VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

VÝPOČTY FREKVENČNÍ STABILITY NA EKVIVALENTNÍM MODELU PROPOJENÍ KONTINENTÁLNÍ EVROPY

FREQUENCY STABILITY ASSESSMENT OF CONTINENTAL EUROPE SYNCHRONOUS AREA ON EQUIVALENT MODEL

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE — Bc. Stanislav Macejko

AUTHOR

VEDOUCÍ PRÁCE — Ing. Jan Koudelka

SUPERVISOR

BRNO 2022

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Stanislav Macejko ***ID:*** 203284

Ročník: 2 ***Akademický rok:*** 2021/22

NÁZEV TÉMATU:

Výpočty frekvenční stability na ekvivalentním modelu propojení kontinentální Evropy

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Stabilita elektrizační soustavy, frekvenční stabilita, narušení frekvenční stability - systémové poruchy
2. Popis vybrané systémové poruchy - rozpad synchronní zóny z 8. 1. 2021
3. Jednostrojový model pro simulaci vybrané systémové poruchy
4. Vícestrojový model pro simulaci vybrané systémové poruchy
5. Simulace a vyhodnocení výsledků, příp. doporučení

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího závěrečné práce

Termín zadání: 7.2.2022 ***Termín odevzdání:*** 24.5.2022

Vedoucí práce: Ing. Jan Koudelka

prof. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

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

Abstrakt

Táto práca sa zaoberá frekvenčnou stabilitou, systémovými poruchami a ich simuláciou. Cieľom práce bolo vytvorenie jednostrojového a ekvivalentného modelu sústavy pre simuláciu systémovej poruchy zo dňa 8. 1. 2021 v sieťovom simulátore MODES. Práca detailne opisuje zostrojené modely a dosiahnuté simulačné výsledky, ktorými sú priebehy odchýlok frekvencií. Simulačné výsledky sú porovnávané so skutočným správaním elektrizačnej sústavy. Práca ešte diskutuje využitie modelov a navrhuje ďalšie vylepšenie.

Kľúčové slová

frekvenčná stabilita, systémové poruchy, dynamická simulácia, jednostrojový model, ekvivalentný model, MODES

Abstract

This thesis deals with frequency stability, system disturbances and their dynamic simulation. The aim of the work was to create a single-machine equivalent and single node model for the simulation of the system disturbance from January, 8, 2021 in MODES network simulator. The thesis describes in detail created models and achieved simulation results, which are the frequency deviation waveforms. The simulation results are compared with the actual behaviour of the power system. The thesis further discusses the use of the models and suggests further improvements.

Keywords

frequency stability, system wide disturbances, dynamic simulation, SIME, Single Node Model, MODES

Bibliografická citácia

MACEJKO, Stanislav. *Výpočty frekvenční stability na ekvivalentním modelu propojení kontinentální Evropy* [online]. Brno, 2022. Dostupné z: https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/137702. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Jan Koudelka

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta:	*Bc. Stanislav Macejko*
VUT ID studenta:	*203284*
Typ práce:	*Diplomová práce*
Akademický rok:	*2021/22*
Téma závěrečné práce:	*Výpočty frekvenční stability na ekvivalentním modelu propojení kontinentální Evropy*

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucí/ho závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

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

V Brně dne: 24. května 2022 ----------

podpis autora

Poďakovanie

Moje veľké poďakovanie patrí vedúcemu diplomovej práce Ing. Janovi Koudelkovi za účinnú metodickú, pedagogickú a odbornú pomoc a ďalšie cenné rady pri spracovaní diplomovej práce. V neposlednom rade ďakujem aj svojej rodine a priateľke za podporu pri štúdiu.

V Brne dňa: 24. mája 2022 ----------

podpis autora

Obsah

ZOZNAM OBRÁZKOV **8**

ZOZNAM TABULIEK **9**

ÚVOD **10**

1. STABILITA ELEKTRIZAČNEJ SÚSTAVY **11**

1.1 UHLOVÁ STABILITA 11
1.2 NAPÄŤOVÁ STABILITA 12
1.3 FREKVENČNÁ STABILITA 12

2. DEJE, PROCESY A POSUDZOVANIE FREKVENČNEJ STABILITY **13**

2.1 FREKVENCIA 13
2.2 DEJE FREKVENČNEJ STABILITY 14
2.3 SPÔSOBY POSUDZOVANIA FREKVENČNEJ STABILITY 17

3. SYSTÉMOVÉ PORUCHY **18**

3.1 STUPNICA NA KLASIFIKÁCIU PORUCHOVÝCH UDALOSTI 18
3.2 BLACKOUT TALIANSKA Z 28. 9. 2003 18
3.3 ROZPAD UCTE Z 4. 11. 2006 19
3.4 BLACKOUT TURECKA Z 31. 3. 2015 20
3.5 ROZDELENIE KONTINENTÁLNEJ EURÓPY Z 8. 1. 2021 21
3.6 ROZDELENIE KONTINENTÁLNEJ EURÓPY Z 24. 7. 2021 21

4. SYSTÉMOVÁ PORUCHA Z 8. 1. 2021 ..... **23**

4.1 VZNIK PORUCHY 23
4.2 UDRŽANIE FREKVENČNEJ STABILITY 25
4.3 VÝPOMOC SKRZ HVDC 27

5. SIMULÁCIA NA JEDNOSTROJOVOM MODELI **29**

5.1 JEDNOSTROJOVÝ MODEL 29
5.2 ZÁKLADNÝ KONCEPT MODELU 29
5.3 DYNAMIKA JEDNOSTROJOVÉHO MODELU 33
5.4 SIMULAČNÉ VÝSLEDKY 36
5.5 DISKUSIA 40

6. SIMULÁCIA NA EKVIVALENTNOM MODELI **42**

6.1 EKVIVALENTNÝ MODEL PRE SIMULÁCIU FREKVENČNEJ STABILITY 42
6.2 ZÁKLADNÝ KONCEPT MODELU 42
6.3 MODELOVANIE ZDROJOV 48
6.4 SIMULAČNÉ VÝSLEDKY 53
6.5 DISKUSIA 55

7. ZHRNUTIE DOSIAHNUTÝCH VÝSLEDKOV **57**

ZÁVER **61**

LITERATÚRA **62**

ZOZNAM SYMBOLOV A SKRATIEK **66**

ZOZNAM PRÍLOH **70**

ZOZNAM OBRÁZKOV

1.1 Rozdelenie stability ES (Predloha: [1]) 11
2.1 Hierarchia procesov obnovy frekvencie [6] 17
3.1 Mapa rozdelenia UCTE [14] 20
3.2 Mapa rozdelenia kontinentálnej Európy z 24. 7. 2021 [17] 22
4.1 Schéma rozvodne Ernestinovo (Predloha: [16]) 23
4.2 Mapa vypnutých prvkov PS [16] 24
4.3 Mapa rozdelenie kontinentálnej Európy [16] 25
5.1 Schéma sústavy jednouzlového modelu pre oblasť NW 30
5.2 Schéma sústavy jednouzlového modelu pre oblasť SE 30
5.3 Model DC budiča [24] 33
5.4 Model regulátora budenia [24] 34
5.5 Alternatívna schéma systémového stabilizátora [24] 34
5.6 Schéma model zjednodušenej parnej turbíny [24] 35
5.7 Model regulátora otáčok [24] 35
5.8 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW1-1 – vypnutie v jednom čase bez uvažovania regulačného efektu záťaže 37
5.9 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW1-2 – vypnutie v jednom čase s uvažovaním regulačného efektu záťaže 37
5.10 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW2-1 – postupné vypínanie bez uvažovania regulačného efektu záťaže 38
5.11 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW2-2 – postupné vypínanie s uvažovaním regulačného efektu záťaže 38
5.12 Graf odchýlky frekvencie pre variant SE1-1 – vypnutie v jednom čase bez uvažovania regulačného efektu záťaže 39
5.13 Graf odchýlky frekvencie pre variant SE2-2 – postupné vypínanie s uvažovaním regulačného efektu záťaže 40
6.1 Schéma sústavy ekvivalentného modelu pre oblasť NW 43
6.2 Schéma sústavy ekvivalentného modelu pre oblasť SE 43
6.3 Porovnanie vypínania priemyselnej záťaže v Taliansku 47
6.4 Porovnanie vypínania priemyselnej záťaže vo Francúzku 48
6.5 Porovnanie správania bloku NORDIC 52
6.6 Porovnanie správania bloku NEMO 53
6.7 Odchýlka frekvencie v severozápadnej oblasti 54
6.8 Odchýlka frekvencie v juhovýchodnej oblasti 55
7.1 Porovnanie odchýlok frekvencií v severozápadnej oblasti medzi jednostrojovým a ekvivalentným modelom 59
7.2 Porovnanie odchýlok frekvencií v juhovýchodnej oblasti medzi jednostrojovým a ekvivalentným modelom 59
7.3 Odchýlka frekvencie incidentu Rogowiec 60

ZOZNAM TABULIEK

2.1 Frekvenčné odľahčovanie [3] 13
4.1 Sled udalostí [16] 24
4.2 Prehľad odpojených zdrojov, spotreby a aktivovaných služieb v jednotlivých oblastiach [16] 26
4.3 Hlavné parametre jednouzlového modelu zo záverečnej správy ENTSO-E [16] 27
4.4 Nastavené parametre Nemo Link pre LFSM na strane CE [16] 27
4.5 Poskytnutá výpomoc EPC skrz HVDC [16] 28
5.1 Výroba v jednouzlovom modeli 31
5.2 Zaťaženie v jednouzlovom modeli 31
5.3 Parametre bloku G1 31
5.4 Výkonové číslo záťaže 32
5.5 Scenár zásahov na jednostrojovom základnom modeli 32
5.6 Scenár zásahov na jednostrojovom rozšírenom modeli 32
5.7 Nastavené parametre DC budiča 33
5.8 Nastavené parametre regulátora budenia 34
5.9 Parametre systémového stabilizátora 34
5.10 Parametre turbíny 35
5.11 Parametre regulátoru otáčok 36
5.12 Špecifické parametre turbíny a časovej mechanickej konštanty jednotlivých variantov 36
5.13 Ustálené odchýlky frekvencie pre severozápadnú oblasť 39
5.14 Ustálené odchýlky frekvencie pre juhovýchodnú oblasť 40
6.1 Popis zdrojov a dodávané výkony 44
6.2 Popis záťaží a odoberané výkony 44
6.3 Výkony generátorov a turbín v ekvivalentom modeli 45
6.4 Scenár zásahov na ekvivalentnom modeli 45
6.5 Prehľad automatík 46
6.6 Nastavenie vypínanie priemyselnej záťaže v severovýchodnej oblasti 47
7.1 Prehľad časových konštánt sústav jednotlivých variantov 57

ÚVOD

Frekvenčná stabilita súvisí s rovnováhou činných výkonov medzi výrobou a spotrebou. V elektrizačnej sústave dochádza neustále k odchýlkam a tým pádom porušeniu rovnováhy. Dôvody vzniku odchýlok sú napríklad stochastický charakter zaťaženia, poruchy, trendové zmeny v diagrame zaťažení, ale aj zmeny v obchodných hodinách. Pre udržanie výkonovej rovnováhy, disponuje sústava procesmi, ktoré majú za cieľ zamedziť pokles frekvencie a prinavrátiť ju k nominálnej hodnote. Frekvenciu je nutné udržiavať v požadovaných limitoch, nakoľko zariadenia v elektrizačnej sústave sú konštruované na menovitú frekvenciu a zmena frekvencie má na nich negatívne dôsledky.

Vzhľadom na smer, ktorým sa energetika uberá, je téma frekvenčnej stability aktuálna, keďže odstavovaním určitých typov elektrární prichádza sústava o zotrvačnosť, ktorá je uložená vo forme kinetickej energie rotujúcich strojov. Zotrvačnosť sústavy napomáha zmierniť dopady výkonovej nerovnováhy v prvých okamihoch ich vzniku a ovplyvňuje výsledný priebeh odchýlky frekvencie. Neustálu potrebu posudzovania frekvenčnej stability ukázal aj rok 2021. V tomto rok došlo k niekoľkým závažným incidentom, pričom v dvoch z nich došlo až k rozpadu synchrónne prepojenej kontinentálnej Európy. Tieto poruchy však ukázali problematické oblasti v elektrizačnej sústave, ktoré je možné zlepšiť, čím je možné dosiahnuť vyššiu spoľahlivosť sústavy.

Jedným zo spôsobov posúdenia stability je simulácia. Pre uskutočnenie simulácií je veľmi dôležitý model sústavy. Tvorba modelu je jedným zo základných cieľov tejto práce, na ktorom bude simulácia realizovaná. Uvažované sú dva typy modelov, jednostrojový a viacstrojový (ekvivalentný). Medzi ďalšie ciele práce patrí oboznámenie čitateľa s problematikou frekvenčnej stability, procesmi, ktoré slúžia na udržanie výkonovej rovnováhy a tým aj frekvencie a opísanie významných systémových porúch.

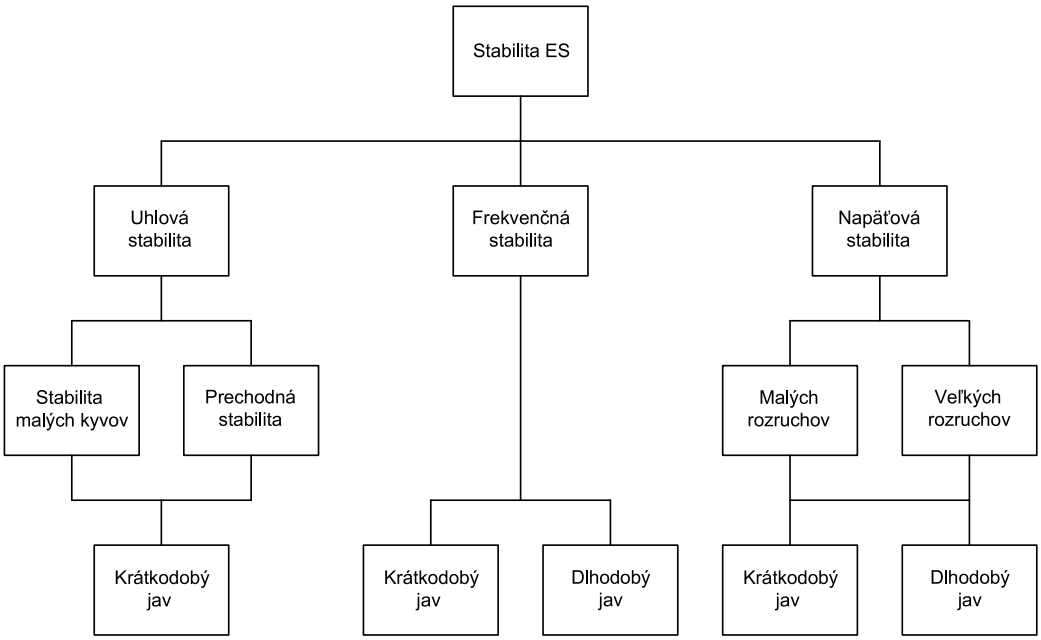
Práca je rozdelená do siedmich kapitol. V prvej kapitole sa čitateľ dozvie, čo je stabilita elektrizačnej sústavy a ako sa delí. Kapitola druhá sa zameriava na procesy, ktoré napomáhajú udržiavať frekvenčnú stabilitu pomocou výkonovej rovnováhy a opisuje spôsoby posúdenia frekvenčnej stability. Tretia kapitola opisuje významné systémové poruchy, ktoré sa na území Európy vyskytli vrátane porúch z roku 2021. Jedna z týchto porúch je bližšie opísaná v samostatnej štvrtej kapitole, v ktorej sú uvedené dôležité údaje pre jej simulovanie. Piata a šiesta kapitola sa venujú opisu vytvorených modelov (jednostrojovému a ekvivalentnému) a uvádza dosiahnuté simulačné výsledky spolu s ich diskusiou. Posledná siedma kapitola je venovaná celkovému zhrnutiu dosiahnutých výsledkom a ďalšiemu využitiu zostrojených modelov. V prílohách práce sú uvedené schémy použitých modelov a tabuľky nastavených parametrov pre ekvivalentný model.

1. STABILITA ELEKTRIZAČNEJ SÚSTAVY

Táto kapitola sa zaoberá definovaním stability elektrizačnej sústavy (ES) a jej delením. Vychádza zo správy [1] Spoločnej pracovnej skupiny IEEE a CIGRE pre termíny a definície stability publikovanej v roku 2004. Cieľom tejto správy bolo presnejšie definovať stabilitu ES a poskytnúť základ pre jej klasifikáciu.

Stabilita ES je definovaná ako schopnosť ES pre daný počiatočný prevádzkový stav obnoviť stabilitu do rovnovážneho stavu po vystavení sústavy rozruchu so systémovými premennými v dovolených medziach tak, že celá sústava ostane neporušená.

Nasledujúci obrázok 1.1 znázorňuje rozdelenie stability ES a v nasledujúcich podkapitolách sú jednotlivé druhy stability definované.



Obrázok 1.1 Rozdelenie stability ES (Predloha: [1])

1.1 Uhlová stabilita

Uhlová stabilita je schopnosť synchrónnych strojov prepojenej ES zostať v synchronizme po vystavení rozruchu a závisí na schopnosti udržať alebo obnoviť rovnováhu medzi elektromagnetickým momentom a mechanickým momentom jednotlivých synchrónnych strojov v sústave. Uhlová stabilita sa delí na stabilitu malých kyvov a prechodnú stabilitu. Stabilita malých kyvov býva označovaná taktiež ako statická stabilita a prechodná stabilita ako dynamická, ale tento termín sa v spomínanom dokumente neodporúča, nakoľko má iný význam v európskej a severoamerickej literatúre. Uhlová stabilita sa radí

medzi krátkodobé javy.

Stabilita malých kyvov je schopnosť ES zostať v synchronizme pri malých rozruchoch. Pri riešení sa používa linearizácia rovníc, keďže uvažujeme s malými rozruchmi.

Prechodná stabilita je schopnosť ES zotrvať v synchronizme, keď je sústava vystavená veľkému rozruchu. Príkladom veľkého rozruchu môže byť skrat na vedení. Výsledná odozva zahŕňa veľké výchylky uhlov rotora generátora a je ovplyvnená nelineárnym vzťahom medzi výkonom a uhlom.

1.2 Napäťová stabilita

Napäťová stabilita je schopnosť ES udržať stabilné napätie na všetkých zberniciach v sústave po tom, ako je vystavená poruche z daného počiatočného prevádzkového stavu. Závisí od schopnosti udržať alebo obnoviť rovnováhu medzi dopytom a ponukou. Napäťová nestabilita sa prejavuje formou postupného poklesu alebo nárastu napätia na niektorej zbernici.

Ďalej je možné deliť napäťovú stabilitu na stabilitu malých a veľkých rozruchov. Stabilita malých rozruchov sa vzťahuje na schopnosť systému udržať stabilné napätie pri malých rozruchoch, príkladom sú postupné zmeny zaťaženia systému. Stabilita veľkých rozruchov sa vzťahuje na schopnosť sústavy udržať stabilné napätie po veľkých poruchách, napríklad poruchy sústavy, strata výroby alebo nepredvídané udalosti v sústave.

Podľa časového horizontu je ešte možné rozdeliť napäťovú stabilitu na krátkodobý a dlhodobý jav.

1.3 Frekvenčná stabilita

Frekvenčná stabilita je schopnosť ES udržať stabilnú frekvenciu po vážnej poruche sústavy, ktorá vedie k výraznej nerovnováhe medzi výrobou a spotrebou. Závisí od schopnosti udržať alebo obnoviť rovnováhu medzi výrobou a spotrebou sústavy s minimálnou stratou zaťaženia.

Ako znázorňuje obrázok 1.1, frekvenčná stabilita sa môže deliť na krátkodobý a dlhodobý jav podobne ako napäťová. Jednotlivé deje a procesy pre zachovanie frekvenčnej stability sú uvedené v nasledujúcej kapitole 2.

2. DEJE, PROCESY A POSUDZOVANIE FREKVENČNEJ STABILITY

Táto kapitola opisuje deje, procesy a spôsoby posúdenia frekvenčnej stability. Na úvod je vhodné oboznámiť čitateľa s požadovanými hodnotami frekvencie, ktoré sa pripúšťajú v sústave a spôsobom, ako sa táto frekvencia udržiava z pohľadu českej elektrizačnej sústavy. Presnejšie prenosovej sústavy (PS), ktorej jedným z cieľov je udržiavať výkonovú rovnováhu.

2.1 Frekvencia

Menovitá frekvencia napájacieho napätia je 50 Hz. Táto hodnota je daná normou ČSN EN 50160 ed. 3, ktorá ďalej definuje, že v normálnom prevádzkovom stave musí byť stredná hodnota základnej harmonickej frekvencie meraná v intervale 10 s pre systém so synchrónnym pripojením k pripojenému systému v rozsahu 50 Hz ± 1 % (49,5 – 50,5 Hz) počas 99,5 % roka a v rozsahu 50 Hz + 4 %/-6 % (47 – 52 Hz) počas 100 % času [2].

Na území Českej republiky je výhradným prevádzkovateľom PS spoločnosť ČEPS, a. s., ktorá v dokumente Kodex PS Část V. [3] uvádza, že dodrží tieto podmienky vychádzajúce z danej normy v miestach pripojenia užívateľov PS. Frekvencia v ES je v normálnom prevádzkovom stave udržiavaná v rozsahu 50 Hz ± 200 mHz. Táto hodnota je udržiavaná pomocou procesu automatickej regulácie frekvencie a procesu obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy. Pri vychýlení frekvencie z tohto pásma sú opatrenia dané frekvenčným plánom, ktorý obsahuje opatrenia týkajúce sa blokov elektrárni, ale aj užívateľov. Bloky pri vychýlení frekvencie z daného pásma sa automaticky prepínajú do otáčkovej proporcionálnej regulácie a odpínajú sa od centrálneho regulátora [3].

Na strane užívateľov je opatrením frekvenčné odľahčovanie, ktoré je v rámci ES ČR rozdelené do šiestich stupňov. Frekvenčné odľahčovanie je realizované pomocou frekvenčných relé inštalovaných v rozvodniach 110 kV a 22 kV. Do frekvenčného odľahčovania je pripojených 50 % netto zaťaženia ES ČR [3].

V nasledujúcej tabuľke 2.1 sú uvedené jednotlivé stupne frekvenčného odľahčovania s nastavenými hodnotami frekvencie a nastavenými objemami vypínanej netto záťaže.

Tabuľka 2.1 Frekvenčné odľahčovanie [3]

Stupeň	1.	2.	3.	4.	5.	6.
Frekvencia (Hz)	49,0	48,7	48,4	48,3	48,1	48,0
Objem záťaže (%)	10	10	10	2	10	8

2.2 Deje frekvenčnej stability

Po stručnom oboznámení sa s požadovanými hodnotami frekvencie sú v tejto časti popísané deje, ktoré nastávajú pri nerovnováhe činných výkonov v ES a procesy na zastavenie výkonovej nerovnováhy.

Ráz činného výkonu

Ráz činného výkonu sa prejavuje v prvom okamihu vzniku výkonovej nerovnováhy. V sústave o *n* generátoroch pri nečakanom odpojení *i*-tého zdroja vznikne deficit výkonu ΔP, ktorý odpovedá výpadku daného generátora, $\Delta P = \Delta P_i$.Tento chýbajúci výkon je prerozdelený medzi ostatné generátory v pomere elektrických vzdialeností od miesta výpadku. Na *k*-tom generátore bude ráz výkonu daný nasledujúcou rovnicou (2.1):

$$\Delta P_k = \Delta P_i \cdot \frac{K_{\mathrm{E}k}}{\sum_{j=1}^{n-1} K_{\mathrm{E}j}}, \qquad (\mathrm{W}; \mathrm{W}, -, -) \tag{2.1}$$

kde ΔP_{k} je ráz činného výkonu na k-tom generátore, $K_{\mathrm{E}k}$ a $K_{\mathrm{E}j}$ sú koeficienty, ktoré určujú elektrickú vzdialenosť zdroja od miesta poruchy. Veľkosť $K_{\mathrm{E}k}$ sa určí pomocou rovnice (2.2):

$$K_{\mathrm{E}k} = \frac{X_{ik}}{X_{\mathrm{G}k}}, \qquad (-; \Omega, \Omega) \tag{2.2}$$

kde X_{ik} predstavuje náhradnú reaktanciu medzi uzlami *i* a *k*, a X_{Gk} je náhradná reaktancia *k*-tého synchrónneho generátora vrátane blokového transformátora [4].

Proces automatickej regulácie frekvencie

Proces automatickej regulácie frekvencie – Frequency Containment Process (FCP), spočíva v presne definovanej zmene výkonu v závislosti na odchýlke frekvencie od zadanej hodnoty. Veľkosť zmeny výkonu je určená statikou automatickej regulácie frekvencie [5]. Na tomto procese sa podieľajú všetky zdroje v ES zapojené do FCP, tzv. princípom solidarity. Cieľom FCP je zastaviť prepad frekvencie a dosiahnuť ustálenú odchýlku frekvencie.

Pre tento proces musí byť v rámci výkonového rozsahu zariadenia, ktoré je do tohto procesu zahrnuté, vyčlenená záloha pre automatickú reguláciu frekvencie - Frequency Containment Reserves (FCR). FCR musí byť uvoľnená do 30 sekúnd od vzniku výkonovej nerovnováhy [5].

Objem FCR pre oblasť kontinentálnej Európy (CE) je zvolený na základe kritéria N - 2, kde výpadky dvoch najväčších blokov v sústave musia byť pokryté touto rezervou. V rámci CE to predstavuje výpadok 2 x 1 500 MW [6]. Tento výkon je v rámci FCR prerozdelený medzi jednotlivých prevádzkovateľov prenosovej sústavy (PPS), ktorí musia túto službu zabezpečiť.

Veľkosť výkonu, ktorým prispieva výrobná jednotka sa určí na základe rovnice (2.3), ktorá popisuje rozdelenie rázu činného výkonu primárnymi regulátormi:

$$\Delta P_k = \Delta P \cdot \frac{K_{\mathrm{P}k}}{\sum_{j=1}^{n-1} K_{\mathrm{P}j}}, \qquad (\mathrm{MW; MW, MW/Hz, MW/Hz}) \qquad (2.3)$$

kde ΔP_k je príspevok výkonu k-tého zdroja, ΔP je výkonový deficit. K_{P} je zosilnenie primárnou reguláciou, ktoré sa určí podľa rovnice (2.5):

$$K_{\mathrm{P}} = \mathrm{P}_{\mathrm{Mn}} \cdot \frac{100}{f_{\mathrm{n}} \cdot \sigma}, \qquad (\mathrm{MW/Hz; MW, Hz, \%}) \qquad (2.4)$$

kde P_{Mn} je menovitý výkon turbíny, f_{n} je menovitá frekvencia sústavy a σ je statika regulátora [4].

