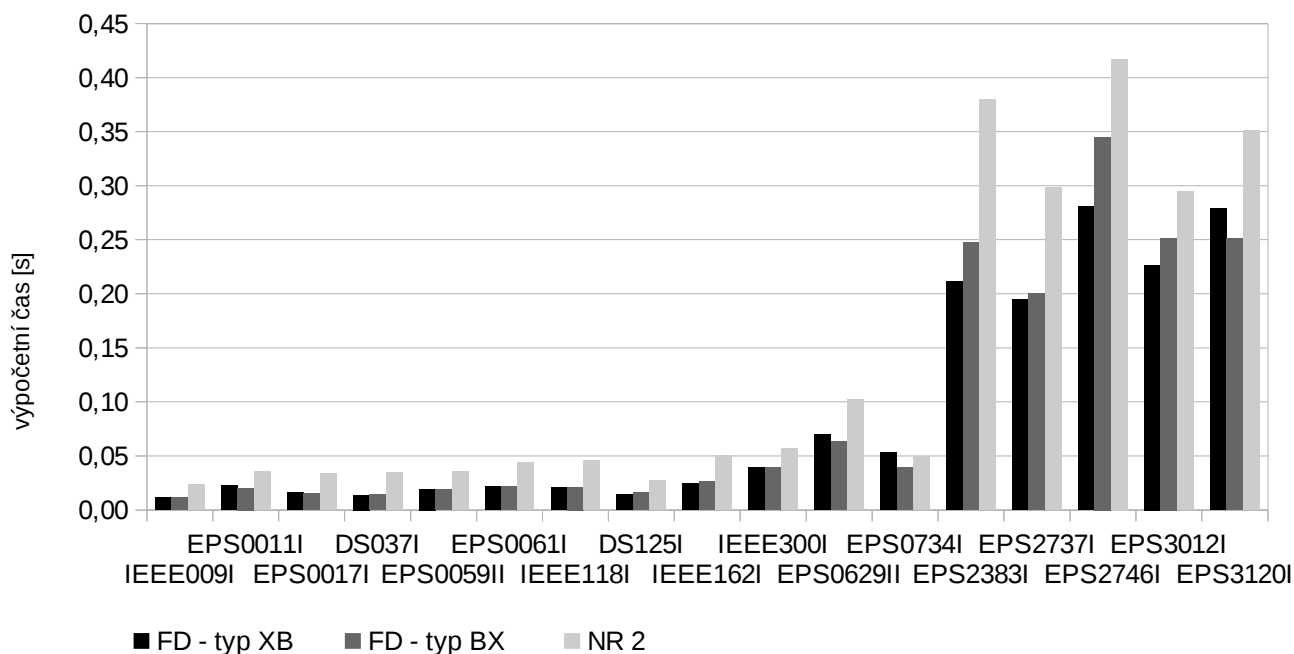
Sít'	FD - typ XB			FD - typ BX			NR 2		
	iterací	čas [s]	čas / iterací	iterací	čas [s]	čas / iterací	iterací	čas [s]	čas / iterací
IEEE009I	7,5	0,01180	0,00157	7	0,01150	0,00164	3	0,02390	0,00797
EPS0011I	25,5	0,02280	0,00089	23,5	0,02030	0,00086	4	0,03560	0,00890
EPS0017I	14	0,01580	0,00113	13	0,01510	0,00116	4	0,03330	0,00833
DS037I	10	0,01390	0,00139	11,5	0,01420	0,00123	4	0,03480	0,00870
EPS0059II	16	0,01930	0,00121	17	0,01890	0,00111	4	0,03570	0,00893
EPS0061I	10,5	0,02160	0,00206	11,5	0,02150	0,00187	8	0,04410	0,00551
IEEE118I	9,5	0,02090	0,00220	9,5	0,02120	0,00223	6	0,04590	0,00765
DS125I	8	0,01430	0,00179	10,5	0,01630	0,00155	3	0,02710	0,00903
IEEE162I	13,5	0,02460	0,00182	13,5	0,02640	0,00196	5	0,05030	0,01006
IEEE300I	14,5	0,03910	0,00270	14,5	0,03900	0,00269	5	0,05710	0,01142
EPS0629II	20,5	0,06990	0,00341	17	0,06330	0,00372	12	0,10260	0,00855
EPS0734I	20,5	0,05340	0,00260	14	0,03970	0,00284	3	0,04970	0,01657
EPS2383I	18	0,21160	0,01176	23,5	0,24720	0,01052	16	0,37940	0,02371
EPS2737I	12,5	0,19520	0,01562	17	0,20040	0,01179	8	0,29850	0,03731
EPS2746I	17	0,28060	0,01651	30,5	0,34520	0,01132	14	0,41730	0,02981
EPS3012I	15	0,22670	0,01511	23	0,25160	0,01094	8	0,29450	0,03681
EPS3120I	17,5	0,27920	0,01595	21,5	0,25100	0,01167	11	0,35100	0,03191
celkem	250	1,52070	0,00608	278	1,60280	0,00577	118	2,28080	0,01933



Graf 4.3-1 – srovnání počtu iterací FD a NR metody



Graf 4.3-2 – srovnání časů na jednu iteraci FD a NR metody



Graf 4.3-3 – srovnání výpočetního času FD a NR metody

Jak je patrné z naměřených hodnot a grafů, jsou obě varianty FD metody, díky výrazně nižším časovým nákladům na jednu iteraci, rychlejší než metoda NR 2. Z hlediska celkového výpočetního času potřebného na vyřešení vzorku 17 sítí je FD typ XB ve srovnání s NR 2 metodou rychlejší o 33 %. Typ FD BX je o něco málo pomalejší a zrychlení oproti NR 2 činí 30 %.

Při porovnání obou variant FD metody se z hlediska celkového výpočetního času a počtu iterací ukazuje jako lepší XB typ. Výpočetní čas potřebný na jednu iteraci vychází příznivěji u typu BX, ale vzhledem k většímu počtu iterací je celkový čas horší. Ke stejným závěrům jsem dospěl i při testování širšího vzorku 43 sítí.

5 Kontingenční analýza

Jak již bylo zmíněno v předchozích kapitolách, úkolem kontingenční analýzy je zjišťovat vliv simulovaných výpadků, nejběžněji větví a generátorů, na změnu provozních parametrů soustavy – větvové toky a uzlová napětí. Lze ji provádět dvěma základními metodami – opakovaným výpočtem chodu soustavy nebo pomocí citlivostních faktorů. Každá z těchto metod má své výhody i úskalí, proto se v této kapitole budu věnovat jejich vzájemnému porovnání z hlediska rozsahu a přesnosti obdržených výstupů a rychlosti výpočtů.

5.1 Kontingenční analýza opakovaným výpočtem chodu soustavy

Tento způsob kontingenční analýzy se opírá o teoretický základ, který je popsán v kapitole 3. Při opakovaném výpočtu chodu soustavy je nezbytné mít k dispozici numerické metody, které dokáží nalézt řešení v co možná nejkratším čase. Pro účely této diplomové práce jsem zvolil Newton-Raphsonovu (NR) a Fast-Decoupled (FD) metodu. U první jmenované jsem provedl testy algoritmů pro numerickou stabilizaci a celkovou akceleraci. Numerickým metodám, jejich numerické stabilizaci a optimalizaci pro rychlost je věnována kapitola 4.

Výhodou kontingenční analýzy pomocí opakovaného výpočtu chodu soustavy je komplexnost celého výpočtu. V první kroku si nadefinujeme seznam kontingencí. Obecně se může jednat jak o kontingence zdrojů, tak větví soustavy. Při samotné kontingenční analýze je potom model soustavy uveden do stavu po zkoumaném výpadku – odpojení větve nebo generátoru a proveden výpočet ustáleného chodu soustavy zpravidla i se zahrnutím jalových mezí v PU uzlech. Na základě získaných výsledků v podobě komplexních uzlových napětí potom můžeme dopočítat větvové toky a vyhodnotit tak případná přetížení linek či porušení napěťových mezí v uzlech.

5.1.1 Modelování výpadku zdroje

V případě modelování kontingence zdroje pracujícího do uzlu i se v modelu nastaví u daného generátoru hodnota dodávaného činného výkonu P_g na nulu a typ uzlu se přepne na PQ. O velikost činného výkonu, kterou před kontingencí generátor dodával, se zvýší generovaný výkon v referenčním uzlu. V případě takové kontingence se zvýší tok výkonu linkami spojenými přímo s referenčním uzlem. Pokud se jedná o simulovaný výpadek velkého zdroje, mohou se potom tyto linky po dopočtu větvových toků jevit jako přetížené.

5.1.2 Modelování výpadku větve

Při modelování kontingence větve se vychází ze vztahů uvedených v kapitole 3.2.1. Změna topologie se promítne v admitanční matici, po jejíž úpravě se provede opět výpočet chodu soustavy a kontrola provozních parametrů ostatních větví a uzlů sítě.

Při výpočtech je nutné brát zřetel na uzly, které jsou se zbytkem soustavy propojeny paprskem, tedy pouze jedním vedením. Při odpojení linky spojující tento uzel se soustavou však dojde v uzlu k ostrovnímu provozu a narušení integrity náhradního modelu. Jako řešení se nabízí vyřazení uzlu z náhradního modelu soustavy, což ovšem vyžaduje zásah do struktury admitanční matice a to není z výpočetního hlediska příliš výhodné. Snadnějším způsobem, jak simulovat výpadek dané větve, tedy nulový tok výkonu danou linkou, je nastavit uzel na typ PQ a hodnoty generovaného a spotřebovaného P a Q v uzlu na hodnotu nula. Tím zůstane integrita modelu neporušena a větví, spojující ostrov se zbytkem soustavy, nepoteče žádný zdánlivý výkon.

Dalšími problémovými linkami jsou ty, které spojují referenční uzel se zbytkem soustavy. Nesmí vzniknout situace, kdy je referenční uzel od zbytku soustavy odpojen. Opět by to vedlo k porušení celistvosti modelu a nemožnosti chod dané soustavy řešit. Na základě provedených simulací jsem zjistil, že i v případě vícenásobného propojení ref. uzlu se zbytkem soustavy, nemusí v případě simulované kontingence jedné z těchto linek numerická metoda nalézt výsledek. Z tohoto důvodu jsem tyto větve ze seznamu kontingencí musel u některých sítí vyřadit.

5.1.3 Vícenásobná kontingence

Výhodou opakovaného výpočtu chodu soustavy je možnost simulace vícenásobných kontingencí – výpadek například dvou a více větví sítě zároveň. V praxi se však ověřuje pouze kritérium $N-1$, tedy výpadek jedné větve. Kontrola na kritérium $N-2$ nebo $N-n$ by byla v obecné rovině, vzhledem k počtu všech různých kombinací, výpočetně velmi náročná. Kontrola na vícenásobnou kontingenci však dává smysl ve chvíli, kdy se vytvoří omezený seznam vícenásobných kontingencí, které historicky již někdy nastaly a mohou mít na soustavu významný negativní vliv, nebo u kontroly vyvedení výkonu z jaderných elektráren, kde je nutné splnit přísnou podmínku $N-2$ (tj. aby výpadek dvou přenosových linek nenarušil chod elektrárny).

5.1.4 Opakovaný výpočet chodu soustavy

Jak již bylo zmíněno, pro simulaci výpadku prvku soustavy upravíme parametry modelu, provedeme výpočet chodu soustavy a vyhodnotíme provozní parametry. Abychom však mohli

získané hodnoty toků výkonů a uzlových napětí vyhodnotit, musíme mít k dispozici hodnoty pro porovnání. Součástí vstupních dat jsou u uzlů známé hodnoty velikostí dolní a horní meze uzlových napětí, u přenosových linek maximální proudová zatížitelnost a u transformátorů maximální zdánlivý výkon. Spolu s přípravou mezních hodnot provozních parametrů je praktické před samotnou kontingenční analýzou spočítat chod soustavy v původním stavu bez výpadku a data si uložit pro možnost pozdějšího porovnání s hodnotami stavů po kontingenci. Z tohoto výpočtu lze použít i získaná komplexní uzlová napětí, která se nastaví jako startovní hodnoty při opakovaném výpočtu chodu soustavy. Vliv zpřesnění startovních hodnot pro NR metodu je znázorněn v Tabulce 5.1.4-1:

Tabulka 5.1.4-1 – snížení počtu iterací NR zpřesněním U_{start}

	počet simul. kontingencí	NR iterací bez zpřesnění	NR iterací se zpřesněním	snížení počtu iterací o
IEEE 14	15	71	67	5,63%
IEEE 57	74	339	318	6,19%
IEEE 145	369	2667	1583	40,64%
IEEE 300	296	1955	1630	16,62%
EPS 734	821	3289	2918	11,28%

V tabulce je uveden součet počtu iterací z dílčích výpočtů chodu soustavy. Jak je vidět z výsledků, účinnost, kterou má zpřesnění startovních hodnot, se pro jednotlivé sítě velmi liší. Záleží totiž velmi na faktu, zda se jedná o silně nebo slabě zatíženou soustavu, na topologii sítě respektive počtu paralelních linek. Obecně však lze říci, že se tato technika ukazuje jako účinný způsob, jak snížit celkový počet iterací při kontingenční analýze opakovaným výpočtem chodu soustavy.

Při provádění kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy dříve nebo později narazíme na stavy sítě, u kterých numerická metoda i přes aplikaci stabilizačních algoritmů nenalezne řešení, což je jedna ze zásadních nevýhod tohoto postupu. Dalším problémem je výpočetní čas potřebný pro nalezení řešení – roste úměrně s počtem uzlů sítě a počtem kontingencí. Pro velké soustavy s tisíci uzly a tisíci řešenými kontingencemi je provedení analýzy již otázkou jednotek minut.

V následující tabulce jsem shrnul poznatky získané na základě kontingenční analýzy různě velkých sítí. Provedl jsem porovnání úspěšnosti nalezení výsledku a rychlosti výpočtu při použití NR a FD metody. Do seznamu kontingencí jsem v této simulaci zahrnul pouze větve soustavy.

Tabulka 5.1.4-2 – porovnání NR a FD metody

	počet kontingencí	nevyřešených kontingencí	čas [s] *	čas [s] na vyřešení 1 kontingence *	FD rychlejší než NR o
IEEE 14 – NR	15	0	0,5508	0,0367	69,95%
IEEE 14 – FD		0	0,1655	0,0110	
IEEE 57 – NR	75	1	2,7887	0,0377	71,29%
IEEE 57 – FD		1	0,8005	0,0108	
IEEE 145 – NR	440	10	14,3347	0,0333	59,19%
IEEE 145 – FD		11	5,8496	0,0136	
IEEE 300 – NR	342	46	15,3366	0,0518	67,85%
IEEE 300 – FD		36	4,9300	0,0161	
EPS 734 – NR	837	16	39,4828	0,0481	57,16%
EPS 734 – FD		15	16,9150	0,0206	
EPS 2736 – NR	2783	148	613,8295	0,2330	74,24%
EPS 2736 – FD		148	158,1282	0,0600	

Z uvedených výsledků vyplývá, že čas kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy silně závisí na počtu kontingencí i rozsahu sítě. Časové náklady na jeden výpočet chodu soustavy se s rostoucím počtem uzlů sítě zvyšují zejména u NR metody. U největší sítě trvá NR metodě kontingenční analýza 10 minut. FD metodě stejný výpočet zabere 2,6 minuty, což je časová úspora 74 %. I u ostatních sítí se tato časová úspora pohybuje od 57 % do 71 %.

Seznam nevyřešených kontingencí se u většiny sítí pro obě metody příliš neliší. Pouze u některých sítí se FD jeví jako numericky stabilnější a výsledku dosáhne ve větším počtu případů.

5.2 Kontingenční analýza pomocí citlivostních faktorů

Jak vyplývá z předchozí kapitoly, kontingenční analýza opakovaným výpočtem chodu soustavy je pro rozsáhlé sítě s velkým počtem simulovaných výpadků (řádově tisíce) výpočetně poměrně složitou úlohou. Jednou z nejjednodušších cest, jak provést rychlý výpočet možných přetížení větví sítě, je použití citlivostních faktorů.

Tyto faktory vyjadřují přibližnou změnu větvového toku při změně generovaného výkonu nebo výpadku některé z větví. Jejich výpočet je odvozen na základě řešení DC obvodů. Podle druhu modelovaného výpadku rozdělujeme faktory na základní dva typy – *GSF* (*Generation Shift Factor*) a *LODF* (*Line Outage Distribution Factor*).

5.2.1 Modelování výpadku zdroje

Při modelování výpadku zdroje pomocí citlivostních faktorů použijeme *GSF* (*Generation*

Shift Factor). Ten vyjadřuje změnu toku ve větvi l při změně generovaného výkonu v uzlu i a lze jej vyjádřit jako:

$$GSF_l^i = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_i}, \text{ kde:} \quad (5.2.1-1)$$

ΔP_l - změna velikosti činného výkonu ve větvi l při změně ΔP_i ,

ΔP_i - velikost změny generovaného činného výkonu v uzlu i .

Změna velikosti ΔP_i je kompenzována opačnou změnou velikosti generovaného činného výkonu v referenčním uzlu, zatímco výkon ostatních generátorů se nezmění. Pokud generátor před výpadkem vyráběl P_i^0 , tak po jeho kontingenci dojde v uzlu i ke změně o ΔP_i .

$$\Delta P_i = -P_i^0 \quad (5.2.1-2)$$

Tok výkonu ve větvi l po výpadku generátoru v uzlu i potom spočítáme snadno jako:

$$P_l = P_l^0 + GSF_l^i \Delta P_i, \text{ kde} \quad (5.2.1-3)$$

P_l^0 - tok v lince l před výpadkem.

Znalost GSF se dá rovněž použít při redispečinku, kdy potřebujeme odhadnout, jaký bude mít vliv změna výkonu zdroje na tok v jednotlivých větvích sítě.

5.2.2 Modelování výpadku větve

Při modelování výpadku větve pomocí citlivostních faktorů použijeme $LODF$ (*Line Outage Distribution Factor*), který vyjadřuje vliv výpadku větve k na větve l :

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta P_{l,k}}{P_k^0}, \text{ kde:} \quad (5.2.2-1)$$

$\Delta P_{l,k}$ - změna činného výkonu ve větvi l po výpadku větve k ,

P_k^0 - činný výkon ve větvi k před výpadkem.

Nový tok větví l po výpadku k se spočítá podle vztahu:

$$P_l = P_l^0 + LODF_{l,k} P_k^0, \text{ kde:} \quad (5.2.2-2)$$

P_l^0 - tok v lince l před výpadkem,

P_k^0 - tok v lince k před výpadkem.

Znalost těchto faktorů se dá použít například i při rekonfiguraci sítě, kdy je nutné odhadnout dopad zapnutí či vypnutí jedné z linek na ostatní větve sítě.

5.2.3 Distribuční faktory PTDF

Citlivostní faktory lze vypočítat na základě kontingenční analýzy opakovaným výpočtem

chodu soustavy. Při simulovaném výpadku zdroje či větve jsou dopočítány výkony ve zbylých větvích a na základě vztahů (5.2.1-1) a (5.2.2-1) vyčíslíme faktory GSF a $LODF$, které si uložíme.

Při použití opakovaného výpočtu chodu soustavy však nemáme u některých stavů sítě zaručeno dosažení výsledku. Pokud bychom se chtěli alespoň částečně vyhnout použití numerických metod pro řešení chodu soustavy, můžeme citlivostní faktory vypočítat pomocí distribučních faktorů $PTDF$ (*Power Transfer Distribution Factor*).

5.2.3.1 Výpočet PTDF

$PTDF$ je v podstatě ekvivalentem faktoru GSF . O použití distribučních faktorů se lze dočíst například v literatuře [9]. Vyjadřují citlivost změny toku činného výkonu větví l při dodatečné injekci 1 MW do uzlu i :

$$PTDF_l^i = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_i}, \text{ kde:} \quad (5.2.3.1-1)$$

ΔP_l - změna velikosti činného výkonu ve větvi l při změně ΔP_i o 1 MW,

ΔP_i - změna generovaného činného výkonu v uzlu i (1 MW).

Způsob, jak zjistit změnu velikosti větvového toku ΔP_l , vychází principiálně také z řešení chodu soustavy, ale v tomto případě stačí vypočítat chod soustavy pouze jednou pro základní stav. Tok v lince l v základním stavu si označíme jako P_l^0 . Jak se na velikost tohoto toku promítne změna výkonu v uzlu i o 1 MW, lze spočítat řešením soustavy rovnic:

$$\begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J]' \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}, \text{ kde:} \quad (5.2.3.1-2)$$

$\Delta \vartheta$, ΔV - vektory přírůstku úhlu respektive velikosti napětí,

ΔP , ΔQ - vektory změny velikosti činného respektive jalového výkonu,

J - Jacobiho matice získaná již při výpočtu chodu soustavy v základním stavu.

Na pravé straně rovnice budou vektory ΔP , ΔQ nulové. Pouze na pozici prvku odpovídajícímu indexu uzlu i ve vektoru ΔP bude jednička ($\Delta P_i = 1$). Po vyřešení soustavy rovnic obdržíme přírůstky $\Delta \vartheta$, ΔV , kterými aktualizujeme komplexní uzlová napětí získaná z výpočtu základního stavu a provedeme dopočet výkonů. Činný výkon linkou l získaný tímto dopočtem si označíme jako P_l^i . Distribuční faktor potom vypočítáme snadno jako:

$$PTDF_l^i = \frac{P_l^0 - P_l^i}{\Delta P_i} \quad (5.2.3.1-3)$$

5.2.3.2 Modelování transferu mezi dvěma uzly

Modelování transferu činného výkonu mezi dvěma uzly je naznačeno již v rovnici (5.2.3.1-1), kde jsme hledali, jak se promítne dodatečná injekce 1 MW do uzlu i na tok linkou l . Zde se jednalo o vyšetření transferu mezi uzlem i a referenčním uzlem, neboť dodatečná injekce do uzlu i se projeví opačnou změnou generovaného výkonu v referenčním uzlu. Jinak řečeno, distribuční faktor $PTDF_l^i$ dává informaci o tom, jakým dílem se linka l podílí na transferu činného výkonu mezi uzlem i a referenčním uzlem.

Pokud bychom chtěli vyšetřit transfer obecně mezi dvěma uzly i a j , můžeme tak učinit řešením rovnice (5.2.3.1-2), kde vektory ΔP , ΔQ budou opět nulové. Pouze ve vektoru ΔP bude na pozici i hodnota jedna ($\Delta P_i = 1$) a na pozici j minus jedna ($\Delta P_j = -1$). Jako výsledek řešení soustavy rovnic opět obdržíme přírůstky $\Delta \theta$, ΔV , kterými aktualizujeme komplexní uzlová napětí získaná z výpočtu základního stavu a provedeme dopočet výkonů. Distribuční faktor se spočítá jako:

$$PTDF_l^{i,j} = \frac{P_l^0 - P_l^{i,j}}{\Delta P_{i,j}}, \text{ kde:} \quad (5.2.3.2-1)$$

P_l^0 - tok v lince l v základním stavu,

$P_l^{i,j}$ - tok v lince l po vyšetření transferu mezi uzly i a j ,

$\Delta P_{i,j}$ - velikost změny generovaného činného výkonu v uzlech i a j (1 MW).