Použitie vyššie uvedených rovníc by bolo možné ak by sa uvažovala frekvenčne nezávislá záťaž. Všeobecne je možné závislosť výkonu zaťaženia na frekvencií popísať rovnicou (2.5):

$$P_{\mathrm{Z}} = \mathrm{P}_{\mathrm{Zn}} \cdot \left(\frac{f}{f_{\mathrm{n}}}\right)^{k_{\mathrm{Z}}}, \qquad (\mathrm{MW; MW, Hz, -}) \qquad (2.5)$$

kde P_{Z} je hodnota zaťaženia pri danej frekvencií, P_{Zn} je nominálna hodnota zaťaženia pri nominálnej frekvencií f_{n}, f je skutočná hodnota frekvencie a k_{Z} je výkonový súčiniteľ zaťaženia. Jeho hodnota výkonové súčiniteľa sa určí podľa rovnice (2.6):

$$k_{\mathrm{Z}} = \frac{\frac{\Delta P_{\mathrm{Z}}}{P_{\mathrm{Zn}}}}{\frac{\Delta f}{f_{\mathrm{n}}}}, \qquad (-; \mathrm{MW, Hz}) \qquad (2.6)$$

kde ΔP_{Z} je rozdiel zaťaženia vplyvom odlišnej frekvencie, ktorý sa určí ako rozdiel hodnôt P_{Z} a P_{Zn} a Δf je rozdiel frekvencie, ktorý je určený rozdielom hodnôt f a f_{n}. K danému vzťahu sa došlo linearizáciou frekvenčných charakteristík v okolí pracovného bodu.

Pomocou rovnice (2.7) je možné určiť výkonové číslo K_{Z} na základe známej hodnoty výkonového súčiniteľa:

$$K_{\mathrm{Z}} = k_{\mathrm{Z}} \cdot \frac{P_{\mathrm{Zn}}}{f_{\mathrm{n}}} = \frac{\Delta P_{\mathrm{Z}}}{\Delta f}, \qquad (\mathrm{MW/Hz; -, MW, Hz}) \qquad (2.7)$$

Výkonové číslo zaťaženia popisuje veľkosť zmeny zaťaženia pri zmene frekvencie, čo sa nazýva samoregulačný efekt záťaže.

Obdobne je možné určiť výkonový súčiniteľ generátora. Jeho výpočet je daný vzťahom (2.8):

$$k_{\mathrm{g}} = -\frac{\frac{\Delta P_{\mathrm{g}}}{P_{\mathrm{gn}}}}{\frac{\Delta f}{f_{\mathrm{n}}}}, \qquad (-; \mathrm{MW, Hz}) \qquad (2.8)$$

kde ΔP_{g} je rozdiel výroby vplyvom zmeny frekvencie a P_{gn} je nominálny výkon generátora. Pre výpočet výkonového čísla generátora K_{g} slúži vzťah (2.9).

$$K_{\mathrm{g}} = k_{\mathrm{g}} \cdot \frac{P_{\mathrm{gn}}}{f_{\mathrm{n}}} = -\frac{\Delta P_{\mathrm{g}}}{\Delta f}, \qquad (\mathrm{MW/Hz}; -, \mathrm{MW}, \mathrm{Hz}) \tag{2.9}$$

Výkonové číslo sústavy K_{S} predstavuje súčet výkonových čísel generátorov a záťaží a je dané rovnicou (2.10).

$$K_{\mathrm{S}} = \sum K_{\mathrm{g}} + \sum K_{\mathrm{Z}} = -\frac{\Delta P}{\Delta f}, \qquad (\mathrm{MW/Hz}; \mathrm{MW/Hz}, \mathrm{MW}, \mathrm{Hz}) \tag{2.10}$$

Z danej rovnice je potom možné určiť ustálenú hodnotu frekvencie, ktorá sa dosiahne vďaka generátorom zahrnutým v FCP.

Proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy

Proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy – Frequency Restoration Process (FRP). Oproti FCP tento proces prebieha na úrovni ES. Jeho cieľom je nahradiť výkon, ktorý bol použitý v rámci FCP. Uskutočňuje sa pomocou regulátora frekvencie a salda predávaných výkonov (LFC). Pri FRP sa uplatňuje princíp neintervencie, a teda odchýlku frekvencie vyrovnáva iba regulačná oblasť, kde došlo k výkonovej nerovnováhe. FRP zahrnuje dva procesy:

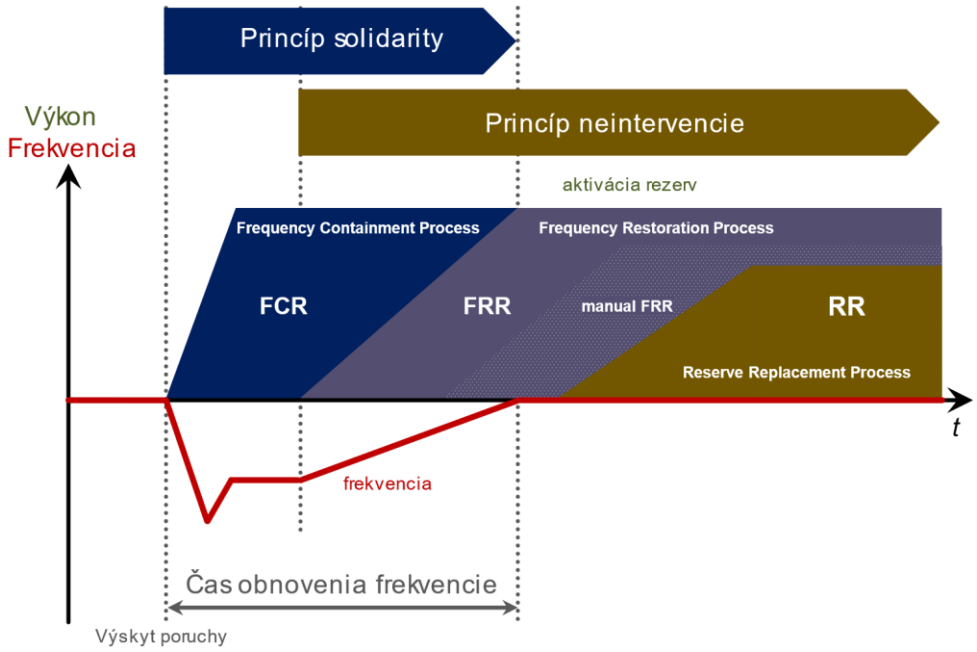
- automatický ovládaný proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy (aFRP),
- ručne ovládaný proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy (mFRP) [5].

aFRP je zaistený regulátorom automaticky pomocou zálohy pre reguláciu výkonovej rovnováhy s automatickou aktiváciou (aFRR). mFRP je aktivovaný ručne podľa požiadaviek z dispečingu [5].

Proces náhrady záloh

Proces náhrady záloh – Replacement Reserves Process (RRP), slúži k nahradeniu FRR pomocou zálohy pre náhradu (RR). Zálohy môžu byť kladné RR+ alebo záporné RR-. Zálohy majú byť aktivované do 30 minút od príkazu vydaného z dispečingu [5].

Nasledujúci obrázok 2.1 znázorňuje priebeh obnovy frekvencie pomocou vyššie uvedených procesov.



Obrázok 2.1 Hierarchia procesov obnovy frekvencie [6]

2.3 Spôsoby posudzovania frekvenčnej stability

Ako bolo uvedené, dosiahnutie ustáleného stavu je možné určiť na základe uvedených výpočtov. Avšak veľmi dôležité je aj to, akým spôsob sa sústava dostane do nového ustáleného stavu a ako bude vyzerať priebeh prechodného deja. Či dôjde k aktivovaniu ochranných a obranných opatrení a v akej miere. Na takéto posudzovania sú vhodné sieťové simulátory. Pre túto prácu bol zvolený sieťový simulátor MODES [7].

Frekvenčnú stabilitu je možné posudzovať na rôznych modeloch ako napríklad na jednostrojovom, ekvivalentnom (jednouzlovom viacstrojovom) alebo viacuzlovom modeli. Voľba modelu závisí od požadovanej presnosti. Bližšie informácie k prvým dvom typom modelov sú uvedené v kapitolách 5.1 a 6.1.

Pre posúdenie stability je nutné mať vytvorené modely, ktoré budú reprezentovať správanie sústavy. Najnáročnejšou časťou tvorby modelov je parametrizácia modelov jednotlivých komponentov. Parametre je možné určiť z meraní alebo je ich nutné odhadnúť vzhľadom na bežné typové parametre. Komponentami sa myslia budiace systémy, turbíny a ich regulátory a ďalšie. Pre tieto komponenty sa používajú štandardizované modely. Štandardizované modely budiacich systémov sú uvedené napríklad v [8] a modely turbíny a regulátorov konvenčných zdrojov v [9].

V tejto práci sú bližšie opísané vytvorené modely sústavy pre simuláciu vybranej systémovej poruchy v kapitolách 5 a 6. Predtým, než sa pristúpi k opisu týchto modelov je vhodné si bližšie predstaviť systémové poruchy, ktoré sú uvedené v kapitole 3 a bližšie predstaviť vybranú systémovú poruchu, ktorá je predmetom simulácie v kapitole 4.

3. SYSTÉMOVÉ PORUCHY

V predchádzajúcej kapitole boli opísané procesy, ktoré slúžia na zachovanie frekvenčnej stability. To je dobrým podkladom pre porozumenie toho, čo sa odohráva v elektrizačnej sústave v prípade výkonovej nerovnováhy. V tejto kapitole sú opísané významné systémové poruchy v rámci Európy, kedy dochádzalo k veľkým výkonovým nerovnováham a kde ani aktiváciou vyššie spomenutých procesov nebolo možné udržať prepojenie elektrizačnej sústavy.

V úvode tejto časti sa čitateľ môže oboznámiť so stručným opisom stupnice na klasifikáciu poruchových udalostí, aby získal základnú vedomosť o skutočnosti, že systémové poruchy sú nejakým spôsobom posudzované a kategorizované. V ďalších podkapitolách sú už stručne rozobrané opísané jednotlivé systémové poruchy.

3.1 Stupnica na klasifikáciu poruchových udalosti

Stupnica na klasifikáciu poruchových udalosti – Incident Classification Scale (ICS) bola vypracovaná v súlade s nariadením Európskeho parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 z 13. júla 2009 a aktualizovaná s cieľom splniť Nariadenie Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017.

ICS má 4 stupne (0, 1, 2 a 3), pričom závažnosť úrovne je od lokálnych udalosti až po závažné. Úrovne závažnosti:

- stupeň 0 – pre lokálnu udalosť hodnú pozornosti, sústava je v normálnom stave;
- stupeň 1 – pre významnú udalosť, kedy je porušený prevádzkový bezpečnostný limit, sústava je v stave ohrozenia;
- stupeň 2 – pre rozsiahlu udalosť, sústava je v stave núdze;
- stupeň 3 – pre závažnú udalosť v riadiacej oblasti jedného prevádzkovateľa prenosovej sústavy, sústava je v stave bez napätia (blackout).

Jednotlivé udalosti sú ešte delené podľa priorít pričom najvyššiu prioritu má blackout a ako jediný je zaradený do stupňa 3 a ostatné stupne zahrňujú 8 – 9 udalostí. Celkovo ich je 27. Pre udalosti na stupnici 2 a 3 vypracuje odborná komisia podrobnú správu.

Bližšie informácie sú uvedené v [10] prípadne [11] a [12] odkiaľ boli tieto informácie čerpané.

3.2 Blackout Talianska z 28. 9. 2003

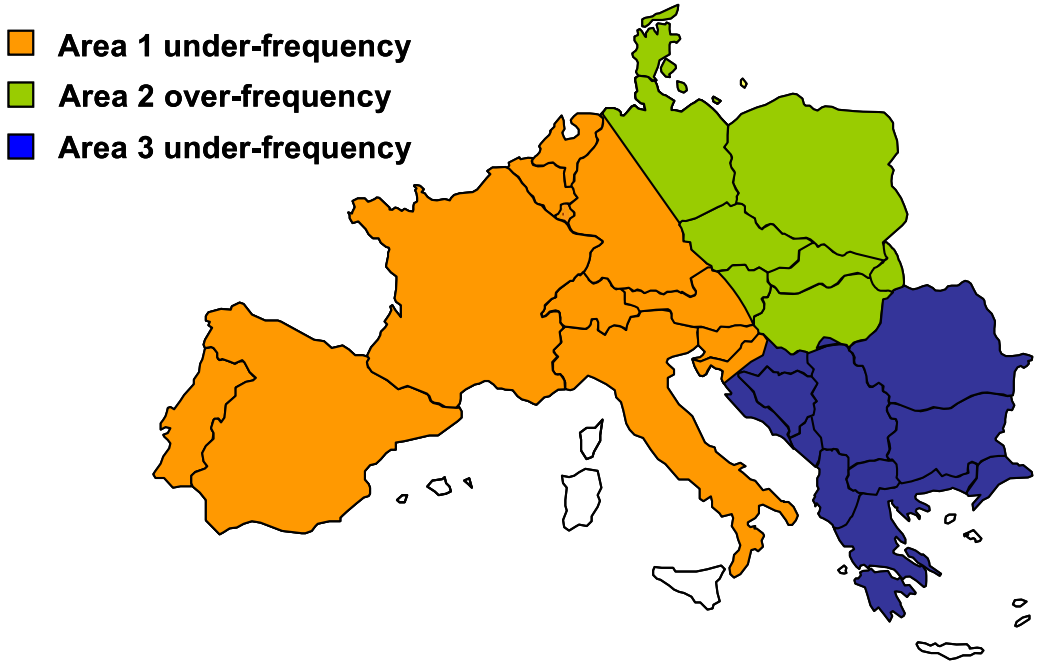
Bližšie informácie k blackoutu Talianska sú uvedené v záverečnej správe [13], z ktorého sú tieto informácie čerpané.

Dňa 28. 09. 2003 v čase 3:01 došlo v Švajčiarsku k vypnutiu prenosového vedenia 380 kV Mettlen-Lavorgo z dôvodu preskoku na strom. Opätovné zapnutia (OZ) boli neúspešné. Výpadok tohto vedenia spôsobil preťaženie vedenia Sils-Soazza na napäťovej hladine 380 kV. Pri danom preťažení mohlo byť vedenie krátkodobo prevádzkované po dobu 15 minút. Švajčiarsky prevádzkovateľ prenosovej sústavy (PPS) telefonicky kontaktoval talianskeho z dôvodu zníženia importu do Talianska o 300 MW, keďže Taliansko malo väčší import o viac než 300 MW ako bol dohodnutý, čo na severnej hranici predstavovalo 6 400 MW. V priebehu 10 minút bol tento import podľa dohody znížený. Zníženie importu a opatrenia v rámci Švajčiarskej PS boli nedostatočné a v čase 3:25 bola daná linka vypnutá kvôli ďalšiemu preskoku na strom, čo bolo pravdepodobne spôsobené väčším priehybom vodičov vplyvom oteplenia spôsobeného preťažením. V priebehu 12 sekúnd došlo k vypínaniu ďalších vedení a Taliansko ostalo oddelené od UCTE. Kvôli nízkej hodnote napätia bolo niekoľko elektrárni v Taliansku vypnutých. Frekvencia v Taliansku sa stabilizovala na hodnote približne 49 Hz vďaka aktivovaniu záloh pre automatickú reguláciu frekvencie vypnutím prečerpávacích elektrární a vypnutím zaťaženia. Naďalej dochádzalo k vypínaniu zdrojov a aj napriek frekvenčnému odľahčovaniu došlo k blackoutu po 2,5 minútach od oddelenia, kedy frekvencia dosiahla hodnotu 47,5 Hz.

3.3 Rozpad UCTE z 4. 11. 2006

Rozpadom UCTE sa zaoberá záverečná správa [14], z ktorej sú uvedené informácie prebrané.

K rozpadu UCTE na tri ostrovy došlo dňa 4. 11. 2006. PPS E.ON Netz v čase 21:38 a 21:39 vypol dvojlinku 380 kV Conneforde-Diele. Medzi PPS E.ON Netz a RWE prebiehali telefonické komunikácie a E.ON Netz bol informovaný o rozdielnom nastavení ochrán na linke Landesbergen-Wehrendorf. V čase medzi 22:05 až 22:07 vzrástlo zaťaženie o 100 MW a v čase 22:08 RWE telefonicky kontaktoval E.ON Netz a žiadal urgentný zásah, keďže bola presiahnutá výstražná hodnota prúdu na spomínanom vedení. E.ON Netz očakával, že spojením prípojníc v rozvodni Landesbergen dôjde k poklesu prúdu o 80 A a túto manipuláciu vykonal bez overenia kritéria N-1. K zopnutiu došlo v čase 22:10, ale prúd na vedení sa zvýšil o 67 A na čo zareagovala ochrana a vypla vedenie. Nasledovalo kaskádovité vypínanie vedení v celej oblasti UCTE a rozdelenie na tri ostrovy, ktoré sú znázornené v mape na obrázku 3.1.



Obrázok 3.1 Mapa rozdelenia UCTE [14]

3.4 Blackout Turecka z 31. 3. 2015

Nižšie uvedené informácie k blackoutu v Turecku vychádzajú zo záverečnej správy [15].

Dňa 31. 3. 2015 došlo v Turecku k blackoutu. V tento deň boli v centrálnej časti mimo prevádzky 4 dôležité prenosové vedenia v koridore medzi východnou a západnou časťou. Mimo prevádzky boli taktiež sériové kondenzátory a výroba bola sústredená v severovýchodnej časti, pričom spotreba bola koncentrovaná v západnej časti. Vedenia v prevádzke prenášali medzi týmito časťami výkon približne 4 700 MW na veľkú vzdialenosť. V čase 9:36:09 došlo k vypnutiu vedenia Osmanca – Kursunlu vplyvom preťaženia. To spôsobilo stratu synchronizmu medzi východnou a západnou časťou a v krátkom čase boli vypnuté aj ďalšie vedenia. Západná časť zaznamenala spomínaný deficit výkonu, čo predstavovalo približne 21 % zaťaženia a to spôsobilo stratu synchronizmu s prepojenou kontinentálnou Európou a došlo k jej odpojeniu. V priebehu poklesu frekvencie z 49 Hz na 48,4 Hz došlo k odpojeniu 4 800 MW záťaže podfrekvenčnou ochranou a 377 MW špeciálnym ochranným systémom. Na krátku dobu došlo k stabilizácii frekvencie, ale následne začala ďalej klesať kvôli odpojeniu niekoľkých veľkých tepelných elektrárni pri frekvencií nad 47,5 Hz. Západná časť skolabovala v priebehu 10 sekúnd. Východná časť mala prebytok približne 41 % a došlo k zvýšeniu frekvencie. Vplyvom nadfrekvencie bolo niekoľko elektrární vypnutých, ale aj tak došlo k zrúteniu sústavy v priebehu niekoľkých sekúnd.

3.5 Rozdelenie kontinentálnej Európy z 8. 1. 2021

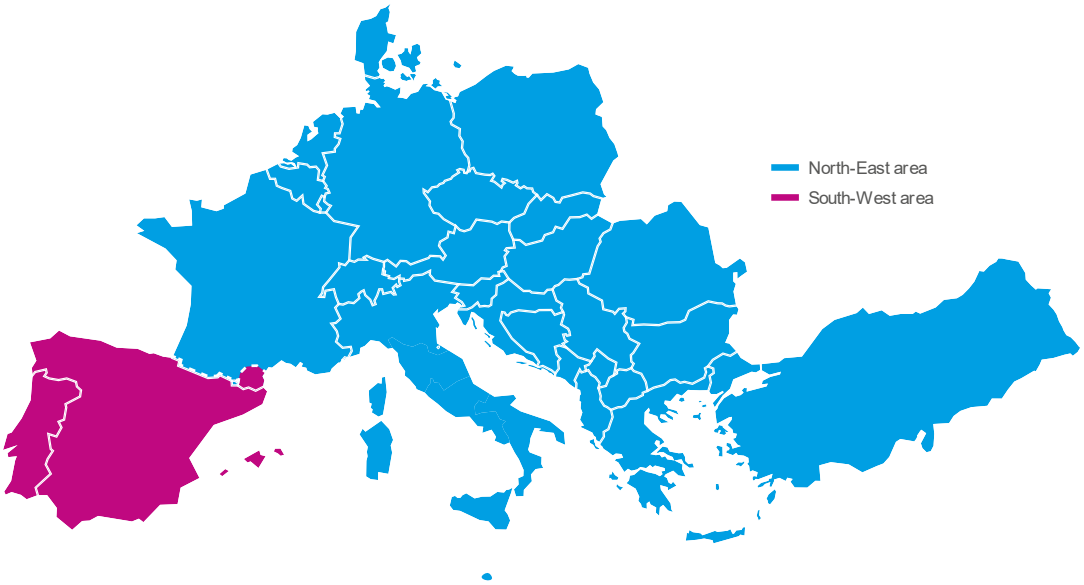
K rozdeleniu kontinentálnej Európy (CE) došlo 8. 1. 2021, kde vplyvom vypnutia spínača prípojníc v chorvátskej rozvodni Ernestinovo na napäťovej hladine 400 kV došlo k preťaženiu ďalších prvkov prenosovej sústavy, ktoré boli vypínané vďaka zapôsobeniu nadprúdových a distančných ochrán. Vplyvom toho sa sústava dostala do nestabilného stavu a bola rozdelená na dva ostrovy. Severozápadný ostrov sa stal deficitným a juhovýchodný bol prebytkový. Výkonová nerovnováha bola približne 5,8 GW. K udržaniu frekvenčnej stability prispeli mimo aktivácie FCR aj ďalšie obranné opatrenia v oboch častiach [16].

Porucha bola zaradená do druhého stupňa klasifikácie ICS, kde najzávažnejšia udalosť mala prioritu 4. Bližší rozbor tejto poruchy je uvedený v kapitole 4.

3.6 Rozdelenie kontinentálnej Európy z 24. 7. 2021

V čase písania textu bola k tejto poruche k dispozícii len technická správa [17], z ktorej sú nasledujúce informácie čerpané.

Dňa 24. 7. 2021 v čase 16:36 došlo k rozdeleniu synchrónnej oblasti CE na dva ostrovy, ako je znázornené na obrázku 3.2. V daný deň vypukol vo Francúzku požiar, ktorý sa nachádzal v blízkosti dvojlinky 400 kV Baixas–Gaudièr. Tesne pred poruchou v čase 16:30 bol tok elektrickej energie medzi Francúzskom a Španielskom v danom smere 2 451 MW. Vplyvom požiaru v čase 16:33:12 došlo k dvojfázovému skratu na jednej linke. Nakoľko po výpadku linky nebolo splnené kritérium N-1, došlo k spoločnému rozhodnutiu medzi dispečermi francúzskej a španielskej prenosovej sústavy na zníženie importu o 1 GW. Zníženie importu sa nestihlo uskutočniť, keďže o 131,8 sekúnd od prvého výpadku došlo aj na druhej linke k dvojfázovému skratu. To spôsobilo preťažovanie ostatných prepojovacích koridorov v západnej a centrálnej časti danej oblasti a v čase 16:36:37 došlo k zapôsobeniu nadprúdovej ochrany, ktorá vypla vedenie 400 kV Argia-Cantegrit. Tretí výpadok spôsobil stratu synchronizmu medzi Francúzskom a Španielskom a dochádzalo k vypínaniu ostatných vedení, čo viedlo k úplnej strate prepojenia medzi týmito oblasťami.



Obrázok 3.2 Mapa rozdelenia kontinentálnej Európy z 24. 7. 2021 [17]

Juhozápadná oblasť bola výkonovo deficitná, v dôsledku čoho došlo k poklesu frekvencie. V oblasti spadla frekvencia až na hodnotu 48,681 Hz, ktorá bola nameraná uprostred Pyrenejského polostrova. V Španielsku došlo k automatickej aktivácii FCR s veľkosťou 376 MW a v Portugalsku o veľkosti 58,5 MW. Vplyvom frekvenčného odľahčovania bola sumárne v danej oblasti spotreba znížená o 4 872 MW a taktiež došlo k odstaveniu prečerpávacích vodných elektrární so spotrebou 2 303 MW.

Kontinentálna Európa bola opäť resynchronizovaná v čase 17:09, teda iba 37 minút od inicializačnej poruchy.

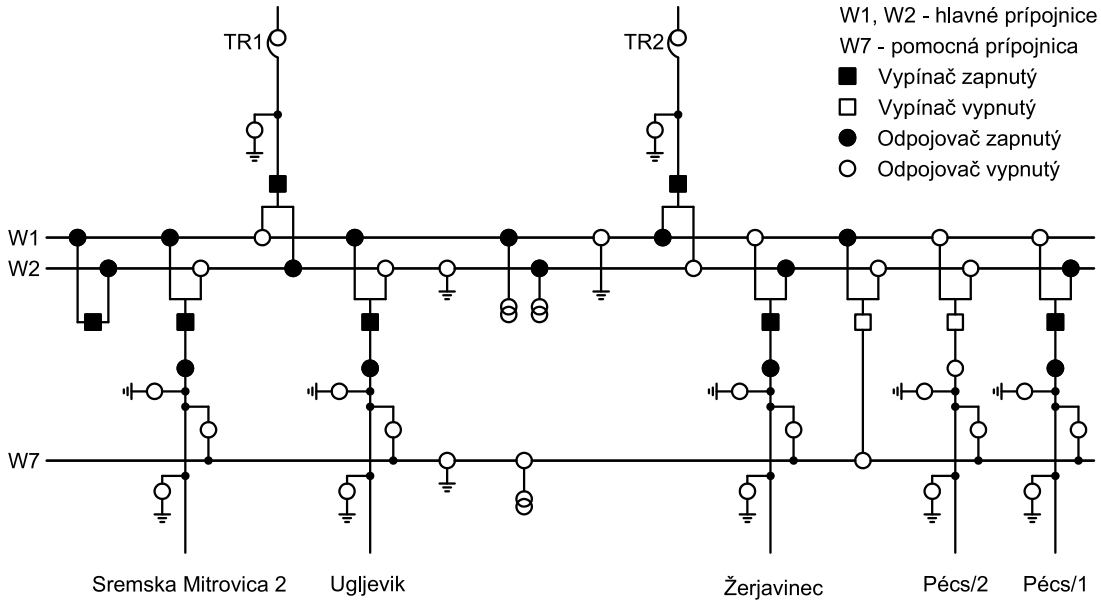
Podrobné informácie k danej poruche sú uvedené v záverečnej správe [18]. V tento správe bol incident zaradený do druhého stupňa klasifikácie ICS s prioritou 2 pre najzávažnejšiu udalosť.

4. SYSTÉMOVÁ PORUCHA Z 8. 1. 2021

Táto kapitola sa zaoberá systémovou poruchou z 8. 1. 2021, kedy došlo k rozdeleniu synchrónne zóny kontinentálnej Európy. Uvedené informácie v tejto kapitole vychádzajú zo záverečnej správy vydanej ENTSO-E [16].