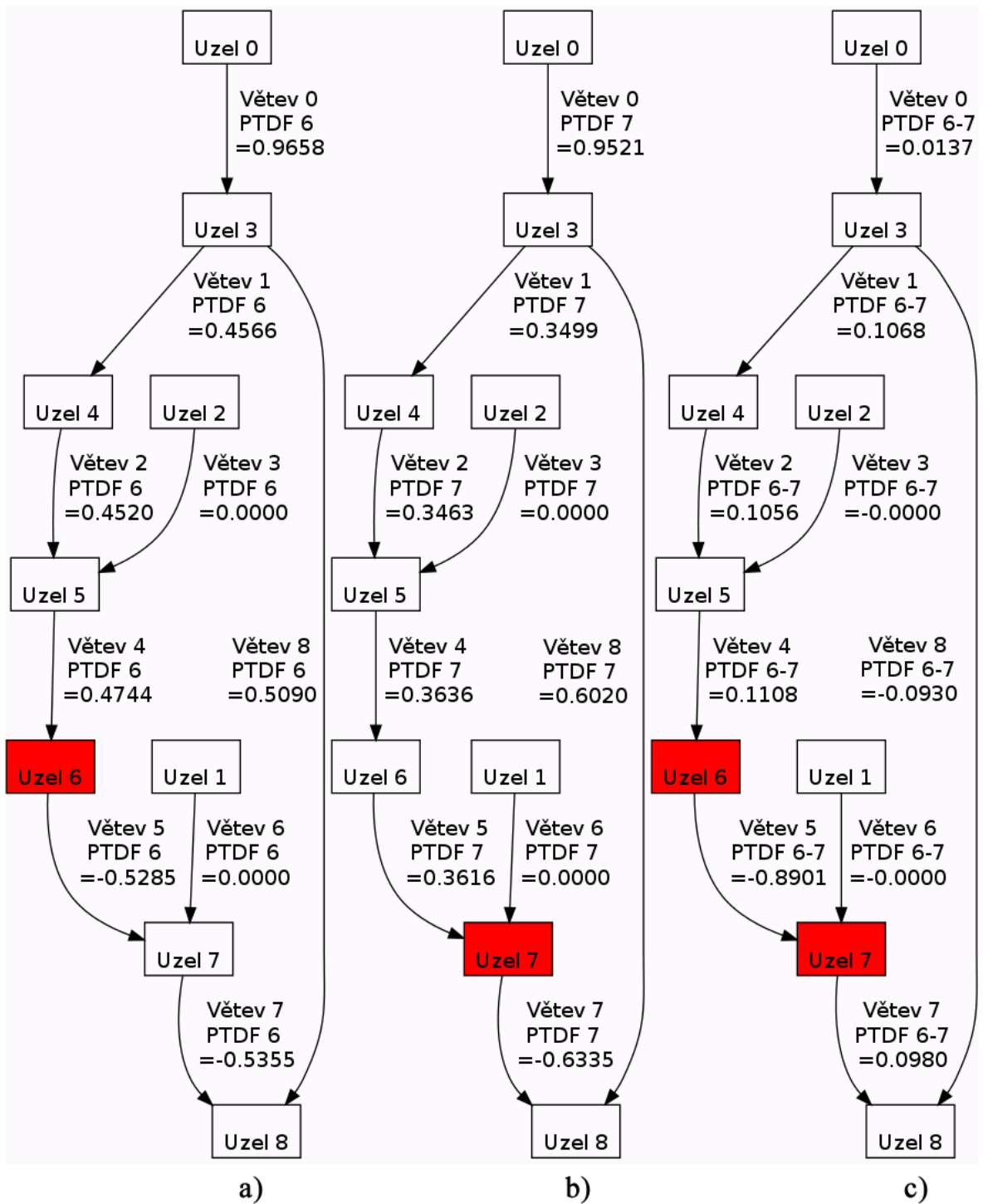
Realizovat však výpočet $PTDF$ tímto způsobem by bylo neefektivní, protože se musí vyřešit soustava rovnic pro každý pár uzlů, mezi jimiž chceme transfer vyšetřit.

Mnohem efektivnější je, spočítat si pro každý uzel transfer mezi ním a referenčním uzlem tak, jak je uvedeno ve vztahu (5.2.3.1-1). Jak se bude linka l podílet na transferu výkonu mezi uzly i a j , lze potom snadno dopočítat podle vztahu:

$$PTDF_l^{i,j} = PTDF_l^i - PTDF_l^j, \quad (5.2.3.2-2)$$

přičemž obdržíme stejný výsledek jako v (5.2.3.2-1).

Ukázka vyčíslení distribučních faktorů pro transfer mezi dvěma uzly soustavy je znázorněna na Obrázku 5.2.3.2-1. Jedná se o malou 9-uzlovou síť, u které vyšetřujeme transfer mezi uzly 6 a 7. Vyčíslením $PTDF$ pro všechny linky při transferu činného výkonu mezi uzly 6 a 7 lze vypočítat $LODF$ při výpadku větve 5 spojující tyto dva uzly.



Obrázek 5.2.3.2-1 – výpočet PTDF pro transfer činného výkonu mezi uzly 6 - 7

- vyčíslení distribučních faktorů pro transfer mezi uzlem 6 a ref. uzlem
- vyčíslení distribučních faktorů pro transfer mezi uzlem 7 a ref. uzlem
- vyčíslení distribučních faktorů pro transfer mezi uzlem 6 a 7

$$PTDF_i^{6,7} = PTDF_i^6 - PTDF_i^7$$

5.2.3.3 Výpočet citlivostních faktorů LODF pomocí PTDF

Pomocí distribučních faktorů PTDF vypočítaných pro transfer mezi uzly i a j lze velmi snadno vypočítat i faktory $LODF$ citlivosti větví na výpadek linky l mezi těmito uzly připojené:

$$LODF_{l,k} = \frac{PTDF_l^{i,j}}{1 - PTDF_k^{i,j}}, \text{ kde:} \quad (5.2.3.3-1)$$

$PTDF_l^{i,j}$ - distribuční faktor linky l , vypočítaný pro transfer mezi uzly i a j ,

$PTDF_k^{i,j}$ - distribučních faktor linky k , která je přímo mezi uzly i a j připojena.

Ukázka kontingence větve

Pro příklad znázorněný na Obrázku 5.2.3.2-1, kde jsou vyčísleny $PTDF$ pro transfer činného výkonu mezi uzly 6 a 7 spočítáme citlivostní faktory na výpadek větve 5, která je mezi těmito dvěma uzly připojena.

Jelikož uvažujeme u činného výkonu i směr jeho toku, je nutné počítat i se znaménky. Při dosazení do vztahu (5.2.3.3-1) je nutné, aby distribuční faktor ve jmenovateli byl kladný. V našem případě, kdy má distribuční faktor linky 5 mezi uzly 6 a 7 záporné znaménko, musíme uvažovat opačný směr transferu a to z uzlu 7 do uzlu 6, což bude mít za následek přehození znaménka u všech $PTDF$.

Výpočet citlivostních faktorů pro větve 4 a 8 při výpadku větve 5:

$$LODF_{4,5} = \frac{-0,1108}{1 - 0,8901} = -1,0081 ,$$

$$LODF_{8,5} = \frac{0,0930}{1 - 0,8901} = 0,8462 .$$

Před kontingencí tekli linkami 4, 5, 8 výkon $P_4^0 = 0,2411 \text{ pu}$, $P_5^0 = -0,7599 \text{ pu}$, $P_8^0 = 0,4123 \text{ pu}$, který byl spočítán na základě výpočtu chodu soustavy v základním stavu.

Na základě vztahu (5.2.2-2) provedeme dopočet činných výkonů v linkách 4 a 8 po kontingenci:

$$P_4 = P_4^0 + LODF_{4,5} P_5^0 = 0,2411 + (-0,7599) \cdot (-1,0081) = 1,0071 \text{ pu} ,$$

$$P_8 = P_8^0 + LODF_{8,5} P_5^0 = 0,4123 + (-0,7599) \cdot 0,8462 = -0,2307 \text{ pu} .$$

Z uvedeného výpočtu vyplývá, že po výpadku větve 5 by se zvýšil tok činného výkonu linkou 4 o 0,766 pu. Zatížení linky 8 by kleslo o 0,1816 pu a výkon by zde tekli opačným směrem než v základním stavu.

Pokud bychom hodnoty výkonů po kontingenci linky 5 získali pomocí řešení chodu soustavy, obdrželi bychom výsledky $P_4 = 1,0144 \text{ pu}$, $P_8 = -0,2873 \text{ pu}$. Z toho vyplývá, že

metoda, s použitím *LODF* vypočítaných pomocí distribučních faktorů, dává pouze přibližnou informaci o přetížení linek. Přesnější výsledky bychom dostali vyčíslením *LODF* jako produktu kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy podle obecného vztahu (5.2.2-1) s tím, že pro nevyřešené stavy sítě by se potom provedl dopočet pomocí distribučních faktorů.

Ukázka kontingence generátoru

Pro síť na Obrázku 5.2.3.2-1 budeme uvažovat výpadek generátoru o výkonu 85 MW (0,85 pu) umístěného v uzlu 2. Pro zjištění faktorů GSF_i^2 respektive $PTDF_i^2$ dostaneme po vyšetření transferu mezi uzlem 2 a referenčním uzlem následující hodnoty.

Tabulka 5.2.3.3-1 – vyčíslení $PTDF_i^2$

větev	0	1	2	3	4	5	6	7	8
$PTDF_i^2$	-0,9607	-0,5932	-0,5871	1	0,3837	0,3816	0	0,3866	-0,3673

Pokud budeme zkoumat vliv výpadku generátoru opět na tok činného výkonu ve větvích 4 a 8, dostaneme výsledek dosazením do vztahu (5.2.1-3). Změna výkonu v uzlu i ΔP_i bude rovna hodnotě $-0,85$, což odpovídá výpadku generátoru o výkonu 85 MW v uzlu 2.

$$P_4 = P_4^0 + PTDF_4^2 \Delta P_2 = 0,2411 + 0,3837 \cdot (-0,85) = -0,0850 \text{ pu}$$

$$P_8 = P_8^0 + PTDF_8^2 \Delta P_2 = 0,4123 + (-0,3673) \cdot (-0,85) = 0,7245 \text{ pu}$$

Provedením kontingenční analýzy pomocí výpočtu chodu soustavy bychom získali hodnoty výkonů po kontingenci $P_4 = -0,0857 \text{ pu}$, $P_8 = 0,7324 \text{ pu}$. I zde je patrný rozdíl v získaných hodnotách, ale pro přibližný výpočet je uvedený postup dostačující.

5.2.4 Rychlost kontingenční analýzy pomocí *LODF*

Doba, kterou zabere kontingenční analýza pomocí citlivostních faktorů *LODF*, silně závisí na metodě, kterou použijeme pro jejich výpočet. Významné časové úspory dosáhneme, pokud již máme hodnoty těchto faktorů připraveny. Při vyčíslení *LODF* pomocí opakovaného řešení chodu soustavy bychom při měření obdrželi časy podobné jako v Tabulce 5.1.4-2. Pro porovnání jsou v následující tabulce uvedeny časy kontingenční analýzy s vyčíslením *LODF* pomocí *PTDF*. Je zde uveden celkový čas na kontingenční analýzu včetně výpočtu *LODF*. Ve čtvrtém sloupci jsou hodnoty časů na vyčíslení *LODF* vyděleny počtem kontingencí. V posledním pátém sloupci je potom uveden čas, který zabrala kontingenční analýza v případě předem připravených *LODF*.

Tabulka 5.2.4-1 – čas kontingenční analýzy pomocí LODF

	počet kontingencí	celkový čas [s]	čas na vyčíslení LODF [s]	čas na vyčíslení LODF pro 1 kontingenci	čas na analýzu [s]
IEEE 14	15	0,0671	0,0324	0,0022	0,0347
IEEE 57	74	0,1869	0,1439	0,0019	0,0430
IEEE 145	430	1,5005	1,4356	0,0033	0,0649
IEEE 300	296	1,1856	1,0689	0,0036	0,1167
EPS 736	821	6,8826	6,4626	0,0079	0,4200
EPS 2736	2635	68,1164	64,4388	0,0245	3,6776

Ze změřených hodnot vyplývá, že časově nejnáročnější operací je vyčíslení *LODF* pomocí distribučních faktorů. Samotný výpočet analýzy je již velmi rychlý. Při skutečném nasazení těchto výpočetních metod by stačilo *LODF* přepočítat pouze při výrazné změně výkonových poměrů v síti nebo změně její topologie a při analýze použít již předem vyčíslené hodnoty citlivostních faktorů. Ze čtvrtého sloupce vyplývá, že s velikostí sítě se zvětšují i časové nároky na vyčíslení sady hodnot *LODF* pro jednu kontingenci.

5.3 Porovnání výpočetních metod pro kontingenční analýzu

Následující kapitola je věnována vzájemnému porovnání metod pro provádění kontingenční analýzy z hlediska času výpočtu.

V případě české přenosové soustavy, kdy se simuluje okolo jednoho sta kontingencí pro náhradní model s přibližně jedním tisícem uzlů, je možno analýzu velmi pohodlně provádět opakovaným výpočtem chodu soustavy. Ačkoliv jsem tento model neměl k dispozici, lze například na základě Tabulky 5.1.4-2 odhadnout, že by čas výpočtu i pomocí mnou vytvořeného softwaru nepřesáhl hranici deseti vteřin. Jelikož se analýza provádí každou minutu, byl by čas výpočtu pro takto rozsáhlou síť dostačující.

Pro obecně rozsáhlou soustavu s řádově tisíci uzly a tisíci kontingencemi se čas na provedení analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy zvyšuje a může trvat i jednotky až desítky minut. Na základě konzultace s týmem doc. Janečka z KKY FAV ZČU se mi podařilo zjistit, že v případě celoevropského modelu PS se jedná o soustavu s přibližně 14000 uzly, ve které by se řešilo okolo 11200 kontingencí. Pokud z takto velkých soustav potřebujeme sledovat určitou část (geografický region), je možné provést redukci modelu na menší zjednodušenou verzi. Rozsah nového zjednodušeného modelu se odvodí od účinků simulovaných kontingencí na daný výřez soustavy. Nemusíme potom uvažovat části soustavy, které na námi zkoumaný výřez nemají z hlediska účinků případných kontingencí velký vliv. Zjednodušeně řečeno nelze očekávat, že například kontingence přenosové linky ve Španělsku

bude mít na českou PS významný dopad. Redukcí náhradního modelu a vyřazením některých kontingencí ze seznamu simulovaných výpadků lze tedy časové nároky na opakovaný výpočet chodu soustavy razantně snížit – podrobněji viz kapitola 5.4.

Při kontingenční analýze pomocí citlivostních faktorů lze získat výsledek podstatně rychleji než v předchozím případě. Problém je s rychlostí vyčíslení *LODF*. Ty lze získat nejnáze jako produkt kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy, kdy se provedou standardní výpočty na modelu při výpadku větve, na základě nichž se vypočtou a uloží *LODF*. Při další analýze již můžeme těchto faktorů využít.

Druhý způsob popsáný v kapitole 5.2.3.3 používá k výpočtu *LODF* distribučních faktorů *PTDF*, jejichž vyčíslení ovšem také vyžaduje řešení soustav lineárních rovnic. Vzhledem k neměnnosti Jacobiho matice ve vztahu (5.2.3.1-2) lze však časově nejnákladnější LU rozklad provést pouze jednou na začátku výpočtu a pro vyšetření transferu mezi jednotlivými uzly a referenčním uzlem řešit již pouze soustavu, u které se mění pravá strana, což čas výrazným způsobem ušetří.

V následující tabulce je shrnutí časů kontingenční analýzy pro různě velké sítě. Jako první je uveden opakovaný výpočet chodu soustavy NR a FD metodou a jako druhá metoda s použitím citlivostních faktorů. Aby bylo možné porovnat časy, vybral jsem množinu kontingencí větví, u kterých FD a NR metoda vždy našly řešení.

Tabulka 5.3-1 – porovnání časů metod kontingenční analýzy

	počet simul. kontingencí	čas NR [s]	čas FD [s]	čas LODF i s vyčíslením [s]	čas LODF pouze analýza [s]
IEEE 14	15	0,5508	0,1655	0,0671	0,0347
IEEE 57	74	2,7887	0,8005	0,1869	0,0430
IEEE 145	430	14,3347	5,8496	1,5005	0,0649
IEEE 300	296	15,3366	4,9300	1,1856	0,1167
EPS 736	821	39,4828	16,9150	6,8826	0,4200
EPS 2736	2635	613,8295	158,1282	68,1164	3,6776
celkem	4271	686,3231	186,7888	77,9391	4,35692

Z uvedených výsledků vyplývá, že pokud bychom brali jako maximální čas pro kontingenční analýzu jednu minutu, šlo by použít všechny uvedené metody pro všechny soustavy s výjimkou EPS 2736. Z hlediska porovnání rychlosti je FD metoda v průměru o 74 % rychlejší než NR. Kontingenční analýza s použitím *LODF* je i při zahrnutí doby potřebné k vyčíslení faktorů (Tabulka 5.3-1 sloupec 4) v průměru o 59 % rychlejší než opakovaným výpočtem chodu soustavy s FD metodou.

Další výhodou *LODF* a *PTDF* je, že lze velmi snadno zjišťovat i následky výpadku zdroje viz druhý příklad v kapitole 5.2.3.3 a možnost jejich použití při hledání nápravných opatření (rekonfigurace a redispečink). Na rozdíl od výpočtu chodu soustavy máme také zaručeno dosažení výsledku. Nevýhodou je nemožnost zjištění porušení napěťových mezí v uzlech a menší dosažená přesnost v případě dopočtu toků činného výkonu po kontingenci.

Při použití v praxi by při výběru metod kontingenční analýzy rozhodoval rozsah sítě a maximální možná doba výpočtu. Při výpočtu do jedné minuty pro síť obsahující okolo jednoho tisíce uzlů s řádově stovkami řešených kontingencí by šlo použít opakovaného výpočtu chodu soustavy. Pro nevyřešené stavy sítě by se potom mohl provést dopočet pomocí *LODF* a distribučních faktorů *PTDF*. U větších sítí s řádově tisíci uzly a tisíci řešenými kontingencemi, kde by výpočet opakovaným řešením chodu soustavy trval již příliš dlouho, lze pro zkrácení doby analýzy použít citlivostních faktorů, které nám dají dostatečnou informaci o potenciálním přetížení linek při výpadku větve sítě nebo generátoru.

5.4 Klasifikace kontingencí

Cílem kontingenční analýzy je provádět simulace výpadků, odhalit a vyhodnotit jejich následky. V případě, že se jedná o velké rozlehlé sítě, můžou být výpočetní a časové nároky poměrně velké. Otázkou však je, zda musí být u takto velkých sítí vyhodnocen potenciální výpadek každé větve a zdroje. Při kontingenční analýze modelových sítí lze pozorovat, že ne každá kontingence má za následek přetížení některé z větví nebo porušení napěťových mezí v uzlech. Pokud bychom ze seznamu kontingencí vyřadili ty, které nemají významný negativní dopad na zbytek soustavy, ušetřili bychom tím čas při další analýze.

Každému výpadku ze seznamu kontingencí můžeme přiřadit takzvaný Performance Index (PI), jehož hodnota vypovídá o závažnosti zkoumané kontingence. [8] Čím větší hodnotu bude index mít, tím závažnější následky bude mít sledovaný výpadek. Seřazením kontingencí podle těchto indexů dostaneme informaci o nejslabších místech soustavy.

Pro hodnocení závažnosti dané kontingence zavádíme dva performance indexy – active power performance index (*PIp*) a reactive power performance index (*PIv*). První jmenovaný hodnotí následky kontingence s ohledem na přetížení větví, druhý potom vliv na překročení mezního napětí v uzlech.

Power performance index se spočítá jako:

$$PIp = \sum_{l=1}^{n_l} \left(\frac{P_l}{P_l^{max}} \right)^{2n}, \text{ kde:} \quad (5.4-1)$$

P_l - činný výkon větví l ,

P_l^{max} - maximální činný výkon větví l ,

n_l - počet větví,

n - násobek exponentu.

Čím větší bude násobek exponentu n , tím větší hodnotu bude mít performance index pro linky, kde byl překročen maximální tok. U nich je totiž poměr P_l ku P_l^{max} větší než jedna a díky tomuto exponentu dojde k výraznému zvětšení hodnoty indexu. V mém případě jsem nechal násobek n jednotkový.

Reactive performance index se spočítá jako:

$$PIV = \sum_{i=1}^{n_b} \left[\frac{2(U_i - U_i^{nom})}{U_i^{max} - U_i^{min}} \right]^2, \text{ kde:} \quad (5.4-2)$$

U_i - napětí v uzlu i ,

U_i^{max} , U_i^{min} - maximální respektive minimální napětí v uzlu i ,

$U_i^{nom} = (U_i^{max} + U_i^{min})/2$,

n_b - počet uzlů.

Z uvedených vztahů je patrné, že pro vyhodnocení performance indexů je nutná znalost maximálního výkonového zatížení větví a napěťových mezí v uzlech, které jsou většinou udržovány na hodnotě 0,95 až 1,05 pu.

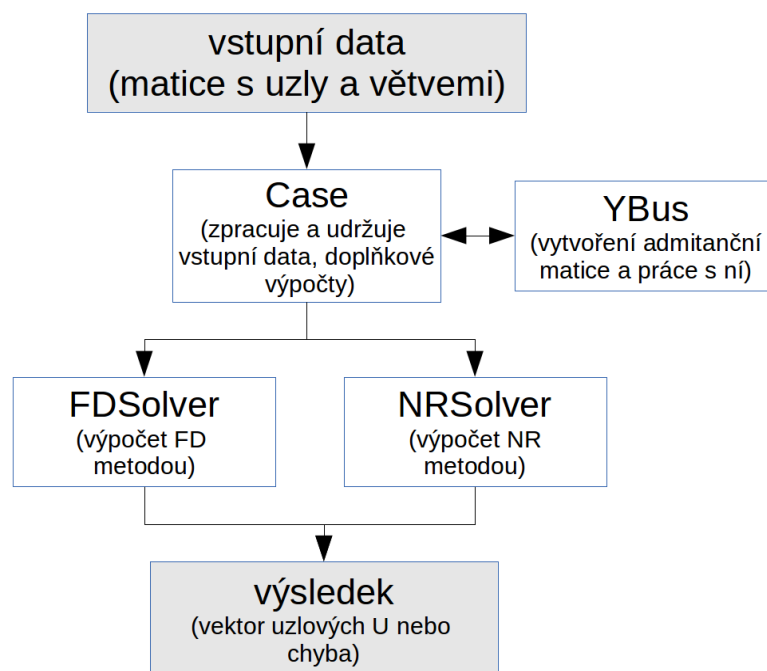
Z důvodu nutnosti vyhodnocení vlivu výpadku jak na uzlová napětí, tak větvové toky, provedeme při vyhodnocení nejslabších míst sítě kontingenční analýzu opakovaným výpočtem chodu soustavy. Po každé simulované kontingenci se pro jednotlivé větve a uzly vypočtou performance indexy, provede se jejich sumace, čímž obdržíme pro každý simulovaný výpadek dvě hodnoty – PIp a PIv , podle kterých seznam kontingencí seřadíme od největší po nejmenší hodnotu.

6 Výpočtový software

Pro realizaci výpočtů zmíněných v předchozích kapitolách jsem vytvořil software, ve kterém jsem implementoval algoritmy pro řešení chodu soustavy, výpočtu citlivostních faktorů a kontingenční analýzy. Jako programovou základnu jsem použil skriptovací jazyk Python, jehož výhodou je svobodná licence umožňující jeho použití na nejrozšířenějších operačních systémech a to zcela zdarma. Pro matematické výpočty jsem použil v rámci Pythonu knihovny NumPy a SciPy, které mimo jiné umožňují snadnou práci s maticemi, řídkými maticemi a lze pomocí nich snadno a rychle řešit velké soustavy lineárních rovnic, což je klíčovým parametrem při implementaci algoritmů pro řešení chodu soustavy. Při vytváření softwaru jsem využil faktu, že jazyk Python je objektově orientovaný. Jednotlivé funkcionality jsem tedy rozdělil do samostatných modulů a objektů. Pro zrychlení výpočtů a snížení paměťových nároků jsem pro práci s řídkými maticemi použil formáty CSR (Compressed Sparse Row) a CSC (Compressed Sparse Column). [12]

6.1 Výpočet chodu soustavy

Výpočet chodu soustavy je základním kamenem celého softwaru a tvoří modul, který můžeme použít samostatně nebo jej začlenit do jiné části aplikace. Vstupní data každé sítě jsou umístěna ve dvou maticích – matice pro uzly *Bus* a pro větve *Branch*. Dále je součástí každého souboru se vstupními daty i údaj o vztažném výkonu *baseMVA*, který má obvykle hodnotu 100 MVA.



Obrázek 6.1-1 – výpočet chodu soustavy

Na Obrázku 6.1-1 je znázorněn postup při výpočtu chodu soustavy, ve kterém může být pro řešení zvolena NR nebo FD metoda.

1. V prvním kroku jsou načteny vstupní data sítě – matice *Bus*, *Branch* a proměnná *baseMVA*.
2. Dále je vytvořena nová instance objektu *Case*, který má za úkol zpracovat vstupní data a udržovat údaje o aktuálním stavu sítě. Admitanční matice je rovněž vyčleněna do samostatného objektu, jehož instance je spolu s dalšími daty reprezentujícími stav sítě uložena v objektu *Case*.
3. Ve třetím kroku vytvoříme instanci objektu, který vyřeší chod soustavy – objekty *NRSolver* nebo *FDSolver*. Těm předáme instanci objektu *Case*, čímž získají údaje o síti, kterou mají řešit. Po zavolání metody *solve* dojde k samotnému výpočtu, po jehož dokončení obdržíme vektor komplexních uzlových napětí. V případě, že výsledek nebyl nalezen, vrací metoda hodnotu *False*.
4. Po obdržení výsledku můžeme ještě provést doplňkové výpočty, jako je dopočtení celkových činných ztrát a větrových toků. Metody pro doplňkové výpočty jsou umístěny ve třídě *Case* a jako parametr přijímají vektor výsledných uzlových napětí.