4.1 Vznik poruchy

V daný deň, v čase 14:04:25,9 došlo v rozvodni Ernestinovo v Chorvátsku na napäťovej hladine 400 kV k vybaveniu spínača prípojníc nadprúdovou ochranou. Táto udalosť je inicializačná. Jednopólová schéma rozvodne ja znázornená na obrázku 4.1 a rešpektuje označenie vychádzajúce z predlohy. O 2,6 sekúnd, v tej istej rozvodni vybavili nadprúdové ochrany oboch transformátorov 400/110 kV. Tieto výpadky spôsobili preťaženie prenosového vedenia v Srbsku medzi stanicami Subotica, Novi Sad a vedenie bolo v čase 14:04:48,9 vypnuté nadprúdovou ochranou. Následne boli vypínané distančnými ochranami ďalšie prenosové vedenia na napäťových hladinách 400 kV a 220 kV, až došlo k rozdeleniu synchrónnej zóny, kontinentálnej Európy, na dva ostrovy. Samozrejme dochádzalo aj k odpájaniu vedení na úrovni distribučnej sústavy (DS). V tabuľke 4.1 sú uvedené jednotlivé udalosti vypínania prvkov PS a na obrázku 4.2 sú tieto udalosti zaznačené v mape.



Obrázok 4.1 Schéma rozvodne Ernestinovo (Predloha: [16])

Tabuľka 4.1 Sled udalostí [16]

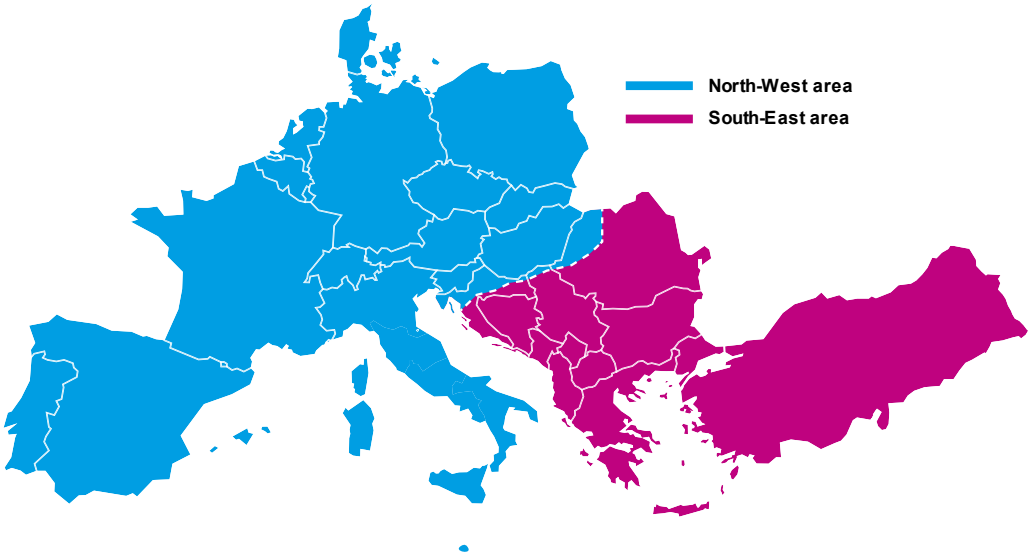
Číslo udalosti	Čas vypnutia	Rozdiel času (s)	Napäťová hladina (kV)	Popis
1.1	14:04:25,9	0	400	Vyp. spínača prípojníc nadprúd. ochranou
1.2	14:04:28,0	2,6	400/110	Vyp. transformátorov nadprúd. ochranou
2	14:04:48,9	23	400	Vypnutie vedenia nadprúdovou ochranou
3	14:04:51,9	26	220	Vypnutie vedenia distančnou ochranou
4.1	14:04:53,8	27,9	220	
4.2	14:04:53,8	27,9	220	
5	14:04:54,1	28,2	220	
6	14:04:54,1	28,2	220	
7	14:04:54,2	28,3	400	
8	14:04:54,2	28,3	400	
9	14:04:54,4	28,5	220	
10	14:04:54,5	28,6	400	
11	14:04:54,6	28,7	400	
12	14:04:54,6	28,7	400/220	Vyp. transformátora distančnou ochranou
13	14:05:08,5	42,6	220	Vypnutie vedenia distančnou ochranou
14	14:05:08,6	42,7	220	

Obrázok 4.2 Mapa vypnutých prvkov PS [16]

Na obrázku 4.3 je znázornená mapa rozdelenie kontinentálnej Európy na dve oblasti. Medzi týmito oblasťami je vyznačená separačná čiara, ktorej poloha vychádza z vypínaných prvkov ES, ako bolo uvedené na obrázku 4.2. Modrá oblasť, severozápadná, ktorá bola deficitná a fialová, juhovýchodná, prebytková. Pred poruchou bol medzi týmito oblasťami, z juhovýchodnej do severozápadnej, prenášaný značný výkon, približne 5,8 GW. Takéto množstvo prenášaného výkonu a konfigurácia sústavy

spôsobili, že sústava bola pred prvou poruchou prevádzkovaná v blízkosti hranice uhlovej stability. Po vypnutí vedenia medzi stanicami Subotica, Novi Sad sústava dosiahla limit uhlovej stability a začala sa deliť na dve oblasti.

Rozdelením sústavy došlo v oboch oblastiach k frekvenčnej nestabilite. V deficitnej oblasti dosiahla frekvencia minimálnu hodnotu 49,74 Hz a v prebytkovej oblasti frekvencia vzrástla na hodnotu 50,6 Hz.



Obrázok 4.3 Mapa rozdelenie kontinentálnej Európy [16]

4.2 Udržanie frekvenčnej stability

Frekvenčná stabilita v oboch synchrónnych oblastiach bola dosiahnutá pomocou podporných služieb a systémov na ochranu sústavy.

V severozápadnej časti bola aktivovaná záloha pre automatickú reguláciu frekvencie (FCR) v objeme 3 280 MW a juhovýchodnej časti 617 MW. Táto regulácia je navrhnutá na výpadok najväčšieho zdroja a pre kontinentálnu Európu to predstavuje výpadok zdroja o veľkosti 3 000 MW.

K udržaniu frekvenčnej stability v juhovýchodnej časti pomohlo aktivovanie špeciálneho ochranného systému (SPS) v Turecku v Marmarskom regióne, ktorý odstavil 975 MW výroby. Tento systém slúži na ochranu dôležitého koridoru proti preťaženiu. Vďaka tomu sa podarilo znížiť nárast frekvencie a zároveň sa zvýšil dovoz z kontinentálnej Európy. Turecká prenosová sústava je prevádzkovaná synchrónne s kontinentálnou Európou a je prepojená pomocou 3 vedení.

V severozápadnej časti k obmedzeniu poklesu frekvencie bolo aktivované frekvenčné odľahčovanie priemyslovej záťaže. Odľahčovanie bolo realizované vo Francúzku,

kde bola odpojená spotreba s výkonom 1 280 MW a v Taliansku, kde bola odpojená spotreba s výkonom 382 MW.

Severozápadnej časti ešte pomohla podpora z ďalších synchrónnych zón skrz HVDC prepojenia. Bližšie informácie k tejto výpomoci sú uvedené v kapitole 4.3. Táto podpora je v tabuľke 4.2 zahrnutá v Emergency Power Control (EPC). Výpomoc zo synchrónnej zóny Severnej Európy bola v objeme 535 MW a z Veľkej Británie v objeme 57 MW.

Vplyvom prechodných javov došlo v blízkosti separačnej čiary k odpojeniu výrobných jednotiek a priemyslovej a domácej záťaže. V juhovýchodnej časti došlo k odpojeniu 988 MW výroby vrátane výroby v DS a 184 MW záťaže. V severozápadnej časti bolo odpojených 348 MW výroby a 48 MW záťaže.

Kvôli odchýlke frekvencie z pásma normálnej frekvencie (49,8 – 50,2 Hz) došlo k odpojeniu výrobných jednotiek a záťaže v oboch častiach.

V juhovýchodnej oblasti došlo k nečakanému odpojeniu 3 292 MW výroby vplyvom nadfrekvencie a odpojeniu 50 MW spotreby. Značná časť výroby bola odpojená v Turecku, kde došlo k odpojeniu 1 155 MW a v Grécku k 1 350 MW. Tieto dve krajiny boli pred poruchou exportné. Turecko exportovalo 700 MW elektrickej energie a po rozdelení sústavy začalo importovať 2 600 MW a Grécko exportovalo 1 150 MW a začalo importovať 1 200 MW elektrickej energie.

V severozápadnej oblasti bolo nesprávnym nastavením odpojených 620 MW výroby a 14 MW spotreby. Odpojenie výroby vplyvom nesprávne nastavenej frekvenčnej ochrany neprispelo k udržaniu frekvenčnej stability.

V tabuľke 4.2 sú zhrnuté výkony aktivovaných služieb na podporu frekvencie a odpojenej výroby a spotreby v časovom okne 14:05 – 14:06. Tieto údaje vychádzajú z údajov poskytnutých prevádzkovateľmi prenosových sústav (PPS).

Tabuľka 4.2 Prehľad odpojených zdrojov, spotreby a aktivovaných služieb v jednotlivých oblastiach [16]

Oblasť		FCR	SPS + EPC	Odpojená výroba	Odpojená spotreba
Severozápadná	*P* (MW)	3 280	2 216	967,6	83
Juhovýchodná		617	975	4 280	213

Pre stav zaťaženia sústavy a výroby jednotlivých typov zdrojov môže poslúžiť nasledujúca tabuľka 4.3, ktorá znázorňuje hlavné parametre dynamického modelu použitého pri simulovaní poruchy.

Tabuľka 4.3 Hlavné parametre jednouzlového modelu zo záverečnej správy ENTSO-E [16]

	Jednotka	Severozápadná oblasť	Juhozápadná oblasť	Σ
Záťaž	GW	326	70,5	396,5
Výkonová nerovnováha	MW	6 000	6 000	-
Výroba:				
FVE	GW	13	1	14
VTE		21,4	4	25,4
Plyn. elektrárne		73,3	5,3	78,6
Ďalšie		218,3	60,2	278,5
Regulačný efekt záťaže	%/Hz	2	2	-

4.3 Výpomoc skrz HVDC

Kontinentálna Európa je poprepájaná cez HVDC linky aj s ďalšími synchrónnymi zónami a to konkrétne so Severnou Európou a Veľkou Britániou. Primárne sú tieto prepojenia určené na prenos elektrickej energie medzi jednotlivými zónami, ale tieto prepojenia poskytujú aj podporu frekvencie.

Pre podporu frekvencie medzi CE a Veľkou Britániou je využívaný Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM), teda obmedzený frekvenčne závislý režim. Tento režim môže byť podfrekvenčný LFSM-U alebo nadfrekvenčný LFSM-O. Požiadavky na tieto režimy sú dané v Nariadení komisie (EÚ) 2016/1447 [19], prípadne aj v Nariadení komisie (EÚ) 2016/631 [20]. Ide o režimy, kedy pri prekročení prahovej hodnoty frekvencie dochádza k znižovaniu alebo zvyšovaniu prenášaného výkonu s definovanou statikou, pričom odozva činného výkonu na zmenu frekvencie má byť čo najrýchlejšia. Medzi CE a Veľkou Britániou existujú 3 prepojenia, Nemo Link, IFA2 a BritNet. V čase poruchy bola v prevádzke len linka Nemo Link [16]. Vybrané parametre pre LFSM na strane CE sú uvedené v tabuľke 4.4.

Tabuľka 4.4 Nastavené parametre Nemo Link pre LFSM na strane CE [16]

Parameter	Označenie	Hodnota
Menovitý výkon	P_n	1 000 MW
Statika	s	5 %
Prahová hodnota pre aktiváciu LFSM-U	f_{LFSM-U}	49,9 Hz
Prahová hodnota pre aktiváciu LFSM-O	f_{LFSM-O}	50,1 Hz
Maximálna výkonová odozva	ΔP	450 MW

Medzi CE a Severnou Európou sa využíva riadenie frekvencie pomocou SPS, konkrétne EPC [21]. EPC má oproti LFSM iné správanie, nakoľko LFSM reaguje na odchýlku frekvencie po prekročení prahovej hodnoty zmenou výkonu, kdežto EPC

má nastavené frekvenčné stupne s priradenými uvoľnenými výkonmi. Pri prekročení frekvencie dôjde k uvoľneniu výkonu s definovanou rýchlosťou zmeny výkonu, pričom rýchlosť zmeny je pomalšia ako pri LFSM. Pri danej poruchy došlo k aktivovaniu EPC na 3 prepojeniach [16], kde v tabuľke 4.5 sú uvedené podrobnejšie informácie o poskytnutej pomoci EPC zo Severnej Európy skrz HVDC linky.

Tabuľka 4.5 Poskytnutá výpomoc EPC skrz HVDC [16]

Frekvencia aktivácie (Hz)	Linka	Výkon (MW)	Rýchlosť zmeny výkonu (MW/s)
49,85	Kontiscan	30	100
49,8	Kontiscan	185	20
	Skagerak	270	20
	Kontek	50	10

Niektoré existujúce EPC by mali byť v budúcnosti nahradené práve režimom LFSM, čo vychádza z [22].

5. SIMULÁCIA NA JEDNOSTROJOVOM MODELI

Táto kapitola pojednáva o jednostrojových modeloch, na ktorých bola simulovaná systémová poruchy z 8. 1. 2021. Simulačným nástrojom bol sieťový simulátor MODES [7] a idea tvorby daného modelu vychádzala z článku publikovaného v časopise Energies [23], kde autori článku opisujú danú systémovú poruchu, tvorbu modelu, simulujú danú poruchu a diskutujú dosiahnuté výsledky.

Na základe daného článku boli vytvorené samostatné modely pre severozápadnú a juhovýchodnú oblasť, pričom ich základný koncept modelu je spoločný. Pred tým, než sa pristúpi k opisu základného konceptu a dynamiky modelov je vhodné všeobecne opísať jednostrojový model.

5.1 Jednostrojový model

Jednostrojový model, v zahraničnej literatúre označovaný ako Single Machine Equivalent (SIME), reprezentuje zjednodušené správanie skúmanej sústavy. Zaťaženie sústavy je napájané z jedného dynamického ekvivalentného výrobného modulu, ktorý sa skladá zo synchrónneho generátora, budiča a regulátora budenia, parnej turbíny a jej regulátora. Tento ekvivalentný výrobný modul nahrádza výrobné moduly zapojené do elektrizačnej sústavy. Turbína pracuje v režime regulácii otáčok. Prívod pary na turbínu je z konštantného zdroja, pretože sa simuluje krátkodobá až strednodobá dynamika a vplyv regulácie zdroja sa neprejaví.

Použitie jednostrojového modelu prináša so sebou isté výhody, ale aj nevýhody. Medzi výhody patrí:

- jednoduchosť modelu,
- výpočtová nenáročnosť.

Medzi nevýhody možno zaradiť:

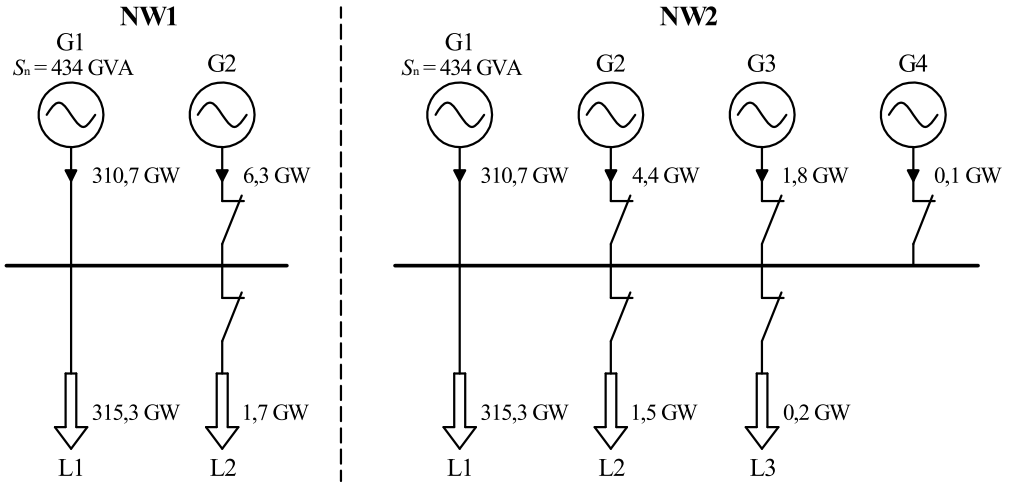
- strata správania jednotlivých typov výrobných modulov,
- nemožnosť simulácie systémových kyvov medzi výrobnými modulmi.

5.2 Základný koncept modelu

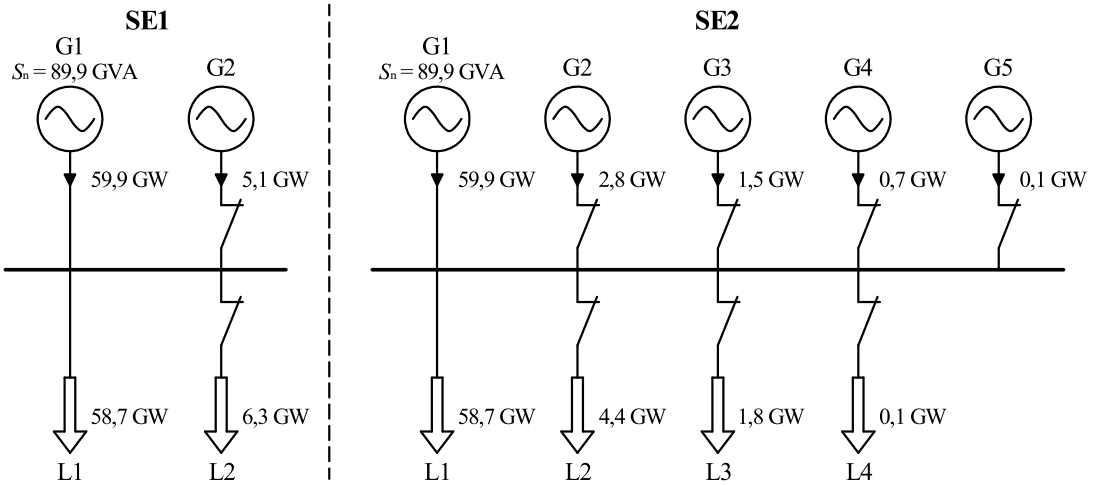
Základný koncept modelu vychádzal zo spomínaného článku [23]. Celkovo boli vytvorené 4 modely, pre každú oblasť dve. Schéma sústavy jednouzlového modelu pre severozápadnú oblasť (NW) je uvedená na obrázku 5.1 a pre juhovýchodnú oblasť (SE) na obrázku 5.2. Na daných obrázkoch je vidieť dve schémy, základnú NW1/SE1 a rozšírenú NW2/SE2, pričom je v nich graficky znázornené, ktoré prvky sú vypínané. Základná schéma uvažuje vypnutie výroby/spotreby v celom objeme v jednom čase podľa scenára z tabuľky 5.5. Rozšírená schéma má rozdelenú vypínanú výrobu/spotrebu

do viacerých blokov na menších častí, pričom dochádza k postupnému vypínaniu podľa scenára, ktorý je uvedený v tabuľke 5.6.

Nakoľko sa jedná o jednostrojový model, dynamika sústavy je reprezentovaná zdrojom G1. Zdroje G2 – G5 nie sú uvažované s dynamikou a reprezentujú stratu importu v NW oblasti a stratu výroby v SE oblasti. Odber L1 predstavuje zaťaženie sústavy a odbery L2 – L4 predstavujú stratu spotreby v NW oblasti a stratu exportu v SE oblasti.



Obrázok 5.1 Schéma sústavy jednouzlového modelu pre oblasť NW



Obrázok 5.2 Schéma sústavy jednouzlového modelu pre oblasť SE

Dodávané výkony a zaťaženie pre jednotlivé schémy aj s popisom sú uvedené v tabuľkách 5.1 a 5.2.

Tabuľka 5.1 Výroba v jednouzlovom modeli

Zdroj	Dodávaný výkon (GW)				Popis
	NW1	NW2	SE1	SE2	
G1	310,7	310,7	59,9	59,9	Ekvivalentný zdroj – SIME
G2	6,3	4,4	5,1	2,8	Strata importu pre NW oblasť Strata výroby v SE oblasti
G3		1,8		1,5	
G4		0,1		0,7	
G5				0,1	

Tabuľka 5.2 Zaťaženie v jednouzlovom modeli

Záťaž	Odoberaný výkon (GW)				Popis
	NW1	NW2	SE1	SE2	
L1	315,3	315,3	58,7	58,7	Stále zaťaženie sústavy
L2	1,7	1,5	6,3	4,4	Strata spotreby v NW oblasti Strata exportu pre SE oblasť
L3		0,2		1,8	
L4				0,1	

Dôležité parametre bloku G1 sú uvedené v tabuľke 5.3. Nominálny výkon turbíny bol určený na základe parametra turbíny k_N, ktorý udáva pomer S_n/N_{Tmax} a tento pomer vychádza z prevrátenej hodnoty účinníka generátora. Výkonové číslo generátora bolo určené podľa z rovnice (2.9), kde nominálny výkon generátora bol nahradený maximálnym výkonom turbíny. Vzorový príklad výpočtu je uvedený v rovnici (5.1):

$$K_g = k_g \cdot \frac{N_{Tmax}}{f_n} = 3{,}33 \cdot \frac{412\,000}{50} = 27\,439{,}2\ \mathrm{MW/Hz}, \tag{5.1}$$

kde k_g je výkonový súčiniteľ a jeho veľkosť vychádza z nastavenia regulátora otáčok, bližšie v časti 5.3, N_{Tmax} je nominálny výkon turbíny a f_n je nominálna frekvencia sústavy.

Tabuľka 5.3 Parametre bloku G1

Názov parametra	Označenie	Jednotka	Oblasť NW	Oblasť SE
Nominálny výkon generátora	S_n	MVA	434 000	89 000
Nominálny výkon turbíny	N_{Tmax}	MW	412 000	84 520
Účinník	$cos\varphi_n$	-	0,85	
Výkonové číslo	K_g	MW/Hz	27 439,2	5 629

Záťaž L1 sa pôvodne uvažovala bez regulačného efektu záťaže, nakoľko v spomínanom článku [23], z ktoré vychádza jednostrojový model nebola žiadne zmienka o tomto efekte. Pre dosiahnutie lepších výsledkov vznikli ďalšie varianty modelov, ktoré uvažujú s regulačným efektom záťaže. Správanie záťaže je v programe MODES definované pomocou výkonového súčiniteľa záťaže. Jeho hodnota bola zvolená s ohľadom na požadovaný priebeh odchýlky frekvencie a má veľkosť $k_Z = 0{,}3$.

Na základe tejto hodnoty je možné vyčísliť výkonové číslo zaťaženie K_Z pomocou rovnice (2.7). Vzorový príklad výpočtu pre severozápadnú oblasť je v rovnici (5.2):

$$K_Z = k_Z \cdot \frac{P_{L1}}{f_n} = 0{,}3 \cdot \frac{315\,300}{50} = 1\,891{,}8\ \mathrm{MW/Hz}, \tag{5.2}$$

kde P_{L1} je veľkosť odberu záťaže L1 a f_n je nominálna frekvencia sústavy. V nasledujúcej tabuľke 5.4 sú uvedené výkonové čísla záťaže oboch oblastí.

Tabuľka 5.4 Výkonové číslo záťaže

Názov parametra	Označenie	Jednotka	Oblasť NW	Oblasť SE
Výkonové číslo záťaže	K_Z	MW/HZ	1 891,8	359,4

Simulácia bola riadená podľa scenáru zásahov, ktorý je uvedený v tabuľke 5.5 pre základný model (NW1/SE1) a v tabuľke 5.6 pre rozšírený model (NW2/SE2). Pomocou týchto scenárov dochádzalo k vypínaniu jednotlivých objektov. Časy boli určené s cieľom dosiahnutia rovnakých priebehov odchýlok frekvencií ako v článku [23]. K inicializačnej udalosti dochádzalo vo čase 1 s, po dosiahnutí ustáleného chodu.

Tabuľka 5.5 Scenár zásahov na jednostrojovom základnom modeli

Čas (s)	Objekt		Popis
	NW1	SE1	
1	G2	L2	Rozdelenie CE – strata importu/exportu
	L2	G2	Strata spotreby/výroby

Tabuľka 5.6 Scenár zásahov na jednostrojovom rozšírenom modeli

Čas (s)	Objekt		Popis
	NW2	SE2	
1	G2	L2	Rozdelenie CE – strata importu/exportu
2,7		L3	Strata zaťaženia – exportu
13		G2	Strata výroby
3,3		G3	
3,5		G4	
9	G3		Strata výroby – importu
	L2		Strata spotreby
15		G5	Strata výroby
35		L4	Strata zaťaženia – exportu
40	G4		Strata výroby – importu
93	L3		Strata spotreby

5.3 Dynamika jednostrojového modelu

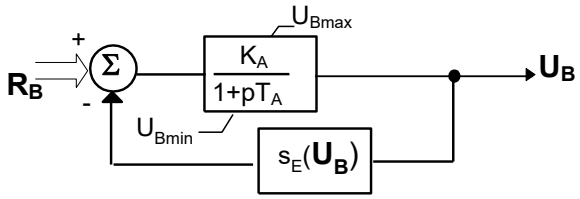
Táto kapitola sa venuje dynamickému modelovaniu bloku G1, ktorý pozostáva z generátora, budiča, regulátora budenia, systémového stabilizátora, turbíny a regulátora turbíny. Voľba modelov a ich nastavenie vychádzalo z článku [23]. Pre dosiahnutie odpovedajúceho správania, boli niektoré parametre pozmenené od daného článku. Podrobný popis jednotlivých použitých modelov a parametrov je uvedený v [24].

Generátor

Generátor bol modelovaný Parkovým modelom, modelom synchrónneho stroja 6. rádu. V programe MODES má tento model označenie PARK. Jednou z dôležitých parametrov modelu je časová mechanická konštanta T_m, ktorá reprezentuje zotrvačnosť sústavy a tým pádom ovplyvňuje priebeh odchýlky frekvencie. Hodnoty časových mechanických konštánt boli stanovené na základe požadovaného správania modelu a sú uvedené pre jednotlivé varianty v tabuľke 5.12.

Budič a regulácia budenia

Budič a regulátor budenia sú označované ako AVR (Automatic Voltage Regulator). Všeobecne je budič a jeho regulátor nahradzovaný jedným modelom, avšak v programe MODES sú budiče a regulátory budenia modelované samostatne. Pre modelovanie budiča bol použitý model DC budiča s označením DC_1, kde bola voľbou parametrov vyradená jeho spätná väzba pre zaistenie súladu s predlohou. Model budiča je uvedený na nasledujúcom obrázku 5.3 a nastavené parametre sú uvedené v tabuľke 5.7.

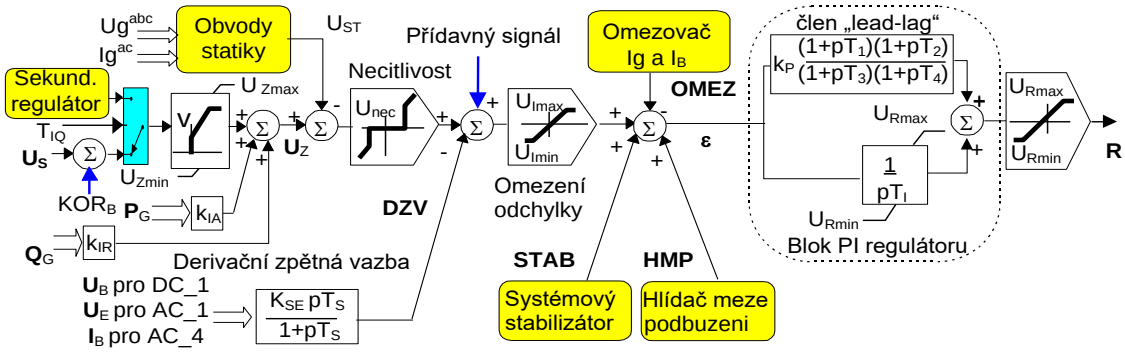


Obrázok 5.3 Model DC budiča [24]

Tabuľka 5.7 Nastavené parametre DC budiča

T_a (s)	U_{bmin} (-)	U_{bmax} (-)	K_a(-)	K_c (-)	K_d (-)	A_{ss} (-)	B_s (-)
0,05	0	4	100	0	0	0	0

Pre regulátor budenia bol použitý model zovšeobecneného regulátora budenia, ktorý je uvedený na obrázku 5.4. Jeho nastavené parametre sú uvedené v tabuľke 5.8.



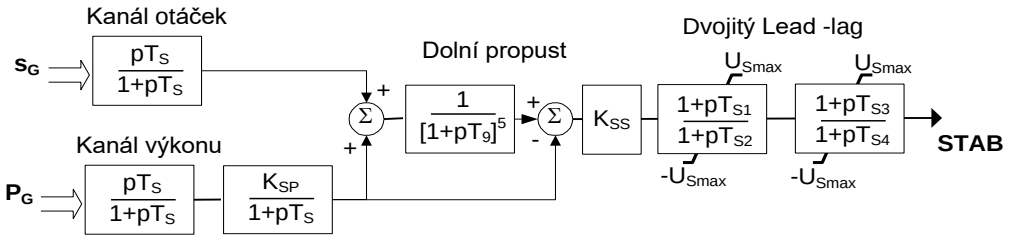
Obrázok 5.4 Model regulátora budenia [24]

Tabuľka 5.8 Nastavené parametre regulátora budenia

U_{zmin} (-)	U_{zmax} (-)	U_{nec} (-)	K_{stat} (-)	K_p (-)	K_{se} (-)	T_I (s)	T_s (s)	T_1 (s)	T_3 (s)
0,9	1,2	0	0	1	0	0	0	3	10
v (%/s)	U_{rmax} (-)	U_{rmin} (-)	U_{Imin} (-)	U_{Imax} (-)	T_2 (s)	T_4 (s)	K_{IA} (-)	K_{IRR} (-)	
10	9,9	-9,9	-9,9	9,9	0	0	0	0	

Systémový stabilizátor

Blok G1 disponuje systémovým stabilizátorom, v anglickej literatúre ako Power System Stabiliser (PSS). V predlohe [23] bol použitý štandardný model PSS2A, ktorý v programe MODES odpovedá alternatívnemu modelu systémového stabilizátora. Schéma modelu je uvedená na obrázku 5.5 a nastavené parametre sú v tabuľke 5.9.



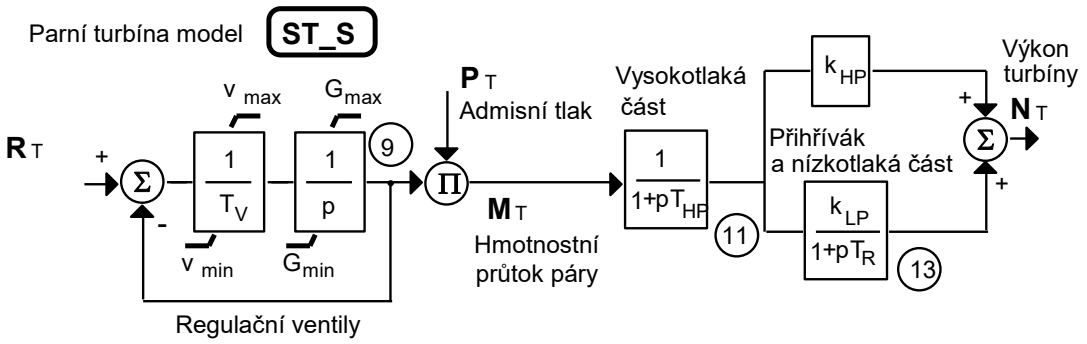
Obrázok 5.5 Alternatívna schéma systémového stabilizátora [24]

Tabuľka 5.9 Parametre systémového stabilizátora

K_{Ss} (-)	K_{SP} (-)	T_S (s)	T_{S1} (s)	T_{S2} (s)	U_{Smax} (-)	T_{s3} (s)	T_{s4} (s)	T_9 (s)
5	0,1564	2	0,25	0,03	0,1	0,15	0,015	0

Turbína a regulácia pohonu

V článku [23] bol využitý model parnej turbíny s regulátorom s označením TGOV1. Program MODES využíva samostatné modely turbín a regulátorov. Model TGOV1 bol nahradený zjednodušeným modelom parnej turbíny s medziprihrievaním pary s označením ST_S a regulátorom otáčok. Na obrázku 5.6 je znázornený použitý zjednodušený model parnej turbíny V tabuľke 5.10 sú uvedené nastavené parametre modelu, pričom parametre T_{HP} (časová konštanta vysokotlakovej časti turbíny), T_R (časová konštanta prihrievaku), K_{LP} (podiel výkonu generovaného strednotlakovou a nízkotlakovou časťou turbíny) a K_{HP} (podiel výkonu generovaného vysokotlakovou časťou turbíny) pre jednotlivé varianty sú uvedené v tabuľke 5.12.

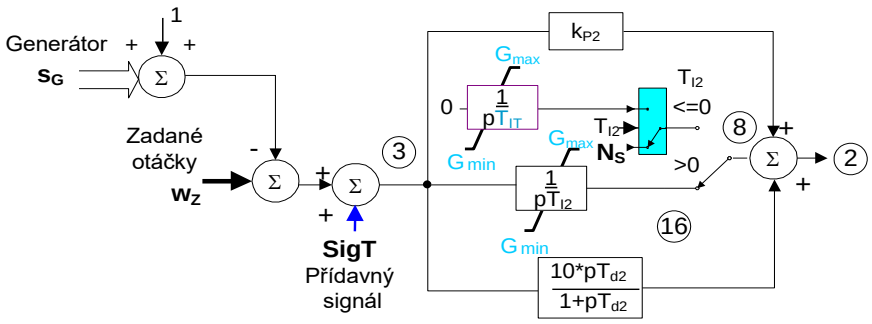


Obrázok 5.6 Schéma model zjednodušenej parnej turbíny [24]

Tabuľka 5.10 Parametre turbíny

k_N (-)	T_V (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	T_{HP} (s)	T_R (s)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)
1,053	0,5	-0,1	1	0	1	Hodnoty v tabuľke 5.12			

Schéma modelu regulátora otáčok je uvedená na obrázku 5.7 a nastavené parametre sú v tabuľke 5.11. Regulátor otáčok má nastavenú proporcionálnu reguláciu so zosilnením K_{p2}, ktoré je rovné výkonovému súčiniteľu.



Obrázok 5.7 Model regulátora otáčok [24]

Tabuľka 5.11 Parametre regulátoru otáčok

K_{P2} (-)	T_{d1} (s)	T_{d2} (s)	T_{I2} (s)
3,33	0	0	0

Parametre pre jednotlivé varianty

Pre simuláciu na jednostrojovom modeli bolo vytvorených 6 variantov. Niektoré parametre sú pre jednotlivé varianty odlišné a preto neboli uvedené v tabuľkách parametrov. Ich hodnoty sú zhrnuté v tabuľke 5.12.

Jednotlivé varianty majú vlastné označenie, kde prvé tri znaky odkazujú na použitú schému modelu a číslo za pomlčkou uvádza či ide o variant s regulačným efektom záťaže, číslo 2, alebo bez neho, číslo 1.

Tabuľka 5.12 Špecifické parametre turbíny a časovej mechanickej konštanty jednotlivých variantov

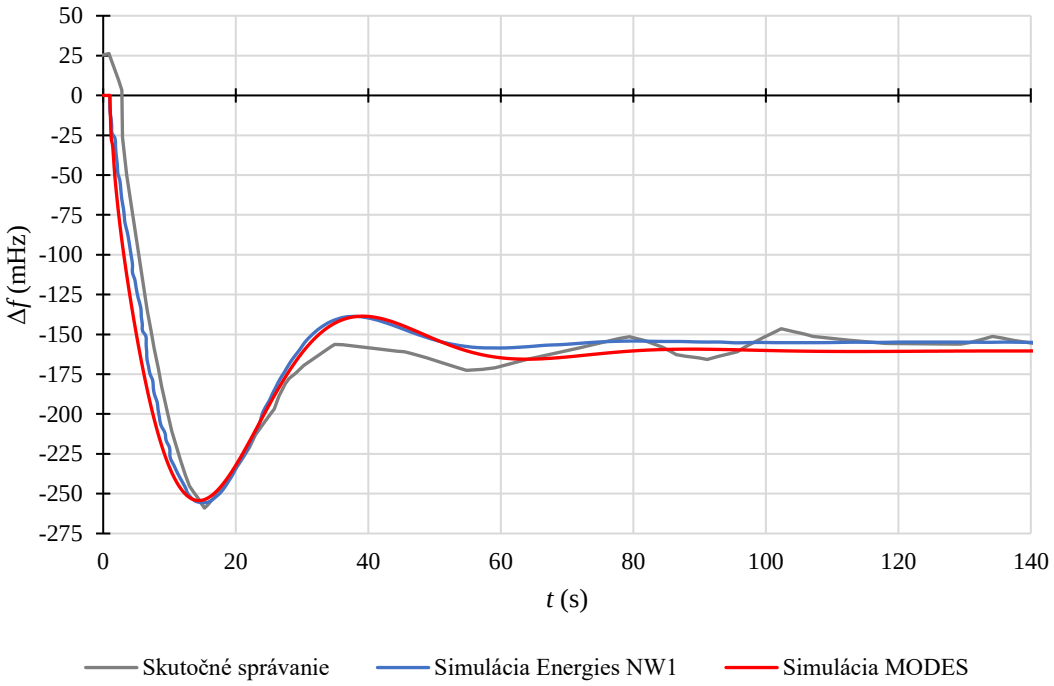
Variant	Popis	T_{HP} (s)	T_R (s)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)	T_m (s)
NW1-1 NW2-1	Bez regulačného efektu záťaže	0	10,2	1	0	3
NW1-2 NW2-2	S regulačným efektom záťaže	0	10,8	0,86	0,14	14,8
SE1-1	Bez regulačného efektu záťaže	0	10,2	1	0	3
SE2-2	S regulačným efektom záťaže	0	10,2	0,85	0,15	6,8

5.4 Simulačné výsledky

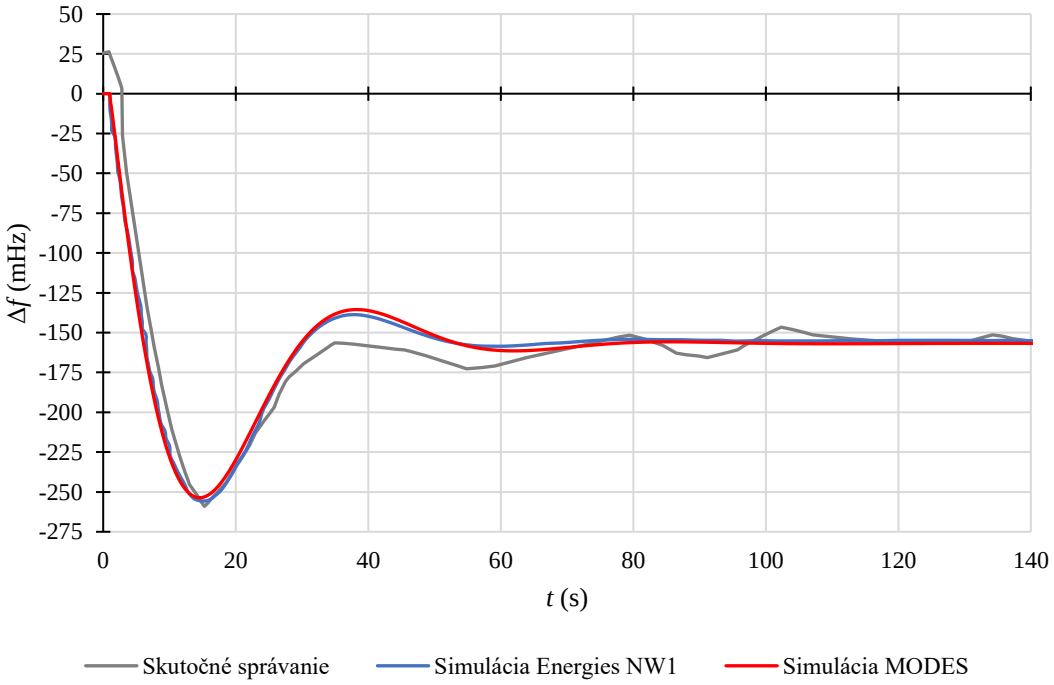
V tejto časti sú uvedené dosiahnuté simulačné výsledky odchýlky frekvencie na popisovaných modeloch. Výsledky sú rozdelené podľa oblastí na severozápadnú (NW) a juhovýchodnú (SE). Označenie jednotlivých variantov bolo uvedené vyššie nad tabuľkou 5.12.

Každý graf obsahuje tri priebehy. Priebehy s označením *Skutočné správanie* predstavujú namerané vyfiltrované hodnoty. Tento priebeh bol prebraný z [23]. Priebehy s označením *Simulácia Energies NW1/NW2/SE1/SE2* predstavuje dosiahnuté simulačné výsledky z [23]. Číslo 1 označuje simulačné výsledky pri vypnutí odpájanej výroby/spotreby v jednom čase, a číslo 2 postupné vypínanie výroby/spotreby. Priebehy s označením *Simulácia MODES* predstavujú dosiahnuté výsledky na zostrojených modeloch.

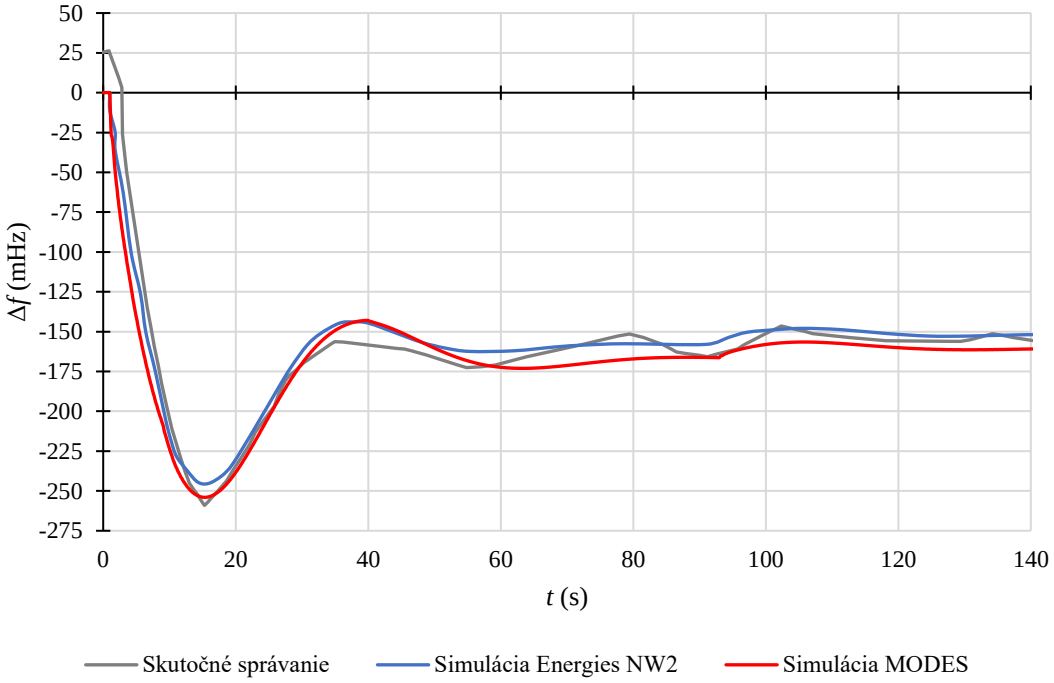
Severovýchodná oblasť



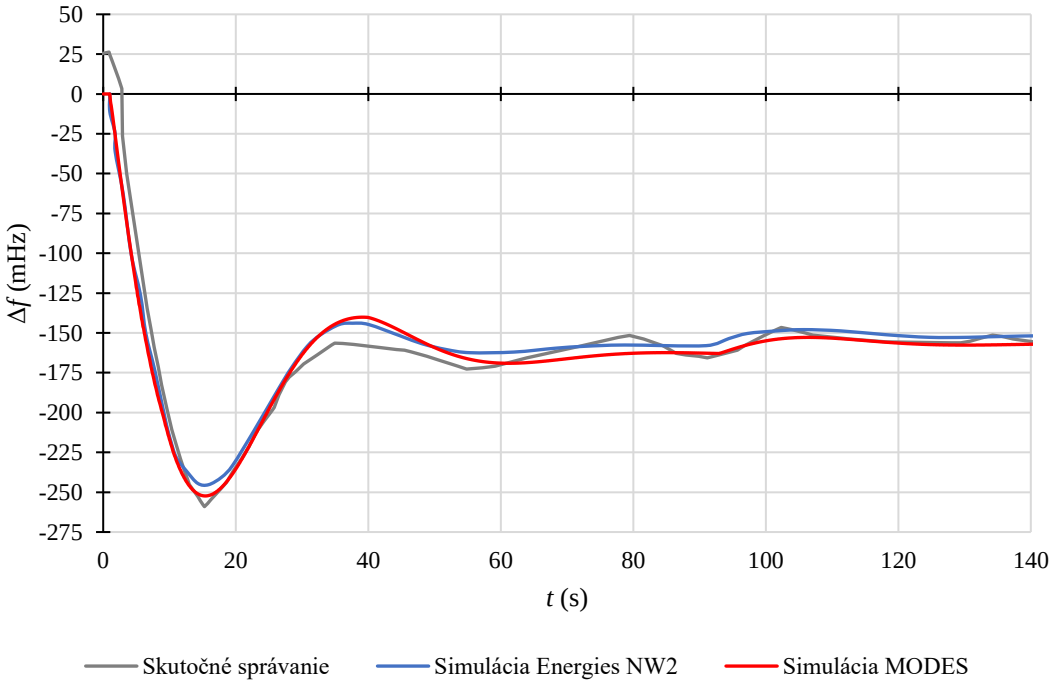
Obrázok 5.8 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW1-1 – vypnutie v jednom čase bez uvažovania regulačného efektu záťaže



Obrázok 5.9 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW1-2 – vypnutie v jednom čase s uvažovaním regulačného efektu záťaže



Obrázok 5.10 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW2-1 – postupné vypínanie bez uvažovania regulačného efektu záťaže



Obrázok 5.11 Graf odchýlky frekvencie pre variant NW2-2 – postupné vypínanie s uvažovaním regulačného efektu záťaže

V tabuľke 5.13 sú uvedené dosiahnuté ustálené odchýlky frekvencie pre jednotlivé varianty severozápadnej oblasti, kde Δf_{SIM} predstavuje ustálenú odchýlku frekvencie zo simulácie uvedenej v článku [23], $\Delta f_{\mathrm{MODES}}$ je ustálená odchýlka frekvencie zo simulácie na zostrojenom modeli, $\Delta f_{\mathrm{VYP.}}$ je vypočítaná ustálená odchýlka frekvencie.

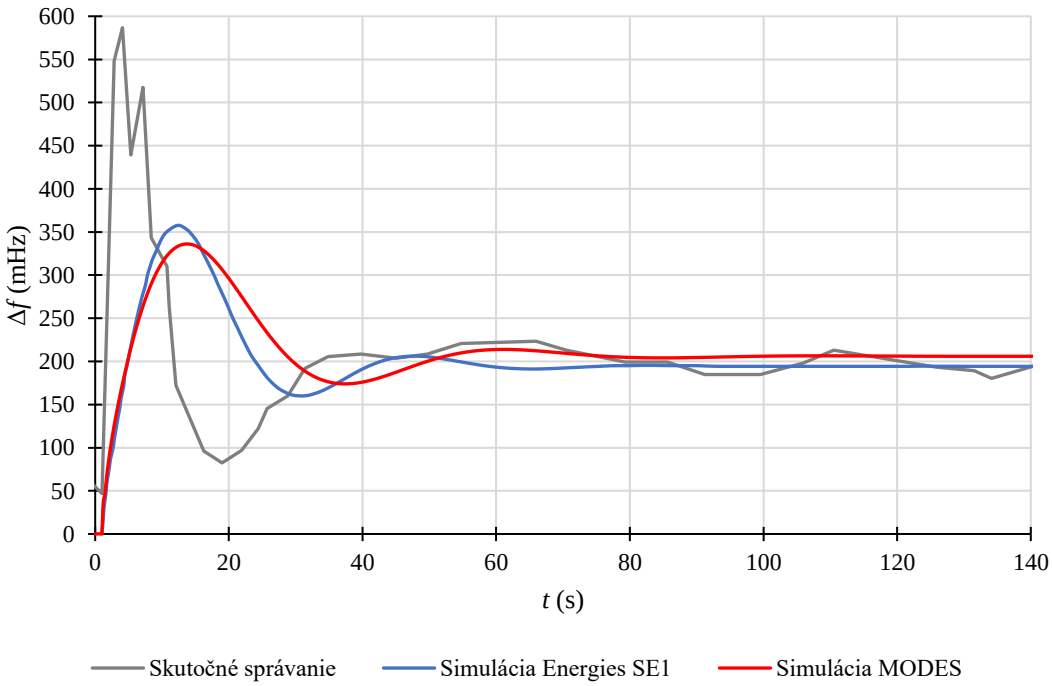
Tabuľka 5.13 Ustálené odchýlky frekvencie pre severozápadnú oblasť

Variant	Δf_{SIM} (mHz)	$\Delta f_{\mathrm{MODES}}$ (mHz)	$\Delta f_{\mathrm{VYP.}}$ (mHz)
NW1-1	-155,00	-160,36	-167,64
NW1-2	-155,00	-156,72	-156,83
NW2-1	-151,95	-160,51	-167,64
NW2-2	-151,95	-156,87	-156,83

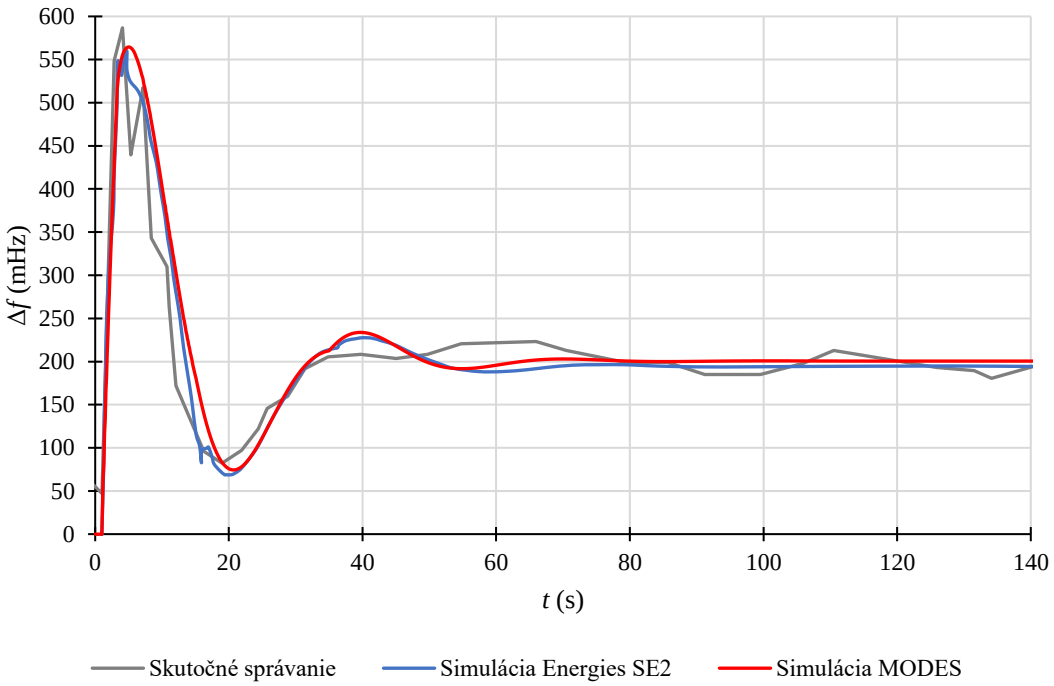
Príklady výpočtu pre prvé dva záznamy sú uvedené v rovnici (5.3). Pre oblasť NW1-1 sa vychádzalo z rovnice (2.9) a pre oblasť NW1-2 z rovnice (2.10).

$$\begin{aligned}\Delta f_{\mathrm{VYP,NW1-1}} &= -\frac{\Delta P}{K_{\mathrm{g}}} = -\frac{P_{\mathrm{G2}}-P_{\mathrm{L2}}}{K_{\mathrm{g}}} = -\frac{6\,300-1\,700}{27\,439{,}2} = \\ &= -167{,}64\ \mathrm{mHz} \\ \Delta f_{\mathrm{VYP,NW1-2}} &= -\frac{\Delta P}{K_{\mathrm{g}}+K_{\mathrm{Z}}} = -\frac{P_{\mathrm{G2}}-P_{\mathrm{L2}}}{K_{\mathrm{g}}+K_{\mathrm{Z}}} = -\frac{6\,300-1\,700}{27\,439{,}2+1\,891{,}8} = \\ &= -156{,}83\ \mathrm{mHz}\end{aligned} \tag{5.3}$$

Juhovýchodná oblasť



Obrázok 5.12 Graf odchýlky frekvencie pre variant SE1-1 – vypnutie v jednom čase bez uvažovania regulačného efektu záťaže



Obrázok 5.13 Graf odchýlky frekvencie pre variant SE2-2 – postupné vypínanie s uvažovaním regulačného efektu záťaže

V tabuľke 5.14 sú uvedené dosiahnuté ustálené odchýlky frekvencie pre jednotlivé varianty juhovýchodnej oblasti, kde Δf_{SIM} predstavuje ustálenú odchýlku frekvencie zo simulácie uvedenej v článku [23], Δf_{MODES} je ustálená odchýlka frekvencie zo simulácie na zostrojenom modeli, $\Delta f_{VYP.}$ je vypočítaná ustálená odchýlka frekvencie.

Tabuľka 5.14 Ustálené odchýlky frekvencie pre juhovýchodnú oblasť

Variant	Δf_{SIM} (mHz)	Δf_{MODES} (mHz)	$\Delta f_{VYP.}$ (mHz)
SE1-1	194,29	205,95	213,18
SE2-2	194,50	200,55	200,63

Postup výpočtu je zhodný s výpočtom uvedeným v rovnici (5.3).