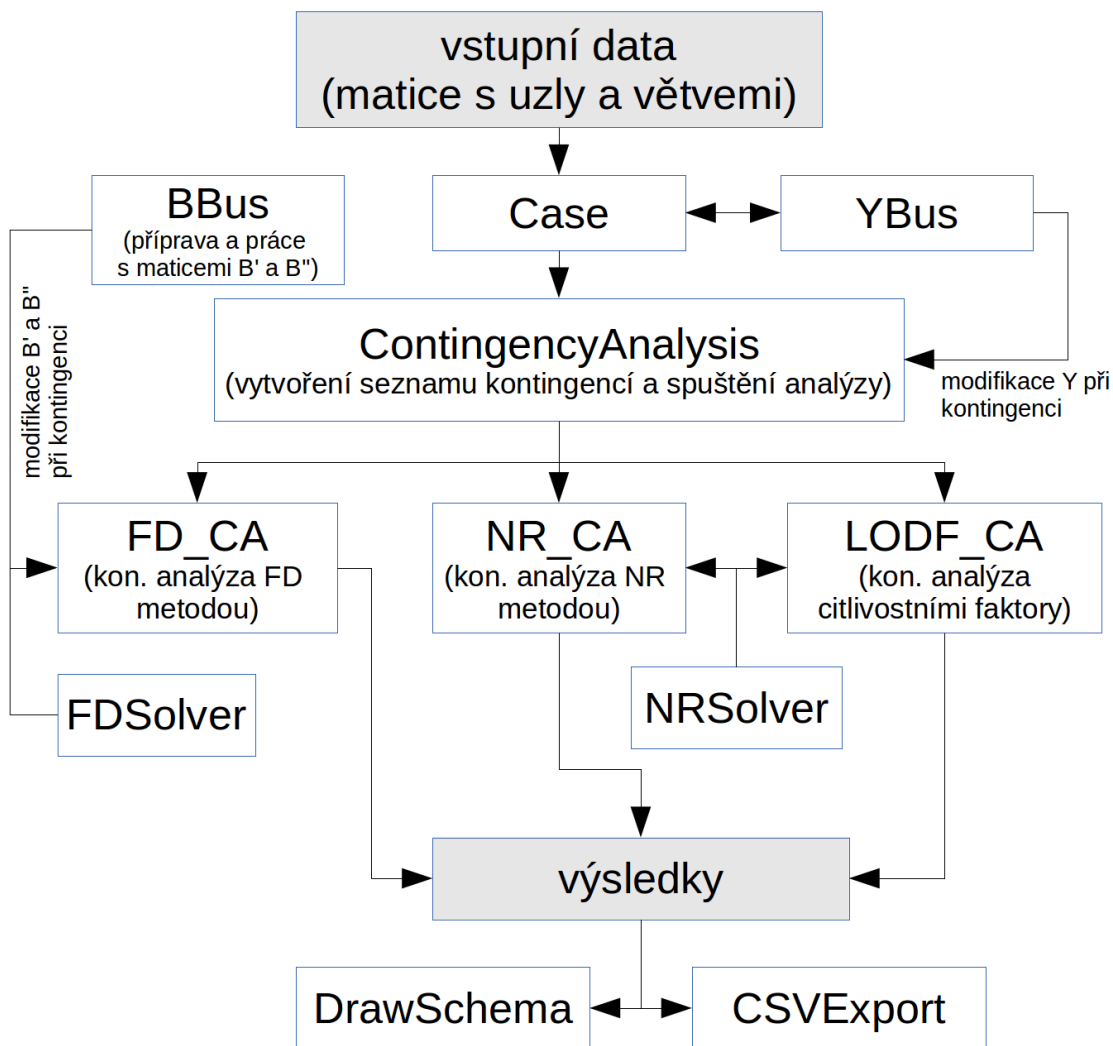
6.2 Kontingenční analýza

Pro kontingenční analýzu lze použít celkem tři druhy výpočtu – opakovaný výpočet chodu soustavy NR nebo FD metodou a pomocí citlivostních faktorů. Pro každý z těchto výpočtů jsem vytvořil samostatnou třídu tak, aby bylo možné výpočet provádět samostatně nebo jej začlenit do jiného programu. Jak jsou jednotlivé objekty provázány je znázorněno na Obrázku 6.2-1.

1. V první části výpočtu je opět nutné načíst vstupní data sítě a předat je nové instanci třídy *Case*, která se rovněž postará o inicializaci objektu *YBus*, který představuje admitanční matici.
2. Pro kontingenční analýzu máme na výběr z celkem tří potomků objektu *ContingencyAnalysis*, které provedou výpočet – *FD_CA* (FD metodou), *NR_CA* (NR metodou), *LODF_CA* (citlivostními faktory). Stačí vytvořit jejich instanci, předat objekt *Case* a zavolat metodu *run*.
3. Po dokončení analýzy obdržíme výsledek ve formě jedné nebo dvou matic. Záleží na tom, zda použitá metoda zvládá vyhodnotit i vliv výpadků na napětí v uzlech. Matice pro větve má rozměry $n_c \times n_l$, kde n_c je počet kontingencí a n_l odpovídá počtu větví. Matice, ve které jsou uloženy hodnoty uzlových napětí po kontingencích, má rozměr

$n_c \times n_b$, kde n_b odpovídá počtu uzlů. Matice mohou být řídké v případě, že nastavíme ukládání hodnot pouze přetížených linek nebo napětí v uzlech, kde byly porušeny jeho meze.

- Získané výsledky můžeme vizualizovat pomocí třídy *DrawSchema* nebo je pomocí třídy *CSVExport* uložit ve formátu CSV, který lze otevřít například pomocí MS Excel.



Obrázek 6.2-1 – členění modulů pro kontingenční analýzu

Z Obrázku 6.2-1 je dále zřejmé, že každá z metod pro kontingenční analýzu je závislá na příslušném objektu pro řešení chodu soustavy (*NRSolver*, *FDSolver*). Ten potřebuje i třída, která provádí výpočet pomocí citlivostních faktorů. Základní stav pro výpočet výkonů je totiž nutné spočítat klasickým výpočtem chodu soustavy. Dále je na uvedeném obrázku znázorněna i provázanost s objekty, které reprezentují admitanční matici (*YBus*) a matice B' a B'' (*Bbus*) pro FD metodu. Ty je totiž v průběhu kontingenční analýzy nutné upravovat a každý z objektům, který uvedené matice reprezentuje, má implementovanou metodu

SimulateContingency, které stačí předat číslo větve a ona vrátí klon matice, kde je daná linka nebo transformátor odpojen.

6.3 Výstup programu

Prezentace obdržených výsledků je možná pomocí grafického výstupu nebo v tabulkovém formátu CSV. Třída *DrawSchema* určená k vykreslování sítí používá knihovnu Graphviz, která je svobodnou platformou pro vykreslování diagramů. Její výhodou je široká paleta konfigurovatelnosti a vykreslení sítě probíhá s ohledem na minimalizaci počtu křížení větví. Při jejím testování jsem dospěl k závěru, že z hlediska přehlednosti a čitelnosti generovaného grafického výstupu dokáže velmi dobře vykreslit zhruba 300-uzlové sítě. S rostoucím rozsahem sítě se samozřejmě přehlednost schématu snižuje. Jak grafický výstup generovaný knihovnou Graphviz vypadá je znázorněno například na Obrázku 5.2.3.2-1, kde jsem vykresloval 9-uzlovou síť s distribučními faktory.

Při výstupu v tabulkovém formátu CSV jsem jako oddělovač sloupců použil znak středníku. Do tabulky se vždy vypíše číslo kontingence a seznam přetížených větví včetně procentuálního zatížení po kontingenci. Pokud sledujeme i vliv kontingencí na uzlová napětí, výpis probíhá stejným způsobem jako v případě větví.

6.4 Ukázka sestavení skriptů

V následující ukázce je naznačeno sestavení skriptu, který provede kontingenční analýzu FD metodou a získaná data uloží ve formátu CSV do souboru.

```
#načtení modulů
from PowerFlow.Case import Case
from ContingencyAnalysis.FD_CA import FD_CA
import Output

#načtení sítě a zpřístupnění proměnné baseMVA, Bus, Branch
execfile("/home/roman/site/py/EPS0057Ipu.py")

#vytvoří instanci třídy Case, která udržuje informace o stavu sítě
case = Case(baseMVA, Bus, Branch)

#vytvoří instance třídy FD_AC, která funguje jako řešič kon. an. FD metodou
analysis = FD_CA(case)

#spustí kontingenční analýzu a do Pca, Vca uloží matice s větvemi a uzly
Pca, Vca = analysis.run()

#uloží výsledek analýzy do souboru 57busCA
Output.CSVExport("57busCA.csv", case, Pca, Vca)
```

Pokud bychom potřebovali provést výpočet chodu soustavy například NR metodou včetně doplňkových výpočtů, stačilo by sestavit skript následujícím způsobem.


```

#načtení modulů
from numpy import abs
from PowerFlow.Case import Case
from PowerFlow.NRSolver import NRSolver
import Output

#načtení sítě a zpřístupnění proměnné baseMVA, Bus, Branch
execfile("/home/roman/site/py/EPS0057Ipu.py")

#vytvoří instanci třídy Case, která udržuje informace o stavu sítě
case = Case(baseMVA, Bus, Branch)

#vytvoří instanci třídy NRSolver, která vyřeší chod soustavy
solver = NRSolver(case)

#povolí zpřesnění start. hodnot pomocí FD metody
solver.fdStab = True

#spustí výpočet a do Vp a i uloží vektor napětí respektive počet iterací
Vp, i = solver.solve()

#provede dopočet celkových činných a jalových ztrát a uloží do dP a dQ
dP, dQ = case.calculateLosses(Vp)

#provede dopočet větvových toků
SFrom, STo = case.calculateBranchMVA(Vp)

#získá údaje o maximální zatížitelnosti větví činným výkonem
Plim = solver.calculateBranchLimit()

#vypočítá procentuální zatížení linek
Ppercent = (abs(SFrom.real) / Plim) * 100

#vykreslí síť s doplněnými hodnotami napětí v uzlech a zatížením větví
Output.DrawSchema("57busPF.png", case, Vp, Ppercent)

```

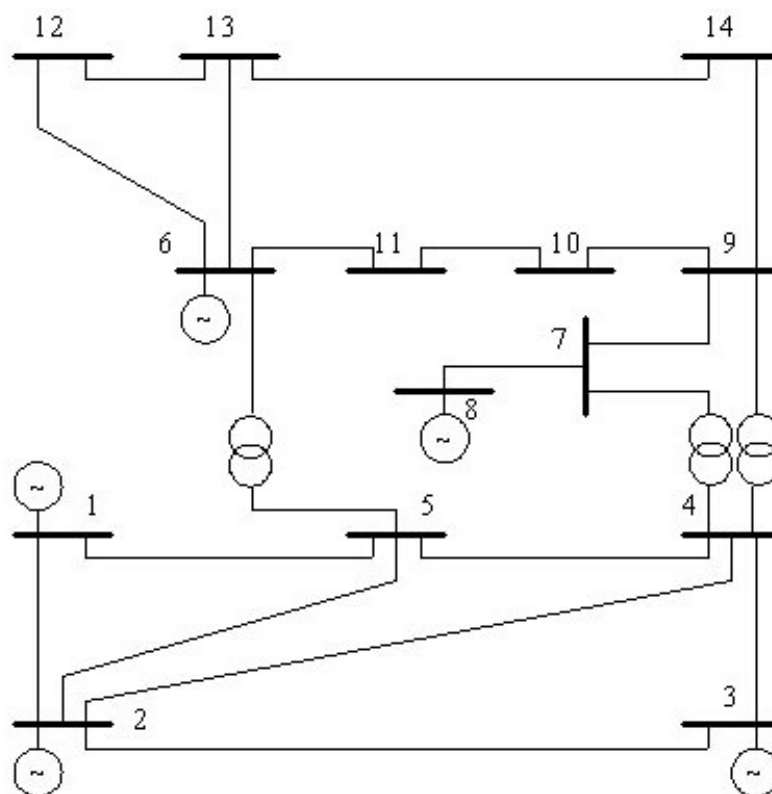
Z uvedeného příkladu plynou výhody modulárního uspořádání aplikace. Pomocí práce s objekty, jejich instancemi a metodami lze jednoduchým způsobem dosáhnout požadovaných výsledků.

Knihovny, které jsem v rámci této práce vytvořil jsou připraveny pro začlenění do rozsáhlejší aplikace. Například pomocí knihovny QT od společnosti Nokia by šlo vytvořit i uživatelské rozhraní k pohodlnějšímu ovládání aplikace.

7 Případové studie

V následující kapitole jsem využil nabytých poznatků o kontingenční analýze a aplikoval je na modelové síť. U každé z nich je provedena identifikace nejslabších míst a vyhodnocení následků nejhorší kontingence, porovnání kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy s citlivostní analýzou a návrh nápravných opatření pro eliminaci nepříznivých účinků nejhorší kontingence. Analýzu jsem prováděl pomocí programu, který jsem vytvořil jako součást této diplomové práce.

7.1 Síť IEEE 14



Obrázek 7.1-1 – schéma sítě IEEE14

V síti IEEE 14 je celkem 1 referenční uzel, 9 PQ uzlů a 4 PU uzly s připojeným generátorem nebo synchronním kompenzátorem. [10] Jednotlivé uzly spojuje celkem 17 vedení a 3 transformátory.

Při kontingenční analýze opakovaným výpočtem chodu soustavy s použitím FD metody vyhodnotíme vliv jednotlivých kontingencí na přetížení ostatních linek, respektive porušení napěťových mezí v uzlech a přiřadíme každé kontingenci performance index (viz kapitola 5.4). To samé zopakujeme i při analýze pomocí citlivostních faktorů $LODF$, u které je ovšem možné vyhodnotit pouze vliv na přetížení linek a vypočítat index PIp .

Tabulka 7.1-1 – tok činného výkonu větvemi v základním stavu, vyčíslení *PIp* a *PIv*

větev	spojuje uzly	P[MW]	PIv FD	PIv FD pořadí	PIp FD	PIp FD pořadí	PIp LODF	PIp LODF pořadí
1	1-2	156,8829	8,0382	16	15,2608	1	22,3639	1
2	1-5	75,5104	8,2383	15	8,9467	4	9,2671	4
3	2-3	73,2376	8,5489	11	12,6831	2	13,8544	2
4	2-5	41,5162	8,8306	9	6,0956	19	6,1916	18
5	2-4	56,1315	8,4465	12	8,2219	5	8,6652	5
6	3-4	23,2857	9,4542	1	5,9031	20	6,0434	19
7	4-5	61,1582	8,2563	13	7,1689	6	7,4838	6
8	4-7	28,0742	9,1699	5	6,5841	13	6,8546	11
9	4-9	16,0798	8,9520	7	6,8580	8	7,0859	7
10	5-6	44,0873	4,4972	20	11,0280	3	11,6744	3
11	6-11	7,3533	7,7971	17	6,7141	10	7,0406	8
12	6-12	7,7861	8,2447	14	6,6732	11	6,7148	13
13	6-13	17,7480	6,9558	19	6,8615	7	6,8977	9
14	7-8	0,0000	9,2265	4	6,4496	18	6,5490	15
15	7-9	28,0742	7,4808	18	6,6343	12	6,8711	10
16	9-10	5,2276	8,8646	8	6,4526	17	6,5409	17
17	9-14	9,4264	9,2345	3	6,7183	9	5,4421	20
18	10-11	3,7853	9,0354	6	6,5491	14	6,7676	12
19	12-13	1,6143	9,2598	2	6,4739	16	6,5531	14
20	13-14	5,6439	8,7784	10	6,5490	15	6,5490	15

V Tabulce 7.1-1 je uveden výčet větví sítě, jejichž výpadky simulujeme, uzly které daná větev spojuje a tok činného výkonu větví v základním stavu. Dále jsou v ní vypočítané performance indexy FD metodou jak pro činný výkon *PIp*, tak napětí *PIv* a citlivostními faktory pouze index *PIp*. Pro přehlednost a snadnější vyhodnocení jsem pro performance indexy přidal sloupec s jejich pořadím a zvýraznil trojici třech nejhorších kontingencí.

Je vidět, že indexy *PIp* obdržené oběma způsoby kontingenční analýzy, se kromě hodnoty pro výpadek větve 1 příliš neliší. Prvních šest nejhorších kontingencí bylo vyhodnoceno shodně. Jedná se o větve jejichž výpadek měl na zbytek soustavy významnější vliv.

Vyhodnocení nejhorších kontingencí

Z uvedených hodnot vyplývá, že z hlediska porušení mezí uzlových napětí je nejhorší kontingence linky 6, která má za následek přetížení v uzlu 7. Na přetížení ostatních linek má nejnepříznivější vliv výpadek linky 1, která spojuje referenční uzel 1 s uzlem 2. Ten způsobí přetížení linky 2 na 274 % a linky 7 na 223 %.

Návrh nápravných opatření

Velké přetížení větví výpadkem vedení 1 je dáno tím, že se v uzlu 1 nachází generátor s

největším výkonem a ostatní zdroje generují minimum činného výkonu (uzel 3) nebo jsou v kompenzátorovém režimu (uzly 3, 6, 8). Takto provozovaná síť nemůže vyhovět kritériu N-1 a je nutné provést preventivní opatření, které zajistí, že i při výpadku větve nedojde k přetížení ostatních linek a transformátorů. Jako nejlepší se ukazuje provedení redispečinku na zdrojích v uzlech 2, 3, 6. Jelikož jsem neznal parametry generátorů umístěných v této síti, řídil jsem se maximálními hodnotami generovaného činného výkonu, které jsou uvedeny u identických IEEE sítí v programu MATPOWER. [6]

Tabulka - 7.1-2 – redispečink zdrojů IEEE 14

uzel	Pg max [MW]	Pg před [MW]	Pg po [MW]
1	332,40	232,39	42,00
2	140,00	40,00	90,00
3	100,00	0,00	80,00
6	100,00	0,00	50,00
8	100,00	0,00	0,00

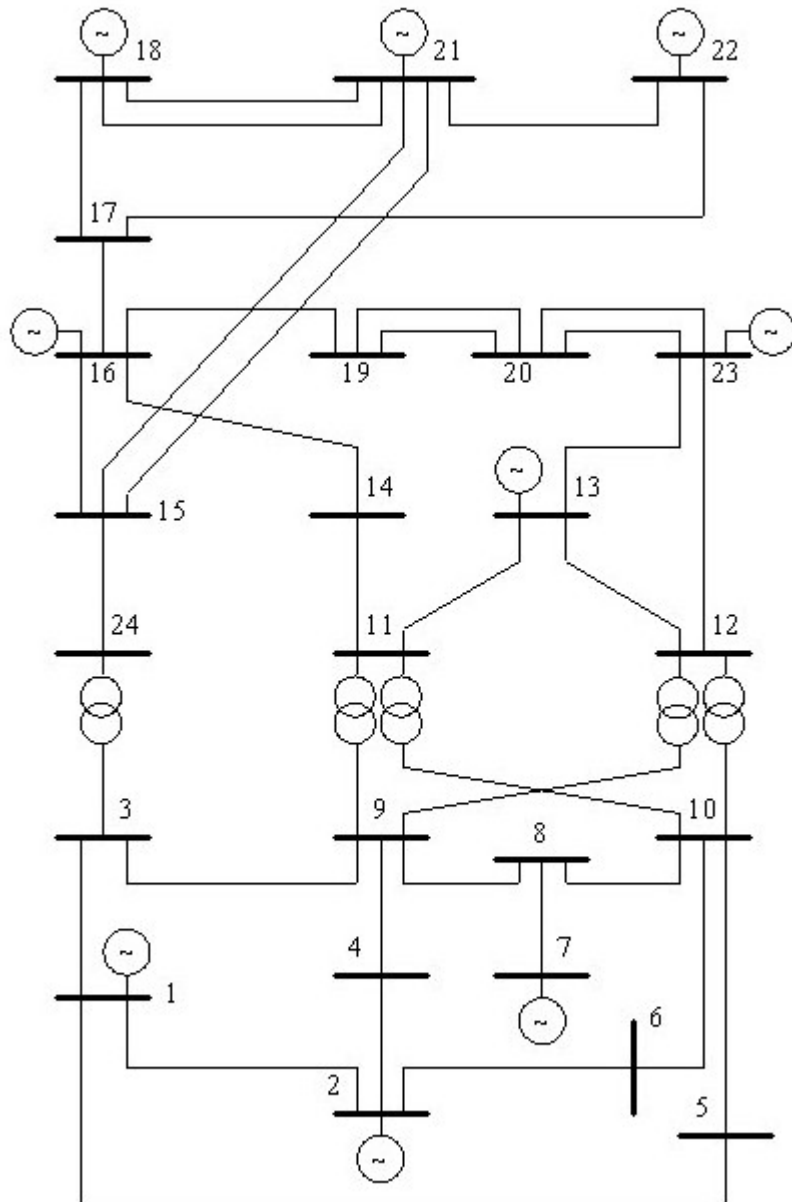
Po redispečinku zdrojů a opětovném provedení kontingenční analýzy zjistíme, že ani jedna simulovaná kontingence nepovede k přetížení ostatních linek. Z toho vyplývá, že provedené opatření mělo příznivý vliv nejen na zkoumaný případ výpadku linky 1, ale díky rovnoměrnějšímu rozložení výkonu v síti také na ostatní linky a následky jejich případných výpadků. Průměrnou hodnotu PIp získanou FD metodou se ze 7,74 podařilo snížit na 2,36. Díky provedenému redispečinku se podstatně snížily i celkové činné ztráty v síti.

Pokud bychom chtěli eliminovat i následky kontingence linky 6, která má za následek přepětí v uzlu 7, stačilo by v uzlu 8 snížit napětí udržované synchronním kompenzátozem z 1,09 pu na hodnotu 1,084 pu. Tímto zásahem se sníží napětí v uzlu 7 pod horní mez, která činí 1,06 pu.

7.2 Síť IEEE 24

V síti IEEE 24 je celkem 1 referenční, 10 PU uzlů a 13 PQ uzlů, které spojuje celkem 33 vedení a 5 transformátorů. [10]

U této soustavy jsem opět provedl analýzu opakovaným výpočtem chodu soustavy a pomocí citlivostních faktorů. Obě metody jsem použil i k vyčíslení indexů PIp , jejichž hodnoty jsou společně s dalšími výstupy vypsány v Tabulce 7.2-1. Z uvedených hodnot je opět patrné, že se hodnoty indexů PIp vyčíslené pomocí obou metod příliš neliší.



Obrázek 7.2-1 – síť IEEE 24

Při kontingenční analýze opakovaným výpočtem chodu soustavy jsem u FD metody použil variantu bez začlenění jalových mezí, abych dosáhl výsledku pro všechny stavy sítě. Při simulovaném výpadku větve 10 se totiž FD metodě s uvažováním jalových mezí nepodařilo nalézt řešení. Při porovnání indexů PIp a PIv pro obě varianty výpočtu FD metodou bychom zjistili, že se jejich hodnoty při zaokrouhlení na 4 desetinná místa neliší.

Tabulka 7.2-1 – tok činného výkonu větvemi v základním stavu, vyčíslení P_lp a P_lv

větev	spojuje uzly	P [MW]	P _l v FD	P _l v FD pořadí	P _l p FD	P _l p FD pořadí	P _l p LODF	P _l p LODF pořadí
1	1-2	11,9399	7,9676	26	4,9642	28	4,9644	28
2	1-3	7,9667	8,4303	8	4,9208	32	4,9212	31
3	1-5	60,0268	7,6867	35	5,1420	18	5,1743	17
4	2-4	38,4358	9,0920	4	5,0747	22	5,0906	20
5	2-6	48,5005	7,7442	34	5,4183	11	5,4578	9
6	3-9	22,8980	8,1411	13	4,9412	29	4,9454	29
7	3-24	211,2063	10,2595	3	7,0054	1	6,9260	2
8	4-9	36,1514	8,0526	16	5,0935	19	5,0929	19
9	5-10	11,7139	7,9911	19	4,9713	24	4,9705	24
10	6-10	88,5923	50,5481	1	5,9381	4	5,5316	7
11	7-8	115,0000	7,9787	22	4,9144	33	4,4558	38
12	8-9	36,9233	7,9697	25	5,0067	23	5,0098	23
13	8-10	21,1944	8,4164	9	4,9676	27	4,9674	27
14	9-11	105,9186	8,4069	10	5,0778	20	5,0717	22
15	9-12	120,4663	8,8542	6	5,2392	16	5,2308	16
16	10-11	151,1769	7,9766	24	5,2798	14	5,2807	14
17	10-12	166,7391	7,8378	33	5,5207	8	5,5146	8
18	11-13	86,1459	8,0832	15	5,0762	21	5,0757	21
19	11-14	171,7731	8,2443	12	5,1566	17	5,1342	18
20	12-13	60,5143	7,9785	23	4,9352	31	4,9332	30
21	12-23	227,7015	8,1017	14	5,7838	6	5,7237	5
22	13-23	225,3026	8,0208	18	5,6044	7	5,5345	6
23	14-16	367,5510	9,0729	5	6,8059	3	6,4276	3
24	15-16	112,3009	8,0438	17	5,2591	15	5,2598	15
25	15-21	214,9193	7,9280	30	5,4417	9	5,4068	11
26	15-21	214,9193	7,9280	30	5,4417	9	5,4068	11
27	15-24	215,5378	14,3030	2	7,0054	1	7,3987	1
28	16-17	322,6765	8,4909	7	5,9107	5	5,7789	4
29	16-19	115,0826	8,3786	11	5,4075	12	5,4173	10
30	17-18	186,9409	7,6017	38	4,9371	30	4,9124	32
31	17-22	139,0883	7,9485	27	5,3730	13	5,3314	13
32	18-21	60,2892	7,9826	20	4,9029	37	4,9017	35
33	18-21	60,2892	7,9826	20	4,9029	37	4,9017	35
34	19-20	33,1750	7,9290	28	4,9103	35	4,9100	33
35	19-20	33,1750	7,9290	28	4,9103	35	4,9100	33
36	20-23	97,2881	7,6610	36	4,9691	25	4,9684	25
37	20-23	97,2881	7,6610	36	4,9691	25	4,9684	25
38	21-22	156,4638	7,8790	32	4,9144	33	4,8742	37

Z Tabulky 7.2-1 vyplývá, že z hlediska přetížení ostatních větví soustavy jsou nejhorší kontingence linek 27, 23 a transformátoru 7. Na porušení napěťových mezí v uzlech má nejhorší vliv výpadek linek 6, 27 a transformátoru 24.