5.5 Diskusia

V predchádzajúcej podkapitole boli uvedené dosiahnuté simulačné výsledky na zostrojených jednostrojových modeloch. Cieľom tejto časti bolo vytvoriť podobné jednostrojové modely v programe MODES, ako v publikovanom článku [23].

Pre dosiahnutie uspokojivých výsledkov bolo nutné pozmeniť parametre turbíny a časovej mechanickej konštanty generátora oproti parametrom, ktoré boli publikované.

Navyše oproti článku bola zahrnutá simulácia s uvažovaním regulačného efektu záťaže, ktorá sa v článku nespomínala. Zahrnutím tohto efektu do simulácie sa podarilo priblížiť k ešte viac uspokojivým výsledkom.

Je nutné taktiež podotknúť, že časy vypnutí jednotlivých prvkov uvedené v scenári (tabuľka 5.5 a 5.6) boli odhadnuté na základe publikovaných priebehov. Rovnako boli odhadnuté aj objemy výkonov L2 a L3 pre schému NW2 (obrázok 5.1) a G2 – G5 pre schému SE2 (obrázok 5.2). Odhady boli zvolené so zreteľom na dosiahnutie najlepšej zhody medzi odchýlkami frekvencie.

Celkovo na základe výsledkov uvedených v obrázkoch 5.8 – 5.13 a ustálených odchýlok uvedených v tabuľkách 5.13 a 5.14 je možné konštatovať, že správanie zostrojených modelov veľmi dobre odpovedá skutočnému správaniu sústavy.

Nakoľko sa jednalo o jednostrojový model nebolo možné na ňom replikovať systémovú poruchu do takej miery, ako bola predstavená v kapitole 4. Napriek tomu, ale jednostrojový model poskytol dobrý obraz o výslednom priebehu odchýlky frekvencie. Pre podrobnejšie posúdenie je nutné zanechať jednostrojový model a presunúť sa k ekvivalentnému modelu, ktorému je venovaná kapitola 6.

6. SIMULÁCIA NA EKVIVALENTNOM MODELI

Táto kapitola sa zaoberá ekvivalentnými modelmi pre simulácie systémovej poruchy z 8. 1. 2021. Oproti jednostrojovým modelom z kapitoly 5 sú v tomto prípade jednotlivé výrobné moduly (VM) rozdelené a modelované podľa ich typu. Dôvodom tvorby a simulácie systémovej poruchy na ekvivalentom modeli bola motivácia dosiahnutia podrobnejšieho správania modelovanej sústavy, ktorá by sa viac približovala skutočnému správaniu sústavy. Spomínané správanie sústavy už bolo opísané v kapitole 4. Simulačným nástrojom bol opäť sieťový simulátor MODES [7].

V úvode, než sa pristúpi k opisu základného konceptu modelu, je vhodné oboznámiť čitateľa s ekvivalentným modelom na všeobecnej úrovni.

6.1 Ekvivalentný model pre simuláciu frekvenčnej stability

Ekvivalentný model predstavuje zjednodušený model skúmanej sústavy, v ktorom sú jednotlivé druhy VM (FVE, VTE, PE a ďalšie) modelované samostatne. Dôjde síce k nahradeniu všetkých VM jedného typu jedným ekvivalentným modelom, ale docieli sa presnejšie správanie sústavy. Dôvodom rozdeľovania VM do jednotlivých skupín je fakt, že jednotlivé typy VM majú rôzne zotrvačnosti a rôzne správania pri zmenách frekvencie.

Ekvivalentný model môže byť označený aj ako viacstrojový jednouzlový. V zahraničnej literatúre sa používa označenie Single Node Model alebo Single Busbar Model. Takéto modely sústav sú užitočné pre simulácie frekvenčnej stability a medzi ich výhody patrí:

- relatívna jednoduchosť,
- presnejšie modelovanie sústavy.

Majú však ešte aj určité nevýhody, ako napríklad:

- problematickejšia parametrizácia modelov,
- vhodné len na posudzovanie frekvenčnej stability.

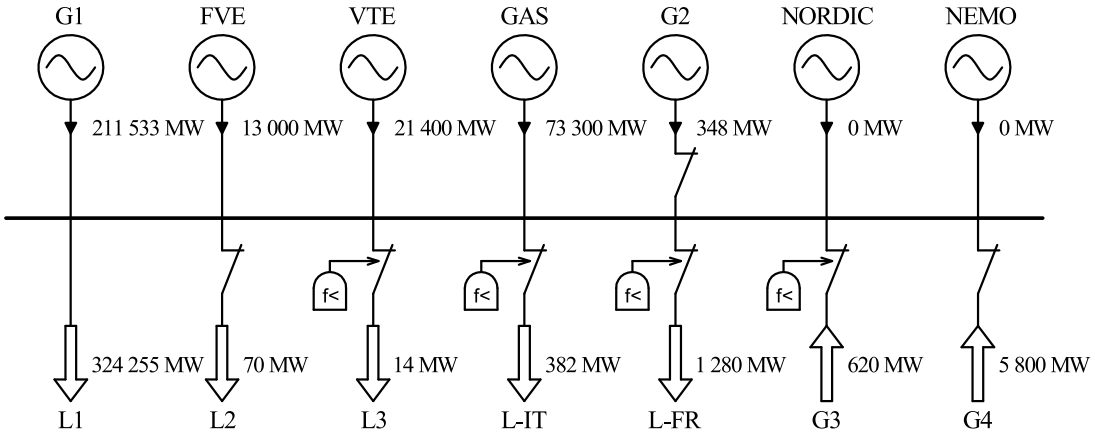
Pre ešte presnejšie modelovanie sústav môžu byť použité viacuzlové modely celej sústavy, ktoré sú vhodné na posudzovanie aj ďalších druhov stability ES, ktorých zložitosť modelovania je veľká a sú aj výpočtovo náročné.

6.2 Základný koncept modelu

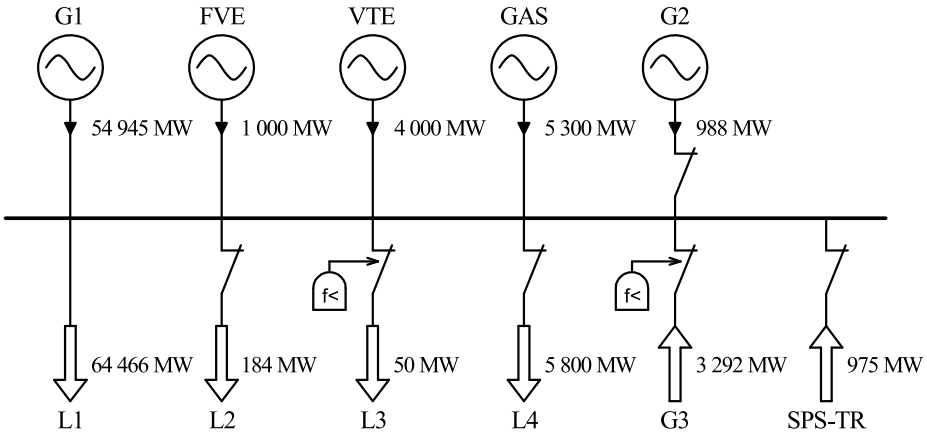
Základný koncept modelu vychádzal zo záverečnej správy [16], v ktorej boli uvedené dosiahnuté simulačné výsledky bližšie nešpecifikovaného jednouzlového modelu. Pre tento model boli uvedené základné údaje ustáleného chodu sústavy, ktoré sú uvedené v tabuľke 4.3. Cieľom bolo podľa týchto údajov a údajov o priebehu správania sústavy uvedených v kapitolách 4.2 a 4.3 vytvoriť ekvivalentný model, ktorý by dosahoval

približne rovnaké správanie so sústavou.

Boli vytvorené dva modely, pre každú oblasť jeden. Schéma sústavy modelu pre severozápadnú oblasť je uvedená na obrázku 6.1 a pre juhovýchodnú oblasť na obrázku 6.2. Zdroje pripojené do uzla zhora sú modelované s príslušnou dynamikou a zdroje pripojené zdola sú modelované zápornou záťažou. Výroba alebo spotreba, ktorá je v priebehu simulácie odpojená, je v schéme patrične znázornená. Táto výroba/spotreba je vypínaná buď zásahom podľa scenára, alebo automatikou (frekvenčným relé), čo je v schéme taktiež vyznačené.



Obrázok 6.1 Schéma sústavy ekvivalentného modelu pre oblasť NW



Obrázok 6.2 Schéma sústavy ekvivalentného modelu pre oblasť SE

Popis jednotlivých zdrojov a hodnôt dodávaných činných výkonov do sústavy je uvedený v tabuľke 6.1. Rovnako popis k jednotlivým záťažiam s hodnotami odoberaných výkonov pre obe oblasti je uvedený v tabuľke 6.2. Je ešte nutné podotknúť, že všetky záťaže sú uvažované s regulačným efektom záťaže s hodnotou 2 %/Hz. Táto

hodnota sa všeobecne odhaduje v rozmedzí 1 – 2 %/Hz, pričom sa častejšie využíva najvyššia hodnota.

Tabuľka 6.1 Popis zdrojov a dodávané výkony

Zdroj	Dodávaný výkon (MW)		Popis
	Oblasť NW	Oblasť SE	
G1	211 533	54 945	Ostatné zdroje - synchrónne zdroje
FVE	13 000	1 000	Retrofitované fotovoltaické elektrárne
VTE	21 400	4 000	Retrofitované veterné elektrárne
GAS	73 300	5 300	Plynové elektrárne
G2	348	988	Strata výroby vplyvom prechodných dejov
NORDIC	0		HVDC z oblasti Nordic – režim EPC
NEMO	0		HVDC Nemo Link – režim LFSM-U
G3	620	3 292	Neretrofitované zdroje
G4	5 800		Import z oblasti SE
SPS-TR		975	SPS v Turecku

Tabuľka 6.2 Popis záťaží a odoberané výkony

Záťaž	Odoberaný výkon (MW)		Popis
	Oblasť NW	Oblasť SE	
L1	324 255	64 466	Zaťaženie sústavy
L2	70	184	Strata spotreby vplyvom prechodného deja
L3	14	50	Strata spotreby podfrekvenciou/nadfrekvenciou
L-IT	382		Odpojenie priemyselnej spotreby v Taliansku
L-FR	1 280		Odpojenie priemyselnej spotreby vo Francúzku
L4		5 800	Export do oblasti NW

V nasledujúcej tabuľke 6.3 sú zhrnuté nominálne výkony generátorov a rozsahy turbín pre zdroje modelované s dynamikou, kde S_n predstavuje nominálny zdanlivý výkon generátora, N_{Tmin} je minimálny výkon turbíny a N_{Tmax} je nominálny výkon turbíny. Pri zdroji FVE reprezentuje N_{Tmax} inštalovaný výkon.

Tabuľka 6.3 Výkony generátorov a turbín v ekvivalentom modeli

Blok	Oblasť NW			Oblasť SE		
	S_n (MVA)	N_{Tmin} (MW)	N_{Tmax} (MW)	S_n (MVA)	N_{Tmin} (MW)	N_{Tmax} (MW)
G1	303 408	129 000	258 000	92 316	39 250	78 500
FVE	16 666	0	15 000	2 222	0	2 000
VTE	26 666	0	24 000	5 555	0	5 000
GAS	94 080	36 000	80 000	8 820	3 250	7 500
G2	1 176	0	1 000	1 176	0	1 000
NORDIC	1 176	0	1 000			
NEMO	530	0	450			

Nominálny zdanlivý výkon generátora G1 bol vyčíslený z hodnoty dodávaného výkonu v ustálenom stave, ktorá predstavuje približne 70 % z S_n. Nominálny výkon tejto turbíny je určený na základe parametra turbíny k_N, ktorý udáva pomer S_n/ N_{Tmax} a tento pomer vychádza z prevrátenej hodnoty nominálneho účinníka generátora. Minimálny výkon turbíny pre blok G1 predstavuje 50 % z N_{Tmax} a pre blok GAS 45 %. Nominálne výkony ďalších blokov boli zvolené s ohľadom na ich dodávané výkony a z nich boli určené hodnoty S_n.

Simulácia je riadená podľa scenáru zásahov, ktorý je uvedený v tabuľke 6.4. V čase 10 s, po dosiahnutí ustáleného stavu, dôjde k vzniku inicializačnej udalosti, rozdeleniu CE, a jednotlivé oblasti prídu o 5,8 GW výroby/spotreby. Inicializačná udalosť je nasledovaná ďalšími výpadkami podľa daného scenára. Časy výpadkov boli stanované, aby sa dosiahlo najpodobnejšie správanie voči skutočnému správaniu. V čase 36 s dôjde v juhovýchodnej oblasti k vypnutiu objektu G2, ktorý reprezentuje stratu spotreby prechodným dejom. Ide o stratu v blízkosti separačnej čiary. Čas odpojenia bol stanovený analýzou záznamu frekvencie z rumunskej rozvodne Gutinas, ktorá sa nachádza v blízkosti separačnej čiary.

Tabuľka 6.4 Scenár zásahov na ekvivalentnom modeli

Čas (s)	Objekt		Popis
	Oblasť NW	Oblasť SE	
10	G4	L4	Rozdelenie CE – strata importu/exportu
11,5		G2	Strata výroby prechodným dejom
12,2		SPS-TR	Strata výroby v Turecku vďaka SPS
13	L2		Strata spotreby prechodným dejom
14	G2		Strata výroby prechodným dejom
36		L2	Strata spotreby prechodným dejom

Odpájanie vybraných záťaží a výrob, vychádzajúcich z obrázkov 6.1 a 6.2, je realizované automatikami. Automatiky zapôsobia na vybraný objekt vybraným

zásahom pri prekročení sledovanej veličiny cez prahovú hodnotu. Sledovanou veličinou je frekvencia sústavy. K použitiu automatík sa pristúpilo na simulovanie zapôsobenia frekvenčných relé, ktoré pri vychýlení frekvencie z dovolených medzí spôsobia vypnutie zdroja, prípadne spotreby. Prehľad automatík je uvedený v tabuľke 6.5.

Automatiky sú nastavené tak, aby zapôsobili pri odchýlke frekvencie -200 mHz pre severozápadnú oblasť a 500 mHz pre juhovýchodnú oblasť. Dôvod uvedenia iných hodnôt v tabuľke je kvôli uvažovaniu počiatočnej odchýlky frekvencie, ktorá bola v sústave pred rozdelením. Táto počiatočná odchýlka sa pripočíta k výstupným hodnotám frekvencií zo simulácie. Veľkosť odchýlky pred rozdelením bola 28 mHz. To je dôvod, prečo sú nastavené odchýlky frekvencií v automatikách znížené o 28 mHz.

Všetky automatiky spôsobia vypnutie vybraných objektov, okrem automatiky s názvom NORDIC, táto automatika spôsobí zmenu typových parametrov regulátora turbíny na bloku NORDIC. Dôvody tejto skutočnosti sú uvedené v kapitole 6.3, presnejšie v časti Blok NORDIC.

Tabuľka 6.5 Prehľad automatík

Názov automatiky	Nastavená odchýlka frekvencie (mHz)	Objekt pôsobenia	Popis
Oblasť NW			
F49.8L	-228	L3	Podfrekvenčné relé, vypínanie spotreby
F49.8G		G3	Podfrekvenčné relé, vypínanie výroby
NORDIC		NORDIC	Zmena typových parametrov regulátora turbíny
Oblasť SE			
F50.5L	472	L3	Nadfrekvenčné relé, vypínanie spotreby
F50.5G		G3	Nadfrekvenčné relé, vypínanie výroby

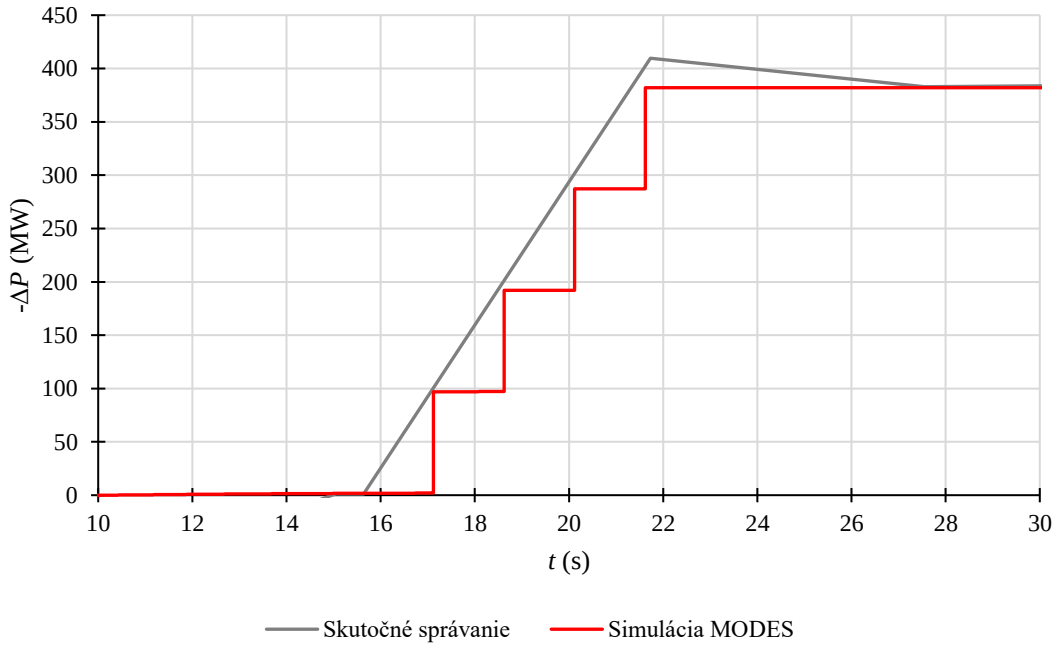
V severozápadnej oblasti došlo k vypnutiu priemyselnej spotreby vo Francúzku a Taliansku vo veľkom objeme. Toto vypnutie nebolo realizované v jednom okamihu, ale dochádzalo k postupnému znižovaniu výkonu, ako je uvedené na obrázku Figure 3.8 v záverečnej správe [16]. Z toho dôvodu nemohlo byť v simulácii uskutočnené vypnutie v jednom okamihu, lebo by došlo do značnej miery k ovplyvneniu výsledného priebehu odchýlky frekvencie. Na vystihnutie podobného správania sú priemyselné záťaže v modeli vypínané postupne v 4 stupňoch s nastaveným oneskorením každého stupňa. Podrobnejšie informácie k objemom vypínania a ich oneskoreniam sú uvedené v tabuľke 6.6. K aktivácií vypínania dochádza pri poklese frekvencie pod 49,8 Hz. Na základe vyššie uvedených informácií je nastavená hodnota v MODESe 49,772 Hz. Hodnoty $T_1 - T_4$ označujú nábeh jednotlivých stupňov od dosiahnutia prahovej hodnoty frekvencie, kde dolné indexy označujú poradie stupňa, a hodnoty $p_1 - p_4$ označujú

percentuálny vypnutý výkon. Pre záťaž L-FR sa ešte uvažuje oneskorenie vypínania na úrovni 0,2 s.

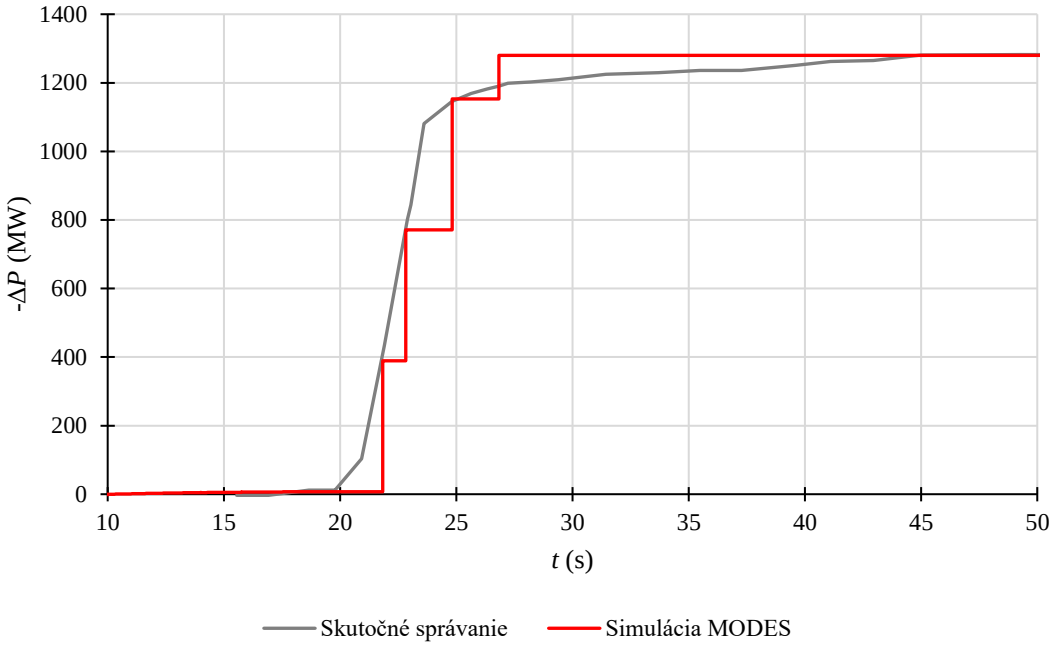
Tabuľka 6.6 Nastavenie vypínanie priemyselnej záťaže v severovýchodnej oblasti

Záťaž	Nastavená prahová hodnota frekvencie (Hz)	Oneskorenie stupňov				Objem výkonu v stupňoch			
		T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	T_4 (s)	p_1 (%)	p_2 (%)	p_3 (%)	p_4 (%)
L-IT	49,772	1,5	3	4,5	6	25	25	25	25
L-FR		6	7	9	11	30	30	30	10

Pre porovnanie sú v obrázkoch 6.3 a 6.4 uvedené vypínania priemyselnej záťaže simuláciou voči nameraným hodnotám. Časové osi boli synchronizované k času dosiahnutia frekvencie 49,8 Hz a obrázky znázorňujú absolútne odchýlky výkonu (poskytnutú podporu). Na základe tohto porovnania je možné usúdiť, že modelovanie vypínania priemyselných záťaží odpovedá realite.



Obrázok 6.3 Porovnanie vypínania priemyselnej záťaže v Taliansku



Obrázok 6.4 Porovnanie vypínania priemyselnej záťaže vo Francúzku

6.3 Modelovanie zdrojov

Táto kapitola sa venuje dynamickému modelovaniu zdrojov. V opise jednotlivých zdrojov sú uvedené použité dynamické modely a nastavenia zásadných parametrov pre adekvátne dynamické správanie. Podrobný popis jednotlivých modelov je uvedený v [24].

Blok G1

Blok G1 pozostáva zo synchrónneho generátora, budiča, turbíny a príslušných regulátorov. Synchrónny generátor využíva Parkov model, budič je modelovaný ako tyristorový nezávislý s označením AC_4 a turbína je modelovaná zjednodušeným modelom parnej turbíny s označením ST_S. Regulácia turbíny je realizovaná v uzatvorenej regulačnej slučke. Schémy modelov sú uvedené v prílohe A a nastavené hodnoty pre obe oblasti v prílohe B.1.

Severozápadná oblasť

Blok G1 zabezpečuje FCP v ekvivalentnom modeli a preto veľkosť jeho výkonového súčiniteľa k_g, v MODESe označenom ako k_{COR} (korektor frekvencie) bola pre severovýchodnú oblasť (NW) určená výpočtom (6.1):

$$k_{\mathrm{COR,NW}} = \frac{P_{\mathrm{FCR,NW}}}{\Delta f_{\mathrm{NW}}} \cdot \frac{f_{\mathrm{n}}}{N_{\mathrm{Tmax,NW}}} = \frac{3\,280}{0{,}158} \cdot \frac{50}{258\,000} = 4{,}02, \tag{6.1}$$

kde $P_{FCR,NW}$ predstavuje uvoľnený výkon v rámci procesu FCP a jeho veľkosť vychádza z tabuľky 4.2, pričom sa jedná o hodnotu FCR pri dosiahnutí ustálenej odchýlky frekvencie, Δf_{NW} predstavuje ustálenú odchýlku frekvencie v severovýchodnej oblasti, f_n je nominálna frekvencia a $N_{Tmax,NW}$ je menovitý výkon turbíny danej oblasti, ktorého hodnota vychádza z tabuľky 6.3.

Pri tejto simulácii na viacstrojovom modeli sa berie do úvahy počiatočná odchýlka frekvencie, ktorej veľkosť pred rozdelením sústavy bola 28 mHz. Z toho dôvodu bolo nutné zaviesť do regulátora turbíny pre NW oblasť necitlivosť, ktorá odpovedá počiatočnej odchýlke frekvencie. Necitlivosť regulátora turbíny v MODESe má označenie d_{Fr} a bola určená podľa výpočtu (6.2):

$$d_{Fr} = \frac{\Delta f_{\text{poč.}}}{f_n} \cdot 100 = \frac{0{,}028}{50} \cdot 100 = 0{,}056\ \%, \tag{6.2}$$

kde $\Delta f_{\text{poč.}}$ predstavuje počiatočnú ustálenú odchýlku frekvencie a f_n je nominálna frekvencia. Hodnota počiatočnej odchýlky bola pripočítaná k dosiahnutým simulačným výsledkom.

Hodnoty parametrov k_{HP}, podiel výkonu generovaného vysokotlakovou časťou turbíny, a k_{LP}, podiel výkonu generovaného strednotlakovou a nízkotlakovou časťou turbíny, boli určené na základe dosiahnutia požadovaného priebehu odchýlky frekvencie. Nastavené hodnoty parametrov pre severozápadnú oblasť sú $k_{HP} = 0{,}75$ a $k_{LP} = 0{,}25$.

Veľkosť časovej mechanickej konštanty generátora T_m bloku G1 je 18 s a bola určená na základe dosiahnutia približne zhodných časových konštánt sústav T_N medzi modelom a sústavou pri poruche. Hodnota konštanty sústavy pri poruche vychádzala z hodnoty *RoCoF* uvedenej v časopise Energies [23] a je daná výpočtom (6.3):

$$T_{\text{N,Energies,NW}} = \frac{f_n}{RoCoF_{\text{NW}}} \cdot \frac{\Delta P}{P_{\text{LOAD,NW}}} = \frac{50}{0{,}0431} \cdot \frac{5\,800}{326\,000} = 20{,}64\ \text{s}, \tag{6.3}$$

kde f_n je nominálna frekvencia sústavy, ΔP predstavuje výkonovú nerovnováhu, stratu importu z juhovýchodnej oblasti a $P_{LOAD,NW}$ predstavuje zaťaženie sústavy. Konštanta sústavy v MODESe bola určená pomocou analýzy a jej veľkosť je $T_{N,MODES,NW} = 20{,}26$ s.

Juhovýchodná oblasť

Taktiež blok G1 v juhovýchodnej oblasti zabezpečuje FCP a hodnota korektoru frekvencie vychádza z nasledujúceho výpočtu (6.4):

$$k_{\text{COR,SE}} = \frac{P_{\text{FCR,SE}}}{\Delta f_{\text{SE}}} \cdot \frac{f_n}{N_{\text{Tmax,SE}}} = \frac{603}{0{,}2} \cdot \frac{50}{78\,500} = 1{,}92, \tag{6.4}$$

kde $P_{FCR,SE}$ predstavuje uvoľnený výkon v rámci procesu FCP, ktorého veľkosť vychádza z tabuľky 4.2, ale došlo k jeho zníženiu o 14 MW nakoľko z [25] sa zistilo, že uvedená hodnota v záverečnej správe [16] pre PPS ESO EAD bola nadhodnotená, Δf_{SE} predstavuje odchýlku frekvencie, pri ktorej dôjde k plnému aktivovaniu FCR, f_n je nominálna frekvencia a $N_{Tmax,SE}$ je nominálny výkon turbíny danej oblasti a hodnota vychádza z tabuľky 6.3.

Rovnako ako v severozápadnej časti boli hodnoty parametrov k_{HP} a k_{LP} určené na základe dosiahnutia požadovaného priebehu odchýlky frekvencie. Nastavené hodnoty parametrov pre sú k_{HP} = 0,25 a k_{LP} = 0,75.

Veľkosť časovej mechanickej konštanty generátora T_m bloku G1 pre oblasť SE bola uvažovaná s hodnotou T_m = 9 s, kde sa opäť prihliadalo na časovú konštantu sústavy. Jej veľkosť podľa hodnoty *RoCoF* uvedenej v časopise Energies [23] je daná výpočtom (6.5):

$$T_{\mathrm{N,Energies.SE}} = \frac{f_{\mathrm{n}}}{RoCoF_{\mathrm{SE}}} \cdot \frac{\Delta P}{P_{\mathrm{LOAD,SE}}} = \frac{50}{0{,}3614} \cdot \frac{5\,800}{64\,700} = 12{,}40\ \mathrm{s}, \tag{6.5}$$

kde f_n je nominálna frekvencia sústavy, ΔP predstavuje výkonovú nerovnováhu, stratu exportu do severozápadnej oblasti a $P_{LOAD,NW}$ predstavuje zaťaženie sústavy. Konštanta sústavy modelu v MODESe bola určená pomocou analýzy a jej veľkosť je $T_{N,MODES,SE}$ = 12,99 s

Blok FVE

Blok FVE využíva zjednodušený model frekvenčného meniča s označením FPFC. Schéma modelu je uvedená v prílohe A a nastavené parametre sú v prílohe B.2. Tento blok predstavuje retrofitované FVE, teda FVE v súlade s Nariadením komisie (EÚ) 2016/631 [20].

Frekvenčný pracovný rozsah modelu je 47,5 Hz až 51,5 Hz a ja daný parametrami f_{MAX} a f_{MIN}. V spomínanom nariadení je pre poskytnutie LFSM-O uvedený rozsah prahových hodnôt, od ktorej má dochádzať k znižovaniu výkonu v rozmedzí 50,2 – 50,5 Hz. Model uvažuje menej priaznivú hodnotu a teda, že k znižovaniu výroby bude dochádzať až pri prekročení frekvencie 50,5 Hz, čo je dané parametrom d_{fk}. Veľkosť obmedzenia K_f sa uvažuje 40 %/Hz. Táto hodnota vychádzala z Kódexu PS [26] a odpovedá statike 5 %, pričom rozsah v nariadení je 2 – 12 %.

Blok VTE

Blok VTE je modelovaný ako synchrónny stroj s permanentnými magnetmi a výkonovým meničom označeným PMGC a modelom veternej turbíny pri konštantnej rýchlosti vetra s označením WIN0. Schéma modelu je uvedená v prílohe A a nastavené parametre sú v prílohe B.3. Nastavené hodnoty vychádzajú z typových hodnôt projektu WIND_TUR, ktorý je súčasťou programu MODES.

Blok GAS

Blok GAS je modelovaný zhodne s blokom G1, avšak líši sa v použitej turbíne. Blok využíva model plynovej turbíny s označením GAST. Jedná sa o zjednodušený model jednohriadeľovej turbíny. Schéma modelu turbíny je uvedená v prílohe A a nastavené parametre bloku GAS sú uvedené v prílohe B.4. Nastavené hodnoty sú z typových hodnôt uvedených v MODESe pričom časová mechanická konštanta generátora T_m

severozápadnej oblasti je uvažovaná s hodnotou 12 s a pre juhovýchodnú oblasť s hodnotou 8 s. Podľa [27] sa hodnoty časových mechanických konštánt pre elektrárne s plynovými turbínami pohybujú v rozmedzí 8 – 12 s.

Blok G2

Blok G2 reprezentuje výrobu, ktorá je vypnutá v dôsledku prechodných dejov v blízkosti separačnej čiary pri delení CE na dva oblasti. Tento blok pozostáva zo synchrónneho generátora, budiča, turbíny a príslušných regulátorov, pričom pre synchrónny generátor bol využitý Parkov model, budič a turbína boli modelované štandardnými modelmi s označením STAN. Dôvodom použitia štandardných modelov je spomínaný fakt, že ide o výrobu, ktorá bola v dôsledku prechodných dejov odstavená. Schémy modelov sú uvedené v prílohe A a nastavené parametre bloku G2 sú uvedené v prílohe B.5.

Blok NORDIC

Blok NORDIC reprezentuje správanie poskytnutej výpomoci cez HVDC linky medzi CE a severnou Európou v režime EPC, ako bolo uvedené v kapitole 4.3. Táto výpomoc je modelovaná fiktívnym blokom, ktorý pozostáva zo synchrónneho generátora s modelom CLAS a parnou turbínou STAN. Dôvod modelovania týmto fiktívnym blokom je ten, že program MODES lepšie pracuje s konvenčnými modelmi a fiktívny blok umožňuje regulácie výkonu v závislosti na odchýlke frekvencie, čo je požadované. Schéma štandardnej parnej turbíny je v prílohe A a nastavené parametre bloku NORDIC sú uvedené v prílohe B.6.

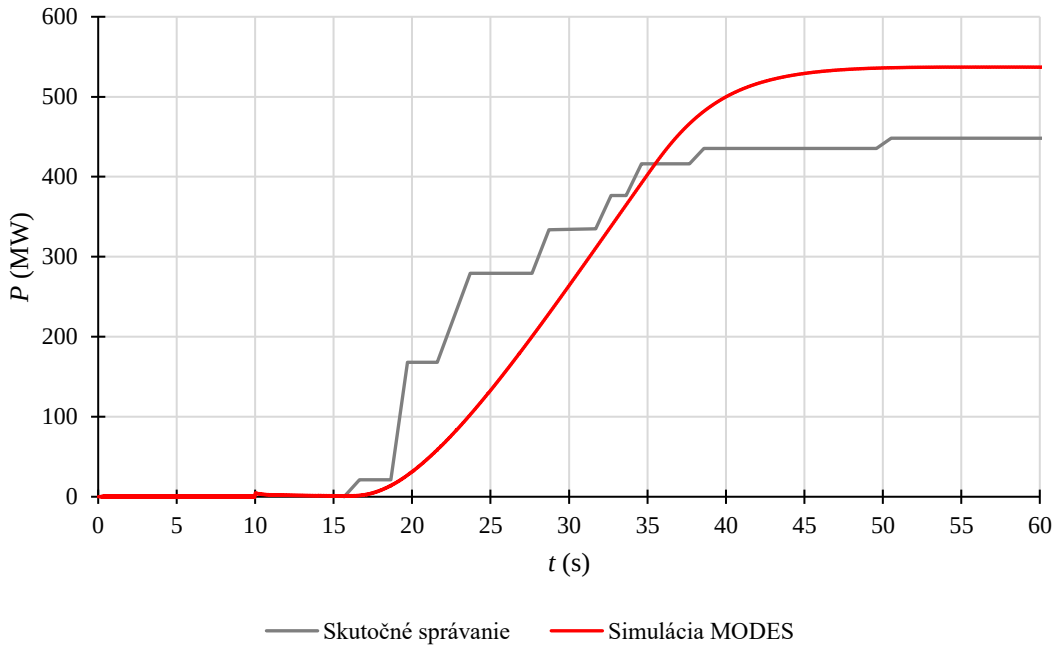
Nakoľko je blok modelovaný synchrónnym generátorom, tak mu bola priradená reaktancia blokového transformátora x_t = 1,8 za účelom potlačenia rázu činného výkonu pri výpadku importu a nastavená malá časová mechanická konštanta T_m = 0,4 s, aby sústave nebola pridaná zotrvačnosť, ktorá sa v nej nenachádza. Nastavenie parnej turbíny bolo uskutočnené s cieľom dosiahnutia približného správania, ako bolo zverejnené v záverečnej správe [16]. Porovnanie medzi skutočným správaním a simulovaným správaním je uvedené na obrázku 6.5. Jednotlivé priebehy boli synchronizované na čas dosiahnutia frekvencie 49,8 Hz. Je nutné ešte podotknúť, že nameraný priebeh nezahrňuje výpomoc na všetkých linkách, ako bolo uvedené v tabuľke 4.5, ale pravdepodobne znázorňuje len správanie na dvoch linkách a to Skagerak a Kontiscan s aktivovaním pri frekvencií 49,8 mHz. Z toho dôvodu poskytnutá výpomoc zo simulácie dosahuje vyššie hodnoty až 535 MW, čo predstavuje celkový objem poskytnutej výpomoci v režime EPC podľa tabuľky 4.5.

Regulátor turbíny pre tento blok využíva dve sady parametrov. Prvá sada parametrov má vyradenú reguláciu výkonu na odchýlky frekvencie, nastavením korektora frekvencie k_{COR} = 0 a táto sada je využívaná, až kým nedôjde k poklesu frekvencie pod 49,8 Hz, kedy zapôsobením automatiky dôjde k zmene parametrov regulátora turbíny na druhú sadu. Pomocou druhej sady blok reguluje výkon s ohľadom na odchýlku frekvencie

s použitím nenulovej hodnoty korektora frekvencie. Jej hodnota bola určená výpočtom (6.6):

$$k_{\mathrm{COR}} = \frac{P_{\mathrm{EPC}}}{\Delta f_{\mathrm{NW}}} \cdot \frac{f_{\mathrm{n}}}{N_{\mathrm{Tmax}}} = \frac{535}{0{,}158} \cdot \frac{50}{1\,000} = 169{,}3, \tag{6.6}$$

kde P_{EPC} predstavuje poskytnutú výpomoc v režime EPC a hodnota vychádza z tabuľky 4.5, Δf_{NW} predstavuje ustálenú odchýlku frekvencie, ktorá bola pri danej systémovej poruche -158 mHz, f_{n} je nominálna frekvencia a N_{Tmax} je menovitý výkon turbíny, ktorého hodnota vychádza z tabuľky 6.3.



Obrázok 6.5 Porovnanie správania bloku NORDIC

Blok NEMO

Blok NEMO reprezentuje správanie HVDC linky Nemo Link, ktorá pracuje v režime LFSM. Blok NEMO je modelovaný, obdobne ako blok NORDIC, fiktívnym blokom pozostávajúcim zo synchrónneho generátora s modelom CLAS a parnou turbínou STAN. Dôvod modelovania týmto fiktívnym blok je rovnaký ako pri bloku NORDIC. Nastavené parametre bloku NEMO sú uvedené v prílohe B.7.

Rovnako na zamedzenie rázu činného výkonu pri vzniku výkonovej nerovnováhy sa uvažuje reaktancia blokového transformátora $x_{\mathrm{t}} = 4$. Na obmedzenie rázu činného výkonu sa uvažuje s malou časovou mechanickou konštantou $T_{\mathrm{m}} = 0{,}4$ s, nakoľko HVDC nedisponuje zotrvačnosťou. Nominálny výkon turbíny N_{Tmax} bol zvolený na základe maximálnej výkonovej odozvy z tabuľky 4.4, aby bol týmto fiktívnym blokom modelovaný režim LFSM. V tej istej tabuľke je uvedená aj statika, ktorá sa však vzťahuje k nominálnemu výkonu danej linky. Kvôli zmene nominálneho výkonu turbíny nie je

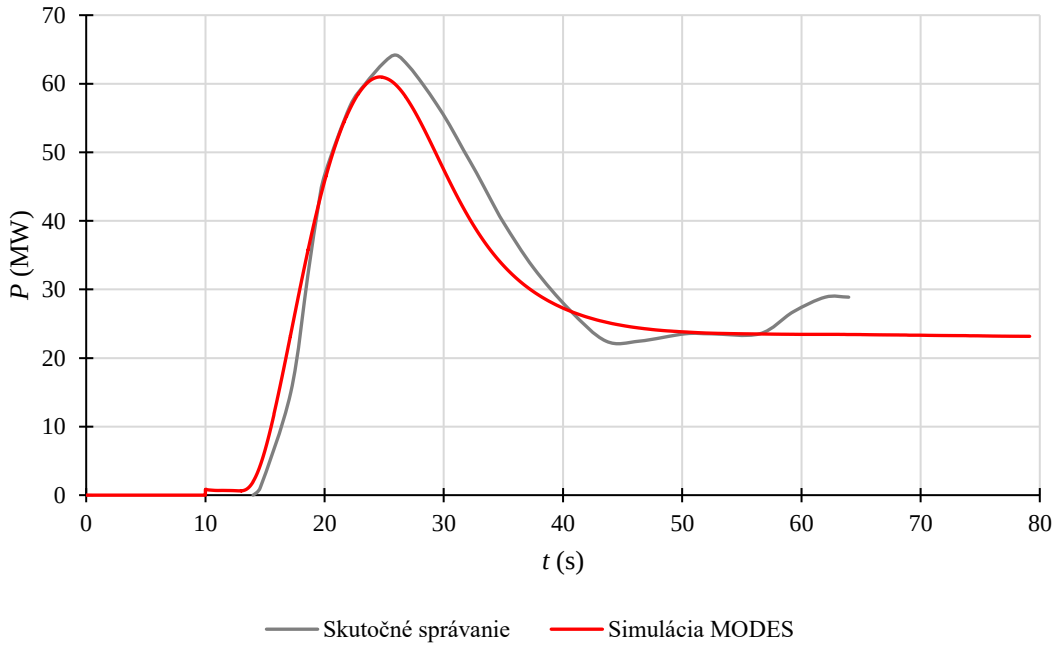
možné uvažovať s hodnotou korektora frekvencie podľa danej hodnoty statiky. Na dosiahnutie odpovedajúceho správania bola hodnota korektora prepočítaná výpočtom (6.7):

$$k_{\mathrm{COR}} = \frac{100}{s} \cdot \frac{P_{\mathrm{n}}}{N_{\mathrm{Tmax}}} = \frac{100}{5} \cdot \frac{1\,000}{450} = 44{,}44, \tag{6.7}$$

kde s je statika, P_{n} je menovitý výkon skutočnej HVDC linky Nemo Link a N_{Tmax} je nominálny výkon turbíny v MODESe.

Regulátor turbíny uvažuje s necitlivosťou, aby sa dosiahlo požadované správanie LFSM. Necitlivosť bola vypočítaná na základe prahových hodnôt uvedených v tabuľke 4.4 podľa výpočtu (6.2), kde za hodnotu Δf bola dosadená odchýlka frekvencie prahovej hodnoty od menovitej hodnoty. Hodnota necitlivosti vyšla d_{Fr} = 0,2 %. Táto hodnota bola ešte navýšená o necitlivosť počiatočnej odchýlky a preto sa uvažuje s hodnotou 0,256 %.

Porovnanie správania modelovaného bloku NEMO oproti skutočnému správaniu pri danej systémovej poruche je uvedené na nasledujúcom obrázku 6.6. Je nutné podotknúť, že jednotlivé priebehy boli synchronizované na čas dosiahnutia frekvencie 49,9 Hz, teda čas, kedy začína pôsobiť režim LFSM na danej linke.



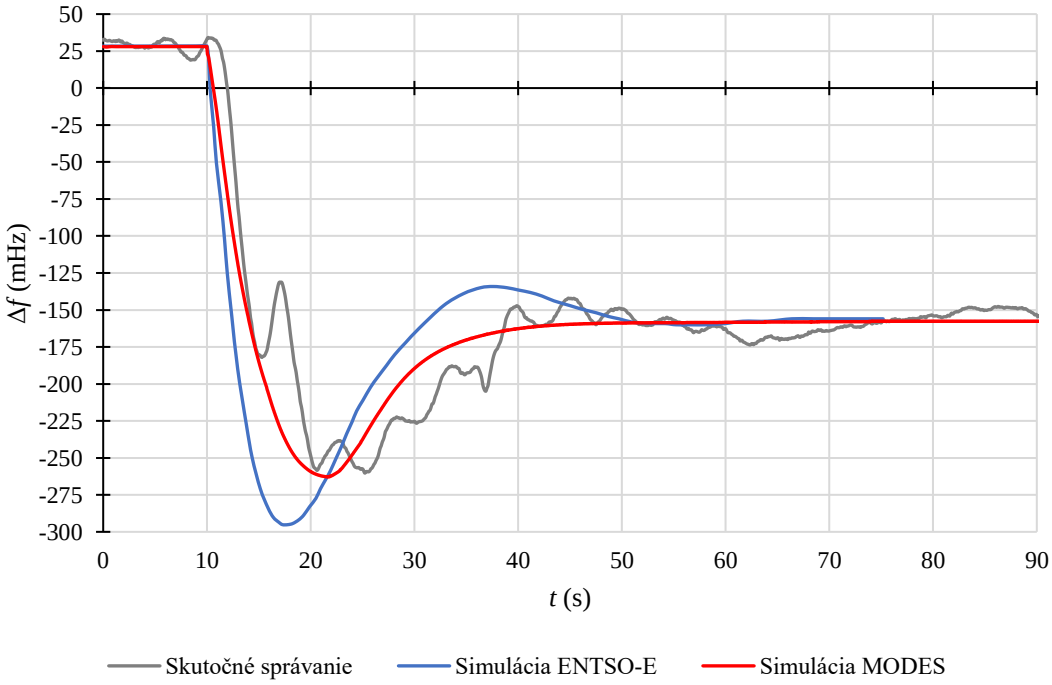
Obrázok 6.6 Porovnanie správania bloku NEMO

6.4 Simulačné výsledky

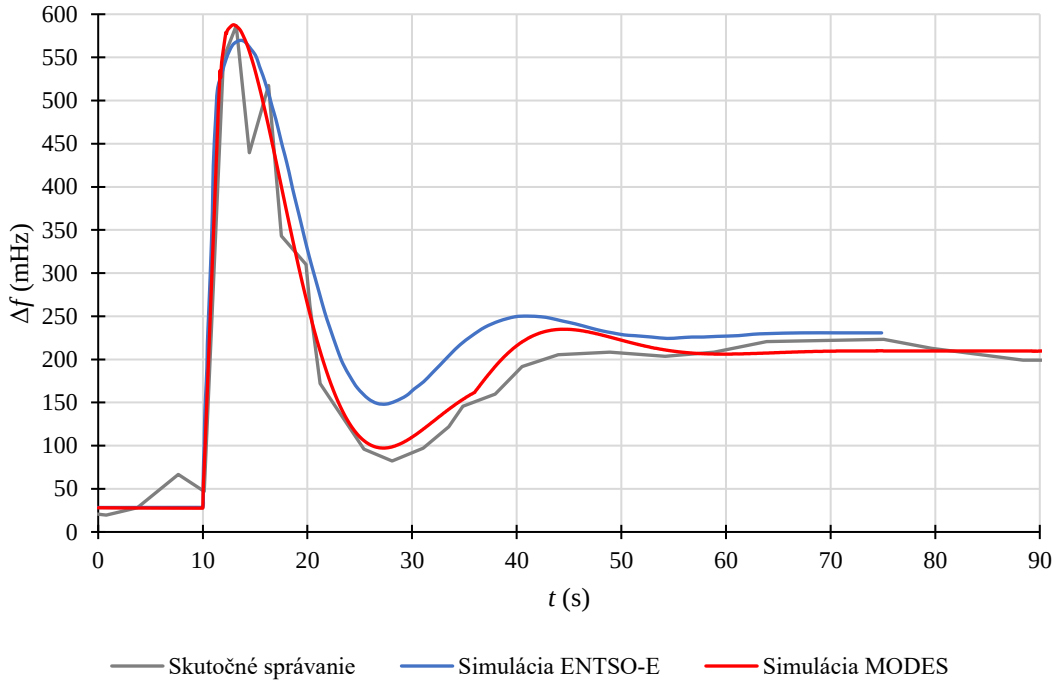
V tejto časti sú uvedené dosiahnuté simulačné výsledky odchýlok frekvencií na opisovaných modeloch. V simulačných výsledkoch je zahrnutá aj počiatočná odchýlka frekvencie na úrovni 28 mHz. Simulácia bola riadená podľa scenáru zásahov, uvedeného

v tabuľke 6.4. Dosiahnuté priebehy odchýlok frekvencií sú porovnávané so skutočným správaním a so simulačnými výsledkami uvedenými v záverečnej správe [16] s označením *Simulácia ENTSO-E*.

Simulačný výsledok odchýlky frekvencie pre severozápadnú oblasť s označením *Simulácia MODES* je uvedený na obrázku 6.7 a pre juhovýchodnú oblasť na obrázku 6.8.



Obrázok 6.7 Odchýlka frekvencie v severozápadnej oblasti



Obrázok 6.8 Odchýlka frekvencie v juhovýchodnej oblasti

6.5 Diskusia

V predchádzajúcej kapitole boli uvedené dosiahnuté výsledky zo simulácie na ekvivalentnom modeli.

Dosiahnuté výsledky zo severozápadnej oblasti, obrázok 6.7, sú veľmi dobré, keďže dobre zachytávajú skutočné správanie sústavy. Priebeh simulácie je o trochu rýchlejší ako skutočné správanie. Spomaliť rýchlosť poklesu frekvencie by bolo možné zvýšením časovej mechanickej konštanty generátorov. Týmto spôsobom by však došlo k zmene časovej konštanty sústavy T_N a pri súčasných nastaveniach konštánt generátorov sú konštanty sústavy v simulácií a sústavy v dobe poruchy približne rovnaké ako bolo uvedené v kapitole 6.3. Určitý vplyv na správanie sústavy má vypnutie importu, zdroj G4, v jednom čase. V skutočnosti dochádzalo k rozpadu sústavy postupne, čo bolo uvedené aj v tabuľke 4.1. Vypnutie v jednom čase je aj napriek tomu preferovaným spôsobom. Z daného obrázku je ešte možné usúdiť, že zostrojený ekvivalentný model dosahuje lepšie výsledky ako model ENTSO-E.

Výsledky pre juhovýchodnú oblasť, obrázok 6.8, sú taktiež veľmi dobré. Simulácia veľmi dobre sleduje správanie sústavy. Krátko pred ustálením odchýlky frekvencie, časové rozmedzie 36 – 50 s, dochádza k vyššiemu prekmitu než bol v sústave. Prekmit je spôsobený vypnutím spotreby L2 v čase 36 s a jeho výsledný priebeh ovplyvňuje nastavenie turbíny bloku G1. Pri takomto nastavení boli dosiahnuté najlepšie výsledky.

Prekmit je možné vidieť aj na výsledkoch zo simulácie na modely ENTSO-E. Zostrojený ekvivalentný model aj pre túto oblasť dosahuje lepšie výsledky, ako model ENTSO-E, ktorý v tomto prípade nedosahuje taký prepad odchýlky frekvencie po dosiahnutí maxima.

7. ZHRNUTIE DOSIAHNUTÝCH VÝSLEDKOV

Diplomová práca predstavila dva typy modelov pre simuláciu systémových porúch, jednostrojový a ekvivalentný model. Jednostrojový model vychádzal z článku [23], kde autori skúmali tú istú systémovú poruchu na vlastnom jednostrojovom modeli. V tomto článku autori uviedli aj použité modely a ich nastavené parametre. Z týchto údajov bol v programe MODES zostrojený obdobný model. Je nutné spomenúť, že pre dosiahnutie uspokojivých výsledkov nebolo možné parametrizovať model podľa publikovaných údajov a niektoré hodnoty museli byť pozmenené. Problematické boli hodnoty časových mechanických konštánt a parametre turbíny, teda hodnoty, ktoré ovplyvňujú výsledný priebeh odchýlky frekvencie. Tieto hodnoty boli uvedené v tabuľke 5.12.

Dosiahnuté výsledky z jednostrojového modelu boli diskutované v kapitole 5.5. Je však ešte vhodné jednotlivé varianty modelu posúdiť z hľadiska časovej konštanty sústavy. V tabuľke 7.1 je uvedený prehľad časových konštánt sústav pre jednotlivé modelované varianty, kde $T_{N,MODES}$ predstavuje časovú konštantu sústavy získanú analýzou z programu MODES a $T_{N,vyp.}$ predstavuje časovú konštantu sústavy určenú na základe výpočtu (6.3) pre severozápadnú oblasť a výpočtu (6.5) pre juhovýchodnú oblasť. V tejto tabuľke sú uvedené hodnoty aj z ekvivalentného modelu. Porovnanie časových konštánt sústav pre rôzne poruchy je uvedené napríklad v článku [28], ktorý sa zaoberal zotrvačnosťou sústavy a simuláciou vybraných porúch na matematickom modeli pre jej posúdenie.

Tabuľka 7.1 Prehľad časových konštánt sústav jednotlivých variantov

Oblasť	Model	Variant	$T_{N,MODES}$ (s)	$T_{N,vyp.}$ (s)
Severozápadná	Jednostrojový	NW1-1	4,37	20,64
		NW1-2	20,53	
		NW2-1	4,43	
		NW2-2	20,61	
	Ekvivalentný	NW	20,26	
Juhovýchodná	Jednostrojový	SE1-1	5,22	12,40
		SE2-2	10,88	
	Ekvivalentný	SE	12,99	

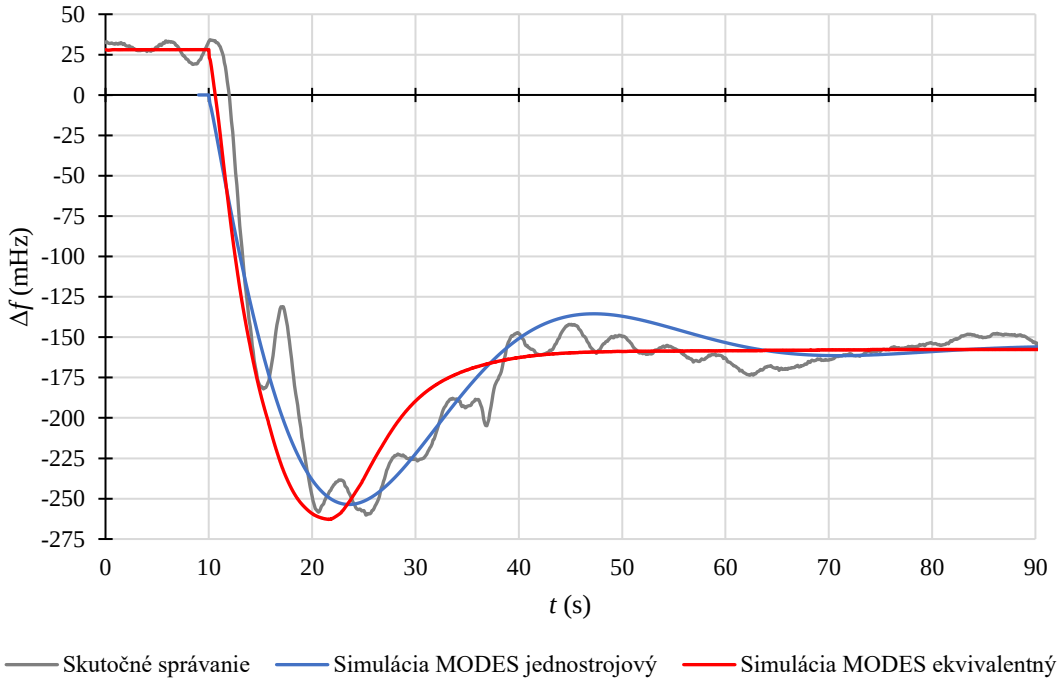
Na základe hodnôt z tabuľky 7.1 je možné skonštatovať, že varianty, ktoré uvažovali regulačný efekt záťaže majú časové konštanty sústav veľmi blízke k vypočítaným hodnotám. Z toho dôvodu sú tieto modely vierohodnejšie. Toto zistenie bolo možné očakávať, nakoľko časové mechanické konštanty generátora G1, ktoré boli uvedené v tabuľke 5.12, pre varianty bez uvažovania regulačného efektu záťaže boli veľmi malé. Na doplnenie je možné uviesť bežné rozmedzie časovej mechanickej konštanty

turbogenerátorov, ktorá sa pohybuje v rozmedzí 3 – 16 s [29]. V tomto rozmedzí bola očakávaná aj časová mechanická konštanta generátora G1.

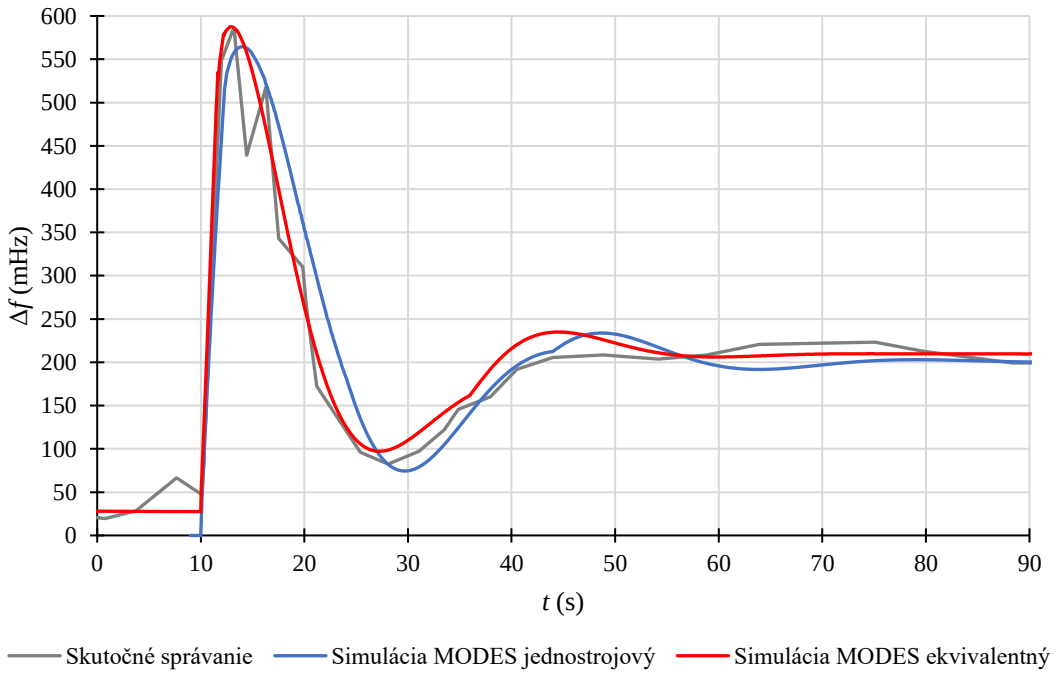
Tvorba ekvivalentného modelu vychádzala zo záverečnej správy [16], kde bolo predstavené správanie sústavy. Parametrizácia tohto modelu bola taktiež obťažná, nakoľko v záverečnej správe boli často uvádzané rozdielne informácie, prípadne niektoré informácie neboli uvedené a preto museli byť niektoré parametre odhadnuté. Pri ekvivalentnom modeli pre severozápadnú oblasť stojí za pozornosť o čosi vyššia hodnota časovej mechanickej konštanty generátora G1, 18 s. Táto hodnota bola zvolená s ohľadom na požadovanú časovú konštantu sústavy, avšak je mimo rozmedzia, ktoré bolo uvedené v predchádzajúcom odstavci. Dôvodom, prečo je táto hodnota vyššia, je fakt, že model neuvažuje s časovými mechanickými konštantami motorických záťaží a taktiež staršími typmi veterných elektrární, ktoré sú priamo pripojené do sústavy a poskytujú jej zotrvačnosť [27]. Istý podiel týchto elektrární je v krajinách ako Nemecko, Dánsko či Španielsko [27].

Z dôvodu neuvažovania s motorickou záťažou je plánované rozšírenie modelu o túto záťaž. Od tohto kroku sa očakávajú o čosi reálnejšie hodnoty časovej mechanickej konštanty generátora G1, ktorý reprezentuje synchrónne VM, a možno lepšie výsledky. Prípadnou ďalšou možnosťou rozšírenia modelu bude rozdelenie generátora G1 na ďalšie typy, ako atómové elektrárne, vodné a tepelné.

Na obrázkoch 7.1 a 7.2 sú ešte uvedené porovnania dosiahnutých odchýlok frekvencií medzi jednostrojovým a ekvivalentným modelom. Dosiahnuté výsledky jednostrojového modelu v severozápadnej oblasti reprezentuje variant NW1-2 (vypnutie v jednom čase s uvažovaním regulačného efektu záťaže) a v juhovýchodnej oblasti reprezentuje variant SE2-2 (postupne vypínanie s uvažovaním regulačného efektu záťaže). Na obrázku 7.1 je možné si všimnúť, že počiatočné správanie lepšie vystihuje jednostrojový model, ale dosahuje väčší prekmit pred ustálením odchýlky frekvencie, pričom ekvivalentný model má trochu rýchlejšie správanie, ale pozvoľný nárast odchýlky frekvencie pred jej ustálením. Pri porovnaní výsledkov z juhovýchodnej oblasti, obrázok 7.2, sú priebehy veľmi podobné, ale priebeh z ekvivalentného modelu má o niečo lepšie správanie.

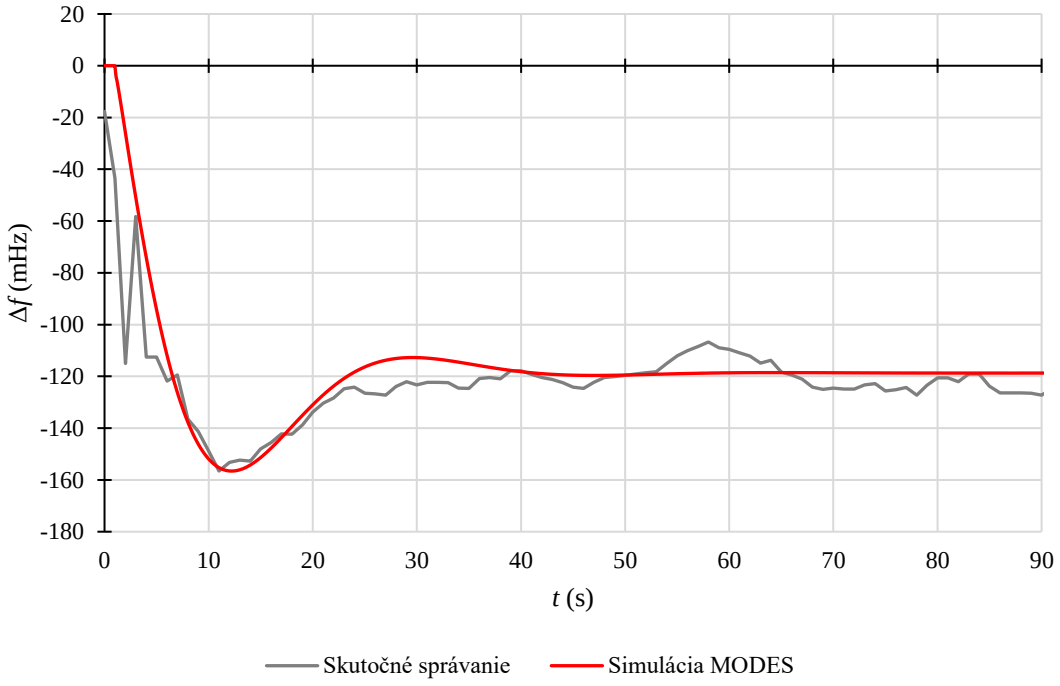


Obrázok 7.1 Porovnanie odchýlok frekvencií v severozápadnej oblasti medzi jednostrojovým a ekvivalentným modelom



Obrázok 7.2 Porovnanie odchýlok frekvencií v juhovýchodnej oblasti medzi jednostrojovým a ekvivalentným modelom

Zostrojené modely dosiahli veľmi dobré výsledky a nájdu uplatnenie pri simuláciách ďalších porúch. Príkladom je využitie jednostrojového modelu pre simuláciu incidentu z 17. 5. 2021 z poľskej rozvodne Rogowiec, pri ktorom došlo k strate 3 322 MW výroby. Tento incident detailne rozoberá záverečná správa [30]. Pre simuláciu tejto poruchy bol vytvorený model CE, ktorý vychádzal z modelov oboch oblastí. Bližšie informácie o simulácií tohto incidentu a spôsobu, akým boli určené jednotlivé parametre je uvedený v príspevku [31]. Na obrázku 7.3 je uvedený dosiahnutý simulačný výsledok tohto incidentu v porovnaní so skutočným správaním. Opäť dosiahnutý výsledok veľmi dobre korešponduje so skutočným správaním sústavy. Tento dosiahnutý simulačný výsledok hodnotne preukazuje správnosť jednostrojového modelu.



Obrázok 7.3 Odchýlka frekvencie incidentu Rogowiec

Na ekvivalentnom modeli je ešte plánované posúdenie správania sústavy pri systémovej poruche z 8. 1. 2021 s niekoľkými scenármi. Napríklad posúdenie správania pri nevypnutí priemyselnej záťaže vo Francúzsku a Taliansku, pri vzniku daného incidentu v letnom období či pri súčasnej synchrónnej spolupráci medzi kontinentálnou Európou a elektrizačnými sústavami Ukrajiny a Moldavska [32].

ZÁVER

Cieľom diplomovej práce bolo oboznámiť čitateľa s problematikou frekvenčnej stability, opísať významné systémové poruchy a vytvoriť jednostrojový a ekvivalentný model sústavy.

Prvý bod zadania bol spracovaný v prvých troch kapitolách, ktoré sa venovali stabilite sústavy, popisovali deje a procesy posudzovania frekvenčnej stability a opísali päť systémových porúch, ktoré sa udiali na území kontinentálnej Európy.

Druhému bodu zadania sa venovala štvrtá kapitola, ktorá s väčšou podrobnosťou opísala rozpad kontinentálnej Európy z dňa 8. 1. 2021. Informácie uvedené v tejto kapitole slúžili pre vytvorenie viacstrojového modelu.

Tretí bod zadania bol spracovaný v piatej kapitole, ktorá sa venovala jednostrojovému modelu. V tejto kapitole bol predstavený model oboch oblastí, ktoré vznikli pri rozdelení kontinentálnej Európy. Dosiahnuté simulačné výsledky boli výborné, nakoľko veľmi presne zachytávali skutočné správanie sústavy. Ako bolo ďalej uvedené v siedmej kapitole, tento jednostrojový model našiel uplatnenie aj pri simulácií incidentu z rozvodne Rogowiec a dosiahnuté výsledky boli opäť výborné. To znamená, že zostrojené modely sú schopné dobre simulovať aj ďalšie podobné poruchy.

Štvrtý bod zadania bol spracovaný v šiestej kapitole, ktorá sa venovala ekvivalentnému modelu. Model severozápadnej oblasti bol z pohľadu modelovania najzaujímavejší, keďže sa v ňom uvažovalo s poskytnutou výpomocou z ďalších synchrónnych oblasti pomocou HVDC prepojení. Dosiahnuté výsledky z týchto modelov boli opäť výborné.

Posledný bod zadania bol naplnený v piatej, šiestej a siedmej kapitole. Siedma kapitola porovnala dosiahnuté výsledky medzi jednotlivými modelmi a uviedla plánované vylepšenie ekvivalentného modelu a využitie na ďalšie simulácie. Do modelu bude ešte zahrnuté frekvenčné odľahčovanie sústavy, čo umožní využívať model aj na vážnejšie poruchy. Frekvenčné odľahčovanie nebolo implementované do modelu, keďže nedošlo k jeho aktivovaniu.

Najväčším prínosom tejto práce bolo vytvorenie modelov, ktoré sú veľmi dôležité pre posudzovanie frekvenčnej stability, ako už bolo v práci poukázané. V závere je ešte dobré zhrnúť a podotknúť, že modely vychádzali z verejne dostupných informácií, boli v práci detailne opísané vrátane ich nastavenia a dosiahli veľmi dobré výsledky. Vytvorené modely a dosiahnuté výsledky boli navyše aj publikované.

LITERATÚRA

[1] KUNDUR, Prabha, John PASERBA, Venkat AJJARAPU et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on power systems* [online]. IEEE, 2004, **19**(3), 1387-1401 [cit. 2021-10-19]. ISSN 0885-8950. Dostupné z: doi:10.1109/TPWRS.2004.825981

[2] ČSN EN 50160 ED. 3. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí*. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2011.

[3] *Kodex přenosové soustavy: Část V. Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS* [online]. Revize 20. Praha, 22. 6. 2020 [cit. 2021-11-17]. Dostupné z: https://www.ceps.cz/download-data/?format=pagefile&path=9526/modules/files/53391_kodex-cast-v-06-20.pdf

[4] MÁSLO, Karel. *Stabilita elektrizační soustavy* [online]. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2021, 78 s. [cit. 2021-11-15]. ISBN 978-80-214-5941-0. Dostupné z: doi:10.13164/book-feec-stabilitaes

[5] Podpůrné služby. In: *ČEPS* [online]. Praha: ČEPS [cit. 2021-11-25]. Dostupné z: https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby

[6] *Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves* [online]. Brusel: ENTSO-E, 28. 6. 2013 [cit. 2021-11-25]. Dostupné z: https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/ENTSO-E%E2%80%99s%20supporting%20document%20to%20the%20submitted%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves.pdf

[7] MÁSLO, Karel. *MODES* [software]. 2.20.0. [cit. 2022-05-12]. Dostupné z: http://www.modesinfo.com/

[8] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies* [online]. Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005). New York: IEEE, 2016, 207 s. [cit. 2022-05-15]. ISBN 978-1-5044-0855-4. Dostupné z: doi:10.1109/IEEESTD.2016.7553421

[9] *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies* [online]. New York: Power System Dynamic Performance Committee IEEE, 2013, 117 s. [cit. 2022-05-15]. Dostupné z: https://site.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/PES_TR1.pdf

[10] *Incident Classification Scale* [online]. Brusel: ENTSO-E - Incident Classification Scale Subgroup, 4. 12. 2019 [cit. 2021-12-16]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/IN_USE_FROM_JANUARY_2020_191204_Incident_Classification_Scale.pdf

[11] Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 z 13. júla 2009 o podmienkach prístupu do sústavy pre cezhraničné výmeny elektriny, ktorým sa zrušuje nariadenie (ES) č. 1228/2003. In: *Úradný vestník Európskej únie*. Brusel, 14. 8. 2009, L 211. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2009/714

[12] Nariadenie Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy. In: *Úradný vestník Európskej únie*. Brusel, 25. 8. 2017, L 220/1. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485

[13] *Final report of the Investigation Committee on the 28 september 2003 Blackout in Italy* [online]. UCTE, 2004 [cit. 2021-10-20]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf

[14] *Final Report - System Disturbance on 4 November 2006* [online]. UCTE [cit. 2021-10-20]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf

[15] *Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015* [online]. Final Version 1.0. Brusel: ENTSO-E, 15. 9. 2015 [cit. 2021-10-20]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf

[16] *Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: Final Report - Main Report* [online]. Brusel: The Expert Panel on the separation of the Continental Europe Synchronous Area of 08 January 2021, 15. 7. 2021 [cit. 2021-10-11]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_Final_Report_210715.pdf

[17] *Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021: Technical Report* [online]. Brusel: ENTSO-E Task Force Continental Europe System Separation 24 July 2021, 2021 [cit. 2021-12-09]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_210724_211112.pdf

[18] *Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021: Final Report - Main Report* [online]. Brusel: The Expert Panel on the separation of the Continental Europe Synchronous Area of 24 July 2021, 25. 3. 2022 [cit. 2022-05-15]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf

[19] Nařízení Komise (EU) 2016/1447 ze dne 26. srpna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení vysokonapěťových stejnosměrných soustav a nesynchronních výrobních modulů se stejnosměrným připojením k elektrizační soustavě. In: *Úřední věstník Evropské unie*. Brusel, 8. 9. 2016, L 241. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1447

[20] Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě. In: *Úřední věstník Evropské unie*. Brusel, 27. 4. 2016, L 112/1. Dostupné také z: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631

[21] *HVDC Links in System Operations: Technical paper* [online]. Brusel: ENTSO-E, 2. 12. 2019 [cit. 2022-05-03]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/20191203_HVDC%20links%20in%20system%20operations.pdf

[22] *Operational Limits and Conditions for Mutual Frequency support over HVDC* [online]. Brusel: ENTSO-E, 2021 [cit. 2022-05-03]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Operational_Limits_and_Conditions_for_Mutual_Frequency_Support_over_HVDC_Report.pdf

[23] IPPOLITO, Mariano G., Rossano MUSCA a Gaetano ZIZZO. Analysis and Simulations of the Primary Frequency Control during a System Split in Continental Europe Power System. *Energies* [online]. 2021, **14**(5) [cit. 2021-11-15]. ISSN 1996-1073. Dostupné z: doi:10.3390/en14051456

[24] MÁSLO, Karel. *Popis modelování přechodných dějů v ES programem MODES v.2.3./15*.

[25] *Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: Final Report - Annexes* [online]. Brusel: The Expert Panel on the separation of the Continental Europe Synchronous Area of 08 January 2021, 15. 7. 2021 [cit. 2022-03-22]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_Annexes_210715.pdf

[26] *Kodex přenosové soustavy: Část IV. Plánování rozvoje PS* [online]. Revize 15. Praha, 1. 5. 2015 [cit. 2022-01-30]. Dostupné z: https://www.ceps.cz/download-data/?format=pagefile&path=9526/modules/files/53390_15933-kodex-ps-cast-iv.pdf

[27] TIELENS, Pieter, Pierre HENNEAUX a Stijn COLE. *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions* [online]. ASSET, 2018 [cit. 2022-05-04]. Dostupné z: https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2018/12/EC_EUES_4NT_0631748_000_01_NTE.pdf

[28] MÁSLO, Karel. Dynamická stabilita a setrvačnost soustavy. *Energetika* [online]. 2020, **70**(1), 37-42 [cit. 2022-05-14]. ISSN 0375-8842. Dostupné z: https://www.pablikado.cz/dokument/faQBAsCoewLa5sfM

[29] VITTAL, Vijay, James D. McCALLEY, Paul M. ANDERSON a Aziz A. FOUAD. *Power System Control and Stability*. 3rd Edition. Wiley-IEEE Press, 2019. ISBN 978-1-119-43371-2.

[30] *Local Grid Incident in Rogowiec (Poland) substation on 17 May 2021: Final Report* [online]. Brusel: The Expert Panel on the Local Grid Incident in Rogowiec (Poland) on 17 May 2021, 18. 3. 2022 [cit. 2022-05-14]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/news/2022/220318_Final_report_Rogowiec_incident.pdf

[31] MACEJKO, Stanislav a Jan KOUDELKA. Simulations of System Wide Disturbances in the Continental Europe Synchronous Area on a Simplified Model. In: *Proceedings II of the 28th Conference STUDENT EEICT 2022*. Brno, 2022, s. 1-5. ISBN 978-80-214-6030-0.

[32] Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems. In: *ENTSO-E* [online]. Brusel, c2009-2022 [cit. 2022-05-14]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/

ZOZNAM SYMBOLOV A SKRATIEK

Skratky:

ACE	Area Control Error – regulačná odchýlka centrálneho regulátora
aFRP	automatic Frequency Restoration Process – automatický ovládaný proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves – záloha pre reguláciu výkonovej rovnováhy s automatickou aktiváciou
AVR	Automatic Voltage Regulator
CE	Continental Europe – kontinentálna Európa
CIGRE	International Council on Large Electric Systems – Medzinárodná rada pre veľké elektrické systémy
DS	Distribučná sústava
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity – Európska sieť prevádzkovateľov prenosových sústav elektriny
EPC	Emergency Power Control
ES	Elektrizačná sústava
ES ČR	Elektrizačná sústava Českej republiky
FCP	Frequency Containment Process – Proces automatickej regulácie frekvencie
FCR	Frequency Containment Reserves – Záloha pre automatickú reguláciu frekvencie
FRP	Frequency Restoration Process – Proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy
FVE	Fotovoltaická elektráreň
HVDC	High-voltage direct current
ICS	Incident Classification Scale – stupnica na klasifikáciu poruchových udalosti
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers – Inštitút elektrických a elektronických inžinierov
LFC	Load Frequency Control – Regulátor frekvencie a salda predávaných výkonov
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode – obmedzený frekvenčne závislý režim
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency – obmedzený frekvenčne závislý režim pri podfrekvencií

LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency – obmedzený frekvenčne závislý režim pri nadfrekvencií
mFRP	manual Frequency Restoration Process – ručne ovládaný proces obnovenia frekvencie a výkonovej rovnováhy
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves – záloha pre reguláciu výkonovej rovnováhy s manuálnou aktiváciou
NW	North-West
OZ	Opätovné zapnutie
PE	Plynová elektráreň
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PS	Prenosová sústava
PSS	Power System Stabiliser – systémový stabilizátor
RR	Replacement Reserve – zálohy pre náhradu
RRP	Replacement Reserves Process – proces náhrady záloh
SE	South-East
SIME	Single Machine Equivalent – jednostrojový model
SNM	Single Node Model – jednouzlový model
SPS	Special Protection Scheme
VTE	Veterná elektráreň
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity – Únia pre koordináciu prenosu elektrickej energie
VM	Výrobný modul

Symboly:

K	parameter regulátoru	-
K_E	koeficient vzdialenosti zdroja od miesta poruchy	-
K_f	smernica znižovania výkonu FVE	%/Hz
K_g	výkonové číslo generátora	MW/Hz
K_{HP}	podiel výkonu generovaného vysokotlakovou časťou turbíny	-
K_{LP}	podiel výkonu generovaného strednotlakovou a nízkotlakovou časťou turbíny	-
K_P	zosilnenie primárnou reguláciou	MW/Hz
K_{P2}	zosilnenie regulátora	-
K_S	výkonové číslo sústavy	MW/Hz
K_Z	výkonové číslo zaťaženia	MW/Hz
N_{Tmax}	maximálny výkon turbíny	W
$N_{Tmax,NW}$	maximálny výkon turbíny severozápadnej oblasti	W
$N_{Tmax,SE}$	maximálny výkon turbíny juhovýchodnej oblasti	W
N_{Tmin}	minimálny výkon turbíny	W

P	činný výkon	W
P_{EPC}	poskytnutá výpomoc v režime EPC	W
$P_{FCR,NW}$	výkon v rámci procesu FCP severozápadnej oblasti	W
$P_{FCR,SE}$	výkon v rámci procesu FCP juhovýchodnej oblasti	W
P_{gn}	nominálny výkon generátora	W
P_{L1}	odber záťaže L1	W
$P_{LOAD,NW}$	odber záťaže L1 severozápadnej oblasti	W
$P_{LOAD,SE}$	odber záťaže L1 juhovýchodnej oblasti	
P_{Mn}	menovitý výkon turbíny	W
P_Z	zaťaženie	W
P_{Zn}	nominálne zaťaženie	W
$RoCoF$	derivácia frekvencie	Hz/s
$RoCoF_{NW}$	derivácia frekvencie severozápadnej oblasti	Hz/s
$RoCoF_{SE}$	derivácia frekvencie juhovýchodnej oblasti	Hz/s
S_n	menovitý zdanlivý výkon	VA
T_m	časová mechanická konštanta generátora	s
T_N	časová konštanta sústavy	s
$T_{N,Energies,NW}$	časová konštanta sústavy severozápadnej oblasti	s
$T_{N,Energies,SE}$	časová konštanta sústavy juhovýchodnej oblasti	s
$T_{N,MODES}$	časová konštanta sústavy z analýzy v MODESe	s
$T_{N,MODES,NW}$	časová konštanta sústavy z analýzy v MODESe severozápadnej oblasti	s
$T_{N,MODES,SE}$	časová konštanta sústavy z analýzy v MODESe juhovýchodnej oblasti	s
$T_{N,vyp.}$	vypočítaná časová konštanta sústavy	s
T_R	časová konštanta prihrievaku	s
X_{ik}	náhradná reaktancia medzi uzlami i a k	Ω
X_{Gk}	náhradná reaktancia k-tého synch. generátora	Ω
$cos\varphi_n$	menovitý účinník	-
d_{fk}	prahová odchýlka frekvencie	Hz
d_{Fr}	necitlivosť korektoru frekvencie	%
f	frekvencia (skutočná hodnota frekvencie)	Hz
f_{max}	maximálna prevádzková frekvencia FVE	Hz
f_{min}	minimálna prevádzková frekvencia FVE	Hz
f_n	menovitá frekvencia sústavy	Hz
k_{COR}	korektor frekvencie	-
$k_{COR,NW}$	korektor frekvencie severozápadnej oblasti	-
$k_{COR,SE}$	korektor frekvencie juhovýchodnej oblasti	-

k_g	výkonový súčiniteľ generátora	-
k_N	prevod výkonu generátora na výkon turbíny	-
k_Z	výkonový súčiniteľ zaťaženia	-
n	počet	-
s	statika regulátora	%
x_t	reaktancia blokového transformátora	-
Δf	rozdiel frekvencie	Hz
Δf_{MODES}	ustálená odchýlka frekvencie z MODESu	Hz
Δf_{NW}	ustálená odchýlka frekvencie severozápadnej oblasti	Hz
$\Delta f_{poč.}$	vypočítaná ustálená odchýlka frekvencie	Hz
Δf_{SE}	ustálená odchýlka frekvencie juhovýchodnej oblasti	Hz
Δf_{SIM}	ustálená odchýlka frekvencie z publikovanej simulácie	Hz
$\Delta f_{VYP.}$	vypočítaná ustálená odchýlka frekvencie	Hz
ΔP	rozdiel činného výkonu	W
ΔP	výkonový deficit	W
ΔP_g	rozdiel výroby	W
ΔP_k	ráz činného výkonu na k-tom generátore	W
ΔP_k	príspevok k-tého zdroja	W
ΔP_Z	rozdiel zaťaženia	W
σ	statika regulátora	-;%

ZOZNAM PRÍLOH

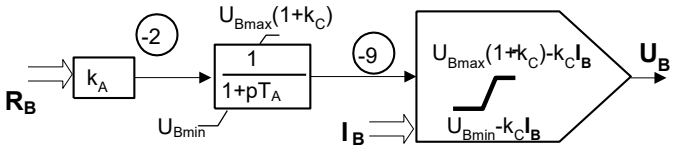
PRÍLOHA A - SCHÉMY MODELOV 71

PRÍLOHA B - PARAMETRE ZDROJOV 76

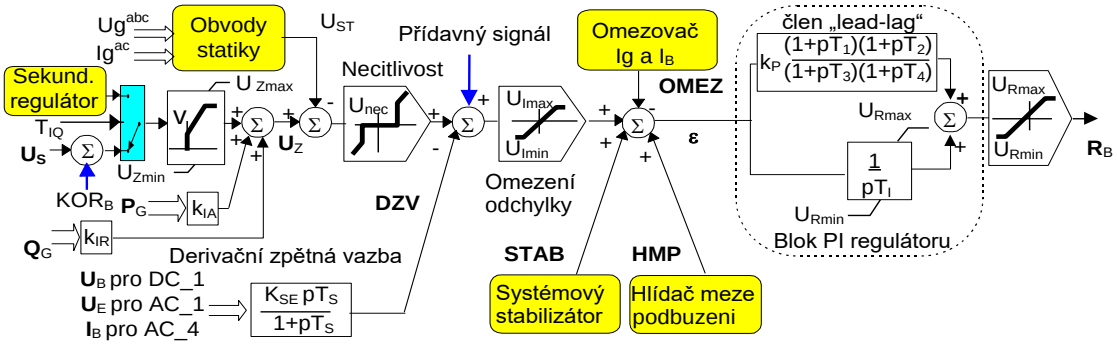
Príloha A - Schémy modelov

Príloha obsahuje použité schémy modelov. Schémy sú prebrané z [24].

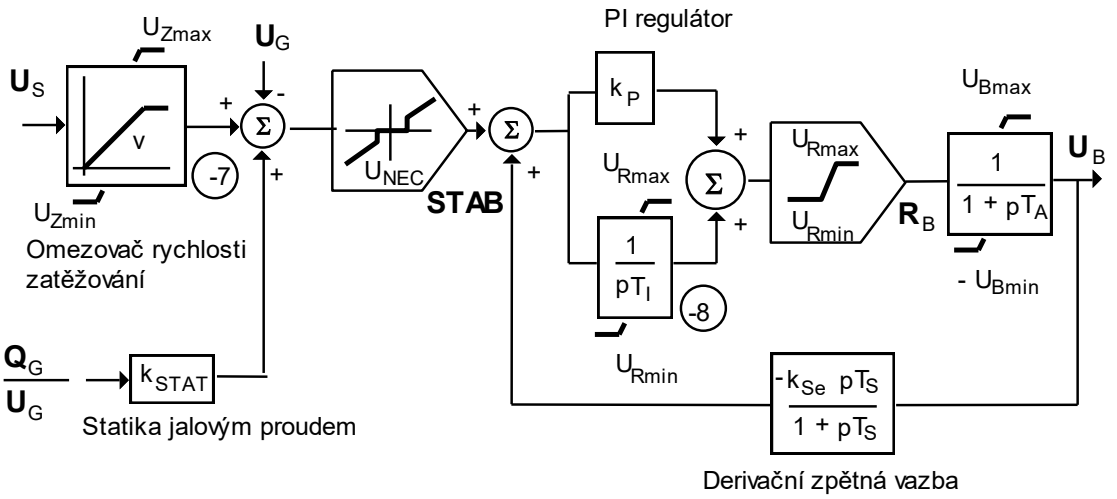
A.1 Budiče a regulátor budenia



Obrázok A.1.1 Schéma modelu tyristorového nezávislého budiča AC_4 [24]

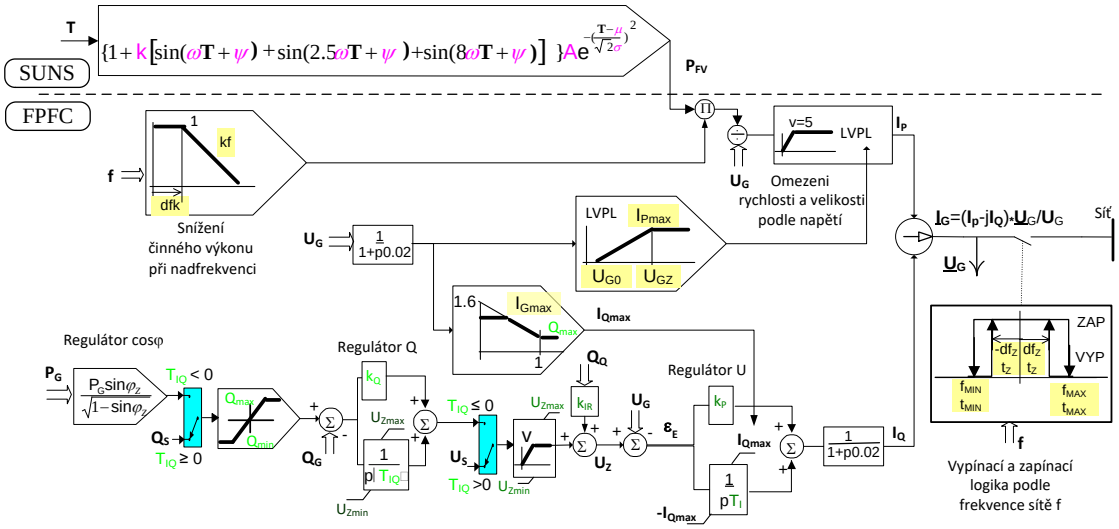


Obrázok A.1.2 Schéma modelu zovšeobecneného regulátoru budenia [24]

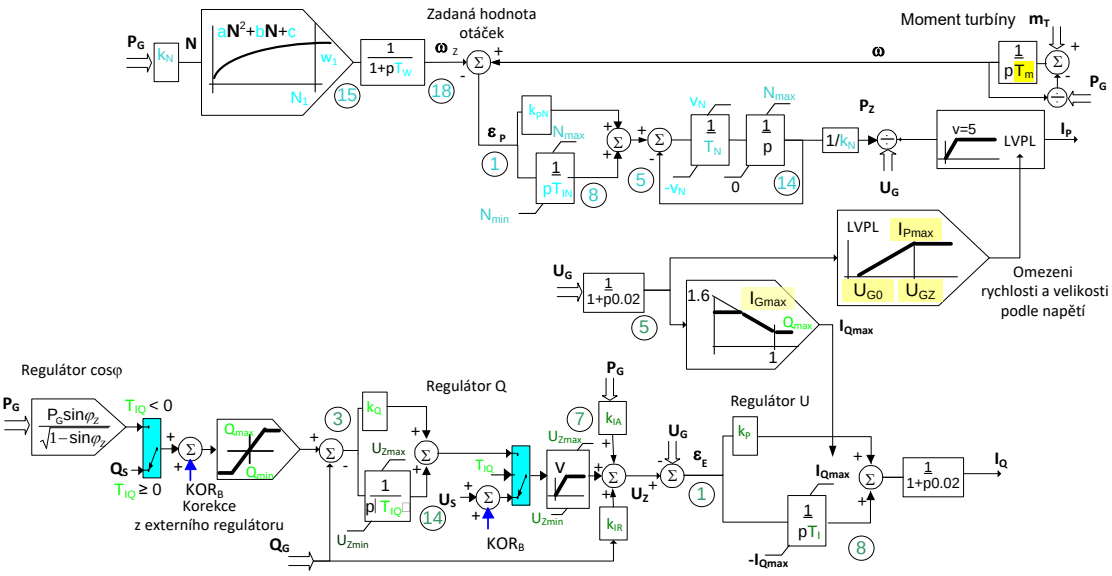


Obrázok A.1.3 Zjednodušený model budenia – štandardný model STAN [24]

A.2 Generátory

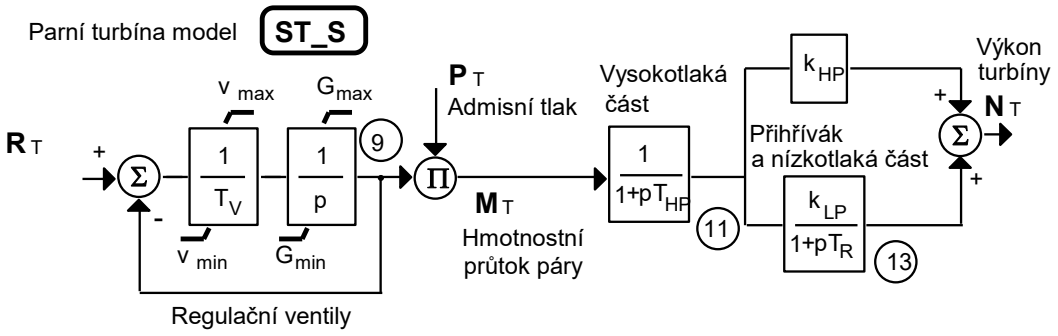


Obrázok A.2.1 Schéma modelu FPFC (FVE) [24]

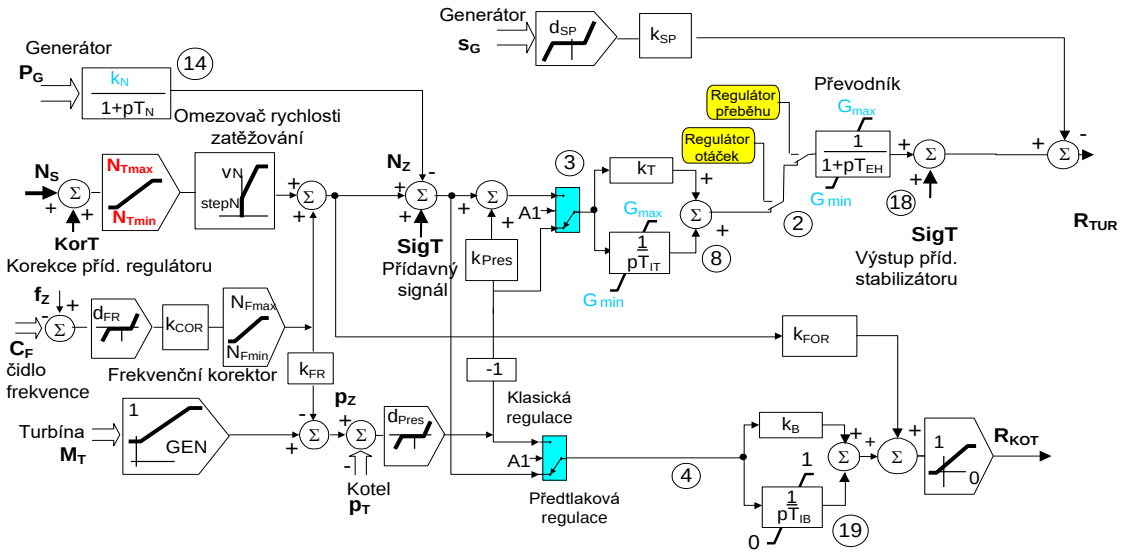


Obrázok A.2.2 Schéma modelu PMGC (VTE) [24]

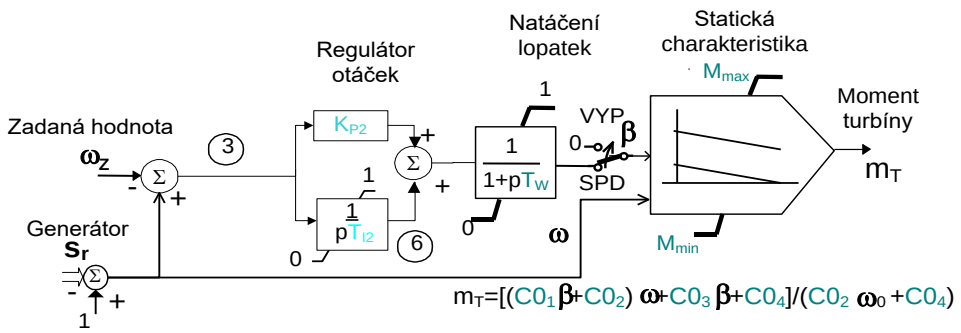
A.3 Turbíny a regulátor



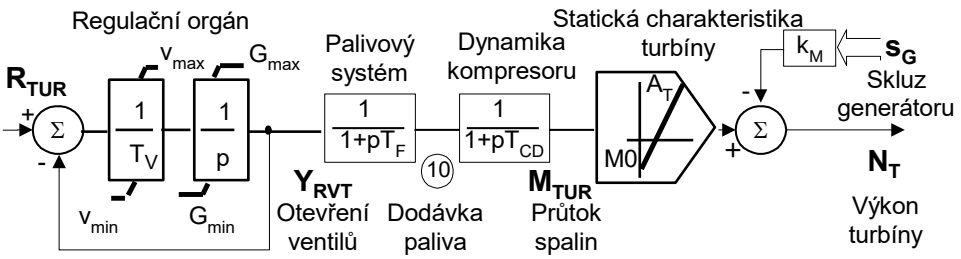
Obrázok A.3.1 Schéma modelu parnej turbíny ST_S [24]



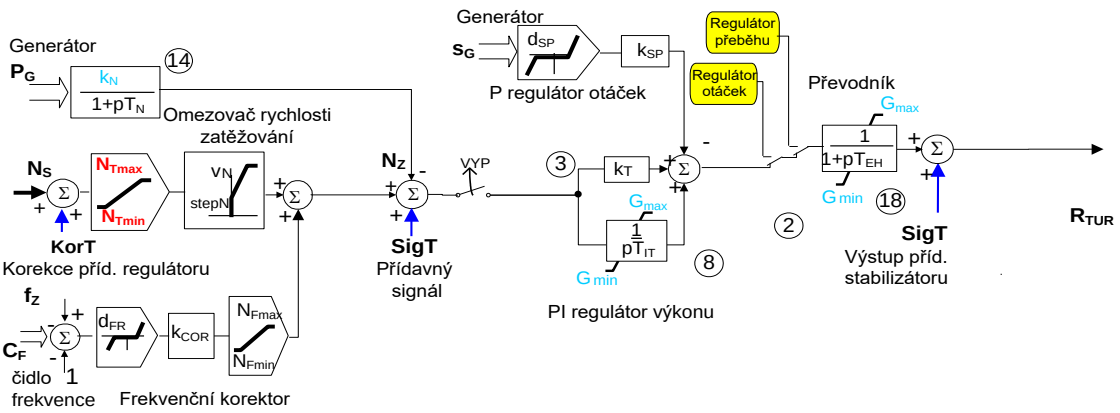
Obrázok A.3.2 Schéma modelu regulátoru pohonu v uzatvorenej regulačnej slučke [24]



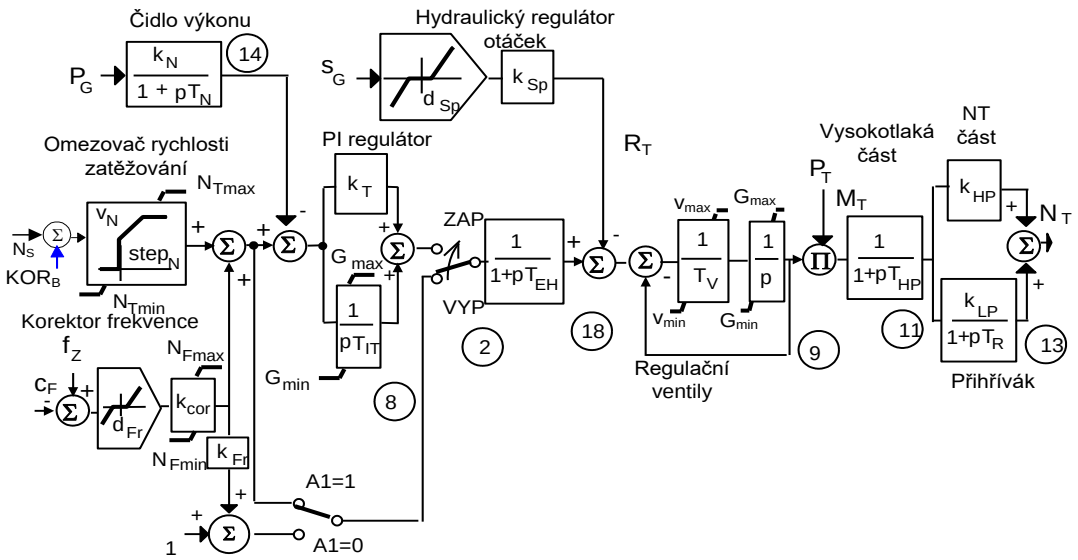
Obrázok A.3.3 Schéma modelu veternej turbíny WIN0 [24]



Obrázok A.3.4 Model plynovej turbíny GAST [24]



Obrázok A.3.5 Model regulátoru plynovej turbíny [24]



Obrázok A.3.6 Model štandardnej parnej turbíny STAN [24]

Príloha B - Parametre zdrojov

V tejto prílohe sú uvedené parametre zdrojov pre ekvivalentný model v príslušných podkapitolách.

B.1 Parametre zdroja G1

V tejto časti sú uvedené parametre pre zdroj G1 oboch oblastí. V prípade parametrov, ktoré obsahujú dve hodnoty, prvá hodnota prináleží modelu zo severozápadnej oblasti a druhá hodnota juhovýchodnej oblasti.

Tabuľka B.1.1 Parametre budiča AC_4

T_a (s)	U_{bmin} (-)	U_{bmax} (-)	K_a (-)	K_c (-)	K_d (-)	A_{ss} (-)	B_s (-)
0,1	-7,41	7,41	1	0,,05	0	0	0

Tabuľka B.1.2 Parametre regulátora budenia pre AC_4

U_{zmin} (-)	U_{zmax} (-)	U_{nec} (-)	K_{stat} (-)	K_p (-)	K_{se} (-)	T_I (s)	T_s (s)	T_1 (s)	T_3 (s)
0	1,2	0	0	50	0	0,14	1,96	0	0
v (%/s)	U_{rmax} (-)	U_{rmin} (-)	U_{Imin} (-)	U_{Imax} (-)	T_2 (s)	T_4 (s)	K_{IA} (-)	K_{IRR} (-)	K_F (-)
10	9,9	-9,9	-9,9	9,9	0	0	0	0	0

Tabuľka B.1.3 Parametre generátora

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
17,5	0,85	235	2,5	2,5	0,425	0,3	0,1	8
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	R_{stat} (-)	R_{rot} (-)	d_{P0} (-)	
0,06	0,4	18 / 9	2,5	8	0	0	0	

Tabuľka B.1.4 Parametre turbíny

k_N (-)	T_V (s)	T_{HP} (s)	T_R (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)
1,176	0,2	0,1	6	-1	0,1	0	1,1	0,25 0,75	0,75 0,25

Tabuľka B.1.5 Parametre regulátora turbíny

A1	A2	T_{IT} (s)	T_{IB} (s)	T_N (s)	T_{EHP} (s)	k_T (-)	k_B (-)	k_{Sp} (-)	k_{Fr} (-)	k_{COR} (-)	k_{Pres} (-)
1	0	10	100	1	0,1	1	1	3,7 1,3	0	4,02 1,92	1

k_{For} (-)	GEN	v_N (%/min)	$step_N$ (%)	d_{Fr} (%)	d_{Sp} (%)	d_{Pres} (%)	d_P (%)	N_{Fmax} (%)	N_{Fmin} (%)
0,5	1	2,5	0	0,056 0	0,106 0,05	0	0	2	-2

B.2 Parametre zdroja FVE

Tabuľka B.2.1 Parametre modelu FPFC

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	f_{MAX} (Hz)	f_{MIN} (Hz)	d_{fZ} (Hz)	T_{MAX} (s)	T_{MIN} (s)
0,69	0,9	2,775	51,5	47,5	0,5	1	2
T_{fZ} (s)	d_{fk} (Hz)	K_f (%/Hz)	*Ramp* (%/min)	I_{Gmax} (-)	I_{Pmax} (-)	U_{G0} (-)	U_{GZ} (-)
50	0,5	40	300	1,11	1,11	0,4	0,9

B.3 Parametre zdroja VTE

Tabuľka B.3.1 Parametre modelu PMGC

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
0,69	0,9	2,775	1,2	0,7	0,3	0,22	0	10
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	I_{Gmax} (-)	I_{Pmax} (-)	U_{G0} (-)	U_{GZ} (-)
0,0545	0,14	5	0,7	5	1,1	1,11	0	0

Tabuľka B.3.2 Parametre veternej turbíny

k_N (-)	T_W (s)	C_{01} (-)	C_{02} (-)	C_{03} (-)	C_{04} (-)	M_{min} (-)	M_{max} (-)
1,12	3	-0,632	-0,101	-0,375	1,115	0	1

B.4 Parametre zdroja GAS

Parametre budiča a regulátora budenia pre zdroj GAS sú zhodné s parametrami pre zdroj G1 uvedenými v sekcií B.1.

Parameter T_m má v tabuľke B.4.1 dve hodnoty, kde prvá označuje nastavenú hodnotu v modelovanej severozápadnej oblasti a druhá juhovýchodnej.

Tabuľka B.4.1 Parametre generátora

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
15	0,867	150	2,7	2,6	0,36	0,29	0,13	8,5
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	R_{stat} (-)	R_{rot} (-)	d_{P0} (-)	
0,05	0,35	12 / 8	0,36	8,5	0	0	0	

Tabuľka B.4.2 Parametre plynovej turbíny

k_N (-)	T_V (s)	T_f (s)	T_{cd} (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	M_0 (-)	k_m (-)	A_t (-)
1,176	0,05	0,1	0,2	-0,4	0,056	0,15	1,128	0	0	1

Tabuľka B.4.3 Parametre regulátora plynovej turbíny

T_{IT} (s)	T_N (s)	T_{EHP} (s)	k_T (-)	k_{Sp} (-)	k_{Fr} (-)	k_{COR} (-)
10	1	0,1	1	0	0	0
v_N (%/min)	$step_N$ (%)	d_{Fr} (%)	d_{Sp} (%)	N_{Fmax} (%)	N_{Fmin} (%)	
8	100	0	0	0	0	

B.5 Parametre zdroja G2

Tabuľka B.5.1 Parametre budiča

T_a (s)	U_{bmin} (-)	U_{bmax} (-)	K_a (-)	K_c (-)	K_d (-)	A_{ss} (-)	B_s (-)
0,3	0	5,5	1	0	0	0	0

Tabuľka B.5.2 Parametre regulátora budenia

U_{zmin} (-)	U_{zmax} (-)	U_{nec} (-)	K_{stat} (-)	K_p (-)	K_{se} (-)	T_I (s)	T_s (s)	T_1 (s)	T_3 (s)
0,8	1,2	0	0,05	50	0	0,14	1	0	0
v (%/s)	U_{rmax} (-)	U_{rmin} (-)	U_{Imin} (-)	U_{Imax} (-)	T_2 (s)	T_4 (s)	K_{IA} (-)	K_{IRR} (-)	K_F (-)
10	9,5	-9,5	-9,5	9,5	0	0	0	0	0

Tabuľka B.5.3 Parametre generátora

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
17,5	0,85	235	2,5	2,5	0,425	0,3	0,1	8
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	R_{stat} (-)	R_{rot} (-)	d_{P0} (-)	
0,06	0,4	12	2,5	8	0	0	0	

Tabuľka B.5.4 Parametre turbíny

k_N (-)	T_V (s)	T_{HP} (s)	T_R (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)
1,176	0,2	0,1	6	-1	0,1	0	1,1	0,5	0,5

Tabuľka B.5.5 Parametre regulátora turbíny

A1	A2	T_{IT} (s)	T_{IB} (s)	T_N (s)	T_{EHP} (s)	k_T (-)	k_B (-)	k_{Sp} (-)	k_{Fr} (-)	k_{COR} (-)	k_{Pres} (-)
1	0	10	100	1	0,1	1	1	20	0	20	1
k_{For} (-)	GEN	v_N (%/min)		$step_N$ (%)	d_{Fr} (%)		d_{Sp} (%)	d_{Pres} (%)	d_P (%)	N_{Fmax} (%)	N_{Fmin} (%)
0,5	1	1		0	0		0	0	0	1	-1

B.6 Parametre zdroja HVDC-NORDIC

Tabuľka B.6.1 Parametre fiktívneho generátora

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
15	0,9	100	2,7	2,7	0,7	0,4	1,8	5,4
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	R_{stat} (-)	R_{rot} (-)	d_{P0} (-)	
0,038	0,43	0,4	0,7	5,4	0	0	0	

Tabuľka B.6.2 Parametre fiktívnej turbíny

k_N (-)	T_V (s)	T_{HP} (s)	T_R (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)
1,176	0,2	5	7	-0,005	0,03	-1	1,1	0	1

Parametre uvedené v zátvorke pre regulátor turbíny označuj nastavené parametre na začiatku simulácie (pred zmenou parametrov realizovaných automatikou).

Tabuľka B.6.3 Parametre regulátora turbíny

A1	A2	T_{IT} (s)	T_N (s)	T_{EHP} (s)	k_T (-)	k_{Sp} (-)	k_{Fr} (-)
1	0	10	1	0,1	1	0	0
k_{COR} (-)	v_N (%/min)	$step_N$ (%)	d_{Fr} (%)	d_{Sp} (%)	d_P (%)	N_{Fmax} (%)	N_{Fmin} (%)
169,3 (0)	200 (0)	100 (0)	0	0	0	100	-100

B.7 Parametre zdroja HVDC-NEMO

Tabuľka B.7.1 Parametre fiktívneho generátora

U_n (kV)	$cos\varphi$ (-)	S_{ng} (MVA)	X_d (-)	X_q (-)	X_{d1} (-)	X_{d2} (-)	X_t (-)	T_{d01} (s)
15	0,9	100	2,7	2,7	0,7	0,4	4	5,4
T_{d02} (s)	T_{q02} (s)	T_m (s)	X_{q1} (-)	T_{q01} (s)	R_{stat} (-)	R_{rot} (-)	d_{P0} (-)	
0,038	0,43	0,4	0,7	5,4	0	0	0	

Tabuľka B.7.2 Parametre fiktívnej turbíny

k_N (-)	T_V (s)	T_{HP} (s)	T_R (s)	V_{min} (-/s)	V_{max} (-/s)	G_{min} (-)	G_{max} (-)	K_{LP} (-)	K_{HP} (-)
1,176	0,2	2	7	-0,05	0,05	-1	1,1	0	1

Tabuľka B.7.3 Parametre regulátora turbíny

A1	A2	T_{IT} (s)	T_N (s)	T_{EHP} (s)	k_T (-)	k_{Sp} (-)	k_{Fr} (-)
1	0	10	1	0,1	1	0	0
k_{COR} (-)	v_N (%/min)	$step_N$ (%)	d_{Fr} (%)	d_{Sp} (%)	d_P (%)	N_{Fmax} (%)	N_{Fmin} (%)
44,44	0	0	0,256	0	0	100	-100