Vyhodnocení nejhorší kontingence

Pokud budeme zkoumat zatížení větví při výpadku linky 27, zjistíme, že se sice jedná o

nejhorší kontingenci z hlediska přetížení, ale za následek má pouze přetížení jediné linky 23 spojující uzly 14 a 16 na hodnotu 100,5 %.

Z hlediska porušení napěťových mezí je v této síti situace komplikovanější. Nejhorší následky má kontingence linky 10 spojující uzly 6 a 10, která způsobí podpětí v uzlu 6 na hodnotu 0,67 pu. Linka 10 je specifická svou velkou příčnou susceptancí, která se u ostatních vedení pohybuje v řádu setin, maximálně desetín pu, zde se však jedná o hodnotu 2,459 pu. Takto vysokou hodnotu susceptance by šlo vysvětlit například sloučením více paralelních linek v přípravě náhradním modelu. Pro eliminaci přepětí v základním stavu je v uzlu 6 instalována tlumivka s hodnotou příčné susceptance $B_{sh} = -1 pu$. Při vyřazení tlumivky z náhradního modelu by se při výpočtu základního stavu objevilo v uzlech 6 a 10 přepětí.

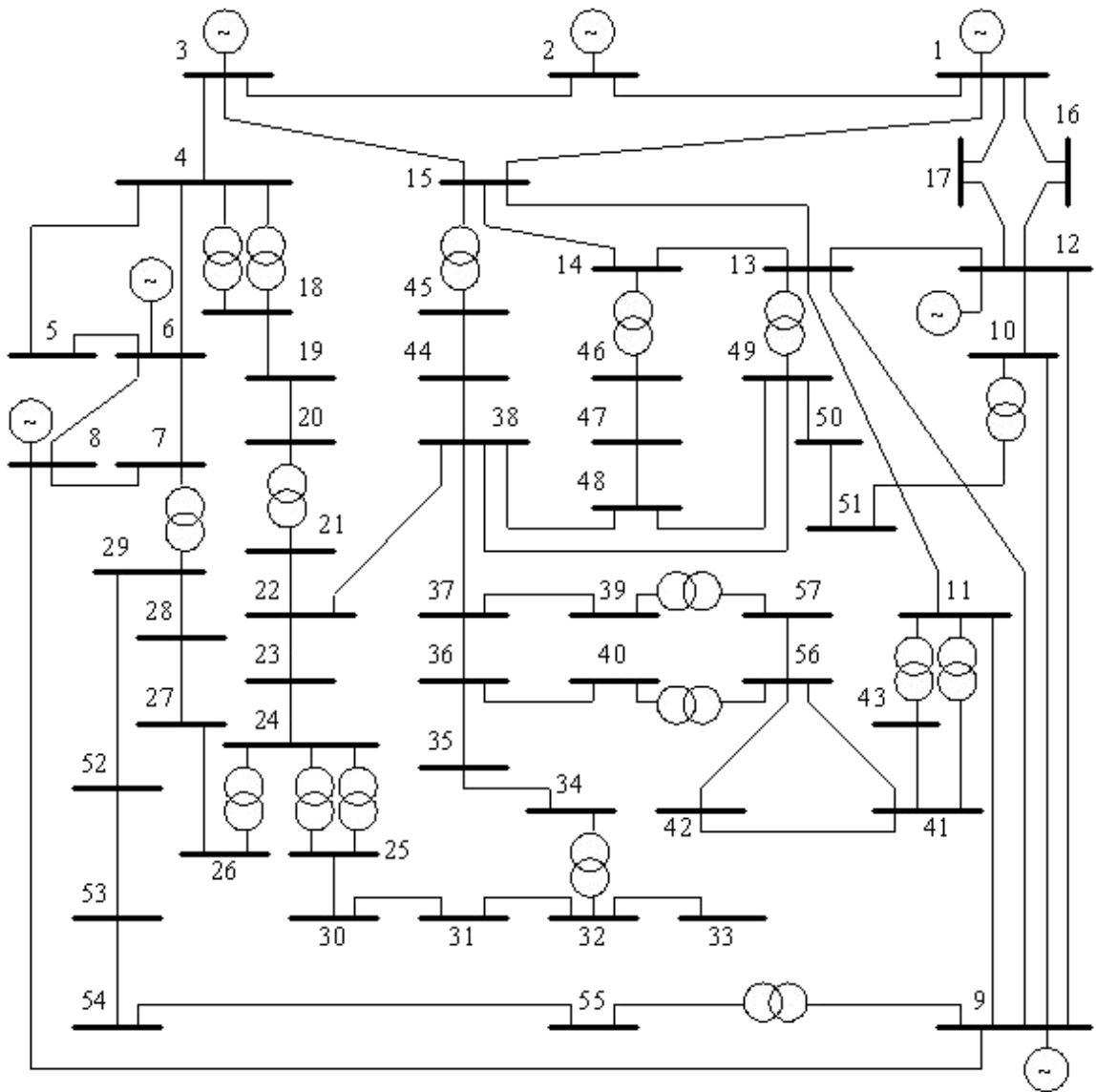
Návrh nápravných opatření

Přetížení větve 23 po kontingenci linky 27 lze vyřešit jednoduchým redispečinkem, kdy snížíme výkon generátoru v uzlu 16 z hodnoty 150 MW na 110 MW. Rozdíl 40 MW bude hradit referenční uzal. Při znovuprovedení kontingenční analýzy nedojde ani v jednom případě k signalizovanému přetížení větví. Tímto preventivním opatřením se tedy podařilo obnovit kritérium N-1 z hlediska přetížení větví.

Pro odstranění následků simulované kontingence linky 10, která způsobí podpětí v uzlu 6, nelze jednoduchým způsobem provést preventivní opatření, díky kterému by nedocházelo k porušení napěťových mezí jak v základním stavu, tak po vzniku kontingence. Můžeme však připravit účinný korektivní zásah, díky kterému se podaří napětí i po kontingenci udržet v požadovaných mezích 0,95 – 1,05 pu. Po vzniku kontingence se v uzlu 6 objeví podpětí 0,67 pu. Odpojením tlumivky, která zde v základním stavu sráží přepětí, dojde ke zvýšení napětí na 0,86 pu. Aby se podařilo dostat napětí do požadovaných mezí, je nutné do uzlu 6 připojit kompenzační člen, který bude dodávat jalový výkon. Pomocí dosazení různých hodnot do modelu soustavy se mi podařilo určit hodnotu příčné susceptance kompenzačního prvku $B_{sh} = 0,63 pu$. Tato hodnota platí pokud bychom potřebovali dostat napětí na jmenovitou hodnotu 1 pu.

7.3 Síť IEEE 57

V síti IEEE 57 je celkem 1 referenční, 6 PU a 50 PQ uzlů, které spojuje celkem 62 vedení a 18 transformátorů. [10]



Obrázek 7.3-1 – schéma sítě IEEE 57

V seznamu kontingencí větví se vyskytuje celkem 80 položek a proto jsem v Tabulce 7.3-1 uvedl pouze ty nejzávažnější z hlediska hodnocení podle velikosti indexů PIp a PIv . Pro stav sítě, kdy bylo v modelu odpojeno vedení spojující uzly 35 a 36, se pomocí výpočtu chodu soustavy nepodařilo nalézt řešení.

Tato síť vykazuje již v základním stavu přetížení celkem tří větví. U dvou z nich se jedná o hodnotu přibližně 103 %, ale vedení spojující uzly 8 a 9 (hladina 135 kV) je zatíženo na 117 %. To lze vysvětlit například nevhodně zvoleným maximálním proudovým zatížením 700 A, které je pro hladinu 135 kV obvyklé, ale například při použití dvojsvazku může být i přes 1000 A. [11]

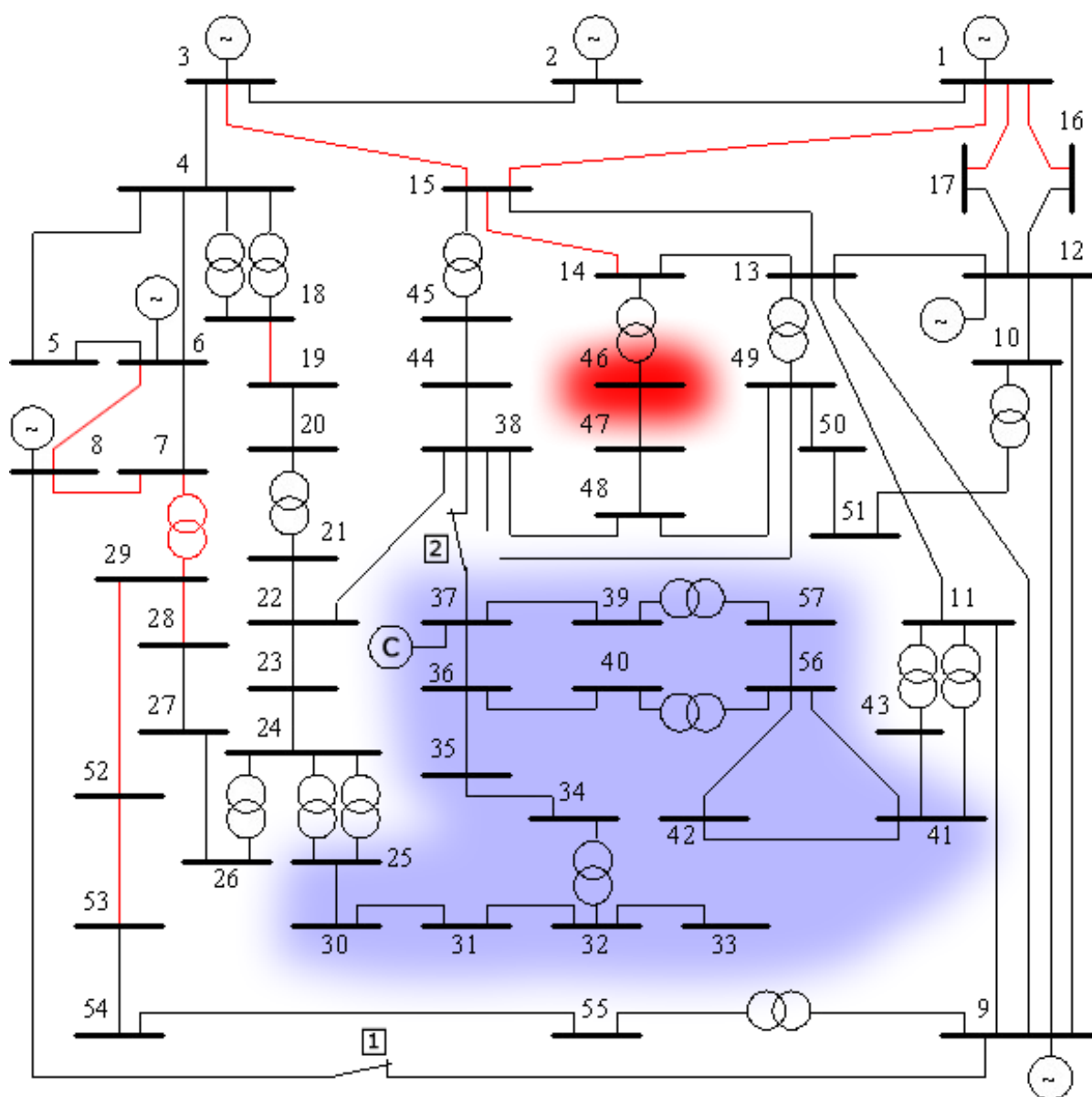
Tabulka 7.3-1 – tok činného výkonu větvemi v základním stavu, vyčíslení *PIp* a *PIv*

větev	spojuje uzly	P[MW]	PIv FD	PIv FD pořadí	PIp FD	PIp FD pořadí	PIp LODF	PIp LODF pořadí
3	3-4	60,2128	13,4686	47	17,8650	12	18,2725	9
8	8-9	178,0287	53,4060	7	33,3610	1	35,8188	1
15	1-15	148,9854	16,6927	26	22,0750	3	22,5944	2
16	1-16	79,2472	12,5316	66	18,8146	5	19,1857	5
17	1-17	93,3428	12,8363	56	19,0615	4	19,5993	4
39	27-28	20,0405	30,5726	10	17,5417	15	17,4675	16
40	28-29	24,9019	53,2894	8	18,7884	6	18,3896	8
41	7-29	60,0908	182,1698	2	24,9466	2	21,5901	3
42	25-30	7,5590	123,6125	4	16,8803	18	17,5057	15
46	34-32	7,4603	100,7889	6	16,4056	27	16,0335	46
47	34-35	7,4603	134,6023	3	16,4080	26	16,5026	27
48	35-36	13,4993	-	-	-	-	18,4557	6
49	36-37	17,0672	101,1519	5	15,7919	60	16,2164	37
50	37-38	21,0486	211,2295	1	15,9646	46	16,0720	44
58	15-45	37,3329	15,7126	30	18,3894	9	18,1324	10
60	46-47	47,8945	28,8542	11	17,5708	13	18,0616	11
65	10-51	29,6429	18,5922	23	18,4838	7	17,9313	12
66	13-49	32,4265	21,4538	18	17,8873	11	17,8395	13
72	44-45	36,5205	16,2016	29	18,3904	8	18,3936	7
80	9-55	18,9331	43,1680	9	18,0966	10	17,6154	14

Z Tabulky 7.3-1 vyplývá, že z hlediska vlivu výpadku větve na přetížení ostatních větví jsou nejhorší kontingence linek 8, 15 a transformátoru 41. Jedná se o větve spojené s elektrárenskými uzly, které v rámci soustavy přenášejí velké množství činného výkonu. Při porovnání indexů *PIp* vyčíslených opakovaným výpočtem chodu soustavy FD metodou a pomocí *LODF* je opět patrný malý rozdíl v obdržovaných hodnotách, který ovlivňuje i rozdíl v pořadí závažnosti kontingencí na druhém a třetím místě. Z hlediska vlivu výpadku větve na porušení napěťových mezí v uzlech jsou nejhorší kontingence linek 50, 47 a transformátoru 41.

Vyhodnocení nejhorší kontingence

Z hlediska přetížení ostatních větví je nejhorším případem výpadek linky 8 spojující uzly 8 a 9. V uzlu 8 se totiž nachází generátor, který vyrábí 450 MW a zdroj v uzlu 9 žádný činný výkon nedodává. Vedení mezi těmito dvěma uzly tedy před kontingencí přenáší 178 MW a jeho výpadek má tedy velmi významný dopad na zbytek soustavy. Na Obrázku 7.3-2 se jedná o stav po vypnutí vypínače 1. Přetížení je zde znázorněno červenou barvou větví.



Obrázek 7.3-2 – následky nejhorsích kontingencí

Tabulka 7.3-2 – následky výpadku větve 8

větev	spojuje uzly	přetížení
7	6-8	116,45 %
15	1-15	107,13 %
16	1-16	107,36 %
17	1-17	122,29 %
18	3-15	121,11 %
22	7-8	189,92 %
28	14-15	113,37 %
29	18-19	113,71 %
40	28-29	129,16 %
41	7-29	196,92 %
67	29-52	133,43 %
68	52-53	110,83 %

Z hlediska vlivu na uzlová napětí je nejhorší kontingence linky 50, kterou představuje na Obrázku 7.3-2 stav po vypnutí vypínače 2. Na témže obrázku je modrou barvou podbarvena oblast, kde v případě zmiňovaného výpadku dojde k výraznému podpětí a červenou barvou podbarven uzel 46, ve kterém dojde k přepětí.

Návrh nápravných opatření

Jako nejsnazší nápravné opatření pro odstranění přetížení se opět nabízí redispečink. Je nutné snížit výkon generátoru v uzlu 8 a tento výkonový deficit upravit zvýšením velikosti činného generovaného výkonu ostatních zdrojů. U sítě s několika zdroji lze nalézt řešení tohoto problému poměrně snadno ručním nastavením výkonu zdrojů v modelu a vyhodnocením tohoto zásahu pomocí opětovného výpočtu chodu soustavy. U větších sítí s více zdroji bychom výsledky obdrželi například řešením úlohy SCOPF - Security Constrained Optimal Power Flow. Ta spočítá chod soustavy jak s uvažováním kritéria N-1, tak i s optimálním rozložením generovaného výkonu mezi zdroje z ekonomického hlediska.

Tabulka 7.3-2 – redispečink

uzel	Pg max [MW]	Pg před [MW]	Pg po [MW]
1	575	478	455
2	100	0	0
3	100	40	80
6	100	0	55
8	550	450	210
9	100	0	90
12	410	310	400

V Tabulce 7.3-2 je uvedena navrhovaná změna výkonu zdrojů tak, aby nedocházelo k přetížení větví v základním stavu ani při vzniku nejhorší kontingence. Tímto korektivním zásahem dojde i ke snížení celkových činných ztrát. Pokud bychom sčítali celkový počet přetížení linek, ke kterému došlo v průběhu kontingenční analýzy, zjistili bychom, že před provedením redispečinku došlo v průběhu výpočtu v vyhodnocení celkem 270 přetížení. Po provedeném korektivním zásahu se tento počet podařilo snížit na 43.

Pro eliminování následků kontingence linky 50, která má velmi výrazný vliv na napětí, se jako nejjednodušší řešení nabízí změna odboček transformátorů v uzlech 11, 25 a 46. Tento zásah je však účinný pouze pro odstranění přepětí v uzlu 46, kdy stačí na zde přítomném transformátoru změnit převod z 0,9 na 0,92. Pro eliminaci podpětí v oblasti znázorněné na Obrázku 7.3-2 modře nelze změnu převodu transformátorů napájejících danou oblast využít. Změna jejich převodu totiž nedokáže vyřešit problém s podpětím v celé oblasti. Dochází potom k jevu, kdy se v některých uzlech blízkých transformátorům vyskytne naopak přepětí,

zatímco v ostatních je hladina napětí stále pod svou dolní mezí. Navrhl jsem tedy umístění synchronního kompenzátoru do uzlu 37, ve kterém bude udržováno stálé napětí na hodnotě 1,05 pu. Maximální a minimální velikost generovaného jalového výkonu jsem nastavil na 0,24 pu respektive -0,06 pu. Tyto hodnoty jsou zvoleny podle sítě IEEE 14, ve které je na stejné napěťové hladině instalován rovněž synchronní kompenzátor. Při opakované kontingenční analýze zjistíme, že začleněním tohoto zařízení do náhradního modelu soustavy došlo k úplnému odstranění problémů s napětím ve sledované oblasti jak v základním stavu, tak při vzniku kontingence linky 50. Pokud bychom v průběhu analýzy sčítali všechny případy porušení napěťových mezí, dospěli bychom k závěru, že instalováním synchronního kompenzátoru došlo k jejich snížení z 288 na 85. Z toho vyplývá, že provedené opatření pomohlo i ke zmírnění následků ostatních kontingencí.

8 Závěr

V úvodu této diplomové práce jsem popsal kontingenční analýzu jako jeden z hlavních nástrojů pro sledování bezpečnosti provozu přenosových soustav. Díky konzultacím s odborníky ze společnosti ČEPS, a.s. se mi podařilo popsat i praktickou část této problematiky.

Dále jsem podrobně zdokumentoval řešení chodu soustavy pomocí Newton-Raphsonovy a Fast-Decoupled metody. U první jmenované jsem provedl testy algoritmů pro numerickou stabilizaci a akceleraci výpočtu a navrhl jejich optimální implementaci do NR metody.

Pro účely kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy je z hlediska rychlosti výpočtu optimálnější použití FD metody, která je podle provedených testů až o 74 % rychlejší. Výhodou kontingenční analýzy opakovaným výpočtem chodu soustavy je možnost vyhodnotit porušení napěťových mezí v uzlech a simulovat i vícenásobné kontingence. Nevýhodou tohoto přístupu je, že pro některé stavy síť nenalezne numerická metoda řešení.

Druhý způsob provádění kontingenční analýzy, který jsem použil, je realizován pomocí výpočtu citlivostních faktorů. Výhodou tohoto typu výpočtu je jeho rychlost a spolehlivost z hlediska získání informací o přetížení linek. Výpočet je až o 59 % rychlejší než při opakovaném výpočtu chodu soustavy FD metodou. V případě, že máme tyto faktory již vyčísleny, pohybuje se zrychlení výpočtu oproti FD okolo hranice 95 %. Nevýhodou této metody je nemožnost vyhodnotit porušení napěťových mezí v uzlech. Méně přesné jsou i údaje o přetížení linek, kdy se hodnoty toků činného výkonu ve větvích oproti výpočtu chodu soustavy liší od 0,2 do 5 %.

V rámci této práce jsem vytvořil software, do kterého jsem zahrnul všechny zmiňované výpočetní postupy a ověřil jeho funkčnost na třech případových studiích. Pro dané síť jsem provedl identifikaci slabých míst a navrhl účinná nápravná opatření vedoucí k jejich redukci.

Pro síť s až třemi tisíci uzly, ve kterých se řeší řádově stovky simulovaných výpadků, je software, který jsem navrhl, schopný provést kontingenční analýzu do jedné minuty. Z toho vyplývá, že uvedené postupy včetně softwaru, který jsem navrhl, jsou aplikovatelné i v praxi.

Použitá literatura

- [1] MERTLOVÁ J., HEJTMÁNKOVÁ P., TAJTL T. *Teorie přenosu a rozvodu elektrické energie*. Plzeň: Západočeská univerzita, 2004. ISBN 978-807-0433-072.
- [2] ZIMMERMAN, R. D. *AC Power Flows, Generalized OPF Costs and their Derivatives using Complex Matrix Notation*. [online]. [cit. 2012-10-29]. Dostupné z: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/TN2-OPF-Derivatives.pdf>
- [3] CHAKRABARTI A., HALDER S. *Power system analysis: operation and control*. 3rd ed. New Delhi: PHI Learning Private Limited, 2010. ISBN 978-812-0340-152.
- [4] KUNDUR, P. *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994. ISBN 978-007-0635-159
- [5] OLŠÁK, P. *LU rozklad - Petr Olšák*. [online]. [cit. 2013-01-20]. Dostupné z: <http://petr.olsak.net/bilin/lurozklad4.pdf>
- [6] ZIMMERMAN, R. D. a MURILLO-SÁNCHEZ, C. E. *A MATLAB Power System Simulation Package*. [online]. [cit. 2013-01-21]. Dostupné z: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>
- [7] VELEBA, J. *Acceleration and stability techniques for conventional numerical methods in load flow analysis*. Článek na konferenci ELEN 2010 [2010-09-20].
- [8] Wood A.J and Wollenberg B.F., "Power generation, operation and control", John Wiley & Sons Inc., 1996.
- [9] AC Power Transfer Distribution Factors for Allocating Power Transactions in a Deregulated Market. *IEEE Power Engineering Review*. roč. 22, č. 7, s. 42-43. ISSN 0272-1724. DOI: 10.1109/MPER.2002.4312344. [online]. [cit. 2013-04-16]. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4312344>
- [10] Power Flow Test Case. *Power Systems Test Case Archive* [online]. 1993 [cit. 2013-04-23]. Dostupné z: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>
- [11] 132 kV overhead lines. *EMFs.info - Electric and Magnetic Fields* [online]. [cit. 2013-05-02]. Dostupné z: <http://www.emfs.info/Sources+of+EMFs/Overhead+power+lines/specific/132+kV+overhead+magnetic.htm>
- [12] Sparse matrix. In: *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2013-05-05]. Dostupné z: http://en.wikipedia.org/wiki/Sparse_matrix
- [13] ČEPS a.s. [online]. 2013 [cit. 2013-05-05]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz>