



FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

KATEDRA ELEKTROENERGETIKY A EKOLOGIE

DISERTAČNÍ PRÁCE

Optimalizace výroby a spotřeby elektrické energie v režimu ostrovního provozu

Autor práce:
Školitel:

Ing. Václav Mužík
prof. Ing. Zdeněk VOŠTRÁČKÝ, DrSc., dr.h.c.

Plzeň 2019

Abstrakt

Disertační práce je výstupem mého dosavadního doktorského studia. Definuje Ostrovní provoz jako komplexní problematiku a analyzuje, jakým způsobem k určení možnosti přechodu do ostrovního provozu přistupovat. Pojednává o frekvenční stabilitě v okamžiku přechodu elektroenergetického systému do ostrovního provozu. Jako příklad bylo vybráno město Plzeň. Nejdříve je diskutován teoretický základ v podobě rozboru stability a řízení elektroenergetického systému. Jako vhodné hodnotící kritérium je vybrána frekvenční stabilita a poté je provedena analýza stavu na základě reálných dat z roku 2014 ve výpočetním prostředí MATLAB a Simulink. Výsledkem jsou průběhy primárního regulačního děje soustavy při přechodu do ostrovního provozu a procentuální zhodnocení, kdy bylo město Plzeň schopno přejít do ostrovního provozu v roce 2014 bez rizika frekvenčního kolapsu nebo odstavení. Výpočty jsou doplněny zatěžovacími charakteristikami jednotlivých bloků pracujících do ostrova. Závěrem je diskutována problematika ostrovního provozu jako podpůrné služby a také překážky v podobě současného nastavení systémového frekvenčního odlehčování zátěže.

Klíčová slova

Ostrovní provoz, Distribuční soustava, Stabilita elektroenergetického systému, Krizová infrastruktura, Podpůrné služby

Abstract

Presented PhD dissertation is an output project of my doctoral studies. It defines island operation as a complex issue and it analyzes how to approach the possibility of island operation. Question of frequency stability in the moment of transition of city of Pilsen in to the island operation is solved. Firstly the topic of power system stability is discussed. Then frequency stability is chosen as an assessment criterion and an analysis is performed based on real data from year 2014 in computing environment MATLAB. As an example system is chosen the city of Pilsen. Waveforms of primary regulation process during the transition moment and a percentage of the ability to step in to the island operation during year the 2014 without a frequency collapse risk are presented as results. Calculations are presented with load characteristics for each of the source connected to its own island. In the end of this work the question of island operation as a Ancillary Service and the issue of current frequency load shedding plan approach is discussed.

Keywords

Island operation, Distribution system, Power system stability, Emergency infrastructure, Ancillary services

Prohlášení

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě disertační práci, zpracovanou na závěr doktorského studia oboru Elektroenergetika na Fakultě elektrotechnické Západočeské univerzity v Plzni.

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

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

V Plzni dne 29. března 2019

.....

Podpis

Poděkování

Na tomto místě bych chtěl poděkovat nejprve svému školiteli a vedoucímu doktorské práce prof. Ing. Zdeňku Vostrackému, DrSc. Dr.h.c. nejen za cenné rady a konzultace problematiky mé disertační práce, ale i za jeho profesní a osobnostní vedení v průběhu mého doktorského studia.

Dále bych rád poděkoval kolegům z Katedry Elektroenergetiky a Ekologie za utváření dobrého rodinného prostředí a za podporu při studiu a pedagogické činnosti. Velmi si vážím akademické atmosféry a děkuji všem, kteří ji na půdě ZČU pomáhají utvářet.

Za spolupráci, povzbuzení a nezapomenutelné zážitky děkuji svým kolegům a kamarádům Ing. Tomáši Nazarčíkovi, PhD. a Ing. Vladimíru Vajnarovi. Díky naší kooperaci bylo studium vždy zábavné a produktivní.

A na závěr bych chtěl poděkovat mým nejbližším. Za podporu již od bakalářského studia mé manželce, mým rodičům za neotřesitelnou důvěru v úspěšné absolvování, mému bratrovi za povzbuzování a zbytku rodiny a kamarádům za to, že měli vždy důvěru v to, co dělám.

Děkuji!

Obsah

1 Úvod	5
2 Teoretický úvod	6
2.1 Definice řešeného problému	6
2.2 Ostrovní provoz města	6
2.3 Analýza současného stavu řešené problematiky	7
2.3.1 Stabilita elektroenergetického systému	8
2.3.2 Řízení a regulace elektrizační soustavy	9
2.3.3 Modelování elektrárenských bloků v ostrovním provozu	9
2.3.4 Hodnocení dostupnosti	9
2.4 Cíle disertační práce	10
3 Definice ostrovního provozu	11
3.1 Definice OP ve smyslu Kodexu Přenosové Soustavy	11
3.2 Definice OP ve smyslu Pravidel Provozování Distribuční Soustavy - PPDS . .	14
3.2.1 PPDS - Příloha 4	15
3.2.2 PPDS - Příloha 7	18
3.3 Definice OP ve smyslu vyhlášky č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu	20
3.4 Shrnutí legislativního rámce pro definici ostrovního provozu	23
4 Stabilita a provoz elektroenergetického systému	25
4.1 Teorie stability elektroenergetického systému	25
4.1.1 Úhlová stabilita	25
4.1.2 Napěťová stabilita	29
4.1.3 Frekvenční stabilita	29
4.1.4 Rozdíly v českých a zahraničních zdrojích	30
4.2 Provoz izolované distribuční soustavy	30
4.2.1 Bilance činných výkonů	31
4.2.2 Setrvačnost v elektrizační soustavě	33
4.2.3 Řízení elektrizační soustavy	34
4.2.4 Schéma regulace f a P elektrizační soustavy ČR	43
4.2.5 Přechod do ostrovního provozu	45
4.3 Modely vhodné pro modelování přechodu do OP	47
4.3.1 Turbína	48
4.3.2 Generátor a zátěž	49

4.3.3	Regulátor ostrova	50
4.3.4	Kompletní model jednoho bloku pro účely simulace	50
5	Výpočet přechodu do ostrovního provozu	52
5.1	Město Plzeň jako modelový příklad	52
5.2	Popis dostupných dat pro disertační práci	52
5.2.1	Město Plzeň	52
5.2.2	Elektrizační síť na Plzeňsku	53
5.2.3	Zapojení bloků do sítě při ostrovním provozu	54
5.3	Popis zdrojů a data pro modelování	58
5.3.1	Plzeňská Energetika a.s.	58
5.3.2	Plzeňská Teplárenská a.s.	60
5.3.3	Spotřeba v Plzni	64
5.3.4	Data z výroby a spotřeby	65
5.3.5	ČEZ Distribuce a.s.	65
5.4	Data-processing	66
5.4.1	Data pro výpočet frekvenční stability	67
5.5	Hodnocení a vizualizace získaných dat	68
5.6	Přirozený výskyt dostupnosti ostrovního provozu v Plzni	71
5.7	Uvažovaný simulační model ostrova a použité konstanty	72
5.7.1	Výpočet zatěžovacích charakteristik alternátorů v OP	74
5.7.2	Průběhy různých konfigurací ostrovního provozu	80
5.7.3	Provoz ostrova PE s propojenými systémy TG8 a TG9 (ostrovy Jih a Křimice)	82
5.8	Obecné riziko kolize OP s frekvenčním odlehčováním	85
5.9	Shrnutí kapitoly	87
6	Závěr	88
6.1	Dosažené výsledky a přínosy práce	88
6.2	Směr dalšího zkoumání	90

Seznam zkratek a symbolů

OP	Ostrovní provoz
PE	Plzeňská energetika, a.s.
PT	Plzeňská teplárenská, a.s.
ERÚ	Energetický Regulační Úřad.
PST	Phase Shifter Transformer. Transformátor s proměnnou fází.
ČEPS	Česká Energetická Přenosová Soustava, a.s.
RZ	Rozvodna.
PS	Přenosová soustava.
ES	Elektrizační Soustava.
TG	Turbogenerátor.
PpS	Podpůrná služba.
OZE	Obnovitelné Zdroje Elektřiny
TAČR	Technologická agentura České republiky.
V2G	Vehicle to grid.
AGC	Automatic Generation Control.
LFC	Load Frequency Control.
UFLS	Under Frequency Load Shedding.
RoCoF	Rate of Change of Frequency.
P	Činný elektrický výkon [MW].
δ	Zátěžný úhel [rad].
E	Vnitřní elektromotorické napětí [V].
U_S	Napětí sítě [V].
X	Reaktance [Ω].
W_{mech}	Mechanická práce [J].
M	Moment [Nm].
M_T	Moment na hřídeli [Nm].
M_E	Moment elektrický [Nm].
ω	Úhlová rychlost [rad/s].
J	Moment setrvačnosti [$kg \cdot m^2$].
T_m	Mechanická časová konstanta soustrojí [s].
T_T	Časová konstanta turbíny [s].
S_{NG}	Zdánlivý elektrický výkon zdroje [MVA].
f_n	Jmenovitá frekvence [Hz].
P_T	Výkon na hřídeli [MW].
P_E	Výkon elektrický [MW].
K_G	Výkonové číslo zdrojů [MW/Hz].

σ_G	Statika zdrojů [-].
P_{Gn}	Jmenovitý elektrický výkon zdroje [MW].
K_Z	Výkonové číslo zátěže [MW/Hz].
P_{Zn}	Jmenovitý elektrický výkon zátěže [MW].
K_{ES}	Výkonové číslo elektrizační soustavy [MW/Hz].
T_V	Časová konstanta regulačních ventilů [s].
$V_{max/min}$	Omezení rychlosti regulačních ventilů [-].
$G_{max/min}$	Omezení integračního členu regulace ventilů [-].
T_{HP}	Časová konstanta vysokotlaké turbíny [s].
T_R	Časová konstanta reakce přehříváku [s].
T_{LP}	Časová konstanta nízkotlaké turbíny [s].
T_{IV}	Časová konstanta závěrných ventilů [s].
K_{IV}	Zesílení regulátoru závěrných ventilů v rozpětí 0-1 [-].
$V_{I_{max}/I_{min}}$...	Omezení rychlosti závěrných ventilů [-].
k_{hp}	Koeficient podílu výkonu ve vysokotlaké části [-].
k_{lp}	Koeficient podílu výkonu v nízkotlaké části [-].
k_{mp}	Koeficient podílu výkonu ve středotlaké části [-].

Kapitola 1

Úvod

Následující disertační práce je výsledkem pětiletého doktorského studia zaměřeného na stabilitu uzavřeného elektroenergetického systému při mimořádném provozním stavu, kterým je ostrovní provoz. Disertační práce je doplněna množstvím publikací, které hodnotí podmínky ostrovního provozu, přechod do něj a také setrvání.

Ostrovní provoz je v České republice výjimečný a nastává například jako důsledek poruchy na elektroenergetickém zařízení a jeho výskyt je ve větším měřítku nevídaný. Na druhou stranu si práce klade za úkol přinést nový pohled na ostrovní provoz jakožto nástroj krizové infrastruktury. Nástroj, který v důsledku globálních trendů, jako například decentralizace výroby, snižování rotační kinetické energie ve zdrojích elektrické energie či spojování soustav s rozdílnou kvalitou, je řešením při provozních stavech systémů na mezi stability nebo stavech blízkých frekvenčnímu kolapsu vedoucích k rozsáhlým blackoutům. Obnova takového elektroenergetického systému může s rostoucí složitostí sítě být otázkou několika dní.

V posledních letech je možnost ostrovního provozu části území také chápána jako nástroj krizové infrastruktury, který je podporou samosprávy a krajů při rozpadu soustavy nebo samotném blackoutu části elektrizační soustavy. Ostrovní provoz ale také může být prospěšný například v místech, kde se s elektrifikací teprve začíná. Například v takzvaných off-grid systémech s napájením z obnovitelných zdrojů a bateriových systémů, které nemohou být synchronně spojeny se zbytkem elektrizační soustavy (například Nigérie nebo Vietnam).

Díky výhodné energetické bilanci výroby a spotřeby na území města Plzně se již několik let aktivně diskutuje problematika ostrovního provozu. Ačkoliv proběhlo několik zkoušek dvou hlavních zdrojů elektrické energie - Plzeňská Energetika, a.s. (PE) a Plzeňská Teplárenská, a.s. (PT) a dokonce proběhl úspěšný nahodilý ostrovní provoz v říjnu 2015 bez zásadního vlivu na spotřebitele, k tomuto konkrétnímu technickému tématu neexistuje ucelený přístup.

Problematika ostrovního provozu města je velice komplexní téma z důvodu zapojení velkého množství subjektů. Při studiu tohoto tématu je třeba se zabývat možnostmi provozu zdrojů elektrické energie, pravidly provozu distribuční a přenosové soustavy, krizovou infrastrukturou města a zároveň i legislativním rámcem.

Předkládaná práce se snaží rozklíčovat jednotlivé součásti problematiky a nastínit jistý směr při hodnocení možnosti ostrovního provozu části elektrizační soustavy. Z důvodu dostupnosti dat, vhodného rozmístění zdrojů, pozice v elektrizační soustavě a velké náklonnosti místní samosprávy tomuto tématu, je zvoleno jako příklad město Plzeň.

Kapitola 2

Teoretický úvod

Následující kapitola si klade za úkol definovat cíle této disertační práce a zhodnotit aktuální stav řešení. Také je zde diskutován potenciální přínos práce, jelikož problematika ostrovních provozů je v současnosti aktuální, ale chybí ucelený dokument, který představuje a komentuje řízení elektroenergetického systému v takto náročném provozním stavu a v jeho jednotlivých fázích.

2.1 Definice řešeného problému

Disertační práce se zabývá zkoumáním chování elektroenergetického systému při přechodu do ostrovního provozu, ale také jeho chováním v ostrovním provozu. Kombinuje v sobě teorii řízení elektroenergetického systému, hodnocení stability provozu systému a spolehlivostní přístupy k určení pravděpodobnosti přechodu do tohoto provozního stavu. Pro popis průběhů a chování systému jsou vytvořeny realitě odpovídající modely, pro které jsou použity v oboru uznávané nástroje - MATLAB a jeho nadstavba Simulink.

Cílem je čtenáři přinést přehledné informace o specifickém problému řízení galvanicky oddělené části elektrizační soustavy od nadřazeného systému (distribuční nebo přenosové soustavy) - zkráceně **ostrovní provoz**.

Na tomto místě je nutné zmínit, že **přechod do ostrovního provozu je uvažován především při výskytu mimořádného stavu v nadřazené elektrizační soustavě** vedoucího k oddělení vnořené části soustavy do takzvaného ostrova. U obdobně velkých systémů, jako jsou města, disertační práce neuvažuje například o cíleném trvalém odděleném chodu či ekonomické nezávislosti na provozovatelích nadřazených soustav. Synchronní spojení soustavy v podobě například ENTSO-E má své neoddiskutovatelné výhody a záměrná izolace systémů ve střední Evropě nedává technicky smysl.

2.2 Ostrovní provoz města

Ostrovní provoz města je s ohledem na předchozí subkapitolu další specifickou problematikou ostrovních provozů. V případě města se jedná (například v České republice) o konkrétní konfiguraci elektrizační soustavy s koncentrací průmyslové, dopravní, komunální, rezidentní a ostatní spotřeby. Vzhledem ke koncentraci obyvatel a ostatních ekonomických sektorů je kladen velký důraz na nepřetržitost a kvalitu dodávky elektrické energie. Vzhledem k systematickému rozvoji české elektrizační soustavy od roku 1919 lze říci, že princip připojení měst

k přenosové soustavě je velmi podobný a pro obecné zkoumání lze použít jedno město jako výchozí příklad. U jednotlivých měst se liší dostupnost zdrojů, topologie a povaha spotřeby elektrické energie na daném území. Velmi přehledově lze říci, že elektrická energie přivedena do okolí měst na napěťové úrovni 400kV, transformována pro distribuci na napěťovou úroveň 110kV a dále rozvedena po městě v poslední době převážně na napěťových úrovních 22kV a 0,4/0,23kV. Na všech napěťových úrovních pak mohou být dnes vyvedeny výkony zdrojů elektrické energie. [1]

Otázka dostupnosti ostrovního provozu je aktuálně skloňovaným a atraktivním tématem krizové infrastruktury. Především pro velká města je alespoň přibližné povědomí o dostupnosti ostrovního provozu pomocníkem při strategickém plánování a přípravě na krizové provozní stavy. Ty mohou v elektroenergetice nastat například při přírodních živlech, přetížení přenosové elektrizační soustavy (například přelom let 2011/2012 nebo léto 2012) nebo neočekávaně (říjen 2015, ostrovní provoz Plzně). [2]

Úspěšný přechod do ostrova zvyšuje pravděpodobnost provozu bez negativního vlivu přerušování dodávky elektrické energie na bezpečnost (např. veřejná osvětlení, telekomunikace, infrastruktura, doprava, věznice), ekonomiku (např. slévárny, hutní průmysl, pece, odstavení provozů) či zdraví lidských životů (např. nemocniční zařízení, hasiči, policie). V tomto ohledu se do diskuze o ostrovním provozu aktivně zapojují energetické odbory měst a krajů, jelikož si uvědomují, jaké riziko se skrývá například ve výskytu blackoutu.

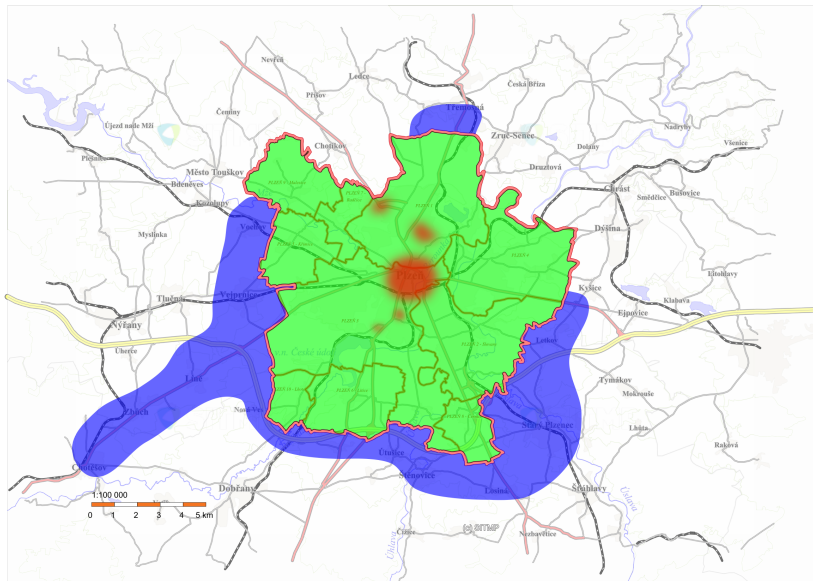
Aktuálně existuje poptávka ze zmíněných stran na určení dostupnosti ostrovního provozu. Naproti tomu však zatím není ucelený a jednoduchý přístup k tomu, jak otázku zodpovědět. V tom spočívá jeden z přínosů předkládané disertační práce, která kombinuje data z provozů zdrojů, distribuce a přenosu elektrické energie ve spolupráci se zástupci správy infrastruktury a energetických odborů.

Při identifikaci nízké pravděpodobnosti úspěšného přechodu do ostrovního provozu například vlivem převažující spotřeby nad výrobou mají města nástroje, jak jednat se spotřebiteli o omezení spotřeby v případě krizového stavu a tím zvýšení pravděpodobnosti hladkého přechodu do ostrova. Obrázek 2.1 je výstupem spolupráce s městem Plzeň a identifikuje koncentraci prioritní spotřeby z hlediska města a stupně zajištění dodávky. Díky identifikaci klíčových spotřebitelů je možné dále přemýšlet například o postupném odlehčování spotřeby před samotným přechodem do ostrovního provozu.

2.3 Analýza současného stavu řešení problematiky

Pro možnost hodnocení ostrovního provozu jako komplexní služby, je nutné problematiku rozdělit na následující čtyři skupiny, které jsou hlavní součástí této práce a jejichž současný stav je třeba analyzovat odděleně.

- Stabilita elektroenergetického systému
- Řízení a regulace elektrizační soustavy
- Modelování elektrárenských bloků v ostrovním provozu
- Dostupnost ostrovního provozu



Obrázek 2.1: Prioritizace zón spotřeby na území Plzně z hlediska napájení elektrickou energií [3]

2.3.1 Stabilita elektroenergetického systému

V rámci této skupiny existuje velké množství publikací, řešených příkladů a modelů v různých softwarech. Množství zdrojů, které se však zabývají ostrovním provozem menší části elektrizační soustavy - například město, se tenčí.

Stabilita elektroenergetického systému je široce popsána v českých zdrojích například v [3], [4] [5] či [6], v zahraničních například často citované [7] či [8]. Dále se otázkou otázkou stability v kontextu části provozovatele přenosové soustavy (například Severní Irsko) zabývá publikace [9]. Z moderních článků a aktuální řešené problematiky v ostrovních provozech například [10], [11] nebo [12]. Zdroje, které by se však zabývaly řešením otázky ostrovního provozu města z hlediska stability elektroenergetického systému při přechodu z jednoho provozu do druhého existují spíše na výukových případech, nikoliv však na reálně se zakládající situaci.

Alespoň v českých podmínkách je situace pravděpodobně dána velice ojedinělou konfigurací spotřeby a výroby na Plzeňsku. Specifikem plzeňského regionu je vyrovnaná výkonová bilance a také velmi blízké a koncentrované umístění zátěže u výroby elektrické energie. Dalším důvodem absence relevantních českých ale i zahraničních publikací je náročnost řešené otázky na skutečná vstupní data z provozu. Poslední dobou se začínají objevovat publikace na téma ostrovní systémy v tzv. "off-grid" sítích (například publikace [13] nebo [14]). Tedy sítích, které jsou především z důvodu pomalého rozvoje propojené elektrizační soustavy odkázány na provoz v nepřetržitém ostrovním provozu. Velmi často jsou v posledních dobách tyto systémy složené z fotovoltaické elektrárny a bateriového systému či vodní elektrárny pracující do této off-grid sítě. Tímto tématem se předkládaná disertační práce nezabývá. Celosvětově se uvádí mnoho takových systémů do provozu (například Čína, Vietnam), ale dostupnost dat z provozu je velmi omezená. Především na články a prezentace na odborných konferencích.

Různými aspekty průběhu přechodu města Plzně do ostrovního provozu a návratu zpět do standardního provozu se detailně zabývají moje publikace (viz seznam publikací na konci

práce). Zajímavou otázkou, která v současném stavu řešení problematiky chybí je stabilita elektrizačních soustav při aktivaci systémového frekvenčního odlehčování zátěže v kombinaci se sledováním trendu změny frekvence RoCoF - *Rate of Change of Frequency*, které se využívá v systémech s častou změnou výkonové bilance pro předcházení frekvenčního kolísání nebo kolapsu oddělením soustav a následného přifázování po pominutí nerovnováhy. V tomto ohledu přináší práce množství simulací a poznatků na úrovni české elektroenergetiky. [9]

2.3.2 Řízení a regulace elektrizační soustavy

Řízení elektrizační soustavy propojené s okolními státy ve spolupráci s ENTSO-E je téma, které je neustále aktualizované a řízení samotné je do hloubky prozkoumané. Zatím nejlepším a komplexním českým zdrojem se zdá být publikace [3], která vznikla za spolupráce kolektivu, který má velmi blízko ke společnosti ČEPS, a.s. a tedy při popisech řízení a regulace soustavy vychází z reálných dat a autoři měli možnost si teoretické předpoklady ověřit reálnými měřeními a situacemi, které v systému nastávají.

Ostrovní provoz je z hlediska řízení a regulace specifický stav, u kterého se regulace liší podle velikosti. Rozpadá-li se například český systém do jednoho velkého ostrova - například několik krajů stále propojených na úrovni 220 kV a 400 kV, je možné setrvat ve standardních principech regulace, kdy je pomocí primární, sekundární a terciární regulace udržována výkonová rovnováha a frekvence co nejlíže 50 Hz. V případě odpojení od centrálního řízení a ostrova o několika blocích napájejících zátěž, jedná se o regulaci v otáčkovém režimu. Prioritou je v tomto případě regulace bloku na jmenovitou hodnotu otáček a udržení v synchronním provozu. [3] [15]

Obě varianty ostrovního provozu nejsou v publikacích zásadně rozlišovány a kapitoly, které by detailně hovořily o těchto stavech se v publikacích nenacházejí nebo jsou velmi krátké. Pokud chce čtenář pochopit problematiku ostrovních provozů, musí pracně zdroje vyhledávat a spojovat navazující informace, které se dokonce někdy liší (pravděpodobně v důsledku relativně složitého a obsáhlého názvosloví). V tomto ohledu přináší práce sjednocení znalostí, oddělení od sebe dvou typů ostrovních provozů s výskytem konvenčních, převážně točivých zdrojů elektrické energie a doplňuje je již výše zmíněnými simulacemi přechodů mezi jednotlivými provozními stavy.

2.3.3 Modelování elektrárenských bloků v ostrovním provozu

Sestavení modelů pro popis odezvy klasického tepelného bloku na změny zatížení je dobře vysvětleno v publikaci [3]. Na té se podílel jako autor doc. Ing. Karel Máslo, CSc., který i stvořil software pro modelování různých provozních stavů v naší elektrizační soustavě - síťový simulátor MODES. Po konzultaci s ním bylo dohodnuto, že z hlediska verifikace výsledků v prostředí MODES by bylo vhodné podobná regulační schémata vytvořit i v jiném nástroji a porovnat například robustnost modelačního prostředí, rychlost a přesnost výpočtů a podobně. Proto bylo zvoleno prostředí MATLAB, které je mi známé a úlohy v něm dokáží namodelovat a zprovoznit. Jeden ze zdrojů, který jsem při úvodu do problematiky používal, je článek [16] nebo habilitace doc. Másla [17].

2.3.4 Hodnocení dostupnosti

Hodnocení dostupnosti je vlastním přínosem práce, protože ze syntézy výše zmíněných teoretických disciplín je možné se dopočítat pravděpodobností a předpokladů pro úspěšný přechod

do ostrovního provozu. Vyhodnocení dostupnosti ostrovního provozu je přínosem pro města, kraje či jiné území elektrizační soustavy.

Díky sestavení modelů a výpočtu výskytu jednotlivých scénářů na reálných datech vidím už teď budoucnost v samostatné práci využívající pro popis dostupnosti teorii řízení rizik. Na jejím základě které je možné využít postupy pro vyhodnocení pravděpodobnosti některých rizik, ale také dostupnosti ostrovního provozu jakožto celku v kombinaci různých situací. V oblasti risk managementu zatím nebyla nalezena žádná práce, která by zachycovala konkrétní postupy při konkrétních iniciačních událostech ostrovního provozu.

Vhodným přístupem k této problematice jednotlivých scénářů se jeví například analýza stromu událostí, safety audit nebo metoda kontrolního seznamu.

Jako podklad pro budoucí tvorbu v tomto směru jsem vybral publikace [18] a [19], které se zabývají hodnocením rizik katastrof založených na historických datech a poskytují dostatek vstupních informací pro aplikaci na problematiku ostrovního provozu.

2.4 Cíle disertační práce

Závěrečná doktorská disertační práce si klade následující cíle:

- Zúžení problematiky řízení a stability elektroenergetického systému jen na ostrovní provoz o velikosti města. Tento provozní stav má svá specifika, jelikož je z hlediska výroby i spotřeby centralizovaný a řešení otázky stability není stejné jako pro nadřazenou soustavu.
- Po teoretickém zhodnocení je zapotřebí aplikovat teoretické poznatky na detailní model na příkladu města Plzně. V rámci tohoto cíle je nejdůležitější se zaměřit na okamžik přechodu do ostrovního provozu a vyhodnotit maximální výkonové změny a podmínky pro bezpečný přechod do ostrovního provozu včetně průběhů frekvence.
- Posun v oblasti bezpečnosti a spolehlivosti ostrovního provozu jako nestandardního provozního stavu v podobě určení provozních omezení a mezních stavů, při kterých je ještě možné uvažovat o bezpečném přechodu do ostrovního provozu. Výsledkem práce bude hodnocení dostupnosti jednotlivých ostrovních systémů, paralelní provoz bloků do krizových oblastí a také zahrnutí problematiky frekvenčního odlehčování s automatikami pro odstavení bloků od provozu do sítě. Pro tento úkol jsou nutné vstupní informace, které budou použity z příkladu města Plzně, ale jsou obecně aplikovatelné i na jiných příkladech měst.
- Nutná konfrontace prvních tří cílů s limity danými provozními a legislativními podmínkami. Je zapotřebí zohlednit možnosti zdrojů elektrické energie, ale také možnosti přílehlé distribuční soustavy. Stejně tak dopady ostrovního provozu na jednotlivé skupiny spotřebitelů elektrické energie.
- Posledním a hlavním cílem práce je přinést přístup pro hodnocení možnosti přechodu části elektrizační soustavy o velikosti města do ostrovního provozu. Každé město je zapojeno do elektrizační soustavy jiným způsobem, ale práce si klade za cíl zhodnotit, zda data, která byla použita pro modelování jsou pro tyto záměry dostačující a šlo by dle obdobných dat hodnotit i ostrovní provozy v jiných městech.

Kapitola 3

Definice ostrovního provozu

Následující kapitola si klade za úkol rozpoznat možné výklady problematiky ostrovního provozu a poté vztáhnout odpovídající teorii na konkrétní případ ostrovního provozu města (Plzeň). Ostrovní provoz (také OP) je možné v ČR definovat z pohledu distributorů elektrické energie, provozovatele přenosové soustavy a nebo také z hlediska koncového spotřebitele elektrické energie.

3.1 Definice OP ve smyslu Kodexu Přenosové Soustavy

Ostrovní provoz je společností ČEPS, a.s. definován v Kodexu Přenosové soustavy jako Podpurná služba, konkrétně v části II. - Podpurné služby, kapitola 4.3 - Schopnost ostrovního provozu (OP). Kapitole ostrovního provozu je věnováno zhruba 27 stránek kodexu. Hlavní definice ostrovního provozu je následující:

”Jedná se o schopnost provozu bloku do vydělené části vnější sítě tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku.” [15]

Kapitola dále popisuje, že schopnost ostrovního provozu vyžaduje vysoké regulační schopnosti bloků především z hlediska regulace činného výkonu. K poskytování podpurné služby dochází, pokud frekvence klesne pod 49,8 Hz či naopak vzroste nad 50,2 Hz. Ostrovní provoz bloku běží nezávisle na regulaci napětí a frekvence pomocí systémových služeb.

Dále jsou definovány následující požadavky na schopnosti bloku:

Přechod do ostrovního provozu

Přechod do ostrovního provozu dle kodexu doprovázen náhlými změnami frekvence a bilance činných výkonů (a případně i jalových výkonů). Přechod do ostrovního provozu je iniciován pomocí frekvenčních relé, které reagují na překročení frekvenčních mezí stanovených v Kodexu PS, část V. Při přechodu do ostrovního provozu jsou nutné následující kroky:

1. Změna regulace bloku na proporcionální otáčkovou
2. Odpojení od dálkové regulace výkonu
3. Plynulý a stabilní přechod do ostrovního provozu

4. Při vybočení frekvence mimo bezpečné hranice provozu bloku v ostrovním provozu odpojení od okolní soustavy a přechod do provozu na vlastní spotřebu
5. Přepnutí potřebných regulací bloku do režimu vhodného pro ostrovní provoz [15]

Ostrovní provoz

Při úspěšném přechodu do ostrovního provozu musí být nadále zajištěna:

1. Stabilní paralelní spolupráce s ostatními bloky zapojenými do ostrova
2. Odpovídající odezva dodávaného činného a jalového výkonu na změny frekvence a napětí. Včetně odpovídající odezvy i mimo běžné nominální hodnoty bloku.
3. Na pokyn dispečera musí být možné jemně a plynule měnit otáčky soustrojí.
4. Bloky musí být připravené se zapojit do dálkového řízení v ostrovním provozu. [15]

Opětovné připojení ostrova k soustavě

Kodex dále definuje požadavky na provoz bloku a schopnosti, které předchází opětovnému připojení do sítě. Požadavky jsou následující:

1. Blok musí pracovat v režimu ostrovního provozu po dobu minimálně 2 hodin
2. Blok musí dle pokynů dispečera ČEPS regulovat frekvenci ostrova dostatečně plynule a jemně, tak aby mohlo dojít v daném místě k opětovnému přifázování ostrova k propojené soustavě.
3. Blok musí být schopen připojení k vnější síti při kmitočtu dle frekvenčního plánu a svorkovém napětí $(92 < u < 108)\% U_N$,
4. V případě, že se blok fází v rozvodně PS, musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny. [15]

Dostupnost služby

Kodex dále definuje, že provozovatel přenosové soustavy periodicky provádí certifikační testy a má právo požadovat možnost inspekce připravenosti k plnění této podpůrné služby. Inspekce ale nesmí ovlivnit provoz bloku. [15]

Další definice v Kodexu PS

Kodex dále definuje pravidla vyhodnocení plnění požadavků na ostrovní provoz a také pravidla procesu kvalifikace pro službu ostrovního provozu. Komentuje nároky na řídicí systém, regulační obvody ostrovního provozu (ROP). Dále definuje testy, které se snaží postihnout všechny fáze ostrovního provozu. Ty jsou následující (jejich plné znění je možné přečíst v kodexu): [15]

1. TEST (OP)- Δn Test (OP) simulací otáček
2. TEST (OP)-ostrov: Test chování bloku při vypínací zkoušce "ostrov"

3. TEST (OP)-VE
4. Test 1 (OP)-VE: Test simulací otáček
5. Test 2 (OP)-VE: Test schopnosti přechodu TG do provozu na VS
6. Test 3 (OP)-VE: Test přechodu do PI regulace otáček a fázování v blízké rozvodně
7. Test 4 (OP)-VE: Test chování TG při změně zatížení [15]

Důležitou částí kapitoly v Kodexu jsou **Požadavky ČEPS na Poskytovatele**. Plné znění seznamu je možné přechíst v Kodexu, pro potřeby této disertační práce jsou níže uvedeny obecné požadavky a požadavky na vlastnosti bloků tepelných elektráren certifikovaných pro podpůrnou službu ostrovní provoz (také OP). Některé z nich jsou diskutovány již v předchozích kapitolách kodexu: [15]

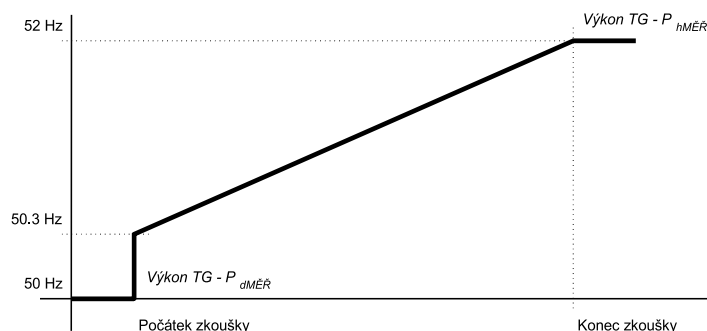
Obecné požadavky na vlastnosti zařízení certifikovaného pro (PpS) (OP):

1. Nastavitelnost a funkčnost frekvenčního relé (počet hladin frekvence, jejich hlášení na blokovou dozornu a dispečink)
2. Zapnutí a vypnutí (OP) z místa obsluhy
3. Existence lokálního schématu „OSTROV“ a možnost jeho vyvolávání
4. Nastavení k přepnutí bloku do režimu (OP) (49,8 a 50,2 Hz podle frekvenčního plánu) a nastavení ostatních hladin f relé [Hz]
5. Schopnost regulovat napětí na blízké rozvodně vvn v určených mezích (ručním řízením hladiny svorkového napětí bloků)
6. Připravenost pro dálkové řízení bloku v OP – možnost zařazení bloku do dálkového řízení bloku v OP včetně schopnosti měnit základní otevření regulačních ventilů (u VE rozváděcího kola) na základě signálu korekce zadané hodnoty otáček, a to buď automaticky přes řídicí systém bloku, nebo ručními zásahy obsluhy. [15]

Požadavky na vlastnosti bloků tepelných elektráren certifikovaných pro (PpS) (OP):

7. Možnost ručního ovládání otevření regulačních ventilů TG v rozmezí 0 % až 100 % a (nebo) ručního ovládání hodnoty „zadaných otáček“ proporcionální regulace otáček. Volba odchylky „zadaných otáček“ pro TG 3000 ot/min musí být možná v rozsahu alespoň cca +/- 200 ot/min (cca +/-7 %) od nominální hodnoty otáček,
8. Ovládání zesílení proporcionální regulace otáček TG KPR v rozmezí 10 až 25
9. Nastavitelnost základního otevření přepouštěcí stanice 0 % až 50 % nebo difference základního činného výkonu mezi TG a kotlem resp. reaktorem 0 % až 30 % (pokud to předpokládá PMOP, který vychází z vlastností ROP bloku). [15]

V další části Kodex definuje blíže požadavky *Požadavky Certifikátora na Poskytovatele OP*, podrobný popis jednotlivých testů včetně přesných definic jednotlivých požadavků v rámci testů včetně požadavků na výsledky měřených veličin včetně přesnosti měření. Kodex obsahuje i příklady průběhu testů (viz následující obrázek 3.1) a přesnou definici hodnotících kritérií výsledků testů. [15]



Obr. č. 22 **TEST (OP)- Δn** – Příklad simulované plynulé změny otáček – vzestupný test

Obrázek 3.1: Příklad simulované plynulé změny otáček – vzestupný test [15]

3.2 Definice OP ve smyslu Pravidel Provozování Distribuční Soustavy - PPDS

Pravidla definují ostrovní provoz jako takový hned v úvodní kapitole jako:

”Provoz zdroje, pracujícího do části ES, která se elektricky oddělila od propojené soustavy.” [20]

Ostrovní provoz je blíže definován v kapitole **3.8.5, - Ostrovní provoz** v následujícím znění (citováno z PPDS):

Při nouzových podmínkách může nastat situace, kdy část DS, k níž jsou výrobní elektrárny připojeny, zůstane odpojena od ostatních částí soustavy. PDS v závislosti na místních podmínkách rozhodne, zda je ostrovní provoz výrobní možný a za jakých podmínek. O přípustnosti aktivace zařízení pro ostrovní provoz rozhodne PDS na základě výsledků ověřovacích zkoušek (blíže Příloha 7 PPDS). [20]

Podmínky provozu výroben stanoví Příloha 4. Při vybočení frekvence, velikosti a symetrie napětí mimo stanovené meze zajistí výrobce samostatně odpojení výrobní. Pokud vzniklý ostrov není vybaven zařízením pro následné zpětné přifázování k ostatním částem DS, zajistí výrobce elektrárny na pokyn PDS odpojení výrobní (blíže Příloha 7 PPDS). Výrobní, připojené k DS na napěťové úrovni nižší než 110 kV, se pravděpodobně ocitnou v oblasti automatického odpojení zátěže frekvenční ochranou. Proto výrobci elektrárny musí zajistit, aby veškeré ochrany výrobní měly nastavení koordinované s nastavením frekvenční ochrany, které na požádání poskytne PDS. Ten s nimi dohodne i provoz výrobní v případě působení lokální frekvenční ochrany. Výrobní buď přejdou na vlastní spotřebu, nebo se odstaví. PDS podle místních podmínek stanoví způsob a podmínky opětového připojení k DS. [20]

Pravidla definují ostrovní provoz v distribuční soustavě velmi konkrétně a přílohy určují i technické parametry provozu. Vzhledem k pozdějším simulacím přechodu do ostrovního provozu v této práci je důležitá snaha provozovatele distribuční soustavy (v níž je teoretický ostrov města uvažován) v rámci systémových služeb DS udržovat kvalitu elektrické energie na standardních provozních parametrech. I za ostrovního provozu by měla být snaha udržet parametry frekvence a velikosti napětí v mezích, které dovolují běžný provoz spotřebičů zapojených do DS ačkoliv Vyhláška č. 80/2010 Sb. o stavu nouze povoluje v mimořádných situacích provozovat soustavu s nestandardními provozními parametry. Následující podkapitoly zachycují zásadní podmínky na ostrovní provoz z Přílohy 4 a 7. [20]

3.2.1 PPDS - Příloha 4

Příloha 4 definuje v 9. kapitole "Chování výroben v síti", kde jsou definované časy, po které musí být schopny výrobní zapojené do DS pracovat do soustavy.

Následující tabulka zachycuje požadavky na provoz při různých frekvencích. Při připojování nových zdrojů je tomuto požadavku nutné vyhovět.

Rozsah frekvence	Dobrá trvání
47 - 47,5 Hz	20 s
47,5 - 48,5 Hz	30 min*
48,5 - 49,0 Hz	90 min*
49,0 - 51,0 Hz	neomezeně
51,0 - 51,5 Hz	30 min

Tabulka 3.1: Provozní frekvenční rozsah výroben na sítích **NN, VN a 110 kV** [20]

**Na základě implementace požadavků legislativy ENTSO-E - NC RfG mohou být tyto časy individuálně měněny.*

Další část kapitoly 9 definuje požadavky na rozsah trvalého provozního napětí a dělí se dle napěťové hladiny, na kterou je výrobní připojena. [20]

- Výrobní elektřiny připojená do sítě **NN**

Výrobní připojené na tuto napěťovou hladinu musí být schopny trvalého provozu v mezích napětí

$$U \in (U_n - 15\%, U_n + 10\%) \quad [kV] \quad (3.1)$$

Pokud je napětí nižší než U_n , je přípustné snížení výstupního výkonu, které odpovídá relativní změně napětí dané vztahem [20]

$$\Delta p = \frac{U_n - U}{U_n} \quad [%; kV] \quad (3.2)$$

- Výrobní elektřiny připojená do sítě **VN a 110 kV**

Výrobní připojené na napěťové úrovni vn a 110 kV musí být schopny trvalého provozu pokud napětí v místě připojení se nachází v mezích

$$U \in (U_c - 10\%, U_c + 10\%) \quad [kV] \quad (3.3)$$

U výrobních modulů typu D platí mez

$$U \in (U_c - 10\%, U_c + 11,8\%) \quad [kV] \quad (3.4)$$

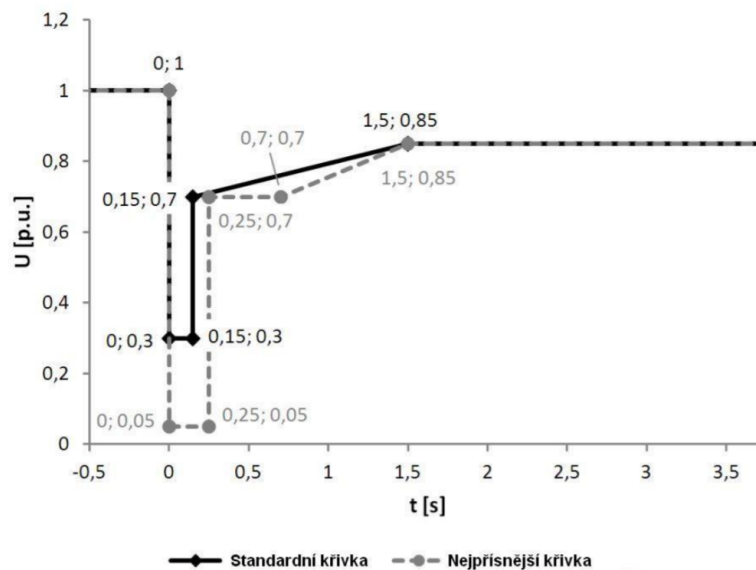
Pokud je napětí nižší než U_c , opět platí podobný vztah jako u hladiny NN:

$$\Delta p = \frac{U_n - U}{U_n} \quad [%; kV] \quad (3.5)$$

Zásady podpory sítě

PPDS dále definují kapitolou 9.2.2 "Dynamickou podporu sítě", kterou se rozumí schopnost udržovat napětí při poklesech napětí v sítích VVN a ZVN (přenosová soustava), aby nedošlo k nežádoucímu odpojení výkonů napájejících sítě NN a VN a následovnému rozpadu sítě. Výrobní dle PPDS musí vydržet připojené k síti v případě poruch (jedno, dvou i třípólových zkratů především). U výroben v sítích VN a 110 kV se hodnotí nejmenší sdružené napětí. [20]

Následující obrázek ukazuje požadovanou schopnost překlenout poruchu na přímo připojeném generátoru (LVRT - Low Voltage Ride Through).



Obrázek 3.2: Požadavek na provoz při sníženém napětí u bloků, které jsou připojené přímo [20]

Při krátkodobém přepětí (HVRT), když napětí dosáhne úrovně 120% musí být výrobní schopné udržet trvalý provoz po dobu 1 sekundy. Při velikosti napětí 115% musí udržet trvalý provoz po dobu 60 sekund. Pokud se jedná o výrobní zapojenou do sítě s OZ, musí dojít k odpojení v průběhu beznapěťové přestávky. PDS pak určuje, které výrobní zapojené do DS se podílejí na výše jmenovaných procesech dynamické podpory sítě. [20]

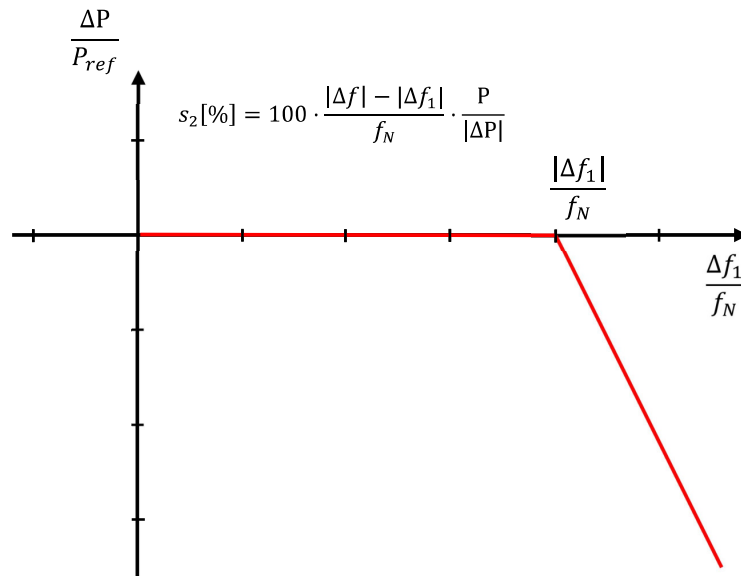
Velmi důležitou pasáží kapitoly 9 ve smyslu ostrovního provozu je následující tvrzení: **"Zařízení uživatelů s výrobními elektrinou, které při poruchách v napájecí síti přejdou pro pokrytí vlastní spotřeby do ostrovního provozu, se musí až do odpojení od sítě PDS podílet na podpoře sítě. Zamýšlený ostrovní provoz je zapotřebí odsouhlasit s PDS v rámci požadavku na připojení."** [20]

Za standardních podmínek by tedy i hypotetický ostrovní provoz města musel nejprve poskytovat dynamickou podporu sítě ze strany zdrojů a až v případě nemožnosti fyzikálně udržet synchronní propojení přijít do ostrovního provozu.

Snížení činného výkonu při nadfrekvenci

Pro zajištění plynulosti změny výkonových bilancí v síti je vyžadováno, aby výrobní připojené do DS snižovaly činný výkon automaticky v závislosti na kmitočtu v síti. Také dle povelů z řídicího dispečinku PDS nebo se automaticky odpojily od DS.

Při centrálním řízení musí být výrobní modul schopen snížit činný výkon při nad-frekvenci. Dle nastavené prahové hodnoty frekvence a statiky pak modul reaguje na změny frekvence v síti a reguluje výstupní činný výkon. Prahová hodnota frekvence se pohybuje v rozmezí $50,2\text{Hz}$ až $50,5\text{Hz}$ včetně, nastavení statiky se nachází v rozmezí 2% až 12%. Defaultní prahová frekvence v ČR je $50,2\text{Hz}$ a statika $s_2 = 5\%$. Následující obrázek ukazuje frekvenční odezvu činného výkonu výrobních modulů ve frekvenčně závislém režimu při nad-frekvenci: [20]



Obrázek 3.3: Požadavek na frekvenční odezvu činného výkonu v omezeném frekvenčně závislém režimu při nadfrekvenci [20]

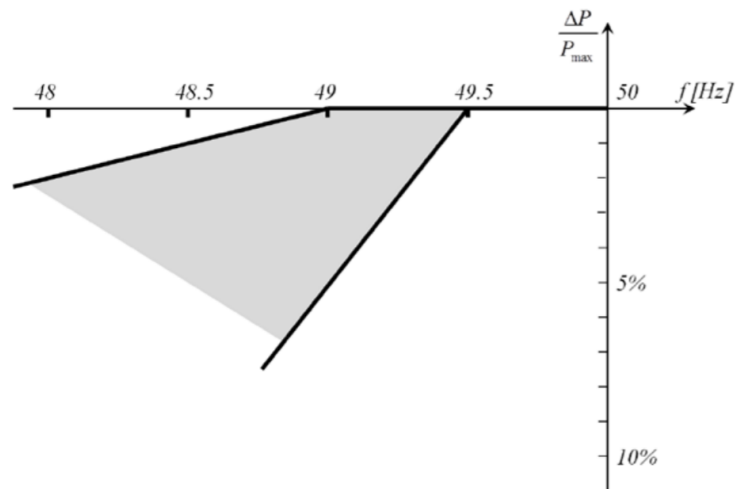
Obrázek 3.4 platí i pro frekvenci nad 50 Hz, kdy platí, že výrobní modul musí být schopen snížit činný výkon na svorkách v souladu se statikou s_2 .

Snížení činného výkonu při podfrekvenci

Průnikovým tématem Kodexu PS (viz kapitola 3.1) je otázka maximálního snížení činného výkonu s klesajícím kmitočtem. Meze jsou definovány provozovatelem PS. Následující obrázek ukazuje tyto meze:

Příloha 4 ještě dále definuje, že řízení činného výkonu v závislosti na provozních podmínkách mimo jiné při potenciálním ohrožení bezpečného provozu systému (např. při předcházení stavu nouze a při stavech nouze), nebezpečí vzniku ostrovního provozu, ohrožení statické nebo dynamické stability či vzrůstu frekvence ohrožující systém. Zmiňované mimořádné stavy mohou být všechny součástí událostí předcházejících ostrovní provoz. [20]

V předchozích odstavcích je zachycena velmi důležitá problematika požadavků na dynamiku výrobních modulů, která je vyhodnocována při povolení k připojení k DS. Ačkoliv se příloha 4 nezmiňuje o otáčkové regulaci, kterou definuje jako klíčovou Kodex PS pro podpůrnou službu Ostrovní Provoz, bloky zapojené do DS musí pro standardní připojení a dynamickou podporu sítě splňovat tyto podmínky dané PPDS. Výše zmiňované principy tedy platí pro centrální řízení zdrojů ze strany dispečinku PDS. Pokud dojde k přechodu do



Obrázek 3.4: Maximální snížení činného výkonu s klesajícím kmitočtem [20]

ostrovního provozu bez centrálního řízení ze strany PDS nebo PPS, přechází výrobní bloky do otáčkové regulace, kde je prioritou udržení synchronních otáček. Podmínky na dynamiku bloku definované v příloze 4 však platí dále. Při simulacích v pozdějších kapitolách se z těchto limitů bude vycházet pro hodnocení úspěšného přechodu do ostrovního provozu.

3.2.2 PPDS - Příloha 7

Příloha 7 definuje "Pravidla pro podpůrné služby (PpS) zdrojů připojených k sítím provozovatele distribuční soustavy". Po definici podmínek Startu ze tmy (Black start) popisuje kapitola 6 podmínky pro ostrovní provoz jakožto podpůrné služby pro provozovatele DS.

Kapitola je rozdělena do tří částí - přechod do ostrovního provozu, ostrovní provoz a opětovné připojení ostrova k soustavě.

Přechod do ostrovního provozu

Podobně jako v Kodexu PS i PPDS dávají informaci, že přechod do ostrovního provozu je obvykle doprovázen náhlou změnou frekvence v důsledku bilanční nerovnováhy činných výkonů. Při přechodu do ostrova PPDS požadují následující kroky:

1. Změnu režimu regulace výroby na proporcionální regulaci otáček
2. Odpojení dálkové regulace výkonu (vypojení zdroje ze sekundární regulace f a P)
3. Odpojení ASRU ze systému terciární regulace napětí
4. Aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána frekvencí v ostrovu a nastavenými parametry regulace otáček. Výkon výroby se v mezním případě může změnit z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby
5. Odepnutí výroby od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu (i z jmenovitého zatížení) nebo na provoz do vyčleněné části DS. Přechod na otáčkovou regulaci musí být stabilní.

6. Přepnutí potřebných regulací zdroje do režimu vhodného pro ostrovní provoz
7. Další provoz podle pokynů PDS [20]

Ostrovní provoz

V ostrovním provozu musí být zajištěno:

1. Stabilní paralelní spolupráce s ostatními výrobnami zapojenými v ostrovu
2. Adekvátní odezva dodávaného činného a jalového výkonu na změny frekvence a napětí, a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence. Adekvátní odezvou rozumíme tzv. idealizovanou závislost výkonu výroby P_{id} na stacionární (po odeznění rychlých elektromechanických přechodných dějů) odchylce frekvence f dané vztahem

$$P_{id} = P_0 - \frac{100}{\delta} \frac{P_n}{f_n} \Delta f \quad [MW; \% ; MW; Hz; Hz] \quad (3.6)$$

kde: δ je statika proporcionálního regulátoru otáček (doporučená hodnota je 4 až 8 %), P_0 je výkon výroby před přechodem do ostrovního provozu nebo hodnota daná základním otevřením regulačních prvků.

3. Dle pokynů dispečera DS měnit dostatečně jemně a plynule otáčky (výkon) soustrojí (výroby) a regulovat napětí [20]

Požadavky na zpětné přifázování k nadřazené soustavě

Poslední část kapitoly definuje požadavky na výroby, které se připojují z ostrova zpět k nadřazené soustavě.

1. Výrobna musí pracovat v režimu ostrovního provozu po dobu minimálně 2 hodin
2. Dle pokynů dispečera DS musí výrobna regulovat frekvenci ostrova dostatečně plynule a jemně, tak aby mohlo dojít v daném místě k opětovnému přifázování ostrova k propojené soustavě
3. Výrobna musí být schopna připojení k vnější síti při kmitočtu dle frekvenčního plánu a svorkovém napětí ($92 < u < 108$)% U_n
4. V případě, že se výrobna fází v rozvodně DS, musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny.

Připravenost na poskytování této podpůrné služby má právo provozovatel kdykoliv ověřit. Nesmí však při zkouškách ovlivnit provoz výroby.

V této příloze PPDS již byl ostrovní provoz popsán detailně. Pro simulaci ostrovního provozu výroby je nutné uvažovat přechod do proporcionální otáčkové regulace bloků, která zajišťuje udržování frekvence (resp. otáček) na hodnotě 50 Hz. Zároveň tento režim regulace bloku musí zajistit spolupráci s ostatními bloky v ostrově.

3.3 Definice OP ve smyslu vyhlášky č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu

Jako poslední z legislativních podkladů je v této kapitole zmíněna vyhláška o stavu nouze v elektroenergetice. Ačkoliv se vyhláška příliš nezaobírá technickými specifiky provozů výroben, jasně definuje dopady stavu nouze na jednotlivé skupiny odběratelů. Ostrovní provoz v ní není zmíněn, ale vzhledem k tomu, že práce uvažuje ostrovní provoz jako nástroj krizové infrastruktury, je velmi pravděpodobné propojení technických podmínek provozu s legislativními možnostmi stavu nouze či jeho předcházení. Především z hlediska možnosti omezení dodávky elektrické energie jednotlivých skupin koncových spotřebitelů.

Vyhláška říká, že výkon, který je odebírán nebo dodáván do elektrizační soustavy lze omezovat

- (a) snížením hodnoty odebíraného výkonu podle regulačního plánu
- (b) úplným přerušením dodávky ze strany PDS či PPS podle
 - i. vypínacího plánu
 - ii. frekvenčního plánu
 - iii. **operativního vypnutí části zařízení PS nebo DS v rozsahu nezbytném pro vyrovnání výkonové bilance dotčené oblasti** [21]
- (c) změnou hodnoty výkonu dodávaného výrobcem dle pokynů technického dispečinku provozovatelů DS nebo PS

Dále vyhláška informuje, že při situacích, kdy hrozí vznik stavu nouze nebo pro které by byl stav nouze vyhlášen, může být uplatněn stupeň regulačního nebo vypínacího plánu či může být operativně vypnuto zařízení či **aktivaci frekvenčních relé** v souladu s frekvenčním plánem v rozsahu potřebném pro vyrovnání výkonové bilance. [21].

Tato pasáž tedy umožňuje potřebám ostrovního provozu jakožto krizového nástroje při předcházení stavu nouze omezit výkony či případně zahrnout některé identifikované spotřeby do jednotlivých kategorií a pro udržení výkonové bilance tyto kategorie spotřeby vypnout. Tímto je tedy možné zajistit při spolupráci místních municipalit a provozovatele DS připravit rozpadovou automatiku při přechodu do ostrovního provozu.

Vyhláška dále nařizuje zařazení zákazníků do regulačních stupňů. Celkem existuje 7 regulačních stupňů. Zařazení do stupňů č. 1 a č. 2 provádí provozovatel DS, zařazení do stupňů č. 3 až č. 7 provádí provozovatel PS, provozovatel DS, obchodník s elektřinou či výrobce elektřiny. Poslední dva zmiňovaní předávají potřebné údaje provozovateli příslušné soustavy. [21]

V rámci předcházení stavu nouze (§5), tedy situacích kdy hrozí riziko vzniku stavu nouze, mohou provozovatelé soustav vyhlásit výstražný stupeň, který je součástí regulačního plánu. Omezení a změny dodávky elektřiny při předcházení stavu nouze jsou prováděny

1. podle regulačního stupně č. 1
2. podle vypínacího plánu
3. operativním vypnutím části zařízení v rozsahu nezbytném pro vyrovnání výkonové bilance

4. použitím volných výrobních kapacit
5. omezením dodávaného výkonu

§6 vyhlášky definuje samotný **Stav nouze**, který je obvykle vyhlášen a odvolán předem. V případě nenadálých událostí může být vyhlášen i dodatečně. Omezení dodávky elektřiny při stavu nouze mohou být prováděny

1. automaticky dle frekvenčního plánu
2. podle vypínacího plánu
3. podle regulačního stupně č. 1 až č. 7
4. operativním vypnutím části zařízení v rozsahu nezbytném pro vyrovnání výkonové bilance
5. použitím volných výrobních kapacit
6. omezením dodávaného výkonu

Příloha č. 1 rozděluje zařazení zákazníků do regulačních stupňů podle

- (a) způsobu ovládání spotřebičů pomocí HDO
- (b) jmenovité hodnoty napětí části elektrizační soustavy, ke které je odběrné zařízení připojené
- (c) hodnoty rezervovaného příkonu uvedeného ve smlouvě

přesné **rozdělení zákazníků v jednotlivých regulačních stupních** je následující (citováno z [21]):

1. v regulačním stupni č. 1 jsou zařazeni všichni zákazníci, u nichž je prováděno ovládání vybraných spotřebičů pomocí hromadného dálkového ovládání, popřípadě prostřednictvím jiného technického systému pro řízení velikosti spotřeby
2. v regulačním stupni č. 2 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV s hodnotou rezervovaného příkonu do 100 kW a zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím do 1 kV s hodnotou jističe před elektroměrem nižší než 200 A,
3. v regulačních stupních č. 3 a 5 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení přenosové soustavy nebo ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV a s hodnotou rezervovaného příkonu 1 MW a vyšší,
4. v regulačních stupních č. 4 a 6 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV a s hodnotou rezervovaného příkonu od 100 kW včetně do 1 MW a zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím do 1 kV s hodnotou jističe před elektroměrem 200 A a vyšší,
5. v regulačním stupni č. 7 jsou zařazeni všichni zákazníci.

Základní regulační stupeň je normálním stavem elektrizační soustavy s vyrovnanou výkonovou bilancí a dostatečnou výkonovou rezervou pro regulaci soustavy.

Jednotlivé regulační stupně jsou (citováno z [21]):

1. Regulační stupeň č. 1 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy vypínáním a blokováním zapnutí vybraných spotřebičů ovládaných pomocí hromadného dálkového ovládání, popřípadě prostřednictvím jiného technického systému pro řízení velikosti spotřeby.
2. Regulační stupeň č. 2 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy použitím technických prostředků provozovatele soustavy do 1 hodiny po vyhlášení regulačního stupně, pokud není stanovena doba delší.
3. Regulační stupeň č. 3 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy o hodnoty uvedené v bodě III. odst. 3 této přílohy, a to do 30 minut po vyhlášení regulačního stupně.
4. Regulační stupeň č. 4 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy, o hodnoty uvedené v bodě III. odst. 3 této přílohy, a to do 1 hodiny po vyhlášení regulačního stupně, pokud není stanovena doba delší.
5. Regulační stupeň č. 5 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy o hodnoty uvedené v bodě III. odst. 3 této přílohy, a to do 1 hodiny po vyhlášení regulačního stupně.
6. Regulační stupeň č. 6 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy o hodnoty uvedené v bodě III. odst. 3 této přílohy, a to do 2 hodin po vyhlášení regulačního stupně, pokud není stanovena doba delší.
7. Regulační stupeň č. 7 představuje snížení hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy u všech zákazníků na hodnotu bezpečnostního minima do 1 hodiny po vyhlášení regulačního stupně. U odběrného zařízení, kde nelze do jedné hodiny snížit hodnotu odebíraného výkonu na bezpečnostní minimum, je stanoven časový posun v hodinách jako čas nezbytný pro snížení odběru na hodnotu bezpečnostního minima.

Příloha č. 1 vyhlášky 80 dále definuje **hodnoty snížení výkonu**:

1. Výběr a vypnutí skupin spotřebičů při vyhlášení regulačního stupně č. 1 je prováděno technickým dispečinkem provozovatele distribuční soustavy.
2. Snížení výkonu pro každého jednotlivého zákazníka, zařazeného v regulačním stupni č. 2, je prováděno provozovatelem distribuční soustavy.
3. Hodnota snížení odebíraného výkonu v každém jednotlivém regulačním stupni č. 3 až 6 se stanoví jako
 - (a) 15 % z hodnoty výkonu, odebíraného z elektrizační soustavy podle bodu II. odst. 10 této přílohy, nebo
 - (b) 15 % z hodnoty rezervované kapacity v příslušném kalendářním měsíci, to je součet roční rezervované kapacity a měsíční rezervované kapacity v daném kalendářním měsíci. [21]

4. Na snížení hodnoty výkonu odebíraného zákazníkem podle regulačních stupňů č. 3 a 4 ve výši 15 % navazují regulační stupně č. 5 a 6, které snižují hodnotu odebíraného výkonu o dalších 15 %, maximálně však do celkové výše 30 % snížení odebíraného výkonu při respektování bezpečnostního minima. [21]
5. Hodnoty snížení výkonu pro stupeň č. 7 jsou stanoveny s ohledem na dodržování bezpečnostního minima pro odběratele elektřiny, dále jen "bezpečnostní minimum". [21]
6. Hodnoty snížení výkonu pro regulační stupně č. 3 až 7 a hodnoty bezpečnostního minima s možností snížení do jedné hodiny, popř. časového posunu, za který bude hodnota bezpečnostního minima dosažena, a kontaktní údaje zákazníka jsou součástí smlouvy o přenosu elektřiny nebo o distribuci elektřiny nebo smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny. [21]

Dále ještě vyhláška v příloze 3 definuje vypínací a frekvenční plán, který však bude popsán v rámci následujících kapitol, kde je problematika frekvenčního odlehčování jakožto nástroje pro stabilizaci frekvence při nerovnováze v činné výkonové bilanci využita. Vyhláška je v souladu s kodexem PS a PPDS, jelikož jako nestandardní frekvenční meze stanovuje vybočení frekvence mimo meze 49,8 - 50,2 Hz. V pásmu 49,8 - 49,0 Hz stanovuje, že jsou přijata opatření na straně výrobců elektřiny, ale je možné v rámci jednotlivých regulačních stupňů při patřičném stavu možné omezovat i dodávku.

V rámci přílohy 3 je zmíněn ostrovní provoz:

*"V pásmu poklesu kmitočtu pod hodnotu 49,8 Hz mohou být vytvářeny **ostrovní provozy** částí elektrizační soustavy. Hodnota kmitočtu odpojení **ostrovního provozu** je určena technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy nebo technickým dispečinkem provozovatele distribuční soustavy. Hodnota kmitočtu odpojení **ostrovního provozu** v regionální distribuční soustavě je vzájemně odsouhlasena mezi technickým dispečinkem provozovatele regionální distribuční soustavy a technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy. Hodnota kmitočtu odpojení **ostrovního provozu** v lokální distribuční soustavě je vzájemně odsouhlasena mezi technickým dispečinkem provozovatele lokální distribuční soustavy, technickým dispečinkem provozovatele regionální distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena, a technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy."* [21]

Zrcadlovým způsobem je formulovaná i pasáž pro pásmo zvýšení kmitočtu nad 50,2 Hz. Vyhláška pak zmiňuje ostrovní provoz již jen v poslední příloze 4 v rámci přípravy havarijního plánu výrobce elektřiny, který mimo jiné musí obsahovat

"11. zhodnocení možností provozu výroby v ostrovním režimu" [21]

3.4 Shrnutí legislativního rámce pro definici ostrovního provozu

Smyslem následující závěrečné podkapitoly je krátce pro přehlednost čtenáře shrnout tři zmiňované dokumenty.

ČEPS definuje OP jako službu konkrétními zdroji při podpoře zajišťování vyrovnané výkonové bilance. Kodex dává velké množství konkrétních podmínek na připojení a poskytování OP do přenosové soustavy. To je pochopitelné, protože pro PS je možnost ostrovního provozu velkých bloků typu elektrárna Tušimice naprosto zásadní pro stabilizaci soustavy při mimořádných provozních stavech, ale také při "rozsekání" soustavy do menších ostrovů, které jsou řízeny lokálně - otáčkově. Schopnost zpětného fázování do centrálně řízené soustavy je dalším důležitým bodem. V případě provozu celé ES jako velkého ostrova ale nedochází k přepnutí regulací do otáčkových, ale takhle velká část soustavy je stále řízena centrálně. Z hlediska PS tedy lze ostrovní provoz chápat na úrovni výroby, části PS i celé PS bez propojení se sousedními PS.

ČEZ a PPDS definují ostrovní provoz také jako podpůrnou službu výroby. Ostrovní provoz může být od velikosti vlastní spotřeby až po část distribuční soustavy. Podmínky na provoz a regulaci bloku jsou velmi podobné jako u kodexu, ale nejsou v PPDS definovány tak detailně. Oproti kodexu chybí detailní popis testů a certifikačních zkoušek, které budou pravděpodobně součástí konkrétní smluvní dokumentace mezi PDS a výrobnou. Myšlenka ostrovního provozu města bude však nejbližší provozovateli DS, který tím může podporovat dynamiku své sítě, ale zároveň by mohl ostrovním provozem větší části DS poskytovat PpS směrem k provozovateli PS. Aktuálně (březen 2019) o takové spolupráci nejsou informace.

Třetí diskutovaný dokument je skutečně legislativní povahy - vyhláška č. 80. svým způsobem spojuje všechny ostatní dokumenty v jeden finální, který mluví o tom, že v ČR máme definovaný "Nouzový stav", který se musí vyhlášovat. A jelikož se v takovém případě jedná o krizovou situaci, musí být vzata konkrétní opatření. Nouzovému stavu může nastat jeho předcházení, pro které jsou dostupné odpovídající nástroje pro zamezení vzniku Nouzového stavu. Opatření, která mohou být ze stran výrobců a provozovatelů elektrizačních soustav přijata, jsou vázána na jednotlivé skupiny uživatelů a regulační stupně. Shrnutí v jedné větě - všechny zmiňované subjekty podílející se na provozu elektrizační soustavy mají při krizových stavech právo nějakým způsobem zasahovat do komfortu konečného spotřebitele elektrické energie a omezit nebo přerušit mu její dodávku. Nejčastěji jsou tato opatření zmiňována v souvislosti s udržením činné výkonové bilance. Ostrovní provoz je zmíněn v úvodu a v závěrečných přílohách vyhlášky.

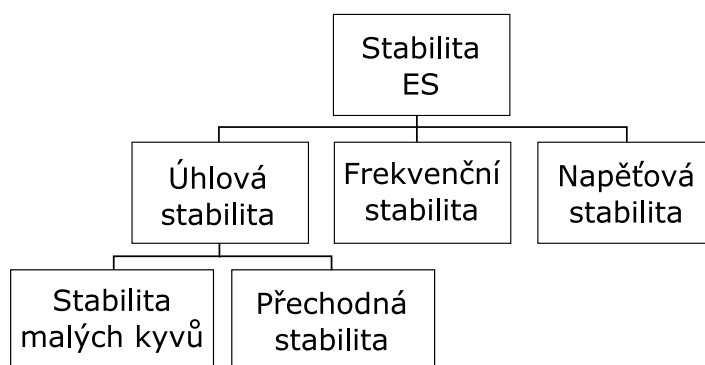
Implikace pro ostrovní provoz města jsou takové, že v měřítku města se situace spíše týká spolupráce mezi samosprávou a provozovatelem místní distribuční soustavy. Město jako takové dle výkladu zmiňovaných dokumentů není schopno poskytovat ostrovní provoz PPS ani PPS, jelikož není výrobnou. Rozhodně však může město s PDS podnikat kroky, aby v rámci předcházení stavu nouze mohlo použít lokální ostrovní provoz jako nástroj krizové infrastruktury. Aby byl ostrovní provoz spolehlivým nástrojem pro lokalitu typu město, je nutné identifikovat typy spotřeby, jejich časové průběhy, lokální výskyt výroby a na základě těchto znalostí porovnat alespoň v hrubém výkonovou bilanci, o které mluví všechny tři výše zmiňované dokumenty. Jelikož se elektroenergetické zdroje v tomto případě ostrovního provozu nebudou nacházet v centrálně řízeném systému regulace zdroje, ale v regulaci otáčkové, je nutné pro posouzení schopnosti přechodu tento okamžik více prozkoumat. Aktuální znění dokumentů ostrovní provoz města jako nástroje krizové infrastruktury nepopisují, ale pro hodnocení stability centrálně řízeného systému v ostrovním provozu existují publikace na úrovni ENTSO-E - například *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe*. Podobná metodika, která by pomáhala místním PDS hodnotit možnosti lokálních ostrovů ve spolupráci s městy však chybí. [22] Množství doslovných citací v této kapitole je opodstatněné. Jedná se o technické požadavky, které lze obtížně parafrázovat.

Kapitola 4

Stabilita a provoz elektroenergetického systému

4.1 Teorie stability elektroenergetického systému

Stabilitu elektroenergetického systému lze rozdělit do tří skupin (viz obrázek)



Obrázek 4.1: Rozdělení stability elektroenergetického systému dle [3]

Rozdělení dle obrázku výše platí, pokud je uvažován silový střídavý harmonický elektroenergetický systém.

4.1.1 Úhlová stabilita

Úhlová stabilita popisuje interakci přenášeného činného výkonu a rozdílu úhlu napětí uzlu připojení zdroje a místa odběru a dělí se na

- Stabilitu malých kyvů
- Přechodnou stabilitu

Úhlovou stabilitu zajišťuje regulátor otáček soustrojí zdroje, ale má vliv i mnoho dalších faktorů, jako například regulátor buzení, ochranné prvky přenosu či v poslední době například PST (RZ Hradec, ČEPS). Vztahuje se na schopnost pohybujících se rotorů synchronních strojů zůstat v synchronismu v případě rozruchů. Obvykle se uvažuje jako krátkodobá, tedy

je vyhodnocována do 10 sekund od rozruchu a bývá nazývána jako krátkodobá dynamika. [23] [3] [6]

Úhlová stabilita se rozlišuje matematickým aparátem, kterým se k danému problému přistupuje. Pokud se hodnotí **statická úhlová stabilita** (stabilita malých kyvů), je výhodné prohlásit, že se soustava při diferenčních změnách chová jako lineární a pro její hodnocení je tedy použito lineárních diferenciálních rovnic. [3] [23]

Naproti tomu u **přechodné úhlové stability** (dynamická stabilita) nelze systém prohlásit za lineární a z toho plyne, že neexistuje analytické řešení a proto je nutné počítat jednotlivé časové průběhy fyzikálních veličin, ze kterých lze poté určit, zda je konkrétní děj stabilní.

Řešení statické úhlové stability

Statická úhlová stabilita se vyšetřuje ve frekvenční oblasti na linearizovaném systému rovnic. Pokud jsou reálné části kořenů těchto rovnic záporné, děj lze prohlásit za stabilní a dojde k ustálení přechodného jevu. [3]

Statická stabilita je definována jako schopnost systému nalézt při nekonečně malých a nekonečně pomalých změnách zátěžného úhlu, výkonu turbíny, parametrů přenosu činného elektrického výkonu, nebo jiných veličin, které tyto parametry ovlivňují, nový stav s konstantním zátěžným úhlem - nový synchronní stav. [3]

Podmínka pro splnění statické stability je vyšetřována pro změnu činného výkonu se změnou zátěžného úhlu a je při zjednodušeních popsána následujícími vztahy: [23]

$$\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0 \quad (4.1)$$

Kdy pro zátěžný úhel platí podmínka

$$-90^\circ < \delta < 90^\circ \quad (4.2)$$

Níže uvedená rovnice popisuje výkon přenášený mezi alternátorem a sítí.

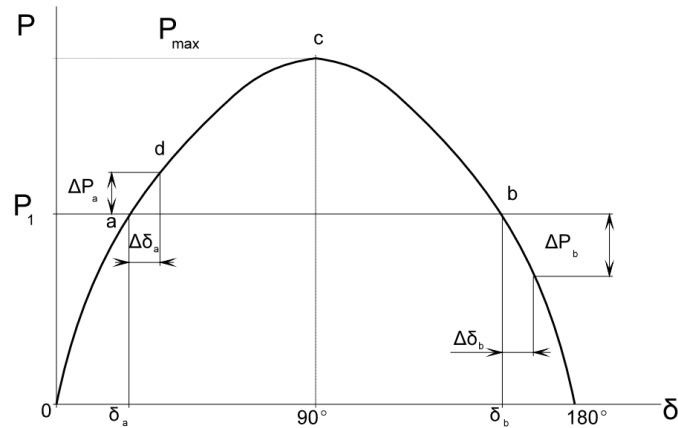
$$P = \frac{E \cdot U_s}{X_{12}} \cdot \sin \delta \quad (4.3)$$

Kde E je vnitřní elektromotorické napětí alternátoru, U_s je napětí sítě v místě zátěže a X_{12} je reaktancí mezi zdrojem a zátěží. Při znalosti předchozího vztahu pro přenos činného elektrického výkonu lze pomocí následujícího obrázku popsat princip statické stability.

V případě prvním dochází ke zvýšení potřeby dodávaného činného výkonu do soustavy z P_1 o ΔP_a a dochází i k nárůstu velikosti zátěžného úhlu δ_a o $\Delta \delta_a$. Do doby než stihne zareagovat příslušný regulátor, dojde k "uhrazení" vzniklých potřeb přirozenou reakcí rotoru (vlivem změny velikosti $\sin \delta$ v rovnici 4.3). Přenos je stabilní.

V případě druhém, tedy když je dodáván činný výkon P_1 do sítě v pracovním bodě b, dochází při zvětšení zátěžného úhlu δ_b o $\Delta \delta_b$ k poklesu výkonu P_b o ΔP_b . V důsledku poklesu dodávaného činného výkonu dojde k nepatrnému urychlení rotoru a následnému nárůstu velikosti zátěžného úhlu δ , což při podstatném nárůstu (větším než diferenciálně malém) vede k výpadku ze synchronismu. Z tohoto příkladu se potvrzuje, že podmínkou pro stabilní chod alternátoru pracujícího do sítě je velikost zátěžného úhlu menší než 90° .

Po úpravě vztahů 4.1 a 4.3 lze říci, že podmínka pro stabilní chod alternátoru pracujícího do sítě z hlediska statické stability je následující:

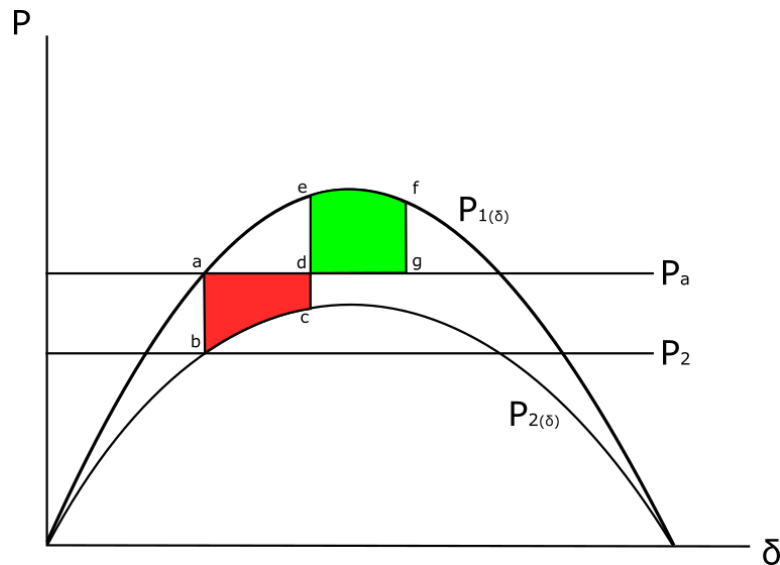
Obrázek 4.2: Závislost přenášeného činného výkonu na úhlu mezi fázory napětí U_s a E [23]

$$\frac{E \cdot U_s}{X_{12}} \cdot \cos \delta > 0 \quad (4.4)$$

Řešení přechodné úhlové stability

Dynamická stabilita je definována jako schopnost nalézt při ději, při kterém dochází ke změně zátěžného úhlu, výkonu turbíny, parametrů přenosu činného elektrického výkonu či jiné veličiny, nový staticky stabilní stav, který bude mít konstantní zátěžný úhel - synchronní stav.

Podmínkou je v tomto případě skutečnost, že systém bude mít k dispozici stejné množství brzděné energie jako je množství akumulované akcelerační energie, kterou systém během přechodného děje získá. Následující obrázek popisuje případ dynamicky stabilního děje.



Obrázek 4.3: Změna pracovní charakteristiky alternátoru v závislosti na vzniku rozruchu

V průběhu děje uvedeného na obrázku vzniká rozruch, který může být způsoben například náhlým odpojením jednoho ze dvou vedení, které spojují daný alternátor se zbytkem sítě. Následkem toho dochází ke změně vazební admitance a poklesu potřebného dodávaného činného výkonu z P_a na velikost přenášeného výkonu P_b . Vlivem této změny dochází i k přechodu z charakteristiky $P_1(\delta)$ na $P_2(\delta)$. Tedy dochází nejprve k posunu pracovního bodu z **bodu a** do **bodu b** . V okamžiku, kdy došlo k nárůstu zátěžného úhlu až do **bodu c** , bylo opět připojeno vedení a tím návrat na $P_1(\delta)$ do **bodu e** . Zátěžný úhel se však vlivem setrvačné energie dále zvětšuje. V **bodě f** však dojde k vyrovnání akumulární a brzděné energie, nárůst zátěžného úhlu se zastaví a v důsledku přetrvávající snahy brzdit (zpětná akcelerace), se zátěžný úhel začne zmenšovat. [6]

Tomuto principu se říká pravidlo ploch a znamená, že plocha ohraničená body **d,e,f,g** musí být minimálně stejně velká, jako plocha daná body **a,b,c,d**. Popsáno rovnicemi musí platit následující vztahy:

$$W_{mech} = \int_0^t \Delta P dt < 0 \quad (4.5)$$

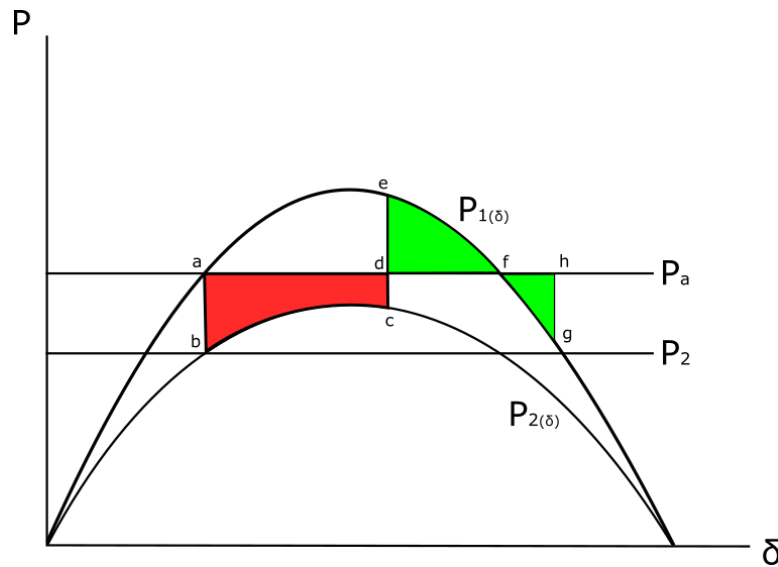
kdy ΔP je definována jako

$$\Delta P = P_a - P_{2(\delta)} \quad (4.6)$$

Pokud je uvažováno, že dochází pouze k malému vychýlení ze synchronismu (podmínka, že $\omega = konst.$), platí pro velikost ploch následující vztah:

$$\int_0^t \Delta P dt = \int_0^t \Delta M \omega dt = \int_0^\delta \Delta P d\delta \quad (4.7)$$

Následující obrázek pak popisuje děj, kdy dojde k překročení mezí stability.



Obrázek 4.4: Změna pracovní charakteristiky alternátoru v závislosti na vzniku rozruchu - překročení mezi stability

Soustava se na počátku nachází ve stejném stavu jako v předchozím případě, dochází například k výpadku vedení a snížení dodávaného činného výkonu do sítě. Vedení je ovšem v tomto případě připojeno v **bodě c** později než v předchozím příkladu a jak je vidět, naakumulovaná brzdná energie v ploše **d,e,f** nestačí k vykompenzování akcelerační energie **a,b,c,d** a zátěžný úhel se nadále zvětšuje. Z hlediska stability lze tento jev prohlásit za dynamicky nestabilní. [23]

4.1.2 Napěťová stabilita

Napěťová stabilita popisuje interakci velikosti uzlových napětí, které mají přímou vazbu na přerozdělování a spotřebu jalového výkonu. Napěťovou stabilitu zajišťují regulátory buzení synchronních strojů (generátorů, pohonů a kompenzátorů), nastavení regulačních odboček transformátorů a statické regulátory velikosti napětí. [23]

4.1.3 Frekvenční stabilita

Frekvenční stabilita popisuje interakci velikosti globální rovnováhy činného výkonu a frekvence soustavy (nebo izolovaného ostrova) a je zajišťována operátorem přenosové soustavy. [23] Při hodnocení frekvenční stability systému je sledována odezva frekvence na v bilanci činných výkonů mezi spotřebou a výrobou elektrické energie. Zjednodušená pohybová rovnice níže ukazuje vztah mezi změnou velikosti bilance činného výkonu ostrova a působením této změny na frekvenci v dané oblasti.

$$\frac{T_m \cdot S_{NG}}{f_n} \cdot \frac{df}{dt} = P_T - P_E = \Delta P \quad [s; MVA; Hz; Hz; MW] \quad (4.8)$$

Dále bude tato rovnice diskutována v dalších kapitolách. Smyslem analýzy frekvenční stability je posouzení vlivu velikosti nenulové bilance činných výkonů na změnu frekvence v síti. Na jednu stranu je hodnoceno, zda frekvence v síti v průběhu přechodného děje klesne

pod stanovené meze - legislativní, ale i fyzikální a technické, které jsou dané konstrukcí a použitou technologií pro regulaci zdroje.

V případě podobného přechodného děje při přechodu do ostrovního provozu, který je vidět na obrázku 4.4, dojde k dynamicky nestabilnímu přechodnému jevu, který lze z hlediska bilance činných výkonů promítnout i do pohybové rovnice. Při uvažování mechanických vlastností turbíny, generátoru a také vlivu nastavení regulátoru lze sledovat průběh změny frekvence v síti Δf , která je důležitá z hlediska ochrany sítě, zátěže, ale i výrobních bloků před nad a podfrekvencí. Frekvenční analýza je aktuálně nejčastěji hodnocena pomocí náhradních regulačních schémat, který do pohybové rovnice přináší i vliv dynamiky ostatních zařízení jako je například kotel, regulační ventily v turbíně, odezva nízkotlaké části atd.

4.1.4 Rozdíly v českých a zahraničních zdrojích

Závěrem této kapitoly pojednávající o stabilitě elektroenergetického systému je nutno podotknout, že je rozdíl mezi českými a zahraničními prameny, které řeší otázku stability. Výše popsané rozdělení je v České republice zažitá a řídí se jím i společnost ČEPS a.s. V zahraniční literatuře je možné se setkat s rozdělením úhlové stability na *stabilnost v malém* a *stabilnost ve velkém*. V české literatuře je také možné se setkat s rozdělením na statickou (malých kyvů) a dynamickou (přechodnou) stabilitu či stabilitu malých a velkých kyvů. Například v Anglickém jazyce se striktně dodržuje termín *transient stability* pro přechodnou úhlovou stabilitu a dynamická stabilita je použita v následujícím rozdělení:

Power system stability

- steady-state
- transient
- dynamic

Tedy rozdělení na stabilitu ustáleného stavu, stabilitu přechodnou a dynamickou.

Stabilita ustáleného stavu je popsána jako stabilita pomalých nebo postupných změn, která řeší, zda jsou úhly v předem daných mezích, napětí v uzlech jsou blízko jmenovitým hodnotám a jednotlivá zařízení (transformátory, vedení, generátory a podobně) nejsou přetěžována.

Stabilita přechodná je popisována jako stabilita zabývající se velkými rozruchy (velké kyvy) jako například ztrátou výroby, spínáním nebo náhlými změnami zatížení. Smyslem je určit, zda se zkoumaný systém dokáže z daného vyrušení navrátit zpět do synchronního stavu s ustálenou hodnotou úhlů.

Stabilita dynamická je na rozdíl od pojmu v češtině stabilitou v delším časovém měřítku - několik minut. Je možné ovlivňovat dynamickou stabilitu, ačkoliv je udržena přechodná stabilita. Do dynamické stability je zahrnut vliv regulace otáček turbíny, buzení, hladinová regulace transformátorů a vliv dispečerského řízení za účelem stabilizace či destabilizace elektroenergetického systému několik minut po působení rozruchu. [7] [24]

4.2 Provoz izolované distribuční soustavy

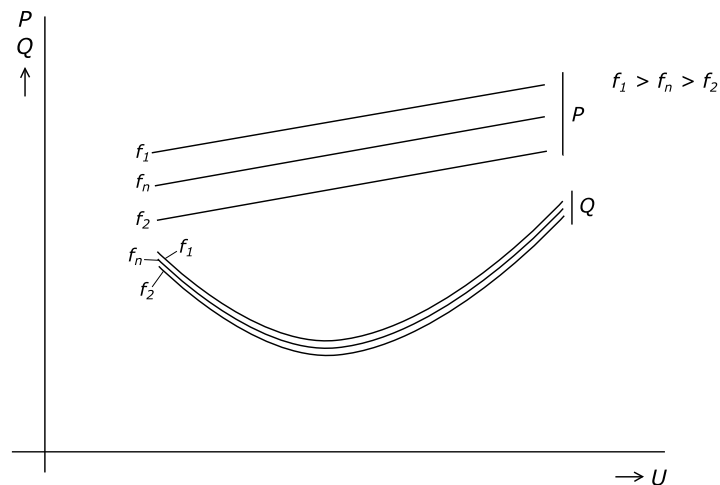
Jelikož pojednává tento dokument o ostrovním provozu, lze do jisté míry prohlásit Plzeň za izolovanou síť s dvěma velkými výrobními jednotkami (PE+PT, 260,5 MW), které zajišťují

regulaci frekvence s připojenou zátěží. Základními dvěma parametry izolované sítě jsou parametr systémový - frekvence (50Hz, odchylky řešeny v rámci normy ČSN EN 50160 a kodexu PS) a parametr lokální - velikost napětí (kodex PS, ČSN EN 50 160). [25]

4.2.1 Bilance činných výkonů

Z obrázku 4.5 je vidět, že velikost činného výkonu P je závislá na velikosti frekvence f a naproti tomu je velikost jalového výkonu Q závislá na velikosti napětí U . Jak plyne z textu výše, prioritou při přechodu do ostrovního provozu je udržení velikosti systémového parametru - frekvence a s tím spojené udržení bilance činných výkonů. Jinými slovy, je cílem udržovat rozdíl mezi elektrickou spotřebou a výrobou na nejmenším možné hodnotě při frekvenci co nejbližší 50 Hz. [26]

Frekvence je parametrem systémovým a v okamžiku pozorování systému se uvažuje ve všech místech stejná. Z důvodu výskytu velkého množství frekvenčně závislé zátěže je nutné ji udržovat co nejbližší jmenovité hodnotě. Frekvence je proto hlavním ukazatelem kvality elektrické energie v případě mimořádných provozních stavů a právě z toho důvodu jsou tak detailně definovány pravomoci jednotlivých subjektů (PPS, PDS) omezovat spotřebu elektrické energie za účelem ochrany frekvence před vybočením mimo přípustné meze.



Obrázek 4.5: Závislost činného a jalového výkonu na napětí a frekvenci. Překresleno z [4]

Jelikož je do sítě zapojena široká škála spotřebičů s různým charakterem - především induktivní a odporový, má změna frekvence také vliv na velikost jejich odebíraného činného výkonu. K tomu dochází ve velké míře u induktivních frekvenčně závislých odběrů, jako je například asynchronní motor. Naopak změna frekvence má téměř nulový vliv na odporové spotřebiče - topné spirály a podobně. Tento jev je díky vhodné změně spotřebovávaného činného výkonu nazýván jako samoregulační efekt zátěže.

V případě náhlého výpadku/nárůstu spotřeby nebo výroby dochází k přechodnému stavu, kdy se mění pracovní bod soustavy a dojde ke změně frekvence. Schopnost dorovnat tento rozdíl mezi dodávkou a spotřebou elektrické energie se nazývá primárním regulačním dějem. Ustálený chod elektrizační soustavy napájené jedním fiktivním zdrojem lze vyjádřit následující pohybovou rovnicí

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_E \quad [kg \cdot m^2; rad/s; N \cdot m] \quad (4.9)$$

kde na levé straně J vyjadřuje moment setrvačnosti soustrojí, $\frac{d\omega}{dt}$ vyjadřuje změnu úhlové rychlosti soustrojí v čase a na pravé straně M_T a M_E vyjadřují momenty na hřídeli a elektrický. Při znalosti následujících tří vztahů

$$M = \frac{2 \cdot P}{\omega_0} \quad [N \cdot m; MW; rad/s] \quad (4.10)$$

$$J = \frac{2 \cdot T_m \cdot S_{NG}}{\omega^2} \quad [kg \cdot m^2; s; MVA; rad/s] \quad (4.11)$$

$$\omega = 2\pi \cdot f \quad [rad/s; Hz] \quad (4.12)$$

lze rovnici 4.9 upravit na následující tvar

$$\frac{T_m \cdot S_{NG}}{f_n} \cdot \frac{df}{dt} = P_T - P_E = \Delta P \quad [s; MVA; Hz; Hz; MW] \quad (4.13)$$

kde v levé části rovnice T_m vyjadřuje mechanickou časovou konstantu soustrojí, S_{NG} vyjadřuje zdánlivý elektrický výkon soustrojí, f_n vyjadřuje síťovou frekvenci $50Hz$ a $\frac{df}{dt}$ vyjadřuje změnu frekvence v čase. Pravá část rovnice reprezentuje kladnou či zápornou změnu výkonu vzniklou na základě náhlé změny spotřeby nebo výroby elektrické energie.

V případě, že se soustava nachází v ustáleném stavu, jsou obě strany rovnice 4.13 rovny nule - výkon dodávaný a spotřebovaný si je rovný a vlivem konstantní frekvence je derivace na levé straně také nulová. V okamžiku, kdy dojde k výkonové nerovnováze, stává se pravá strana rovnice 4.13 nenulová a v dané elektrizační soustavě tím pádem dochází ke změně frekvence.

Pro určení změny frekvence v průběhu přechodného děje lze použít rovnici 4.13 a upravit ji na následující tvar [3] [23] [24]

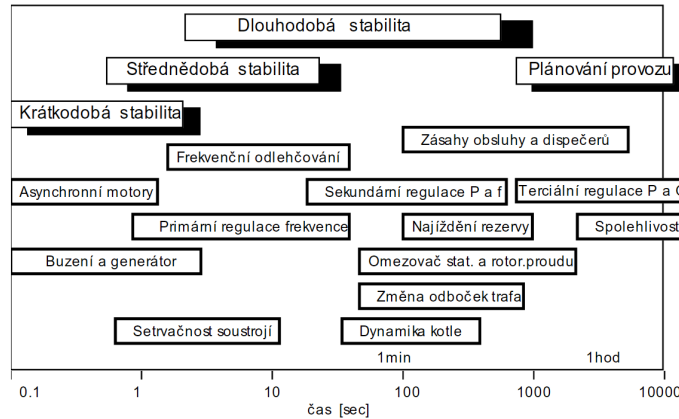
$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_n^2}{T_m \cdot S_{NG} \cdot f} \quad [Hz; MW; Hz; s; MVA] \quad (4.14)$$

Při zjednodušení pro malé změny frekvence (skutečná frekvence v síti $f = f_n$) lze rovnici zjednodušit na následující tvar:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_n}{T_m \cdot S_{NG}} \quad [Hz; MW; Hz; s; MVA] \quad (4.15)$$

Rovnice 4.15 v tomto tvaru poskytuje základní odpověď na otázku změny frekvence v průběhu prvních okamžiků přechodu do ostrovního provozu. Následující obrázek ukazuje časovou odezvu jednotlivých druhů stability elektroenergetického systému a zároveň je také vidět časová odezva jednotlivých součástí řízení.

Z obrázku 4.6 je patrné, že regulace výkonu bloku v rámci ES začíná mít vliv na průběh přechodného děje v časech 1-10 sekund od vzniku přechodného děje (dle dostupných zdrojů [3] a [27], například [11] hovoří i o delších dobách). Lze tedy říci, že primární regulační děj soustavy jako například ostrovní provoz města Plzně, který je způsoben náhlým vznikem nerovnováhy bilance činných výkonů se bude v prvních okamžicích řídit pouze pohybovou rovnicí 4.15. Vlivem časových konstant jednotlivých prvků otáčkové regulace bloku je reakce bloku na změnu v bilanční rovnici zpožděná.



Obrázek 4.6: Rozdělení stabilit v rámci ES. Převzato z [3]

4.2.2 Setrvačnost v elektrizační soustavě

Poslední dobou je na úrovni provozovatelů evropských přenosových soustav velmi často skloňovaná problematika setrvačnosti sítě, která vzniká kumulací točivých strojů. Jejím ekvivalentem je mechanická časová konstanta T_m , která se nachází v pohybové rovnici 4.15. V zahraničních publikacích se označuje jako *inertia constant* a značí se jako H .

Setrvačnost celé sítě lze chápat jako naakumulovanou kinetickou energii v rotujících masách turbín a generátorů, která se promítá do bilanční rovnice v podobě mechanické konstanty. Díky velkému množství setrvačnosti, které se v síti vyskytuje, je systém schopen se vypořádat s malými změnami výkonu v podobě plynulé a malé změny frekvence. Celkovou časovou konstantu sítě lze vyjádřit následujícím způsobem [11]

$$T_{m_{sys}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ni} T_{mi}}{S_{n_{sys}}} \quad [s; MVA; s; MVA] \quad (4.16)$$

kde $T_{m_{sys}}$ je celková časová konstanta sítě, suma $\sum_{i=1}^n S_{Ni} T_{mi}$ reprezentuje všechny mechanické časové konstanty bloků a jejich instalovaný výkon, $S_{n_{sys}}$ reprezentuje celkový instalovaný zdánlivý výkon zapojený do sítě ve výrobě.

ENTSO-E aktualizuje svůj dokument *Future System Inertia* [11] každý rok, kde problematiku systémové setrvačnosti rozebírá. S nárůstem podílu OZE (FVE a větrná energetika) na evropském výrobním energetickém mixu, jehož výrobní jsou k síti připojeny přes výkonovou elektroniku dlouhodobě snižuje mechanickou časovou konstantu celého systému. Ačkoliv jsou frekvenční měniče schopny zajistit paralelní a ostrovní provoz zdroje, nepodporují síť příspěvkem své akumulované kinetické energie.

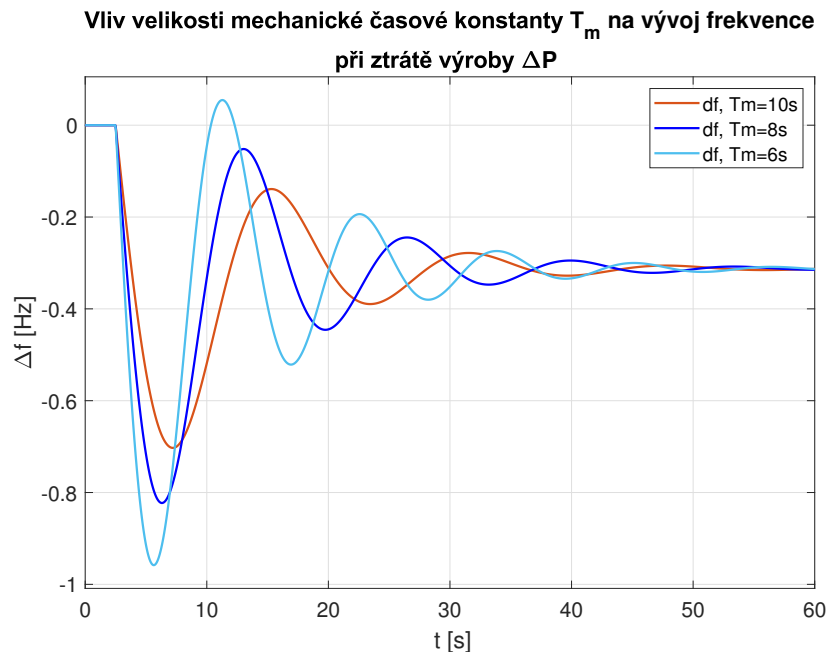
Jelikož do dynamiky systému přispívají všechny točivé stroje, jistou část v sobě zahrnují i točivé stroje na straně zátěže. I zde se však značně vyskytuje trend připojení přes ovládací výkonovou elektroniku, která dovoluje stroji pracovat při různých frekvencích sítě, ale setrvačnost stroje síti nenabízí. Dalším důsledkem, který je spojen s rozvojem OZE, decentralizací a přechodem k obnovitelným zdrojům, je kratší nasazování velkých konvenčních tepelných bloků (například uhelné elektrárny, jejich provoz je dlouhodobě utlumován), které vzhledem ke své hmotnosti přispívají do celkové stability sítě značnou mírou.

I na evropské půdě se objevuje trend přenosu elektrické energie vedeními HVDC, který

mají oproti standardním AC přenosům násobně větší přenosovou kapacitu. Při výpadku takovéhoto robustního vedení může vzniknout skokově velká výkonová nerovnováha v bilanční rovnici celého systému, která způsobuje v kombinaci s krátkou časovou konstantou velké odchylky frekvence. Značné kolísání frekvence může vést ke kaskádovitému spouštění frekvenčních ochranných, které mohou síť "rozsekat" do jednotlivých ostrovů.

Sítě, které nemají dostatek regulační energie, dostatečnou setrvačnost systému takové stavy jen s výrobou závislou na OZE zvládnout bez rozpadů na ostrovy nebo v nejhorším případě rozsáhlé blackouty částí ES. Proto si ENTSO-E klade za úkol hodnotit vývoj setrvačnosti systému v následujících letech. Smyslem těchto činností rozhodně není skepse vůči obnovitelným zdrojům či využití výkonové elektroniky, která nabízí velmi přesné řízení a do jisté míry nezávislost na stavu kvality elektrické energie sítě, ale podpora vyváženého energetického mixu s dostatečnou setrvačností i při odchodu z klasické fosilní energetiky.

Následující obrázek ukazuje vliv různé velikosti mechanické časové konstanty (tedy i různé velikosti kinetické energie systému) na průběh frekvence při primárním regulačním ději pro stejný výpadek výroby ΔP . Z grafu je vidět, že při klesající mechanické časové konstantě, která v pohybové rovnici zastupuje setrvačnost, dochází k větším výkyvům frekvence při přechodném ději. Z toho důvodu je kinetická energie pro stabilitu sítě velmi důležitá a dostatečné množství točivých rezerv je zásadní. [11].



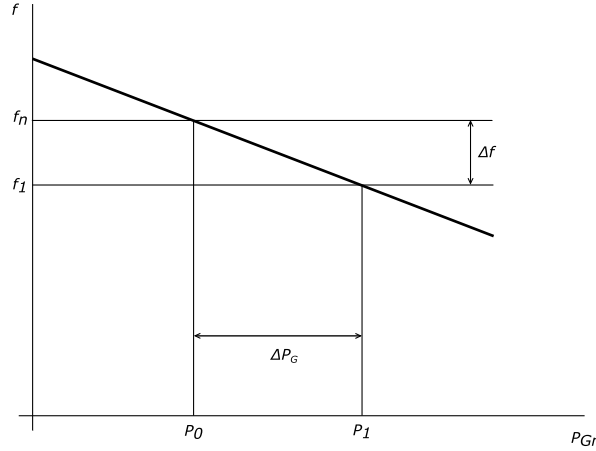
Obrázek 4.7: Vliv velikosti mechanické časové konstanty T_m na vývoj frekvence při ztrátě výroby ΔP

4.2.3 Řízení elektrizační soustavy

Frekvenční charakteristiky zdrojů

Jak je zmíněno v předchozí podkapitole, při změně zatížení dochází v neregulované elektrizační soustavě ke změně frekvence. Tato závislost změny frekvence je na straně zdrojů vyjádřena

statickými charakteristikami zdrojů (viz následující obrázek).



Obrázek 4.8: Statická frekvenční charakteristika zdroje. Překresleno z [4]

Libovolná elektrizační soustava je pak definována výkonovým číslem zdrojů

$$K_G = -\frac{\Delta P_G}{\Delta f} \quad [MW/Hz; MW; Hz] \quad (4.17)$$

Velmi často je pak soustava definována statikou σ v poměrných jednotkách, pro kterou platí následující vztah

$$\sigma_G = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P_G}{P_{Gn}}} = \frac{\Delta f}{\Delta P_G} \cdot \frac{P_{Gn}}{f_n} \quad [-; Hz; MW] \quad (4.18)$$

Odtud potom v praxi běžně používaný vztah pro výkonové číslo v poměrných jednotkách

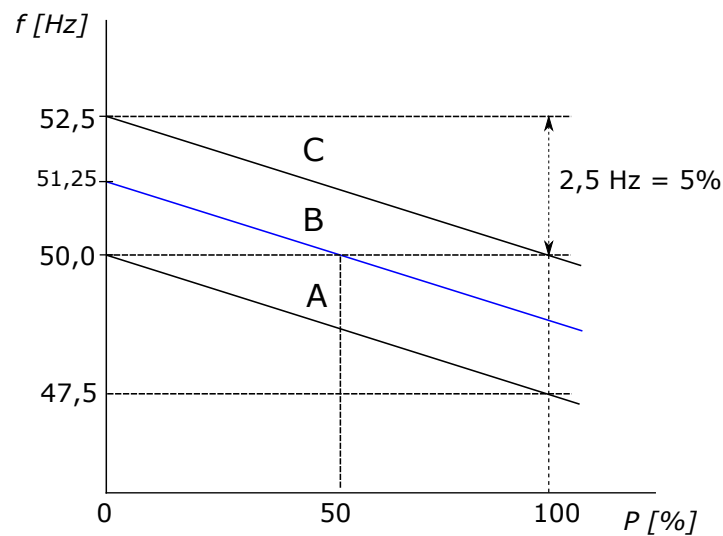
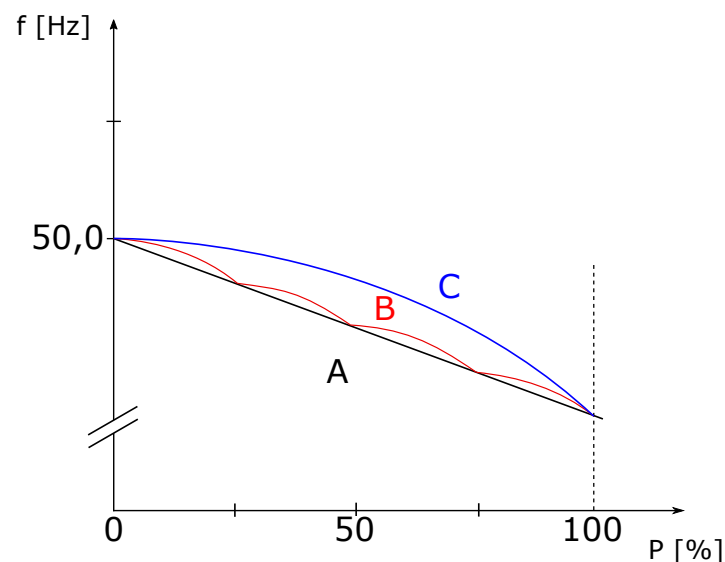
$$k_G = -\frac{1}{\sigma_G} \quad [-] \quad (4.19)$$

Při provozu zdroje v ostrovním provozu ve statické proporcionální otáčkové regulaci se statiky využívají pro popis charakteristiky proporcionální regulátoru otáček. Statika 5% znamená, že při 5% změně frekvence f dojde ke 100% změně pozice regulačních ventilů turbíny respektive mechanického výkonu turbíny.

Při ostrovním provozu s čistě proporcionální regulací se regulátor řídí dle nastavené statiky a podle odchylky frekvence (otáček) nastavuje výstupní výkon. Proto se tento způsob regulace se nazývá **proporcionální statická otáčková regulace** a řídí se jen zesílením daným statikou k_G viz rovnice 4.19. Obrázek výše ukazuje statiky regulace zdroje.

Pokud blok pracuje dle zadané statiky na 50% výkonu a udržuje frekvenci 50 Hz, nachází se na modré statice **B**. Ve chvíli, kdy dojde ke vzniku nerovnováhy na pravé straně pohybové rovnice a spojitě začne vznikat i odchylka frekvence. Regulátor dle trendu statiky přenastaví výkon bloku adekvátně vzniklému Δf . Tím je vyrovnána výkonová bilance ostrova za vzniku trvalé regulační odchylky v podobě Δf . [27]

Obrázek 4.8 ukazuje idealizovanou statiku. Literatura však uvádí ([27]), že skutečné charakteristiky nejsou čistě lineární. Následující obrázek ukazuje rozdíly mezi jednotlivými typy statiky pro různé druhy turbín.

Obrázek 4.9: Statiky regulace otáček (*angl. speed governor characteristics*). Překresleno z [27]

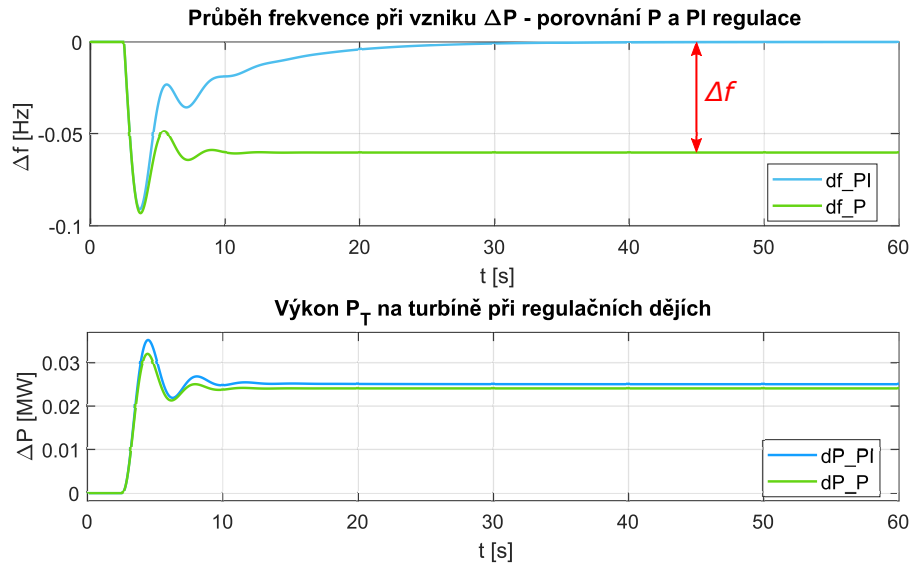
Obrázek 4.10: Skutečné statiky bloků dle druhu. Překresleno z [27]

U parních turbín má na skutečnou statiku vliv regulačních ventilů turbíny, jejichž průtok a pozice nejsou lineární. Každá část část červené charakteristiky B zohledňuje vliv chování regulačních ventilů. U vodních turbín je závislost blízká modrému průběhu C. Statiky se obecně uvažují se sklonem 2-12%. Moderní elektrohydraulická regulace výkonu bloku se však snaží statiku idealizovat linearizačními obvody či zpětnou vazbou měření tlaku v turbíně. [27].

Výše popsaný způsob statické regulace ostrova se využívá v případě, kdy je v ostrově frekvence udržována centrálně nebo je zvolen jiný blok, který má za úkol držet frekvenci na jmenovité hodnotě 50 Hz. To má na starosti integrační část regulátoru ostrova, o které bude zmíněno v dalších kapitolách, kdy se jedná o regulaci **astatickou**. V ostrovním systému je standardně PI regulátor jen jeden, aby došlo ke stabilní regulaci. Ostatní bloky tento trend následují prostřednictvím výhradně proporcionální regulace. Při výskytu více PI regulačních

členů hrozí, že by se mezi sebou jednotlivé bloky "nedomluvily", systém by nenalezl novou ustálenou frekvenci a docházelo by k oscilacím. [3]

Následující obrázek ukazuje rozdíl mezi statickou a astatickou regulací otáček bloku.

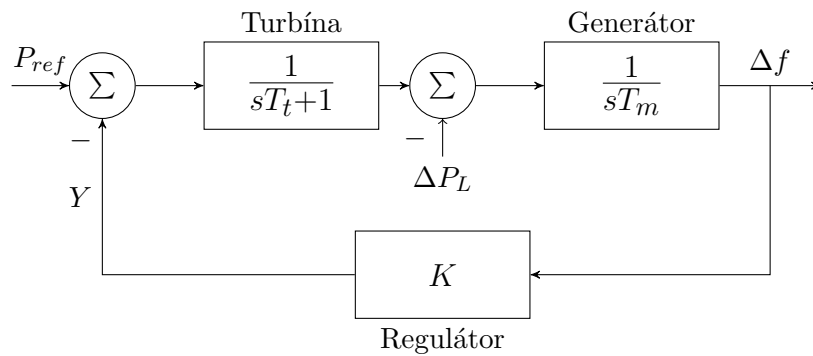


Obrázek 4.11: Porovnání proporcionální a proporcionálně-integrační regulace bloku při vzniku ΔP

Rozdělení činného výkonu mezi více bloků a regulace v OP

V předchozích pracích byl pro výpočty ostrova použit jeden ekvivalentní elektrárenský blok. Pro hrubé výpočty lze tento přístup použít, ale pro detailní analýzu je nutné uvažovat systém, který na změnu velikosti zátěže reaguje s paralelně zapojenými bloky v izolované soustavě. Například situace v Plzni je dle odborníků z provozu elektroenergetických zařízení taková, že pro každý blok je vyčleněn vlastní elektrický ostrov a za standardních podmínek konfigurace sítě by byly vytvořeny 4 ostrovy, které nejsou galvanicky propojené a každý pracuje do vlastního ostrova v astatické regulaci. Nicméně je nutné uvažovat, že konfigurace sítě se může v průběhu provozu měnit a pro pokrytí deficitních ostrovů může dojít i k propojení těchto izolovaných soustav.

Dle kombinace zapojených bloků s různým způsobem regulace se liší i přerozdělení nárazu činného výkonu, který jednotlivé bloky musí do sítě dodat. Pro jednoduchý popis izolovaného systému ve statické otáčkové regulaci uvažujeme následující regulační schéma systému.



Obrázek 4.12: Základní náhradní regulační schéma systému při proporcionální otáčkové regulaci

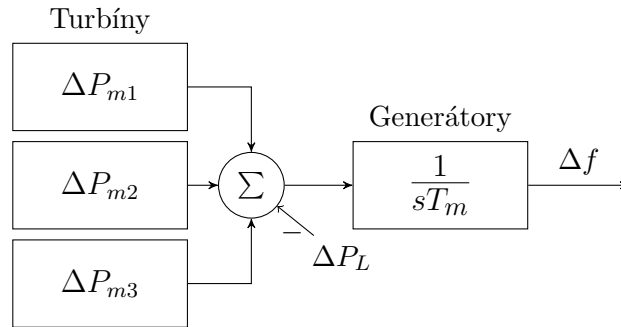
V regulačním schématu 4.12 reprezentuje T_t časovou konstantu zpoždění turbíny, T_m mechanickou časovou konstantu generátoru a K zesílení proporcionálního regulátoru otáček, ΔP_L vyjadřuje změnu činného výkonu sítě (zde není uvažován vliv samoregulace zátěže). Toto schéma uvažuje pouze jeden zdroj, pokud by bylo do systému zapojeno více bloků, na levé straně by do součtového členu výkonu turbíny a odchylky výkonu v síti vstupovalo více turbín. Systém s více turbínami zapojenými do ostrova je vidět na obrázku 4.13.

Hodnota ustálené frekvence na konci primárního regulačního děje závisí na statické hodnotě jednotlivých regulací bloků a je popsána následující rovnicí.

$$\Delta f_{ustálená} = -\frac{\Delta - P_L}{\left(\frac{1}{\sigma_1} + \frac{1}{\sigma_2} + \frac{1}{\sigma_3}\right)} \quad [MW; MW; -] \quad (4.20)$$

Odtud lze říci, že celková statika soustavy je

$$\sigma_{soustavy} = -\frac{1}{\left(\frac{1}{\sigma_1} + \frac{1}{\sigma_2} + \frac{1}{\sigma_3}\right)} = \beta \quad [-] \quad (4.21)$$



Obrázek 4.13: Náhradní regulační schéma systému při uvažování více bloků zapojených do systému. Překresleno z [27]

Například pro soustavu o stejné systémové frekvenci, do které jsou zapojeny dva bloky platí

$$\Delta P_{m1} \cdot \sigma_1 = \Delta f = \Delta P_{m2} \cdot \sigma_2 \quad [MW; -; Hz] \quad (4.22)$$

Úpravou této rovnice je rozdělení činného výkonu v opačném poměru statik. [27]

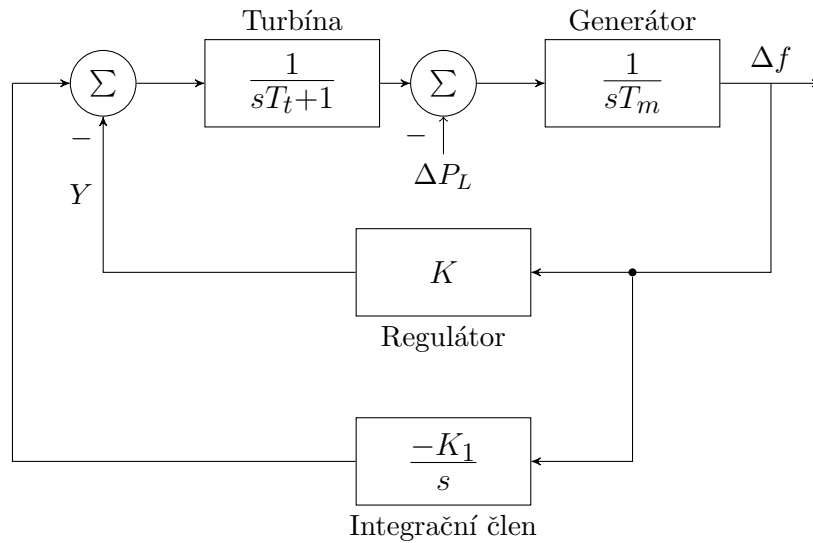
$$\frac{\Delta P_{m1}}{\Delta P_{m2}} = \frac{\sigma_2}{\sigma_1} \quad [MW; Hz] \quad (4.23)$$

Tento způsob regulace systému je vhodný z hlediska velké stability při malých změnách. Tato primární regulace vyrovná vzniklý výkonový deficit v pohybové rovnici 4.15, ale na konci děje vzniká trvalá regulační odchylka frekvence. Velikost odchylky frekvence je dána jednak celkovou statikou bloků zapojených do systému, ale také velikostí samoregulačního efektu zátěže při vzniku ΔP .

Dotažení frekvence na jmenovitou hodnotu 50 Hz probíhá prostřednictvím zařazení integračního členu do otáčkové regulace, který eliminuje stálou regulační odchylku. Obvykle je při spolupráci s více bloky jen jeden z bloků regulován s integračním členem a ostatní bloky se pohybují po nastavených statikách. Pokud by bylo v malé síti zapojeno více bloků s integrační regulací, může docházet ke kývání vlivem přetahování se jednotlivých regulátorů při doregulování na $\Delta f = 0 Hz$. Systém, který obsahuje otáčkovou regulaci s přidaným integračním členem je vidět na schématu 4.14

K_1 představuje integrační konstantu integračního členu. Tato konstanta je nastavena při instalaci automatiky regulace ostrovního provozu a je uvažována vzhledem k regulačním schopnostem bloku s přihlédnutím k dalším komponentám. Menší K_1 bude reagovat na změny pomaleji a regulace bude plynulejší, naopak bloky, které jsou vhodné pro rychlé změny výkonu mohou mít vyšší integrační konstantu. K integračnímu členu bývá vřazen omezovač, který zajišťuje, aby nedošlo k "ulítnutí" regulace otáček. [3]

Případu, kdy je do systému zapojena kombinace bloků s proporcionální regulací otáček (P) a proporcionálně-integrační regulací otáček (PI) se věnuje regulační schéma 4.15. Tomuto případu by byla nejbližší Plzeň, jelikož obě výroby by byly s největší pravděpodobností provozovány jen s 2 bloky. Standardně jsou i tyto dva bloky provozovány ve dvou oddělených ostrovech. Lze ale uvažovat o jejich propojení a kombinaci P a PI regulace při paralelním chodu.



Obrázek 4.14: Náhradní regulační schéma systému s regulátorem otáček doplněným o integrační člen

Na regulačním schématu 4.15 je vidět, že regulace bloku 1 - Turbína 1 pracuje v režimu otáčkové regulace s integračním členem a stará se v propojené soustavě dvou bloků o to, aby byla trvalá regulační odchylka nulová. Druhý blok - Turbína 2 pracuje nadále ve statické otáčkové regulaci a podporuje první blok při vzniku Δf . Předchozí dva příklady 4.14 a 4.15 budou v rozšířené podobě uvažovány při simulacích přechodu do ostrovního provozu města.

PI regulátor, který udržuje frekvenci na jmenovité hodnotě funguje jako automatická regulace výroby v zahraniční literatuře označovaná jako *Automatic Generation Control (AGC)*. Řízení elektroenergetického systému se v případě popisovaném výše v zahraniční literatuře říká *Load-frequency control (LFC)*.

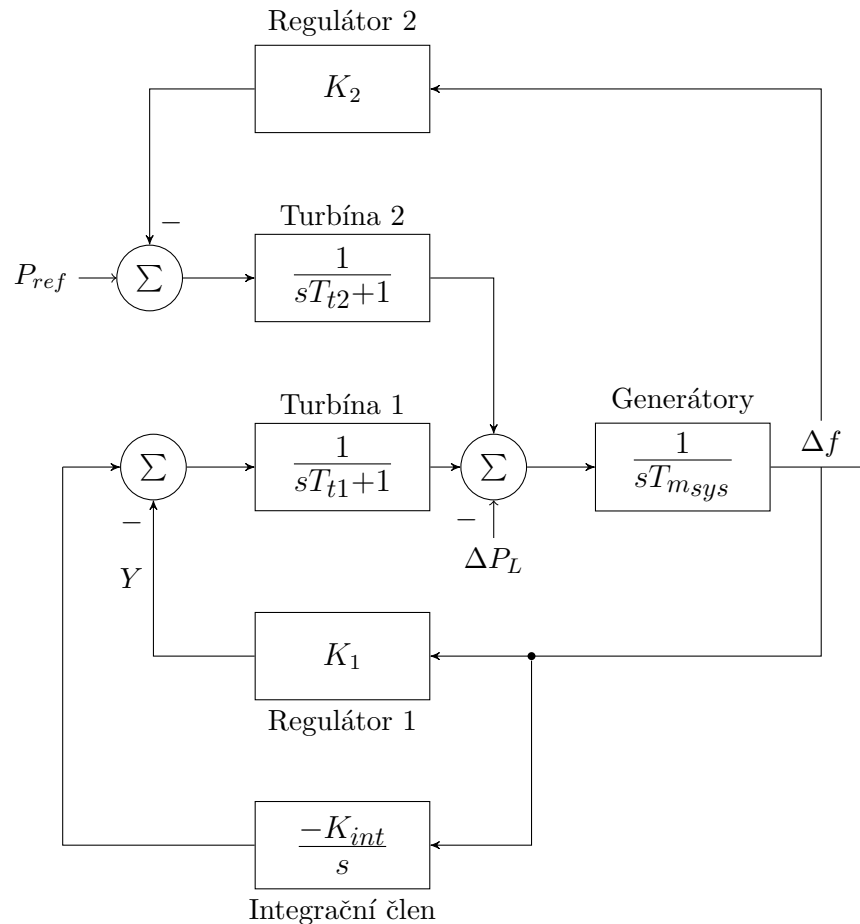
Frekvenční charakteristiky zatížení

Stejně jako zdroje, tak i spotřeba je definována statickými frekvenčními charakteristikami zatížení (viz obrázek 4.16).

Sklon těchto charakteristik je dán druhem spotřebičů zapojených do dané elektrizační soustavy. Pokud jsou zapojeny do soustavy převážně frekvenčně závislé spotřebiče (například asynchronní motory), způsobuje změna frekvence výraznou změnu odebíraného výkonu. Když jsou do soustavy připojeny naopak převážně spotřebiče frekvenčně nezávislé - odporová zátěž (například topení, žárovky a podobně), nedochází k výrazné změně odběru vlivem změny frekvence. Snížení potřebné elektrické energie ze strany spotřebičů při změnách kmitočtu se nazývá samoregulační efekt zátěže. [25]

Stejně jako v předchozím případě je definováno výkonové číslo zátěže a statika zátěže:

$$K_Z = + \frac{\Delta P_Z}{\Delta f} \quad [MW/Hz; MW; Hz] \quad (4.24)$$



Obrázek 4.15: Náhradní regulační schéma systému s 2 bloky v otáčkové regulaci v kombinaci P a PI regulace

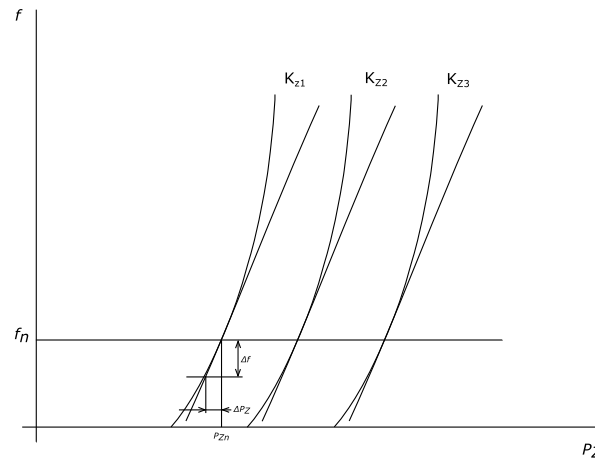
$$\sigma_Z = \frac{\Delta f}{\Delta P_Z} \cdot \frac{P_{Zn}}{f_n} \quad [-; Hz; MW; MW; Hz] \quad (4.25)$$

$$k_Z = \frac{1}{\sigma_Z} \quad [-] \quad (4.26)$$

Nejčastěji se uvažuje velikost k_Z mezi 1-2. Když je tedy $k_Z = 2$ znamená to, že 1% změna frekvence vyvolá 2% změnu na straně výkonu zátěže.

Na jednu stranu je tento jev pozitivní, protože se při mimořádných provozních stavech sníží potřebné množství dodávané elektrické energie při snížené frekvenci a zapojená odporová zátěž nezmění svoje vlastnosti vlivem nižšího kmitočtu. Na druhou stranu, frekvenčně závislé spotřebiče mohou do značné míry změnit svoje vlastnosti (zpomalování točivých strojů). Negativně vnímané projevy u frekvenčně závislé zátěže jsou následující:

- Zvýšení magnetizačních proudů - větší tepelné ztráty a hrozba přehřátí strojů či poruchy



Obrázek 4.16: Statická frekvenční charakteristika zatížení. Překresleno z [4]

- Nižší účinnost než při jmenovitých hodnotách frekvence
- Nižší rychlost / otáčky přímo připojených točivých strojů - např. zhoršení kvality výrobků atd. (dnes do velké míry kompenzováno výkonovou elektronikou, která efekt nižší frekvence dokáže vyrovnat)
- Vlivem snížení frekvenčně závislé převažující indukční reaktance dochází ke zvýšení zkratových poměrů v soustavě. Tento stav je při výrazných poklesech frekvence velice nebezpečný vzhledem k faktu, že ostrovní provoz je chápán především jako nástroj krizové infrastruktury. [28]

Frekvenční charakteristiky elektrizační soustavy

Za účelem určení pracovního bodu je využita kombinace frekvenčních charakteristik zátěže a zdrojů. Podle jevu, který se v dané elektrizační soustavě odehrál, se jednotlivá charakteristika posouvá. Z tohoto hlediska mohou nastat 4 případy:

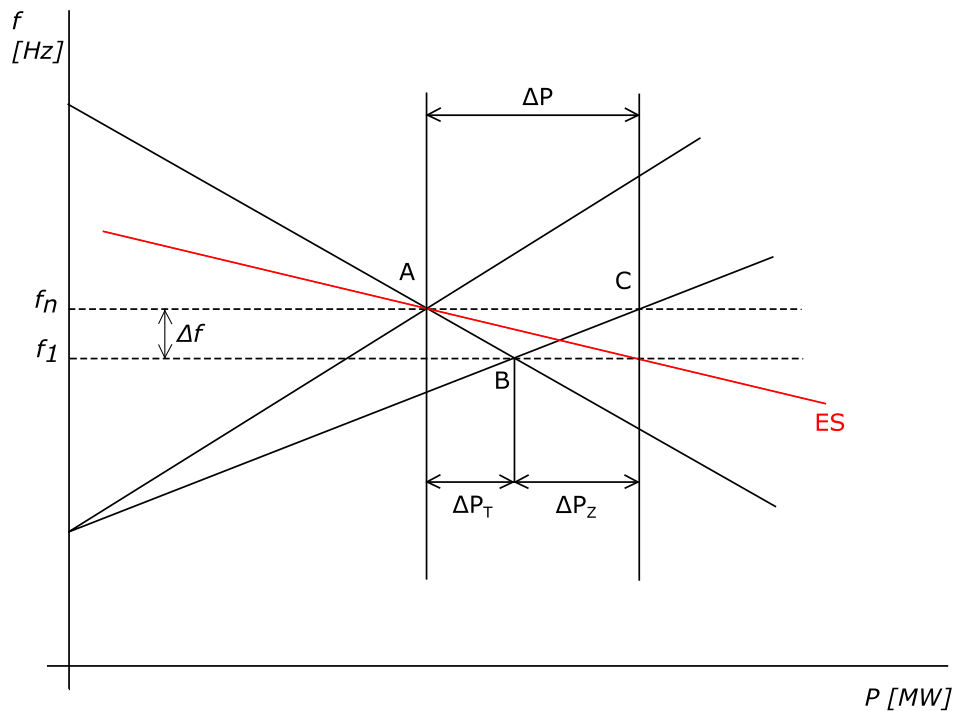
- Nárůst zatížení
- Pokles zatížení
- Výpadek zdroje
- Přírůstek zdroje

Na následujícím obrázku je vidět kombinovaná charakteristika soustavy:

Pokud je uvažován samoregulační efekt zátěže, dochází při poklesu frekvence o Δf k hrazení změny velikosti výkonu ΔP z části snížením potřebného výkonu zátěže ΔP_Z a poklesem výkonu na straně zdrojů ΔP_T .

Celkovou změnu dodávaného (a zároveň spotřebovaného) výkonu lze popsat jako:

$$K_{ES} = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad [MW/Hz; MW; Hz] \quad (4.27)$$



Obrázek 4.17: Kombinovaná frekvenční charakteristika soustavy

kde K_{ES} reprezentuje výkonové číslo soustavy, pro které platí

$$K_{ES} = K_G + K_Z \quad [MW/Hz] \quad (4.28)$$

Ze zdrojů [29] a [5] plyne, že průběh frekvenčních charakteristik není lineární, ale je popsán následující rovnicí:

$$df = \frac{dP}{K_{ES}} \cdot (1 - e^{-\frac{f_n \cdot K_{ES}}{2W_k} \cdot t}) \quad [Hz; MW; Hz/MW; s] \quad (4.29)$$

Pro malé změny výkonu lze však charakteristiky prohlásit za lineární.

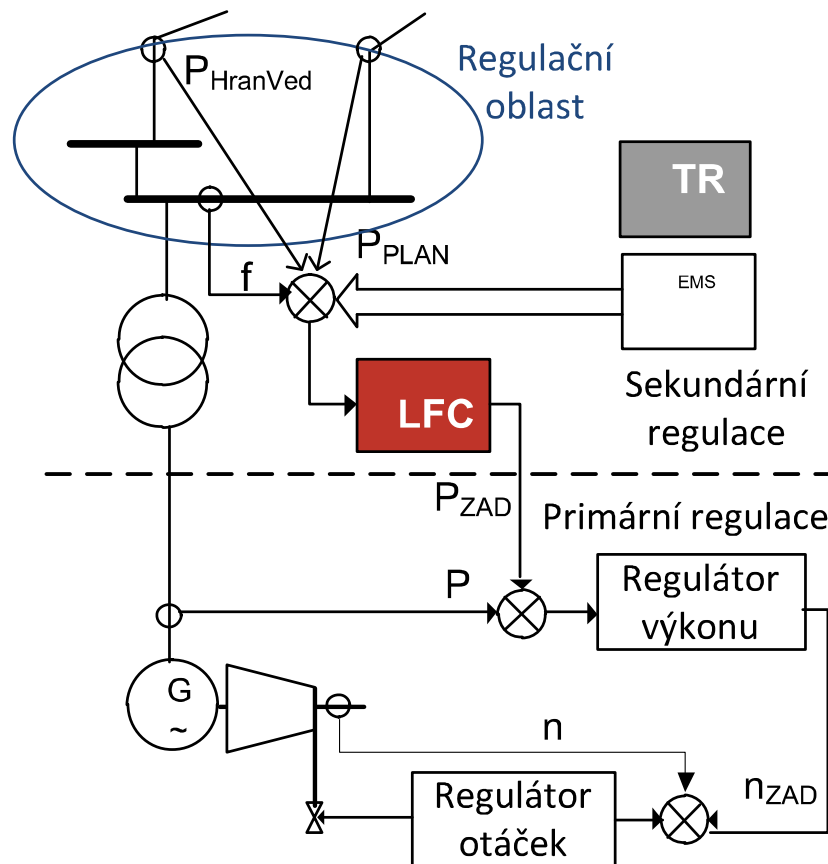
4.2.4 Schéma regulace f a P elektrizační soustavy ČR

Obrázek 4.18 ukazuje hierarchické rozdělení jednotlivých úrovní regulace frekvence a činného výkonu elektrizační soustavy ES.

Při synchronním spojení celé ES a také propojení s okolními zahraničními ES je regulace rozdělena do tří typů:

- Primární regulace frekvence
- Sekundární regulace frekvence a činného výkonu
- Terciární regulace výkonu

Účelem **primární regulace** je pokrýt výkonovou nerovnováhu, která vzniká změnou na straně zátěže (zvýšení, snížení) nebo výroby (výpadek zdroje, poruchy v ES). Je realizována



Obrázek 4.18: Rozdělení jednotlivých typů regulace v ES. Převzato z [3]

na úrovni bloku a v celé ES je jejím smyslem přerozdělení rázu činného výkonu ΔP mezi jednotlivé bloky. Po odeznění primárního regulačního děje soustavy se v soustavě frekvence stabilizuje na nové hladině a vzniká trvalá regulační odchylka Δf . Čas, za který by měla proběhnout primární regulace je 15-30 sekund. [3]

Na tuto činnost navazuje **sekundární regulace**. Jejím hlavním úkolem je nahradit výkon, který byl poskytnut v rámci primární regulace a doregulovat soustavu zpět na jmenovitou hodnotu frekvence $f_N = 50\text{Hz}$. Dorovnání frekvence a vyrovnání předávaných výkonu by v rámci sekundární regulace mělo proběhnout do 15 minut od reakce primární regulace.

Jako poslední je zařazena **terciární regulace**, která navazuje a podporuje sekundární regulaci při vyčerpání sekundárních regulačních záloh. V rámci terciární regulace jsou do sítě zapojovány rychlé regulační zálohy, kterými jsou například přečerpávací vodní elektrárny, které během krátké doby dokáží najet na plný výkon a tím podpořit elektrizační soustavu v případě nedostatku činného výkonu na straně výroby pro regulační účely.

Při nedostatku výkonu existuje několik scénářů, které mohou nastat. Pokud vlivem nerovnováhy bilanční rovnice klesá frekvence mimo (v předchozích kapitolách zmiňované) meze 49,8 - 50,2 Hz, dochází u některých bloků zapojených do ostrovního provozu k aktivaci ostrovního provozu. Pokud frekvence dosáhne v síti hranice 49 Hz, začíná se uplatňovat plán frekvenčního odlehčování za účelem snížit množství připojené zátěže a tím se přiblíží nulové bilanci činných výkonů a stabilizaci frekvence. Při těchto ochranných krocích může dojít k

”roztrhání” sítě do menších ostrovů. Regulace v těchto ostrovech pak nekoresponduje s principem, který je vidět na obrázku 4.18, ale řídí se dle principu otáčkové regulace bloku (statické či astatické), která byla zmíněna v kapitole 4.2.3.

4.2.5 Přechod do ostrovního provozu

Z hlediska řešené problematiky této disertační práce je velmi důležitý okamžik přechodu do ostrovního provozu a také iniciační události. Z hlediska iniciace lze OP rozdělit na dva druhy - nahodilý a plánovaný.

- Nahodilý

K nahodilému ostrovnímu provozu dochází například při nenadálé poruše v síti, která může vyřadit rozvodnu napájející území z nadřazené elektrizační soustavy. Zdroje v tomto náhle izolovaném systému nemusí být nutně schopny pracovat v režimu ostrovní otáčkové regulace. Z hlediska pohybové rovnice 4.15 dojde k narušení nulové bilance a podle toho, zda byl systém importní nebo exportní před vznikem OP, se řídí polarita ΔP na pravé straně rovnice. Tento ráz činného výkonu je rozdělen mezi bloky, které před náhlým vznikem pracovaly na jmenovité hodnotě frekvence 50 Hz. K automatickému přepnutí do ostrovní otáčkové regulace bloků dochází dle kapitoly 3 při překročení meze frekvence 49,8 Hz. Ráz činného výkonu je tedy v prvním okamžiku rozdělen mezi všechny aktuálně zapojené zdroje. Bloky, které nejsou schopny při překročení meze 49,8 Hz přejít do ostrovní regulace jsou odstaveny a hrozí zde riziko kumulace ΔP , které přispívá ke změně frekvence ostrova.

Úspěšnost přechodu do takového ostrova je dána především velikostí vzniklé výkonové odchylky, mechanickou časovou konstantou bloků, které jsou do ostrova zapojeny a jejich schopností vzniklé ΔP zregulovat.

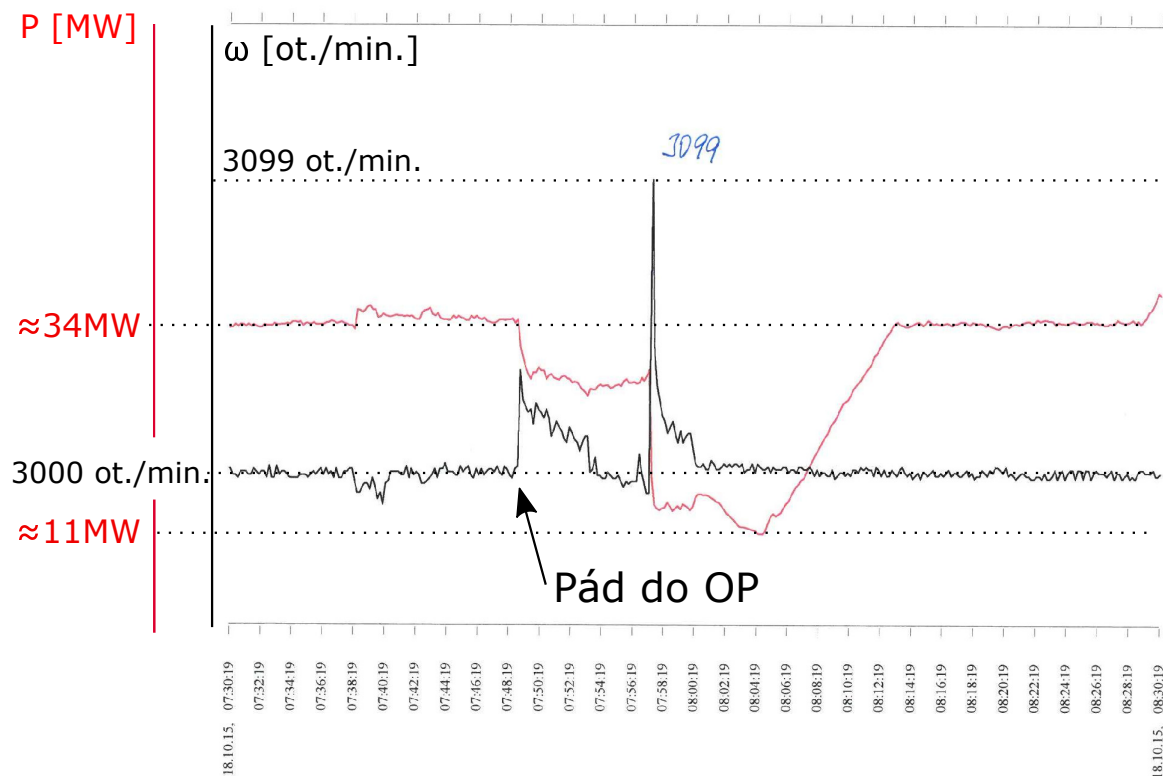
Časové měřítko těchto případů je velmi krátké (sekundy) a je nutné, aby nastavení automatik při poklesu frekvence pomohlo frekvenci v ostrově stabilizovat. Přílišné odlehčení na straně zátěže může vést k rychlé změně frekvence nad 50 Hz (bude diskutováno později), kde také hrozí riziko odstavení bloku od sítě a provozu na vlastní spotřebu.

Obrázek 4.19 ukazuje skutečné měření frekvence při ostrovním provozu 18.10.2015. Jedná se o jeden z bloků zdroje Plzeňská teplárenská zapojených do sítě (z důvodu citlivých dat není uvedeno, o který blok se jedná). Ve spolupráci s místní samosprávou a provozovatelem DS a myšlenkou konceptu smart-cities by bylo možné rychle reagovat plynulým způsobem spotřebu města a tím pomoci importnímu ostrovu se snížením ΔP .

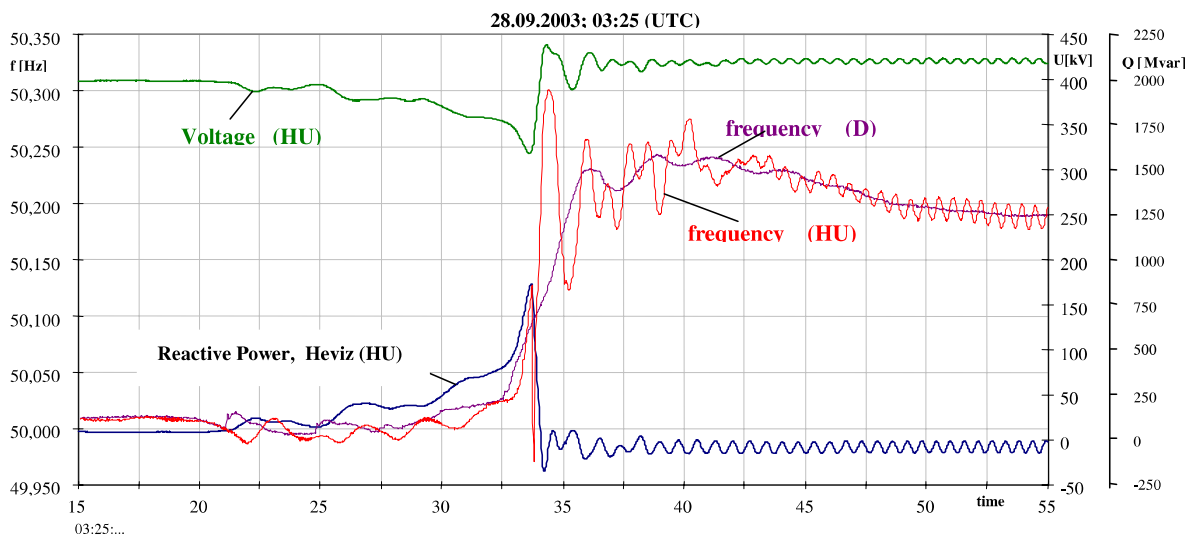
Rozlišení jednoho dílku na ose x na obrázku 4.19 jsou dvě minuty, tudíž není možné dobře vidět přechodné děje a průběh regulace otáček při změnách výkonů v jednotlivých ostrovech, do kterých jsou bloky zapojeny.

Následující obrázek ukazuje průběh frekvence v jednotlivých částech propojené sítě při blackoutu Itálie dne 28.9.2003. Ačkoliv se nejedná o ostrovní provoz, tento stav je i v rámci rozsáhlé sítě s velkou setrvačností doprovázen velkými změnami frekvence, které je velmi složité regulovat.

Ve všech zmíněných případech je však nemožné iniciační událost predikovat a je otázkou neustálého hodnocení dynamické stability systému pro největší projektovaný výpadek, zda je na to soustava připravena.



Obrázek 4.19: Měření frekvence při ostrovním provozu Plzně dne 18.10.2015 - blok zdroje PT. Otisknuto se souhlasem Plzeňské teplárenské, a.s.



Obrázek 4.20: Měření frekvence v propojené síti UCTE při blackoutu Itálie dne 28.9.2003. Převzato a upraveno z [30]

- Plánovaný

Plánovaný OP je také spojen s mimořádnou situací v elektrizační soustavě, ale na jeho přípravu je čas. To znamená, že by v ideálním případě byl dostatek času na to upravit podmínky aktuálního provozu ostrova, aby v okamžik odpojení od nadřazené soustavy byla bilanční rovnice co nejbližší nule a nedošlo by k velkým frekvenčním výkyvům. Z hlediska zájmu místních samospráv o toto téma je tento způsob ostrovního provozu jakožto krizového nástroje velkou příležitostí a také zapadá do aktuálně skloňovaného konceptu smart-cities.

Obecně lze však z hlediska pohybové rovnice ostrovy dělit na

- Importní s $\Delta f < -200mHz$
- Exportní s $\Delta f > +200mHz$
- Neutrální s $\Delta f_{max} \pm 200mHz$

Při plánovaném nebo očekávaném ostrovním provozu lze do ostrovní regulace přepnout i ručně a připravit se na odpojení od nadřazené soustavy. Ne všechny konvenční bloky, které jsou na území města musí být schopny pracovat v otáčkové regulaci. Například v Plzni dokáží pracovat v ostrovní otáčkové regulaci jen bloky TG8 a TG9 o celkovém instalovaném výkonu 65 MW. V případě Plzeňské Teplárenské jsou to bloky TG1 a TG2 o celkovém výkonu 137 MW. Z celkového instalovaného výkonu ve zdrojích, který se pohybuje zhruba kolem 270 MW (uvažování i zdroj ZEVO Chotíkov - 9,73 MW) ve velkých zdrojích, se tedy jedná o přibližně 50% dostupného pro regulaci v ostrově. Přechod do ostrova s téměř nulovou bilancí bez úpravy spotřeby a změny rozložení výkonů mezi jednotlivými turbínami se neobejde bez dostatečné časové přípravy, provozních předpisů a spolupráce mezi PDS a výrobny.

Přirozená nulová bilance včetně adekvátního rozložení zátěže mezi bloky schopné běžet v regulaci ostrova je na základě výše zmíněných fakt a také na základě dostupných dat nepravděpodobná.

4.3 Modely vhodné pro modelování přechodu do OP

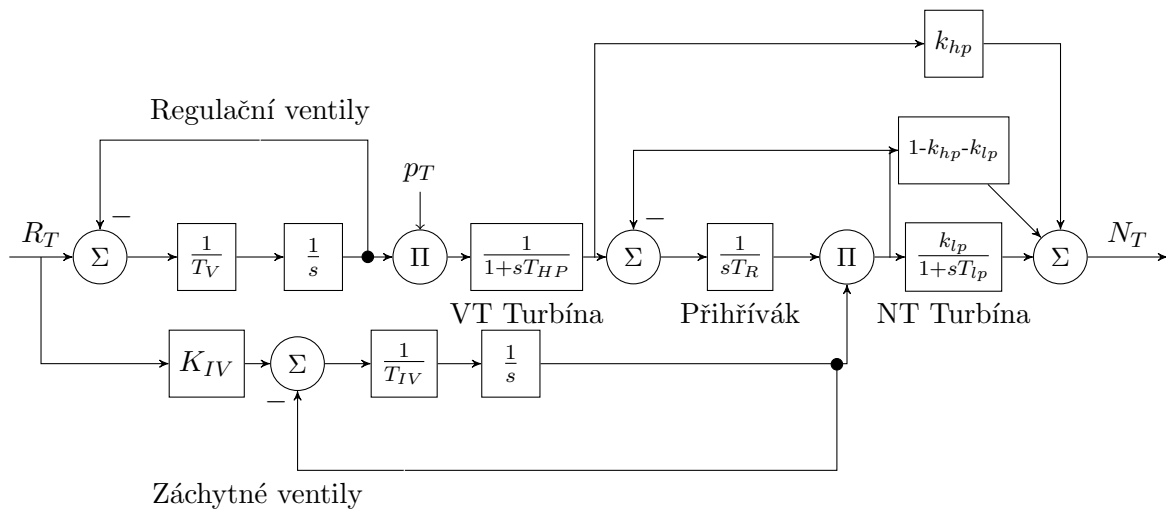
Regulační schéma, které bylo použito pro vysvětlení na obrázku 4.12 je zjednodušené. Pro potřeby modelování otáčkové regulace při vzniku velkých výkyvů v bilanční rovnici v podobě ΔP je nutné použít komplexnější modely, které zohledňují odezvu jednotlivých technologických celků elektrárny.

Po diskuzi s autorem síťového simulátoru MODES - docentem Ing. Karlem Máslem, CSc bylo dohodnuto, že z hlediska relevance a odladěnosti modelů jednotlivých technologických celků v prostředí MODES bude nejvhodnější, pokud se použijí modely, které jsou již vytvořeny. Jednak měl autor možnost výsledky odezvy těchto bloků porovnat s reálnými výsledky v provozu, ale také shromáždil velké množství vstupních parametrů jednotlivých součástí regulace. Na tomto místě mu také patří dík za jeho přínos v problematice modelování dynamiky elektrizační soustavy, které se aktuálně stále věnuje. Zároveň mu také děkuji za možnost použít hodnoty časových konstant pro jednotlivé typy turbín. Smyslem úpravy již existujících modelů pro potřeby ostrovního provozu a konkretizace na město je možnost použít tyto modely v odlišném prostředí Simulink.

Tato podkapitola popíše modely následujících součástí regulačního schématu 4.12:

- Turbína
- Generátor
- Regulátor
- Zátěž

4.3.1 Turbína



Obrázek 4.21: Rozšířený model parní turbíny vhodný pro modelování ostrovního provozu. Převzato z MODES a [17]

Model na obrázku 4.21 je převzat z [17] a je rozšířeným modelem turbíny. Je v něm respektováno rozdělení turbín na nízkotlakou a vysokotlakou. Prostřednictvím parametrů k_{hp} a k_{lp} je možné určit podíl výkonů jednotlivých částí turbíny. Při volbě nulového k_{lp} je činnost nízkotlaké části potlačena. Středotlaká část je respektována v samostatném bloku a je vypočtena pomocí

$$1 - k_{hp} - k_{lp} = k_{mp} \quad (4.30)$$

Pro regulační i záchytné ventily je vhodné nastavit maximální rychlosti provozu. Vstup do regulačního schématu turbíny je výstupem z regulátoru turbíny jehož hodnota je značena jako R_T . Dále do modelu vstupuje velikost tlaku admisní páry turbíny. Standardně by bylo schéma doplněno ještě modelem kotle, jehož výstupem je tlak admisní páry. Pro potřeby výpočtu přechodu do OP města bude využito zjednodušení, které uvažuje konstantní tlak páry z kotle. Pokud v modelech nedojde více než k 5-10% výkonovému skoku, relevance modelu je dobrá.

Výstupem modelu je N_T , což je ekvivalentem mechanického výkonu turbíny, který vstupuje do pohybové rovnice. Tento model je pak náhradou za zjednodušenou turbínu v případě 4.12. [17]

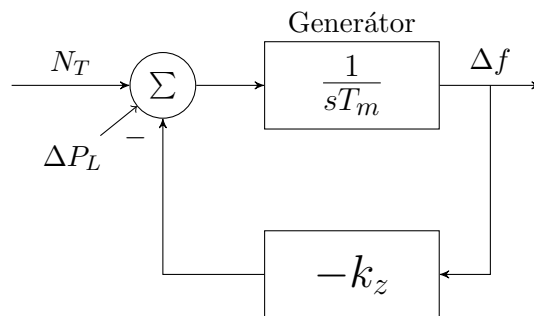
Tabulka 4.1 popisuje jednotlivé parametry modelu turbíny.

Parametr modelu	Název parametru	Jednotka
T_V	Časová konstanta regulačních ventilů	s
$V_{max/min}$	Omezení rychlosti regulačních ventilů	-
$G_{max/min}$	Omezení integračního členu regulace ventilů	-
T_{HP}	Časová konstanta vysokotlaké turbíny	s
T_R	Časová konstanta reakce přehříváku	s
T_{LP}	Časová konstanta nízkotlaké turbíny	s
T_{IV}	Časová konstanta závěrných ventilů	s
K_{IV}	Zesílení regulátoru závěrných ventilů v rozpětí 0-1	-
$V_{I_{max}/I_{min}}$	Omezení rychlosti závěrných ventilů	-
k_{hp}	Koeficient podílu výkonu ve vysokotlaké části	-
k_{lp}	Koeficient podílu výkonu v nízkotlaké části	-
k_{mp}	Koeficient podílu výkonu ve středotlaké části	-

Tabulka 4.1: Vysvětlující tabulka parametrů modelu turbíny na obrázku 4.21

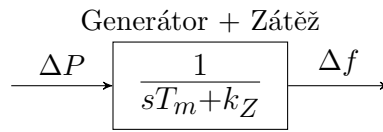
Velikost parametrů při modelování odezvy bloku při přechodu do ostrovního provozu budou určeny v dalších kapitolách.

4.3.2 Generátor a zátěž



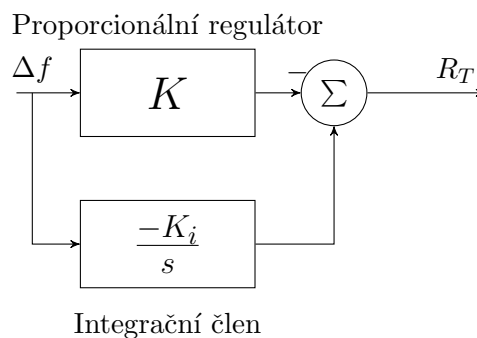
Obrázek 4.22: Model generátoru a samoregulačního efektu zátěže

Jak bylo popsáno v kapitole 4.2.2 o setrvačnosti sítě, generátor je charakterizován svou mechanickou časovou konstantou T_m a při uvažování skupiny generátorů zapojených do sítě, je možné vypočítat ekvivalentní mechanickou časovou konstantu systému, která se objevuje v bloku zpoždění generátoru. Na obrázku 4.22 je separátně zobrazen vliv samoregulačního efektu zátěže, který na základě vzniku odchylky Δf upravuje velikost zátěže prostřednictvím činitele $-k_z$. Ekvivalentně lze zapisovat model generátoru a zátěže dle obrázku 4.23.



Obrázek 4.23: Model generátoru a samoregulačního efektu zátěže

4.3.3 Regulátor ostrova

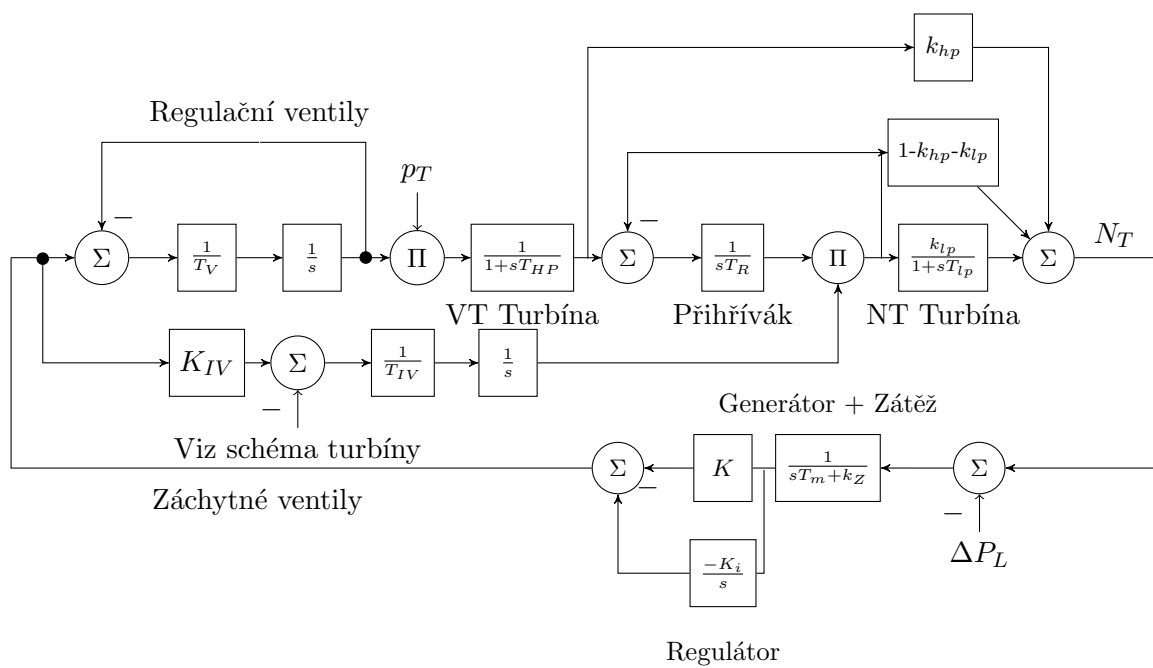


Obrázek 4.24: Model regulačního obvodu P a I regulace ostrova

Pro modelování přechodu bude použit tento ekvivalent proporcionálně-integračního regulátoru otáček na obrázku 4.24. Ten je definován svým zesílením proporcionální regulace K a integrační konstantou K_i . V případě, že se bude jednat o čistě statickou regulaci bude integrační konstanta rovna nule. V případě astatické regulace bude muset být konstanta zvolena, jelikož její přesné nastavení je velmi těžko dohledatelné i s pomocí pracovníků elektráren.

4.3.4 Kompletní model jednoho bloku pro účely simulace

Závěrem této kapitoly pojednávající o stabilitě elektroenergetického systému jsou sloučena jednotlivá regulační schémata 4.21, 4.23, a 4.24 do kompletního modelu regulace odezvy bloku na změnu bilance činných výkonů v pohybové rovnici 4.25. Za jistých zjednodušení je možné díky tomuto schématu sledovat odezvu frekvence v síti na vzniklé ΔP . Při modelování spolupráce bloků (statická a astatická regulace bude kompletní model spojován dle popisu na obrázku 4.15).



Obrázek 4.25: Kompletní model jednoho bloku v ostrovní regulaci

Kapitola 5

Výpočet přechodu do ostrovního provozu

5.1 Město Plzeň jako modelový příklad

Následující kapitola popisuje dostupná data, která jsou použita pro modelování ostrovního provozu města Plzně. Data jsou z roku 2014, protože jejich poskytnutí společnostmi Plzeňská Energetika, Plzeňská Teplárenská a ČEZ Distribuce bylo relativně problematické a časově náročné. Ačkoliv je část dat pět let stará, nepředpokládám, že by ztrácela relevanci. Ze zdroje [31] plyne, že se situace v zásobování elektrickou energií v posledních letech výrazně neměnila.

Zásadním faktorem pro změnu ve spotřebě elektrické energie by v brzké době mohl být nárůst elektromobility. I to se však s aktuální situací na poli instalace nabíjecích stanic a podpory nákupu elektromobilů nezdá být jako situace zásadně ovlivňující denní diagram zatížení v roce 2019. Velký vliv by na změnu velikosti spotřeby mohl mít rozvoj industriálního parku, jako tomu bylo například na Borských polích v posledních 20 letech. Ale vzhledem k historicky plynulému nárůstu spotřeby na území České republiky předpokládám, že změna i na Plzeňsku bude v následujících letech plynulá.

5.2 Popis dostupných dat pro disertační práci

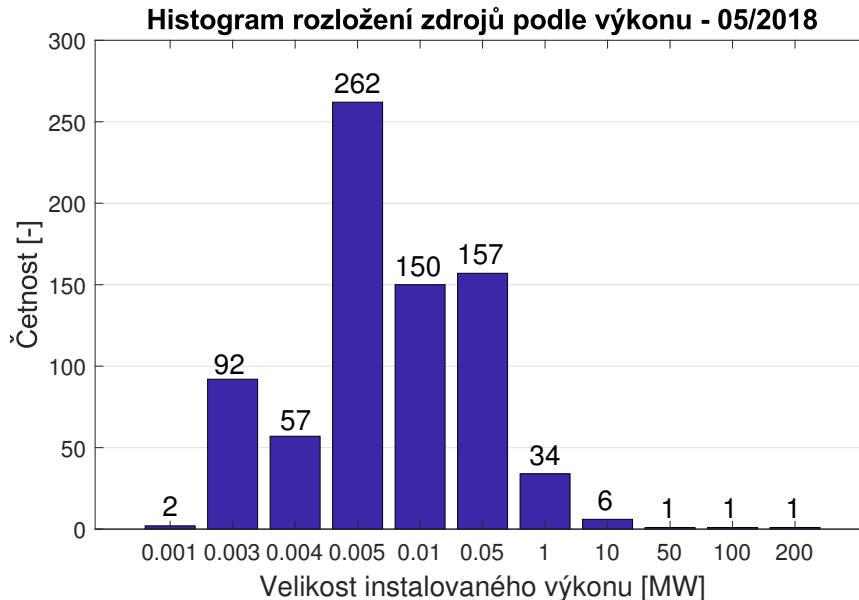
5.2.1 Město Plzeň

Na území Plzeň-město je dle dostupných dat (ERÚ, květen 2018) celkový instalovaný elektrický výkon 290,8 MW v celkem 763 zdrojích. Největšími zdroji elektrické energie jsou již zmíněné zdroje PE - 110 MW a PT - 150,5 MW. Zdroj ZEVO Chotíkov se nachází mimo území Plzeň-město, jeho instalovaný výkon je 9,73 MW a do celkového instalovaného výkonu výše není zahrnut, s ním se však instalovaný výkon dostává přes hranici 300 MW. Zahrnut ve výpočtech není, jelikož v roce 2014 ještě nebyl připojen k síti (chybí tedy v dostupných datech).

Dalších 761 zdrojů čítá elektrický výkon o velikosti přibližně 30,7 MW. Na území města se nachází jedna bioplynová stanice o velikosti instalovaného elektrického výkonu 2,11 MW a jedna stanice na biomasu o elektrickém výkonu 11,5 MW. Ve městě se také nachází 17 vodních zdrojů o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 2,65 MW.

Z následujícího histogramu 5.1 plyne, že ve městě se nachází velké množství distribuované

výroby, především v kategorii solární energie. Pokud se stanoví mez pro distribuovanou výrobu pod 1 MW, nachází se na území Plzeň-město celkem 754 zdrojů o celkovém elektrickém výkonu 13,67 MW.



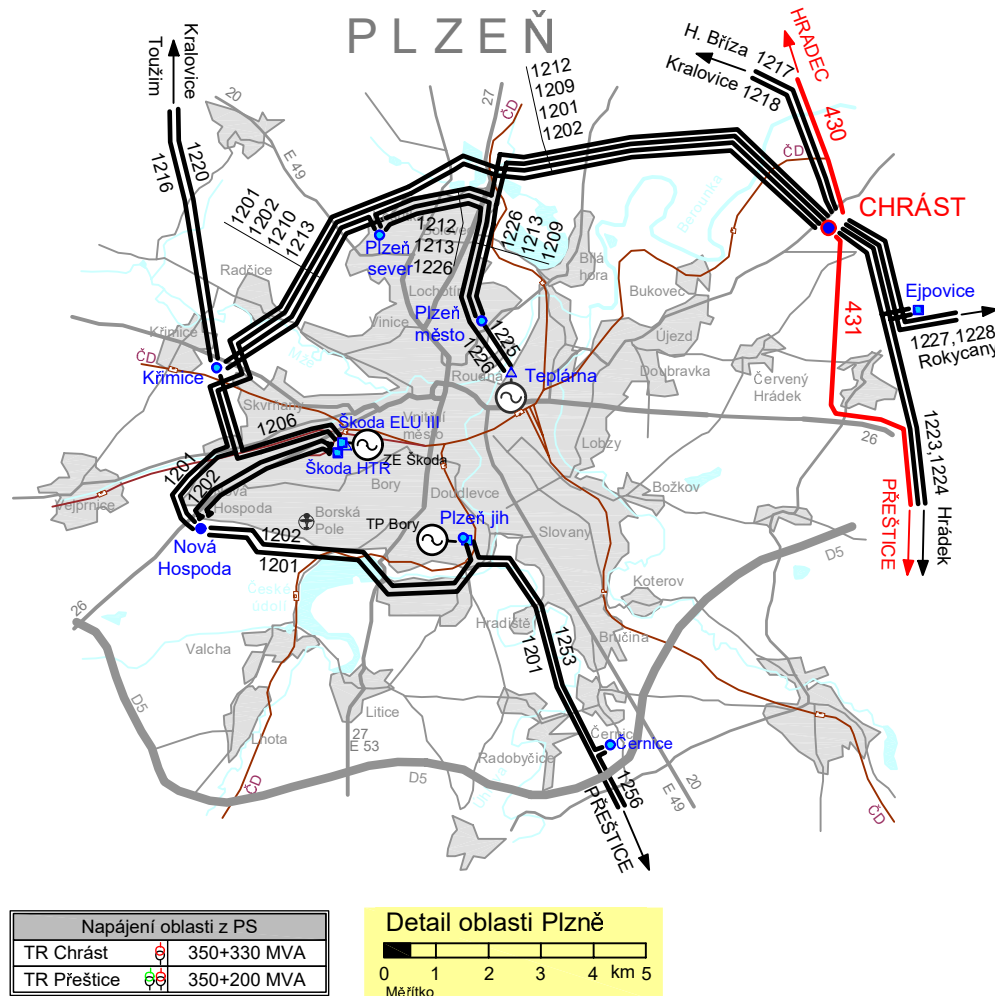
Obrázek 5.1: Histogram rozložení zdrojů dle výkonů, ERÚ 05/2018

Z dostupných zdrojů plyne, že celková roční spotřeba se v Plzni pohybuje mezi 900 - 950 MWh a naproti tomu celková roční výroba elektrické energie o velikosti 1000 - 1100 MWh. [31] Tento fakt na jednu stranu potvrzuje možnost ostrovního provozu z hlediska bilancí celkové spotřeby a výroby, nicméně z hlediska průběhu roku se může aktuální situace výrazně lišit (existují momenty, kdy je spotřeba výrazně vyšší než aktuální výroba). Z tohoto důvodu je nutné nejdříve provést analýzu historických dat (použita zmiňovaná měření za rok 2014), která byla poskytnuta v minutovém vzorkování a z nich zjistit, kdy je v daných vzorcích (minuty roku 2014) Plzeň schopna přejít do ostrovního provozu.

K modelování lze použít modely odvozené v předchozí kapitole, pro které je vstupem rozdíl výkonů spotřeby a výroby v bilanční rovnici. Ačkoliv jsou data pro úlohy dynamické stability v relativně hrubém časovém rozlišení (1 minuta), za předpokladu, že frekvence je před okamžikem přepnutí do ostrovního provozu na jmenovité hodnotě 50 Hz nebo 49,8 Hz (viz plánovaný a nahodilý ostrovní provoz v předchozí kapitole), lze spočítat primární regulační děj ostrovního systému na začátku každé minuty. To by mělo dát subjektům zapojeným v hodnocení OP jakožto krizového nástroje dostatečnou informaci o průběhu prvních sekund ostrova včetně vlivu regulace. Bude uvažován vliv samoregulačního efektu zátěže. Je uvažováno, že zátěž se v průběhu hodnocené minuty jinak nemění s výjimkou působení stupňů frekvenčního odlehčování.

5.2.2 Elektrizační síť na Plzeňsku

Na obrázku 5.2 je vidět, že Plzeň má výhodnou pozici pro myšlenku ostrovního provozu. K nadřazené soustavě je připojena prostřednictvím 400 kV vedení V430, V431, V432 v rozvodnách Chrást a Přeštice. V rozvodně Přeštice je také vyveden výkon na hladině 220 kV



Obrázek 5.2: Schéma zapojení města Plzně na úrovni 110 kV, 220 kV a 400 kV. Převzato a upraveno z [32]

vedeními V216, V221, V222. Transformační výkon oblasti z hlediska napájení je 1230 MW. Vyčlenění celé Plzně do ostrova je otázkou odpojení napájení na rozvodnách Chrást a Přeštice na napěťové úrovni 110 kV.

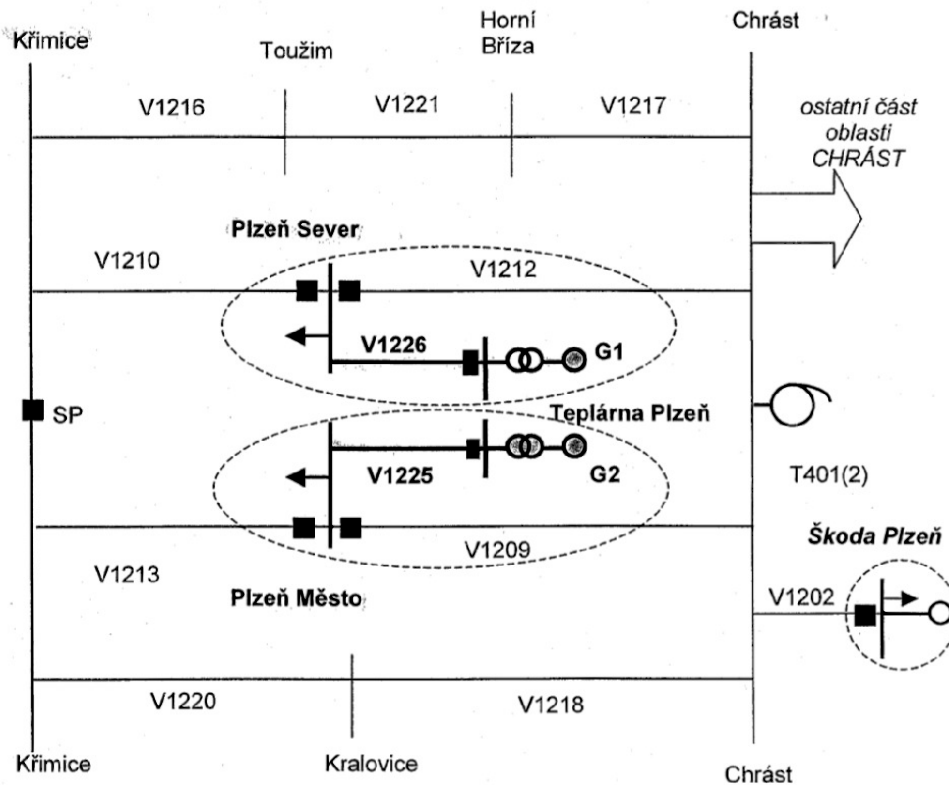
Systémy na napěťové úrovni 22 kV jsou za standardních podmínek provozovány odděleně, tedy co rozvodna 110/22 kV, to vlastní spádová oblast, která s oblastí jiné rozvodny není propojena. Napěťová úroveň 22 kV je však již velmi hustá síť, jejíž konfigurace se často mění kvůli údržbě, poruchám, opravám a podobně. Pro potřeby výpočtů ostrovního provozu je uvažována situace, kdy Plzeň není na úrovni 22 kV propojena, respektive není provozována jako okružní, ale paprsková síť.

5.2.3 Zapojení bloků do sítě při ostrovním provozu

- Plzeňská Teplárenská

Následující obrázek 5.3 je převzat z bakalářské práce [33], kterou jsem vedl. Ukazuje

rozdělení ostrovů pro Plzeňskou teplárenskou. V režimu ostrovní regulace umí pracovat pouze bloky TG1 a TG2. V případě ostrovního provozu jsou oba bloky přepnuty do PI regulace otáček a pracují do dvou oddělených ostrovů.



Obrázek 5.3: Plán ostrovů pro Plzeňskou teplárenskou, a.s. Převzato z [33]

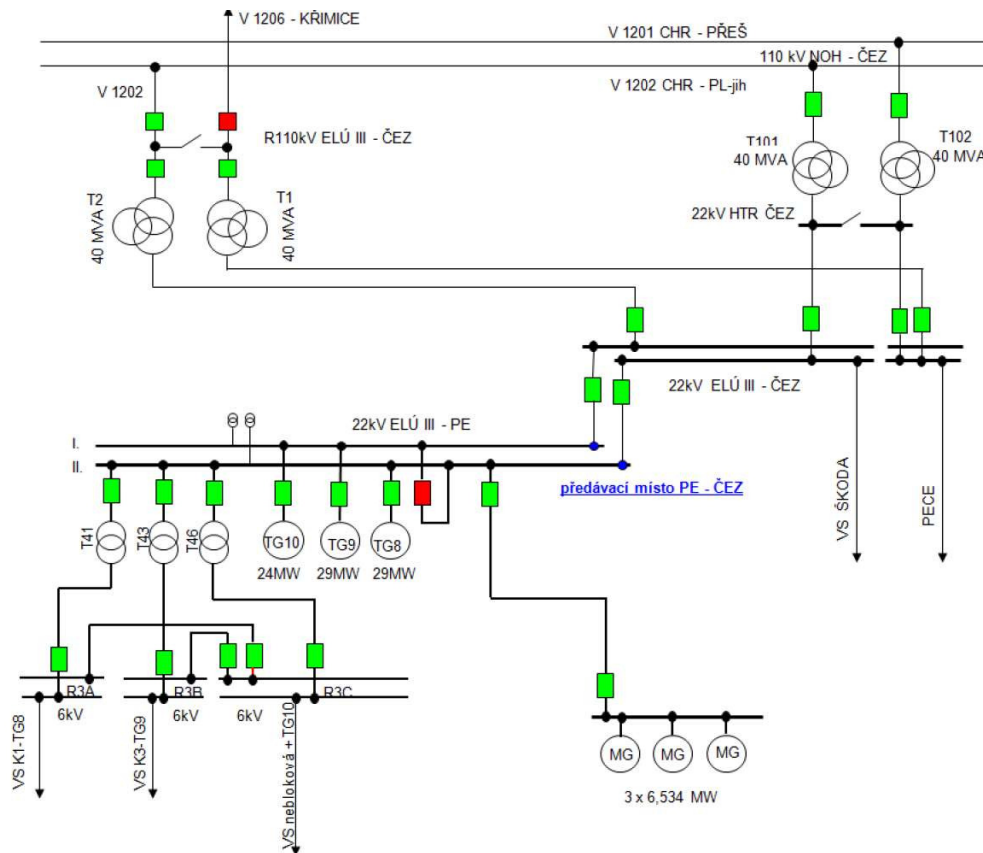
Blok TG1 pracuje do ostrova 110/22 kV rozvodny Plzeň-Sever a jeho rozloha sahá až po Toužim a Horní Břízu. V případě potřeby mohou být odepnuty tyto vzdálené konzumy na úrovni 110 kV. Jelikož v datech nejsou zachyceny spotřeby v těchto oblastech, při simulacích bude uvažován provoz jen do rozvodny Plzeň-Sever.

Blok TG2 pracuje do ostrova 110/22 kV rozvodny Plzeň-město a sahá do Kralovic. Stejně jako v předchozím případě bude pro simulace uvažováno vyvedení výkonu jen do rozvodny Plzeň-Město.

Schéma naznačuje i propojení s ostrovem Škoda Plzeň, které se ale v praxi neuvažuje.

• Plzeňská Energetika

Obrázek 5.4 ukazuje vyvedení výkonu z PE. V režimu ostrovní regulace bloků lze provozovat pouze bloky TG8 a TG9. Třetí blok TG10 je při přechodu do OP odstaven. Diesel-generátorové jednotky o celkovém výkonu přibližně 21 MW sice nejsou vybaveny regulátorem ostrovního provozu, ale z hlediska krizového použití je uvažována podpora sítě i z těchto zdrojů. Mohou také sloužit jako podpora pro případný black-start zdrojů na Plzeňsku - ať už PE nebo PT.



Obrázek 5.4: Vyvedení výkonu z Plzeňské Energetiky, a.s. Poskytnuto Plzeňskou Energetikou, a.s.

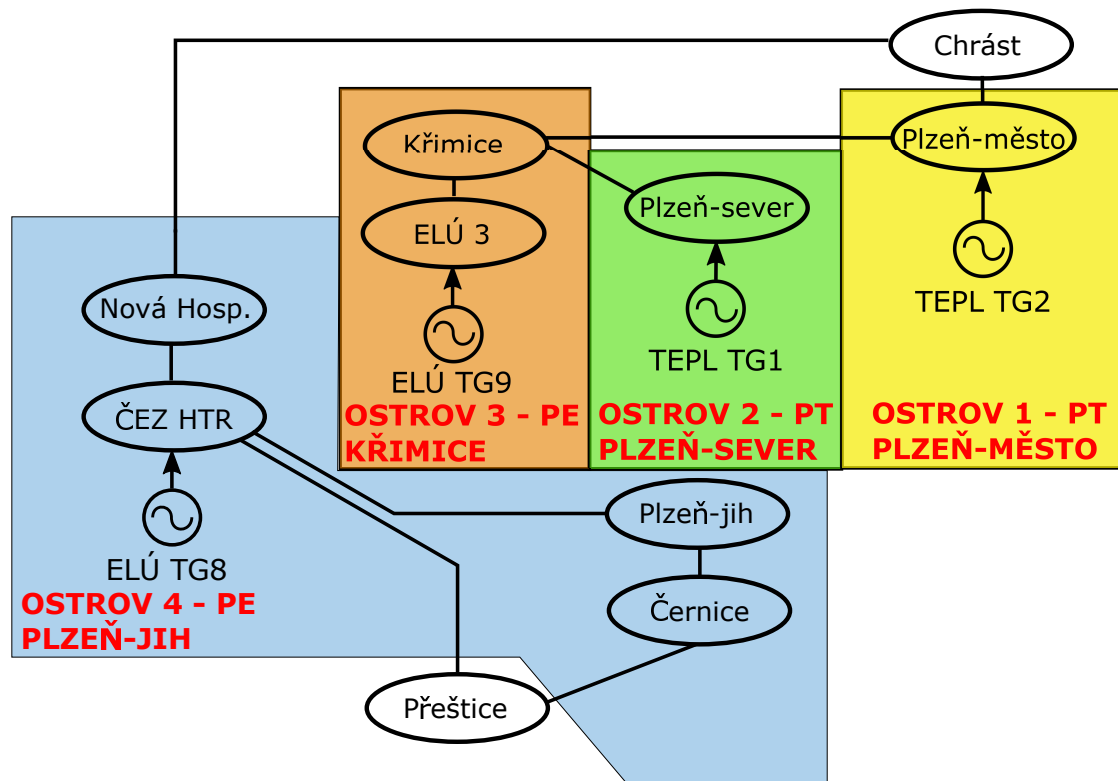
Výkon je standardně z PE vyveden do rozveden ELÚ3-Škoda (bloky TG9 a TG10) a ČEZ HTR (TG8). Při přechodu by opět došlo k odpojení bloku TG10 a vytvoření dvou separátních ostrovů pro každý blok.

- **Ostrov**

Obrázek 5.5 ukazuje standardní propojení rozveden na úrovni 110 kV. Barevně jsou vyznačeny i uvažované ostrovy včetně odpovídajících bloků. Tyto 4 ostrovy jsou v případě ostrovního provozu oddělené a závisí na bilanci činných výkonů každého bloku, zda je ostrov z hlediska frekvence udržitelný. Při ostrovním provozu je třeba také myslet na to, že kromě dodávky činného výkonu je třeba i plně hradit vlastní spotřebu.

Ostrov 1 - Plzeň-město (TG2-PT)

Tento ostrov napájí v malém ostrově jen rozvodnu Plzeň-město a ze vzdálenějších konzumů jsou to pak oblasti Křimic, Kralovic a Chrástu. Pro modelování bude uvažováno jen napájení rozvodny Plzeň-město. Ta je situována v oblasti Roudné v blízkosti Fakultní nemocnice Lochotín. Z rozvodny je napájena celá oblast Doubravky, vnitřní město - centrum, Roudná, část Lochotína a také celá nemocnice. Jedná se převážně o rezidentní spotřebu bez těžkého průmyslu, výkon bloku TG2 67 MW by na pokrytí vnitřního ostrova měl dostačovat.



Obrázek 5.5: Vyvedení výkonu z Plzeňské Energetiky, a.s. Poskytnuto Plzeňskou Energetikou, a.s.

Ostrov 2 - Plzeň-sever (TG1-PT)

Výkon z bloku TG1 je vyveden do rozvodny Plzeň-sever, která se nachází na výpadovce z Plzně směrem na Chotíkov. Standardně jsou do konzumu zapojeny i vedení směrem na Toužim a Horní Břízu, která nebudou pro modelování uvažována. Plzeň-sever zásobuje elektrickou energií všechna sídliště na Lochotíně, přilehlé nákupní centrum Globus a sportovní centrum Kooperativa. Charakter spotřeby je převážně rezidentní.

Ostrov 3 - Křimice (TG9-PE)

Tento ostrov napájený blokem TG9 dodává elektrickou energii do rozveden ELÚ3 a Křimice. ELÚ3 představuje část spotřeby areálu Škody, který je převážně průmyslového charakteru s velkými odběry. Rozvodna Křimice napájí část města Skvrňany a konzum v jejich okolí. Nároky na tento blok v ostrovním provozu jsou velké. Spotřeba bude výrazně nižší o víkendech, dnech pracovního volna a mimo hlavní pracovní směny provozů (pece, lisy atd.). Lze očekávat, že schopnost trvalého ostrovního provozu pro tento blok bude bez využití frekvenčního odlehčení zátěže v mnoha okamžicích nedostupná.

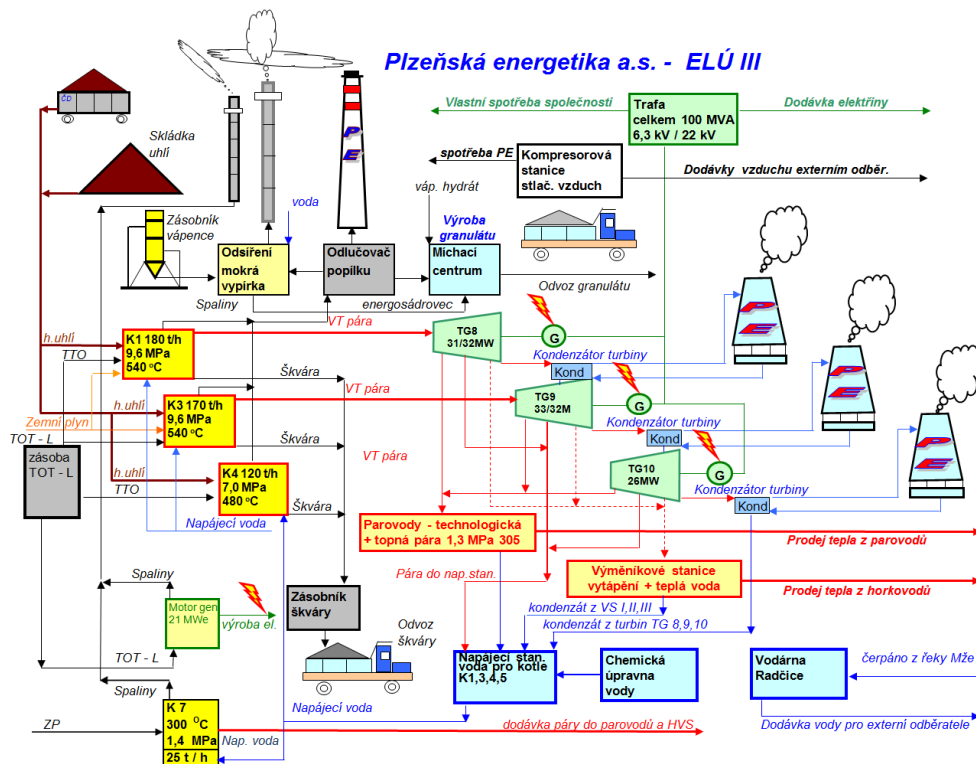
Ostrov 4 - Jih (TG8-PE)

Poslední ostrov je, co se do počtu rozveden týče, největší. Blok TG8 napájí rozvodny ČEZ HTR, Nová Hospoda, Plzeň-jih, Černice. Spotřeba je v tomto případě nejvíce rozmanitá. Rozvodna HTR napájí část spotřeby v areálu Škoda a průmyslovou oblast na Borských

polích, které mají vysoký odběr. Rozvodna Plzeň-jih napájí rezidentní spotřebu v oblasti Bory, Doudlevice a Slovany, ale také průmyslové odběry Brush, ETD Doudlevice, Škoda, Čistá Plzeň. V této oblasti se také nachází Fakultní nemocnice a věznice na Borech. Rozvodna Plzeň-jih také napájí prostřednictvím transformátoru 110kV spotřebu trakce Českých Drah. Rozvodna Černice napájí okrajovou část Slovan, areál nákupního centra Olympie a jinak především rezidentní a komerční spotřebu. Stejně jako u předchozího případu lze očekávat, že maximální výkon 30,5 MW bloku TG8 bude i pro standardní spotřeby nedostačující. Jako podporu lze do jisté míry vnímat nouzové zapojení diesel-generátorů v PE, také přítomnost kogenerace ve věznici Bory, MVE a FVE v okolí Černic.

5.3 Popis zdrojů a data pro modelování

5.3.1 Plzeňská Energetika a.s.



Obrázek 5.6: Přehledové schéma PE. Dostupné na: <https://www.pe.cz>

Jak již bylo zmíněno, do ostrovního provozu PE se uvažuje zapojení bloků TG8 a TG9. Je nutné uvažovat i jejich vlastní spotřebu. Je otázkou, do jaké míry by bylo možné použít blok TG10 pro hrazení či výpomoc s vlastní spotřebou.

Pro výpočet maximální velikosti ostrovů TG8 a TG9 jsou použity údaje z tabulky 5.1 a 5.2 .

Celkový výstupní činný výkon na alternátorech tedy může dosahovat až 94 MW bez uvažování vlastní spotřeby zdroje. Pro ostrovní provoz je však teoreticky certifikovaně použí-

Alternátor TG8	
Výkon	32 MW
Otáčky	3000 ot./min.
Účinník	0,8
Výrobce	Škoda
Alternátor TG9	
Výkon	32 MW
Otáčky	3000 ot./min.
Účinník	0,8
Výrobce	Škoda
Alternátor TG10	
Výkon	30 MW
Otáčky	3000 ot./min.
Účinník	0,8
Výrobce	Škoda

Tabulka 5.1: Parametry alternátorů PE [34]

telný činný výkon 64 MW (opět bez vlastní spotřeby). Výkon v diesel-generátorech je 3x6,7 MW, tedy 20,1 MW.

Vlastní spotřeba v PE

Díky datům diplomové práce [34] je možné určit trend vlastní spotřeby.

Měření výkonu - minimum	
Výroba	34,44 MW
Vlastní spotřeba	8,9 MW
Poměr vlastní spotřeby	26,25%
Měření výkonu - maximum	
Výroba	70,38 MW
Vlastní spotřeba	11,68 MW
Poměr vlastní spotřeby	16,6%

Tabulka 5.2: Vývoj vlastní spotřeby v PE [34]

Dle očekávání je při malé výrobě poměr vlastní spotřeby vysoký (zhruba 26%), při nárůstu vyráběného výkonu poměr vlastní spotřeby klesá a vychází 16,6% při výrobě 70,38 MW.

Pro výpočet vlastní spotřeby při maximálním výstupním výkonu 2 použitelných bloků bylo uvažováno několik zjednodušení:

a) S TG10 mimo provoz bude mít PE stále stejný trend vývoje VS

b) Vývoj vlastní spotřeby je v uvažovaném výkonovém pásmu zhruba 60MW lineární.

Pak lze psát vztah pro odvození velikosti vlastní spotřeby:

$$P_{VS} = P_{VS_0} + (P_t - P_{VS_0})k_{VS} \quad (5.1)$$

Z toho je možné určit odhadovanou vlastní spotřebu pro maximální výkon dodávaný do ostrova (viz tabulka 5.3). Odchylka způsobená uvažovanou linearitou závislosti vlastní spotřeby na výrobě může být kompenzována i dalšími faktory jako je například kvalita uhlí, množství odebírané technologické páry do areálu Škoda atd.

$P_{G_{MAX}}$ v ostrově pro PE	64 MW
Vypočtená vlastní spotřeba	11,63 MW
Poměr vlastní spotřeby při $P_{G_{MAX}}$	18,16%
Výkon využitelný pro ostrov - TG8	26,2 MW
Výkon využitelný pro ostrov - TG9	26,2 MW
Výkon využitelný pro ostrov - celek (bez dieselg.)	52,4 MW
Výkon využitelný pro ostrov - celek (s dieselg.)	72,5 MW

Tabulka 5.3: Vlastní spotřeba při maximu PE v ostrově a využitelné činné výkony v ostrovech PE

Rozdělení napájení vlastní spotřeby je uvažováno rovnoměrné. Z tabulky plyne, že maximální velikost spotřeby elektrické energie při standardním využití ostrovního provozu je zhruba 22-25 MW na ostrov. S využitím nouzového provozu diesel-generátorů se maximální dostupný výkon pro ostrov může lišit až o 20 MW. Možnost využití diesel-generátorů je k diskuzi, při krátkodobém ostrovu a výrazném vzniku ΔP v bilanční rovnici by bylo zapojení do součinnosti velmi obtížné, protože pro tento postup nejsou provozní instrukce. Přítomnost diesel-generátorů je ale klíčová při black-startu PE z blackoutu nebo najíždění z odstávky či výpadku bloků v krizových situacích.

Výpočetní data PE

K určení aktuální výroby (PE a.s. a PT a.s.) je využito měření na předávacích místech výroby (2 x 22 kV kabel – PE a 3 x 110 kV transformátor – PT). Pro simulace byl poskytnut minutový vzorek za celý rok 2014.

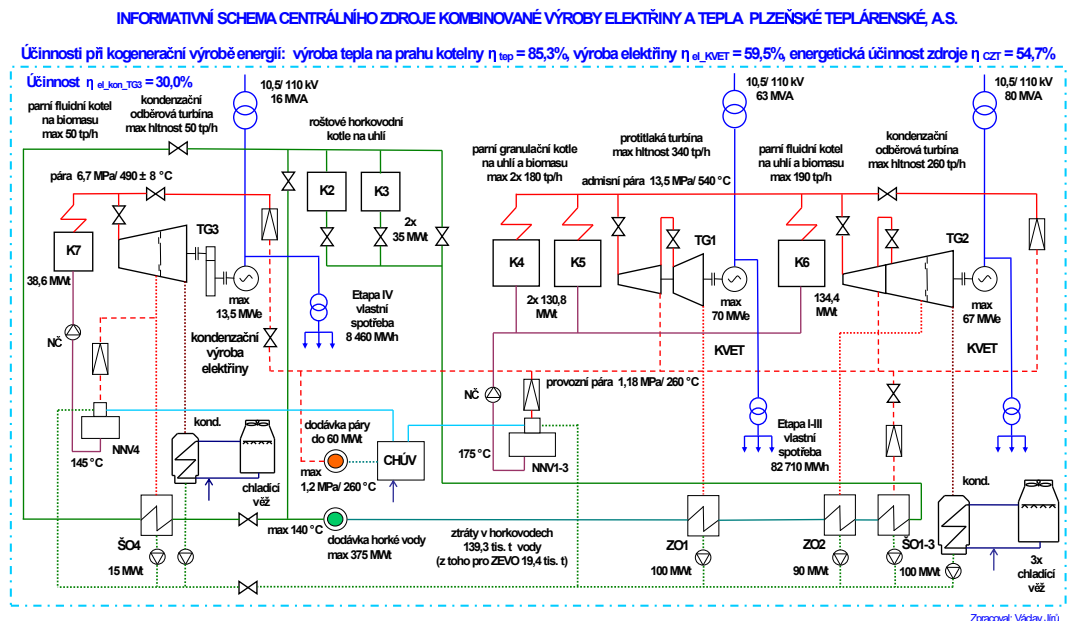
Data z PE obsahují informace o velikosti předávaného výkonu na předávacích místech 22 kV v minutových vzorcích - činný výkon:

- R2211ME10.20 - Předávací místo 22 kV - P
- R2212ME10.20 - Předávací místo 22 kV - P

Na obrázku 5.7 je informativní schéma výroby v PE.

5.3.2 Plzeňská Teplárenská a.s.

Situace je v PT podobná jako v PE. Také je provozována se třemi bloky - TG1 - 70 MW, TG2 - 67 MW, TG3 - 13,5 MW. Celkový maximální výkon na svorkách generátorů za standardního provozu je již zmiňovaných 150,5 MW. Jak plyne ze schématu 5.3, při ostrovním provozu jsou využity bloky TG1 a TG2. V tomto případě se situace od PE do jisté míry liší, protože teoreticky použitelný instalovaný činný výkon bez uvažování vlastní spotřeby se rovná 137 MW (oproti teoretické situaci v PE - 64 MW). Při hrazení vlastní spotřeby



Obrázek 5.7: Přehledové schéma PT. Poskytnuto ze strany Plzeňské teplárenské, a.s.

nebude uvažována také hypotetická možnost napájení vlastní spotřeby z bloku TG3, jelikož není dostupné schéma zapojení napájení vlastní spotřeby elektrárny.

Generátorové vybavení PT je v tabulce 5.4. Data jsou převzata z diplomových prací [35] a [36]

Alternátor TG1	
Výkon	70 MW
Otáčky	3000 ot./min.
Výroba	1984
Alternátor TG2	
Výkon	67 MW
Otáčky	3000 ot./min.
Výroba	1998
Alternátor TG3	
Výkon	13,5 MW
Otáčky	8020 ot./min.
Výroba	2010
Výrobce	Škoda Power

Tabulka 5.4: Parametry alternátorů PT [35]

Vlastní spotřeba v PT

Jelikož pro zdroj PT není k dispozici informace o vývoji vlastní spotřeby, je nutné ji vypočítat z dostupných informací o roční vyrobené elektrické energii. Následující tabulka 5.5 je vy-

tvořena z přehledového schématu výroby v PT (5.7) s daty za rok 2018.

Blok TG1 a TG2	
Dodaná elektrická energie do sítě za rok 2018	374,7 tis. MWh
Vlastní spotřeba bloků	82,71 tis. MWh
Celkové množství vyrobené elektrické energie	457,41 tis. MWh
Blok TG3	
Dodaná elektrická energie do sítě za rok 2018	105,7 tis. MWh
Vlastní spotřeba bloků	8,46 tis. MWh
Celkové množství vyrobené elektrické energie	114,16 tis. MWh

Tabulka 5.5: Množství vyrobené elektrické energie v PT za rok 2018. Poskytnuto PT

Z podílu vyrobené elektrické energie a vlastní spotřeby bloků je možné vypočítat průměrnou vlastní spotřebu. U bloku TG1 a TG2 se rovná průměrná vlastní spotřeba 18%, u bloku TG3 je to pak 7,41%. Podobně jako v případě PE platí závislost, že při zvyšující se výrobě procentuální velikost vlastní spotřeby se snižuje. Vlastní spotřeba bloků 1 a 2 je uvažována při průměrném výkonu 52 MW, který je od maximálních 137 MW na méně než polovině. Lze tedy očekávat, že vlastní spotřeba se při provozu na plný výkon bude pohybovat v pásmu 16-18%.

Tabulka 5.6 ukazuje maximální dostupné výkony pro ostrovy PT.

$P_{G_{MAX}}$ v ostrově pro PT	137 MW
Vypočtená vlastní spotřeba	22 MW
Poměr vlastní spotřeby při $P_{G_{MAX}}$	16.05%
Výkon využitelný pro ostrov - TG1	59 MW
Výkon využitelný pro ostrov - TG2	56 MW
Výkon využitelný pro ostrov - celek (bez TG3 na VS)	115 MW

Tabulka 5.6: Vlastní spotřeba při maximu PT v ostrově a využitelné činné výkony v ostrovech PT

Situace se u PT ohledně maximálního dostupného výkonu značně liší od PE. Ostrovy mohou být co se spotřeby týče zhruba dvakrát větší. Maximálním využitelným výkonem se rozumí maximální možný konzum ostrova. U PT nelze zahrnout výpomoc TG3, protože o této možnosti neexistuje žádná zmínka v literatuře.

Výpočetní data PT

Data z PT obsahují informace o velikosti předávaného výkonu na svorkách transformátorů 22/110 kV do vedení V1226, V1225 a dodávku TG3 opět v minutových vzorcích - činný výkon:

- vedení V1226 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER
- vedení V1225 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER
- dodávka TG3 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER

Obnovitelné zdroje a distribuovaná výroba

Jak bylo zmíněno na začátku kapitoly, v Plzni je instalováno přibližně 30 MW v distribuované výrobě. Celkem se jedná o bezmála 800 zdrojů, jejichž centrální řízení je velmi problematické. Nejsou napojeny na centrální systém řízení, který je při ostrovním provozu už tak decentralizovaný a zároveň neexistuje ani legislativní možnost, jak tyto malé zdroje v distribuované výrobě řízeně zapojit do podpory sítě.

30 MW je v celku relativně velký výkon a ačkoliv je distribuovaný, jeho velikost je nutno brát v potaz. V modelování v dalších kapitolách nebude brán zřetel na jeho výskyt v čase, protože data společnosti ČEZ výrobu z těchto zdrojů již obsahují, ale je nutné diskutovat, zda neexistuje výkonová rezerva v daném časovém okamžiku, která by síť při jiné konfiguraci mohla podpořit. Připojení těchto zdrojů k síti je závislé na velikosti frekvence a při velmi omezeném množství regulační energie je zapotřebí, aby jejich výroba zůstala v síti zachována. Níže je výpis zdrojů distribuované výroby, které mohou při ostrovním provozu hrát významnou roli (ERÚ, 2018).

Fotovoltaika		
Pozice zdroje	Výkon	Příslušnost ostrovu
Plzeň - Letkov	10 MW	TG2-PT
Plzeň - Radčice	2,8 MW	TG9-PE / TG2-PT
Tylova (Škoda servis)	2 MW	TG2-PT
Plzeň - Skvrňany	1 MW	TG9-PE
Plzeň - Křimice	0,6 MW	TG9-PE
MVE		
Plzeň - Bukovec	1,17 MW	TG8-PE
Plzeň - Valcha	0,266 MW	TG8-PE
Plzeň - Doudlevec	0,22 MW	TG8-PE
Plzeň - Hradiště	0,18 MW	TG8-PE / TG2-PT
Plzeň - Radčice	0,11 MW	TG9-PE / TG2-PT
Bioplyn		
Jateční	2,1 MW	TG2-PT
Kogenerace		
Věžnice Bory	2,1 MW	TG8-PE
Edvarda Beneše	0,23 MW	TG8-PE
Amesbury Křimice	0,14 MW	TG9-PE
Plzeň - Radčice	0,11 MW	TG9-PE / TG2-PT

Tabulka 5.7: Významné zdroje OZE a distribuované výroby

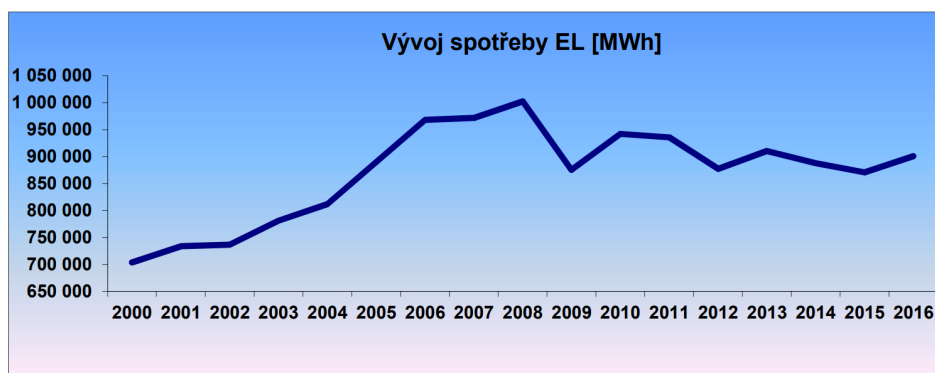
Je uvažováno, že výkon v MVE je konstantní a elektrárny pracují na jmenovitý výkon nepřetržitě. U bioplynu o velikost 2,1 MW by šlo uvažovat o řízené spolupráci, jelikož takto velký zdroj už může hrát roli při ovlivnění výkonové bilance ostrovů. Kogenerace je primárně zaměřená na výrobu tepla, takže je dostupnost výkonu omezená na množství tepla, které lze v daném objektu ještě akumulovat, protože pak dojde ke snížení výkonu dodávaného do sítě na minimum.

Poslední skupinou je FVE, která by se dala modelovat pomocí meteorologických dat a

osvitu území města Plzně. Časové nasazení zdrojů ve FVE je velmi proměnlivé a s dostupností a regulací tohoto solárního výkonu není možné dost dobře počítat. Jelikož je tento typ zdroje povinně připojen do sítě, je jeho výskyt zahrnut i v datech od společnosti ČEZ a pro potřeby této disertační práce nebude regulace ani přítomnost dále v datech rozebírána.

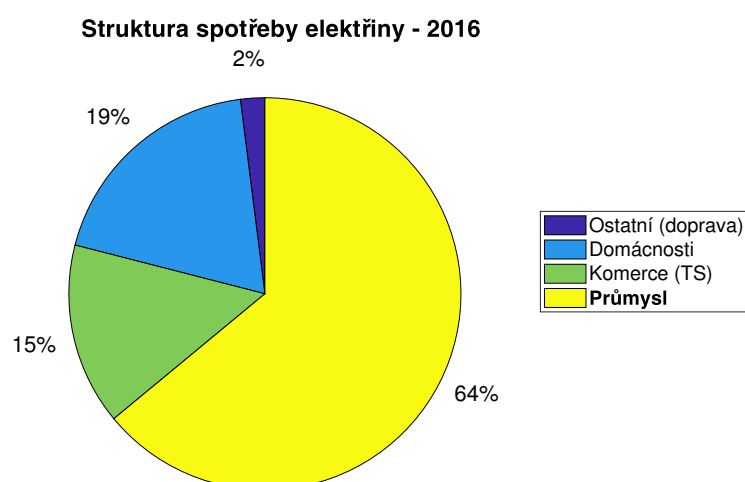
5.3.3 Spotřeba v Plzni

Pro hodnocení spotřeby elektrické energie v Plzni je použita novější literatura než jsou data z roku 2014. Situace v Plzni je však aktuálně velmi podobná stavu v roce 2014. [37] Obrázky 5.8 a 5.9 ukazují, že vývoj spotřeby elektrické energie v posledních letech je vyrovnaný a stabilní.



Obrázek 5.8: Vývoj spotřeby elektrické energie v Plzni. Převzato z [37]

Z celkového množství elektrické energie je nejvíce spotřebováno v průmyslovém sektoru, což lze vzhledem k průmyslové historii Plzně předpokládat - Škoda, pivovary, průmyslová zóna na Borských polích. Celkem tvoří průmysl 64% spotřeby. Na druhém místě jsou si velikostí podobné spotřeby v komerčním a rezidentním sektoru. Doprava tvoří zhruba 2% roční spotřeby elektrické energie na území Plzně.



Obrázek 5.9: Struktura spotřeby elektrické energie v Plzni. Překresleno z [37]

Z těchto informací lze očekávat, že Plzeň bude co se týče průběhu diagramu zatížení výrazně rozkolísaná. Průmyslové spotřeby, které běží o všedních dnech budou mimo pracovní dobu na velmi nízké spotřebě. Ta bude zase střídána zvýšením spotřeby v rezidentním sektoru, kdy jsou lidé z práce doma. Velké množství provozů je třísměnné a jejich spotřeba se řídí aktuální poptávkou a prací na zakázkách. Je nutné podotknout, že v areálu Škoda Plzeň se nachází zařízení jako například pece, jejichž náhlý výpadek provozu může způsobit velké ekonomické ztráty. Napájení průmyslové spotřeby v ostrovním provozu bude tedy zajisté nejtěžším úkolem. Proto se také často uvažuje, že při krizových stavech jako je například dlouhodobý ostrovní provoz by byla spotřeba v průmyslu kvůli své složitosti a výkonové náročnosti postupně odstavena. Tím by bylo zajištěno, že budou mít bloky dostatek regulační energie pro rezidentní spotřebu a zajištění bezpečného provozu města. V prvních okamžicích ostrova je však takhle rychlá součinnost provozovatelů zdroje a dispečinku DS omezená. Proto je nutné vyhodnotit přirozenou připravenost Plzně na ostrovní provoz.

5.3.4 Data z výroby a spotřeby

K určení aktuální výroby (PE a.s. a PT a.s.) je využito měření na předávacích místech výroby (2 x 22 kV kabel – PE a 3 x 110 kV transformátor – PT). Pro snadnější využití dat je zvolen také minutový vzorek za celý rok 2014.

Plzeňská Energetika a.s.

Data z PE obsahují informace o velikosti předávaného výkonu na předávacích místech 22 kV v minutových vzorcích - činný výkon:

- R2211ME10.20 - Předávací místo 22 kV - P
- R2212ME10.20 - Předávací místo 22 kV - P

Plzeňská Teplárenská a.s.

Data z PT obsahují informace o velikosti předávaného výkonu na svorkách transformátorů 22/110 kV do vedení V1226, V1225 a dodávku TG3 opět v minutových vzorcích - činný výkon:

- vedení V1226 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER
- vedení V1225 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER
- dodávka TG3 - CINNY VYKON-DOD.,ODBER

5.3.5 ČEZ Distribuce a.s.

K výpočtu schopnosti přechodu do ostrovního provozu je využito měření za rok 2014 na transformátorech 110 / 22 kV v jednotlivých rozvodnách v minutových vzorcích. Z celkového součtu lze stanovit aktuální spotřebu na území města Plzně. Z dostupných dat lze určit aktuální minutové hodnoty činného a jalového výkonu. Stejně tak jsou dostupné informace o velikosti celkového proudu a velikosti napětí na straně 22 kV. Informace jsou poskytnuty z následujících rozvodů:

- Plzeň-Černice 22kV 03 - T102 - P
- Plzeň-Černice 22kV 21 - T101 - P
- ELU-3 22kV 16 - T2 ELUIII (40MVA) - P
- ELU-3 22kV 43 - T1 ELUIII (40MVA) - P
- R559a-HTRA 22kV 05 - T102 - P
- R559a-HTRA 22kV 17 - T101 - P
- Křimice 22kV 07 - T 101 - P
- Křimice 22kV 22 - T 102 - P
- Plzeň-jih 110kV 01 - T101-ČD - P
- Plzeň-jih 22kV 01 - T 102 - P
- Plzeň-jih 22kV 18 - T 103 - P
- Plzeň-město 22kV 01 - T 101 - P
- Plzeň-město 22kV 18 - T 102 - P
- Plzeň-sever 22kV 01 T101 - P
- Plzeň-sever 22kV 18 T102 - P

Celkem je tedy od výše zmíněných společností poskytnuto 34 164 000 dat za rok 2014 obsahujících informaci o aktuálním stavu distribuční soustavy v danou minutu roku. Na tomto místě bych chtěl poděkovat společnostem Plzeňská Energetika, a.s., Plzeňská Teplárenská, a.s. a ČEZ Distribuce, a.s. za spolupráci a poskytnutí těchto dat. Bohužel některá měření jsou citlivá data a budou muset být v této disertační práci skryta nebo relativizována. Jejich vlastnictví a využití je se souhlasem zmíněných společností. Je dohodnuto, že některá data nesmějí být publikována. Pro případný zájem čtenáře je možné detaily ukázat osobně při konzultaci výsledků práce.

5.4 Data-processing

Pro přípravu dat k modelování je použito výpočetního prostředí MATLAB, verze 2018a. Nejprve bylo nutné načíst poskytnutá data od společnosti ČEZ Distribuce a.s. z .csv souborů s minutovými vzorky a k uložení všech měření do proměnné DataCEZ, následně dochází k odstranění chybné hodnoty typu NaN a nahrazení měření z předchozí minuty - jedná se celkem o téměř 3% vzorků. Jejich identifikace byla relativně jednoduchá, protože se projevila jako skok v jedné minutě na výkon 0 MW a v další zpět na původní hodnotu. Tato chyba je nejspíše způsobena chybou měřícího zařízení. Zvolená metoda nahrazení daného měření předchozí minutou byla zvolena, protože se příliš neliší od následující minuty. U rozvodu Plzeň-jih a Plzeň-město došlo na 6 měsíců ke změně toku výkonu, která byla vyhodnocena jako chybné měření. Výkon byl vynásoben -1. Měření pak opět navazovalo na předchozí týden.

V konci byl proveden součet výkonů na jednotlivých transformátorech za účelem zjištění výkonové bilance města Plzně.

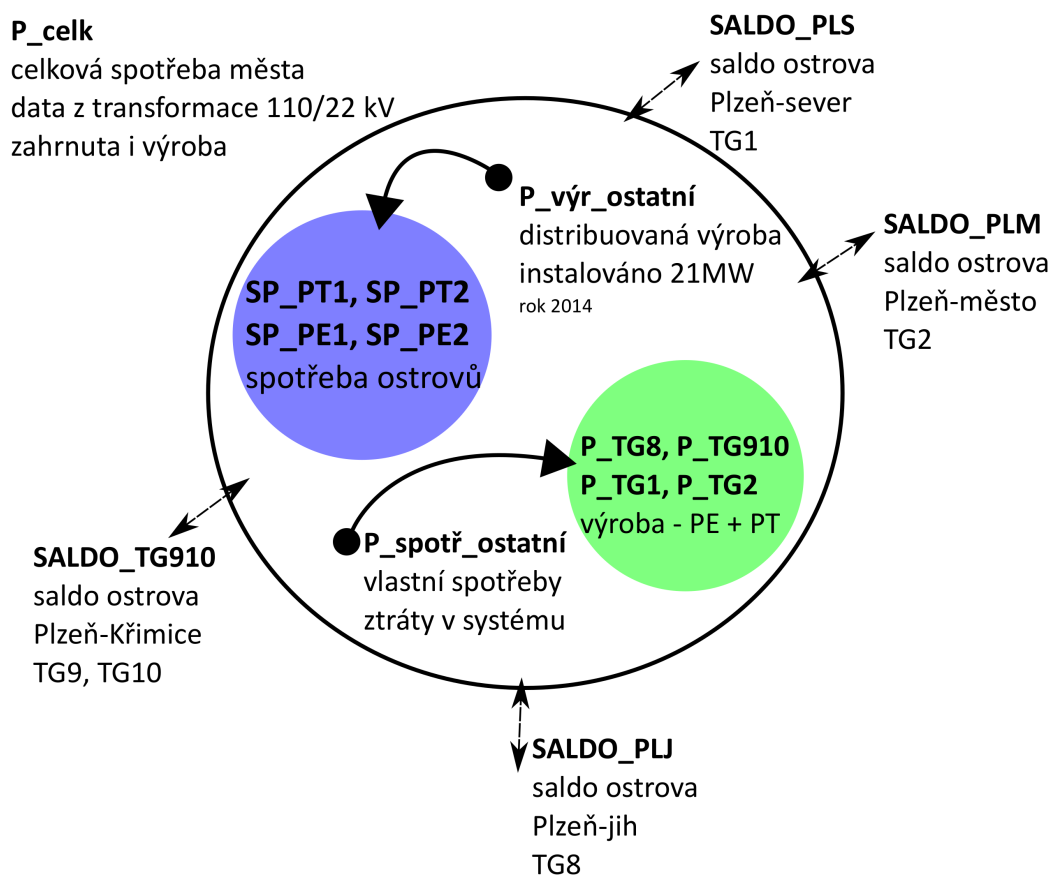
Úprava dat probíhala nejprve přípravou vektorů v prostředí Excel - přejmenování sloupců, jednotné číselné formáty atd. Pak byla data načtena pro analýzu výkonů do prostředí MATLAB. Data o předávaných výkonech z PE a.s. a PT a.s. byla upravena stejným způsobem - byly odstraněny chyby (méně než 0,1%) a proběhlo načtení do prostředí MATLAB. U poskytnutých dat PT je možné načíst informace z celého roku, u dat PE jsou načteny jednotlivé měsíce (data byla poskytnuta v .csv souborech pro jednotlivé měsíce roku 2014) a poté je provedeno sloučení měsíčních dat na celý rok 2014. Práce s takto velkými maticemi je v MATLABu otázkou setin sekundy zatímco Excel zpracovává informace v řádech desítek sekund až jednotek minut.

V tento okamžik bylo možné použít všechna poskytnutá data pro účely disertační práce.

5.4.1 Data pro výpočet frekvenční stability

Dalším krokem je zavedení proměnných reprezentujících čistou spotřebu ostrova a SALDA. Ze spotřeby na území města Plzně je možné určit maximální povolenou velikost SALDA pro přechod do ostrovního provozu v daný okamžik měření na základě kritérií frekvenčního odlehčení zátěže.

Následující obrázek 5.10 popisuje z bilančního hlediska situaci v Plzni:



Obrázek 5.10: Diagram výkonových toků na území města Plzně

Jak již bylo zmíněno, plzeňské ostrovy by mohly být tvořeny jednotlivými bloky PE a PT, některé však pro poskytování služby OP nejsou certifikovány. Z PT jsou ostrova schopny bloky TG1 a TG2. U PE jsou to bloky TG8 a TG9. Získaná data bohužel neumožňují sledovat separátně výrobu bloků TG9 a TG10, protože je poskytnuto měření na předávacím místě, do kterého jsou oba vyvedeny. Bohužel tímto bude výstup pro ostrov TG9 zkrácen. Na druhou stranu, z dat plyne, že nejčastější velikost výkonu TG9 a TG10 se v součtu pohybuje kolem 20 MW, což je stále méně než maximální dodávaný výkon bloku TG9. Relevanci výsledků to tedy příliš neovlivní.

Z dat byly vytvořeny proměnné $Vyropa_TG1$ $Vyropa_TG2$ $Vyropa_TG8$ a $Vyropa_TG910$, které zachycují výrobu na blocích TG1,2,8 a společnou výrobu TG9 a TG10. Pro odpovídající bloky byly vytvořeny spotřeby ostrovů $konzum_PT1$ $konzum_PT2$ $konzum_PE1$ $konzum_PE2$. Rozdílem těchto vektorů výkonů o délce 525 600 prvků (za každou minutu jeden) byly vytvořeny salda jednotlivých částí Plzně (ostrovů) $Saldo_PT1$ $Saldo_PT2$ $Saldo_PE1$ $Saldo_PE2$. Tyto proměnné dávají informaci o tom, zda byl před přechodem do ostrovního provozu odpovídající ostrov importní nebo exportní.

$$Saldo = Vyropa_TGx - konzum_P_{yz} \quad [MW] \quad (5.2)$$

Výhodou poskytnutých měření na úrovni 110/22 kV je, že rovnice salda v sobě již zahrnuje ztráty systému včetně distribuované výroby připojené na napěťové úrovni 22kV, tudíž nemusí být ani ztráty ani distribuovaná výroba zanedbány. Zanedbáno je jen případné odpojení distribuované výroby při změně frekvence v průběhu přechodného děje.

Úprava a příprava dat pro výpočty v prostředí MATLAB byla relativně rychlá. Pro hromadné přesuny prvků matic a vektorů stačilo běžné použití for cyklů a podmínek při nahrazování chybových nulových hodnot (resp. NaN) výkonem předchozí minuty. Operace i v těchto počtech byly prováděny v desítkách milisekund. Důležité je při všech operacích sledovat čas, protože ten hraje například při on-line hodnocení a výpočtech velkou roli. Následující kapitola popisuje přirozený stav města Plzně, co se bilance činných výkonů týče.

5.5 Hodnocení a vizualizace získaných dat

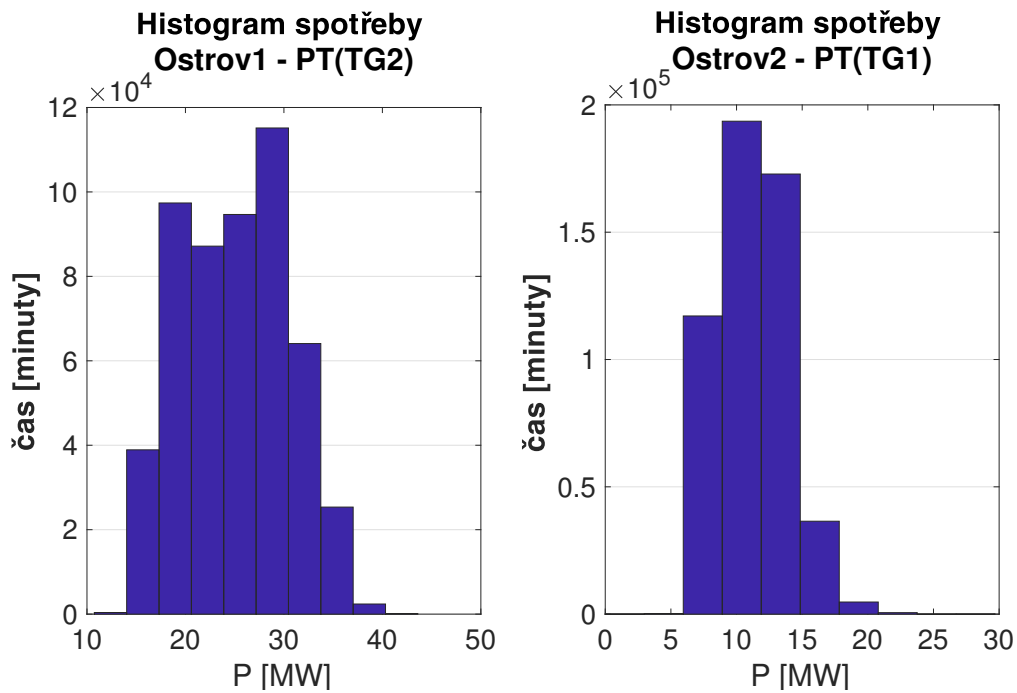
Následující histogram 5.11 ukazuje časovou informaci o spotřebě ostrovů, které jsou tvořeny zdrojem Plzeňská teplárenská a jeho bloky TG1 a TG2. Ostrov 1 představuje spotřeby oblasti Plzeň-město a jeho spotřeba je rozložena relativně symetricky na okolí 25 MW. Časově významnější minima se pohybují kolem 10MW, někdy dosahuje až 40 MW.

Spotřeba ostrova TG1 - Plzeň-sever je zhruba poloviční. V průběhu roku se pohybuje nejčastěji v rozmezí 10-20MW. Jedná se o spotřeby celého Lochotína a severních částí Plzně.

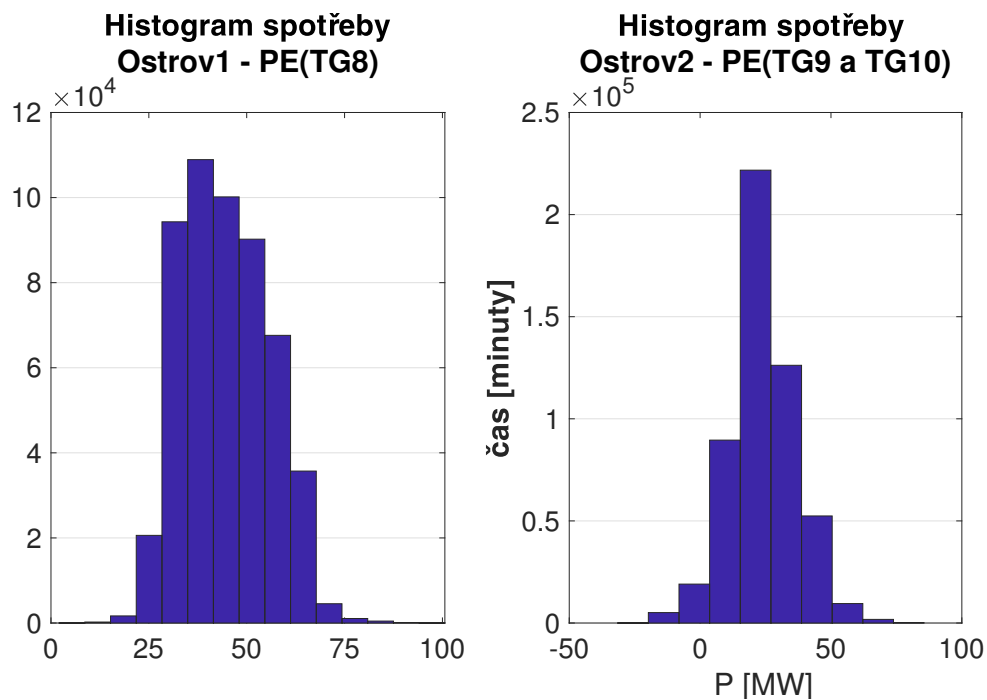
Obdobně zpracovaným histogramem 5.12 je spotřeba v ostrovech tvořených bloky Plzeňské energetiky. V případě ostrova TG8 - HTR, Plzeň-jih, Černice se spotřeba pohybuje symetricky rozložená kolem 50 MW. Maxima sahají až k 100MW, minima se pohybují kolem 25 MW.

Spotřeba ostrova tvořeného bloky TG9 a TG10 je menší, symetricky rozložená kolem 25 MW. Zajímavé je, že se spotřeba dostává i do záporných čísel. To je způsobeno tím, že PE má certifikaci poskytování služeb MZ15- a během krátké chvíle umí přejít do vlastní spotřeby, která je hrazena ze sítě. Z dokumentů PE plyne, že tato PpS je v průběhu roku poskytována a tvoří základní služby, které PE poskytuje.

Po vykreslení spotřeby do histogramů bylo provedeno to samé pro výrobu. Díky měřením bylo možné vizualizovat výrobu elektrické energie na zdroji PT - generátorech TG1 a TG2.



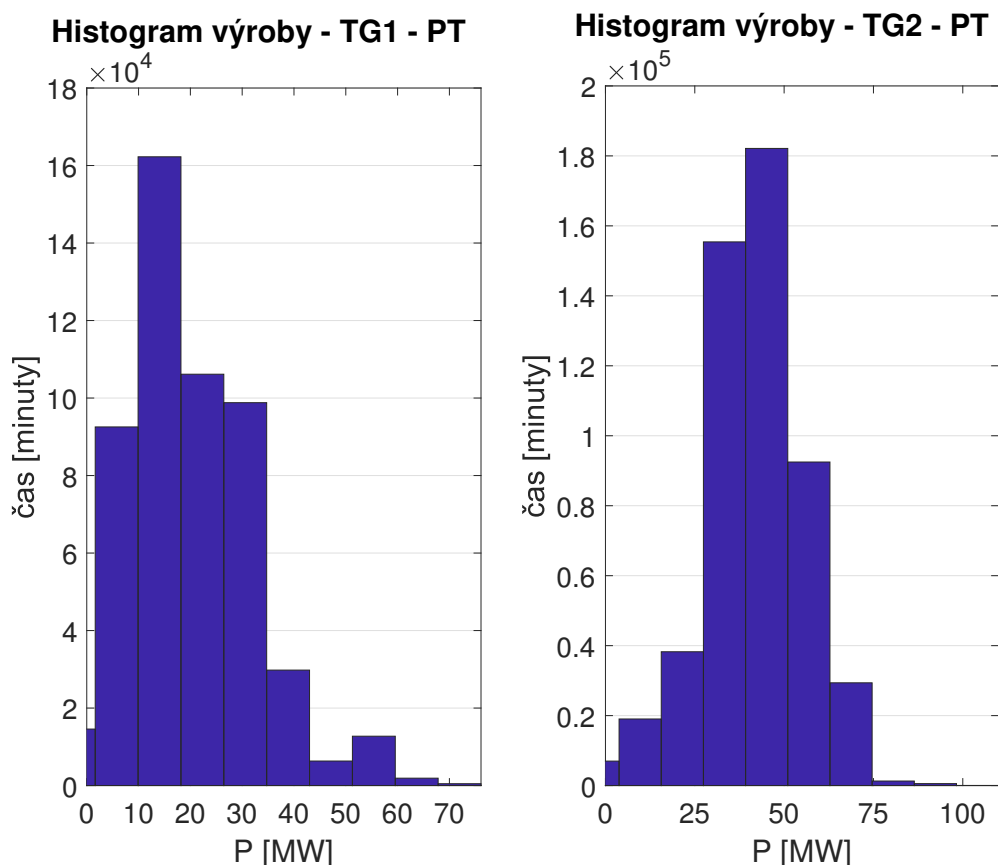
Obrázek 5.11: Histogram spotřeby očištěné o výrobu v PT v ostrovech PT1 a PT2



Obrázek 5.12: Histogram spotřeby očištěné o výrobu v PE v ostrovech PE1 a PE2

Pro hodnocení nahodilého ostrova představuje výroba na TG jedinou regulovanou dodávkou energie do ostrova. Histogram 5.13 ukazuje, že výroba na bloku TG1 se nejčastěji pohybuje

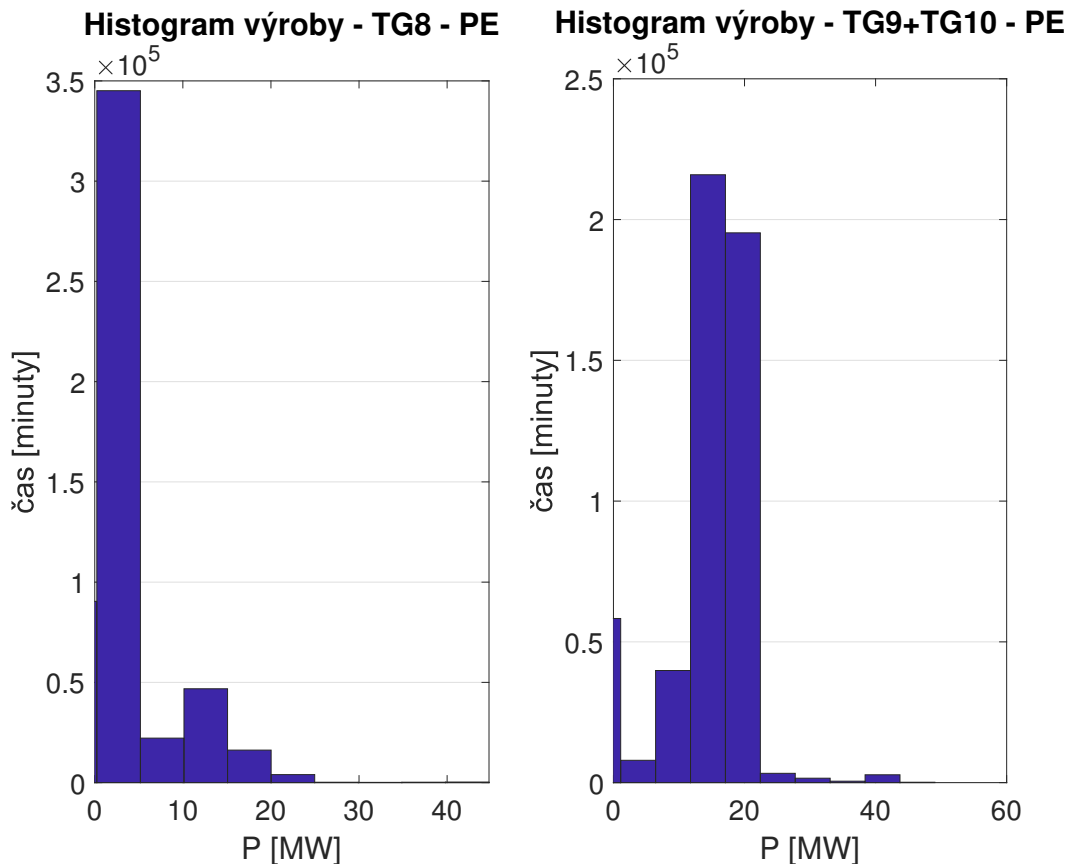
kolem 20MW, špičkově se pohybuje kolem 70 MW. Zajímavá je hladina mezi 50-60 MW, která pravděpodobně představuje nasazení v rychlých regulačních službách pro ČEPS. Vyráběný výkon u TG2 je relativně symetricky rozložen kolem 50MW. Špičkově dosahuje až k 80 MW.



Obrázek 5.13: Histogram výroby v PT pro ostrovy PT1 a PT2, jen TG1 a TG2

Dalším histogramem je 5.14, který zachycuje rozložení výroby v PE. Jelikož nejsou dostupná měření pro všechny tři bloky (TG8, TG9 a TG10), blok TG9 a TG10 je sloučen do jednoho měření. Poskytnutá měření výroby jsou na předávacích místech 22 kV, ne na svorkách generátoru. Tady je vidět zásadní rozdíl oproti výrobě v PT, která díky tomu, že je teplárnou vyrábí stabilní množství elektrické energie společně s teplem. PE je zdroj, který využívá svojí schopnost dobré regulace a poskytuje ve velké míře podpůrné služby. Je vidět, že TG8 vyrábí v pásmu 0-10 MW a pak má v histogramu špičku na výkonu 10MW. U kombinace TG9 a TG10 je výroba větší a pohybuje se nejčastěji kolem 15-20MW. Je vidět, že maximální výkon dodávaný do soustavy kolem 40-50 MW je využíván jen krátce, pravděpodobně opět v režimu podpůrných služeb, na které má PE certifikaci.

Vytvoření histogramů přináší první možnost alespoň vizuálního hodnocení, jak je na tom přirozená dostupnost nahodilého ostrovního provozu. Je evidentní, že v případě zdroje PT si jsou histogramy výroby a spotřeby podobné a lze předpokládat, že procento úspěšných přechodů do OP bude vysoké. Z histogramů plyne, že kritická by situace mohla být v případě bloku TG8, který nejčastěji vyrábí v pásmu 0-5 MW oproti ostrovu, jehož spotřeba se pohybuje nejčastěji kolem 50 MW.



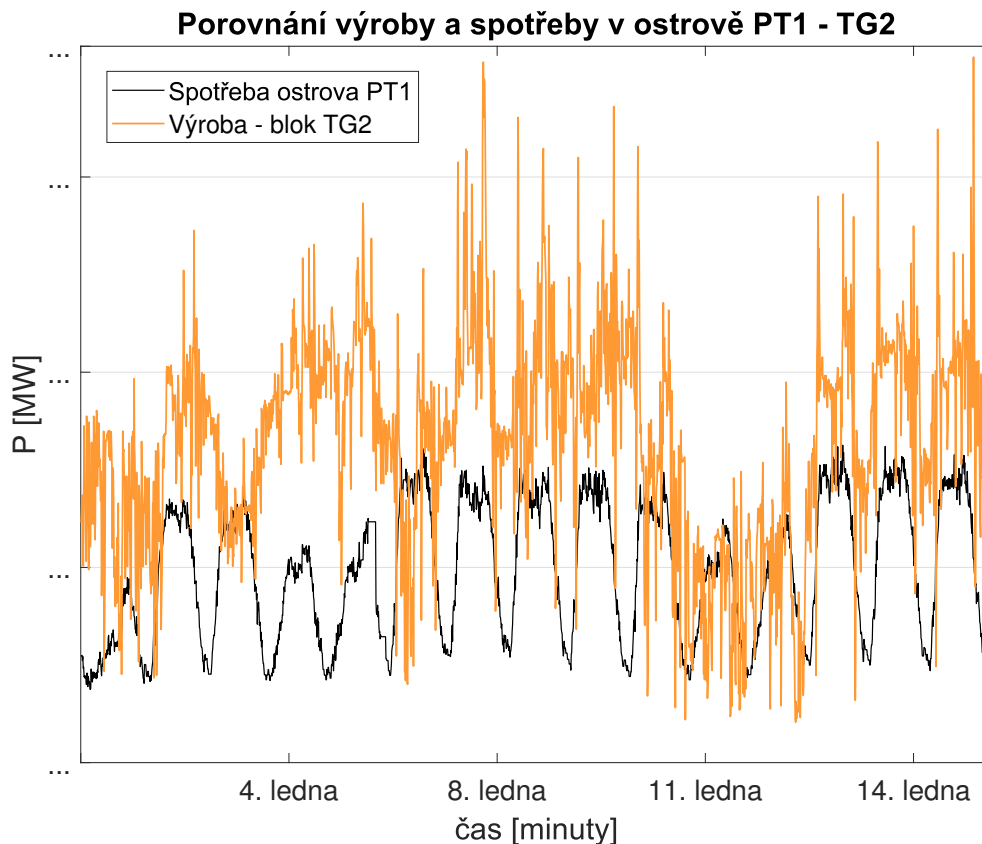
Obrázek 5.14: Histogram výroby v PE pro ostrovy PE1 a PE2 - TG8 a TG9+TG10

Pro ilustraci byl vytvořen obrázek 5.15, kde je porovnán diagram zatížení a výroby v minutových vzorcích po dobu 3 týdnů v lednu 2014 uvažovaného ostrova napájeného blokem TG2-PT. Z důvodu citlivosti dat není možné uvést velikosti výkonů.

5.6 Přirozený výskyt dostupnosti ostrovního provozu v Plzni

Tato podkapitola se snaží zachytit první krok v problematice zjišťování dostupnosti ostrovního provozu jakožto nástroje krizové infrastruktury, kdy se město vyskytuje v přirozeném bilančně vhodném stavu, kdy by přechod do ostrovního provozu nebyl rizikem z hlediska poklesu frekvence a odstavení bloku. Vzhledem k faktu, že rychlost přepouštěcích ventilů turbín je dostatečná pro odregulování kladných výkonových bilancí (spotřeba ostrova je při přechodu menší než výroba zdrojů), všechny kladné bilance jsou považovány za úspěšné z hlediska přechodu do OP (pro jejich modelování by bylo nutné upravit model). Pro všechny uvažované ostrovy byla porovnána spotřeba s výrobou. Ostrovy jsou z hlediska polarity výkonové bilance rozděleny na importní a exportní.

Z grafu 5.16 plyne, že za přirozených podmínek je na tom nejlépe ostrov tvořený blokem TG2-PT (Plzeň-město), u něhož je výroba v 90,16% případů vyšší než jeho ostrova. V případě bloku TG1-PT (Plzeň-sever) je výroba v 76,87% případů vyšší než spotřeba. Čísla reprezentují i pravděpodobnost úspěšného přechodu daného ostrova v případě nahodilého OP.



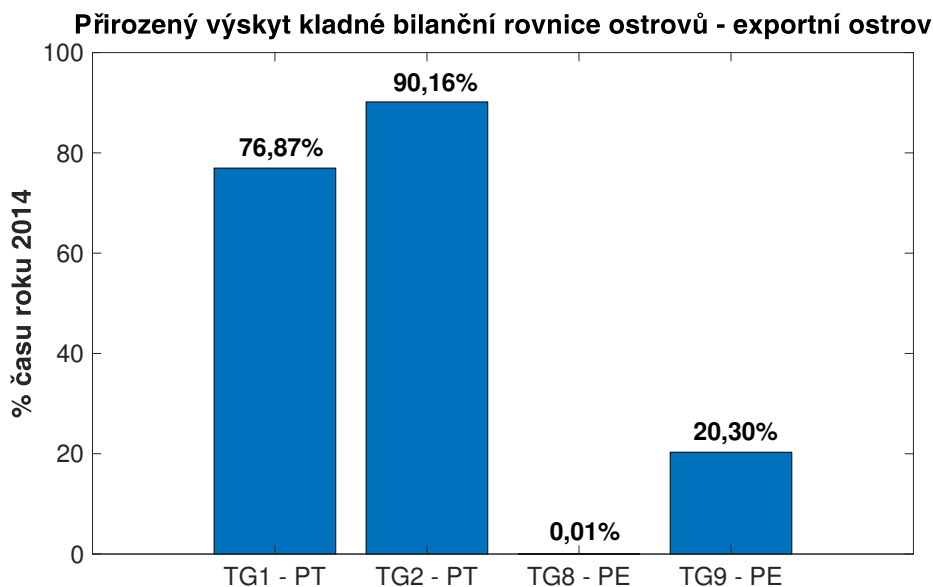
Obrázek 5.15: Porovnání výroby na TG2 a spotřeby v ostrově PT1 (rozvodna Plzeň-město), osa y relativizována, krok 10 minut

Situace je o poznání horší (vzhledem k predikované velikosti a povaze spotřeby) v případě ostrovů PE. Blok TG8-PE (Jih) převyšuje spotřebu ostrova přibližně v 0,01% času roku 2014. Tato situace se dala očekávat již z histogramů, na kterých bylo vidět, že nejčastěji proti sobě stojí spotřeba kolem 50 MW a výroba kolem 15 MW. V případě bloku TG9-PE (Křimice) je situace o něco příznivější a výroba přesahuje spotřebu ve 20,30% případů.

Předchozí odstavce dávají naprosto základní pohled na situaci dostupnosti OP jako krizového nástroje při nahodilých aktivacích OP. V dalších kapitolách bude komentována otázka přechodného děje při importních ostrovech. Pro tyto musí být nalezeno maximální saldo, při kterých ještě dokáže blok dodat energii do ostrova a zregulovat přechodný děj do bezpečného pásma frekvence (nad 49,6 Hz v případě Plzně). I přes to lze už na tomto místě říci, že server Plzně se díky robustnějšímu zdroji z hlediska velikosti instalovaného výkonu nachází v přirozeně výhodnější pozici a zahrnutí záporného salda a případného zakročení frekvenčního odlehčování dojde ještě k výraznému zvýšení pravděpodobnosti úspěšného přechodu do OP.

5.7 Uvažovaný simulační model ostrova a použité konstanty

Jelikož v předchozích podkapitolách byla pravděpodobnost úspěšného přechodu do OP odvozena jen z poměrů kladných bilancí (výroba větší než spotřeba), je nutné prozkoumat, do



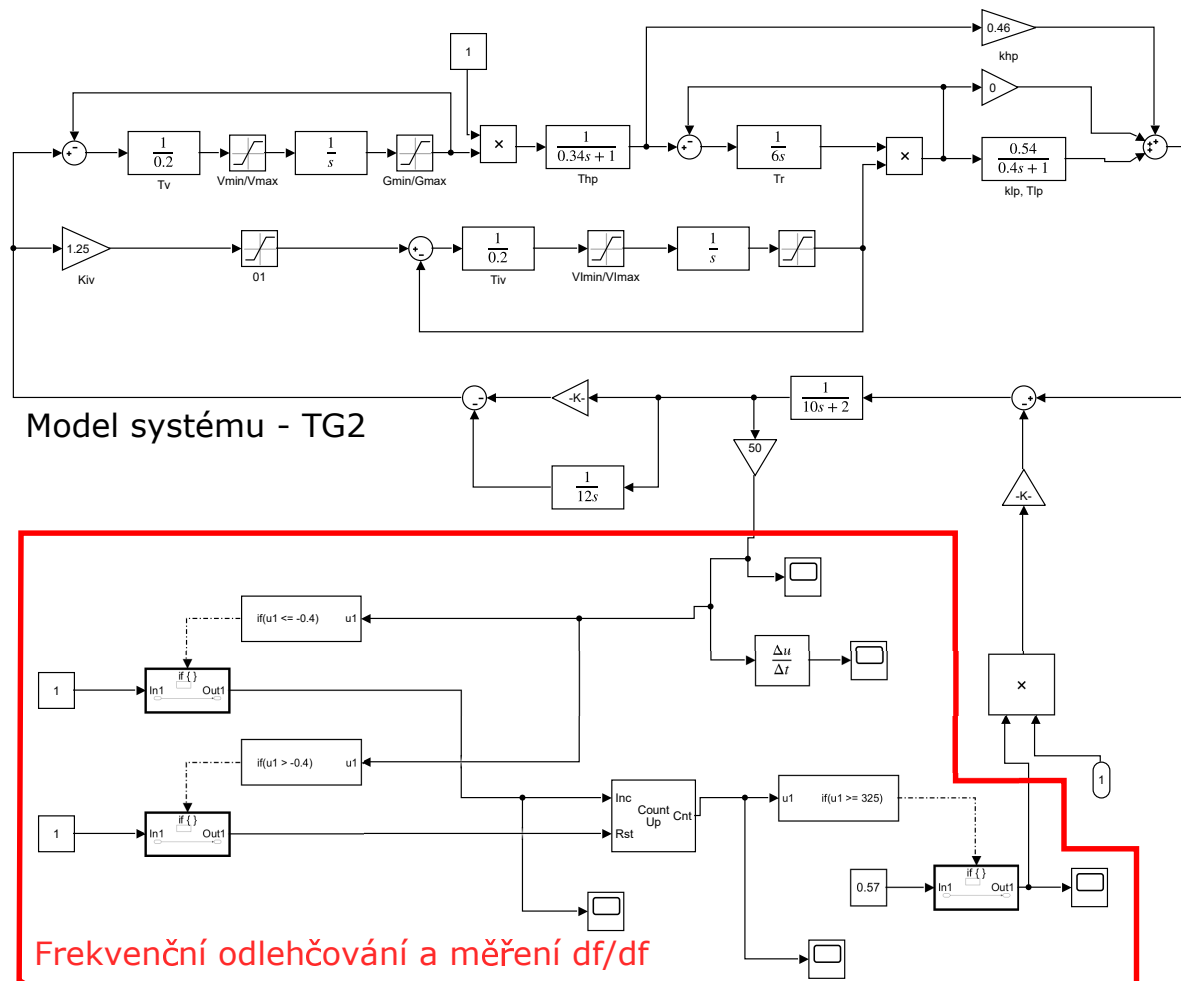
Obrázek 5.16: Procenta času roku 2014, kdy byla spotřeba uvažovaného ostrova nižší než současně vyráběná elektrická energie

jaké míry může být ostrov v okamžiku přechodu do OP importní a jak velké ΔP je ještě pro jednotlivé bloky plzeňských ostrovů snesitelné z hlediska bezpečného a stabilního provozu. Pro modelování byla použita syntéza jednotlivých regulačních bloků zdroje vysvětlených v kapitole 4.3. Následující schéma 5.17 ukazuje jeden blok ve statické i astatické otáčkové regulaci s měřením velikosti změny frekvence systému, míry změny frekvence (df/dt), měřením výkonu na turbíně a také působením frekvenčního odlehčování při zvolených pevných mezích a velikosti změny frekvence (jako vzorový zvolen model pro TG2).

Horní část schématu 5.17 představuje regulační schéma bloku a spodní červeně vyznačená část popisuje vyhodnocení frekvenčního odlehčování a měření míry změny frekvence. To se nazývá derivačním měřením, v anglické literatuře se tato funkce označuje jako *RoCoF - Rate of Change of Frequency*. Následující tabulka parametrů turbíny a regulačního schématu ostrova 5.8 vychází částečně ze skutečných štítkových hodnot zařízení, ale pro některé časové konstanty byla použita dostupná literatura k síťovému simulátoru MODES, který definuje standardní turbínu obdobných výkonů. Podíl výkonů jednotlivých částí turbíny je získán z prací [34], [35] a po konzultaci s provozovateli PE.

Díky práci [33] bylo možné určit jednotlivé frekvenční meze pro ostrov PT. Jelikož se nepodařilo sehnat obdobné informace pro zdroj PE, byly meze pro frekvenční odlehčování, odstavení bloku do vlastní spotřeby (dále také VS) nebo úplné odstavení z provozu uvažovány pro všechny bloky ostrova stejné. Ve skutečnosti jsou meze nastaveny přísněji a na vyšší frekvence než požaduje Kodex PS. Na druhou stranu, frekvenční odlehčování při poklesu frekvence je definováno jako okamžité se zpožděním nutným pro změření frekvence, v případě plzeňských ostrovů se uvažuje i se zpožděním 0,1 - 10 sekund. Následující tabulka 5.12 ukazuje reálné uvažované meze pro frekvenční odlehčování a odstavení bloků ostrova.

Frekvenční meze jsou uvažovány se zmíněným zpožděním a jsou uváděny ve tvaru Hz/s nebo $Hz/s/s$ a znamenají v prvním případě zpoždění frekvenčních relé při dosažení frek-



Obrázek 5.17: Model bloku TG2 pracujícího do ostrova v astatické otáčkové regulaci

vence před lomítkem. V druhém případě vyjadřují velikost derivace frekvence a zpoždění frekvenčních relé. Případně se objevuje kombinace frekvenční meze při maximální velikosti derivaci. Mezi sloupcem frekvence a derivace frekvence je operátor OR. V rámci sloupce derivace frekvence je mezi podmínkami operátor AND.

Na základě těchto dvou tabulek 5.8 a 5.12 je možné začít počítat přechodné děje při přechodu do ostrovního provozu.

5.7.1 Výpočet zatěžovacích charakteristik alternátorů v OP

První myšlenka byla vypočítat ze známého salda přechodný děj pro každou minutu, která byla v průběhu roku naměřena. Pro 4 bloky je to celkem přibližně 2,1 milionu simulací. Jelikož je měřicí krok frekvenčních relé 0,02 sekundy, nepřipadá v úvahu delší krok, jelikož by byla snížena relevance výpočtů. Délka simulovaného jevu je kvůli ustálení přechodného děje vhodná kolem 30 sekund. Model je sestaven v prostředí Simulink a jedna simulace spouštěná přímo z prostředí Simulink trvá až několik sekund, což bylo v počtu potřebných simulací časově dlouhé. Model lze také volat konzole MATLABu, kde se díky absenci grafického rozhraní

Parametr	TG1	TG2	TG8	TG9
S [MVA]	78	80	38,125	26,2
σ [-]	8%	10%	8%	8%
T_{int} [s]	12	12	12	12
T_M [s]	10	10	10	10
K_{SR} [MW/Hz]	2	2	2	2
T_V [s]	0,2	0,2	0,2	0,2
$V_{max/min}$ [-]	-1/0,2	-1/0,2	-1/0,2	-1/0,2
$G_{max/min}$ [-]	0/1,1	0/1,1	0/1,1	0/1,1
T_{HP} [s]	0,34	0,34	0,34	0,34
T_R [s]	6	6	6	6
T_{LP} [s]	0,4	0,4	0,4	0,4
T_{IV} [s]	0,2	0,2	0,2	0,2
K_{IV} [-]	1,25	1,25	1,25	1,25
$V_{Imax/Imin}$ [-]	0/1	0/1	0/1	0/1
k_{hp} [-]	0,46	0,46	0,46	0,46
k_{lp} [-]	0,54	0,54	0,54	0,54
k_{mp} [-]	0	0	0	0

Tabulka 5.8: Tabulka zvolených a dostupných parametrů modelu ostrova. Některé hodnoty převzaty z [17], [34] a [35]

Frekvenční mez	f	df/dt
Oddělení ostrovů	49,6Hz/0,1s	-
Odlehčení konzumů ostrovů	49,6Hz/10,0s	-
Oddělení TG na vlastní spotřebu	49,6Hz/6,5s	49,6Hz/0,1s při 8Hz/s/0,1s
Odstavení TG	48,0Hz/2,0s	49,6Hz/0,1s při 20Hz/s/0,1s
Odstavení TG	54,8Hz/0,1s	50,5Hz/0,1s při 16Hz/s/0,1s

Tabulka 5.9: Uvažované frekvenční meze pro výrobu v ostrovním provozu. Převzato z [33]

šetří čas. I tak však jedna simulace trvá zhruba 0.1 sekundy. Čas čekání by v tomto případě byl pro všechna data zhruba 14,6 hodin a byla by při něm vytvořena matice o velikosti 2 102 000 x 1501 prvků. Takto velkou maticí už má MATLAB problém jednoduše obsluhovat a uložit do paměti.

Pro analýzu obecného ostrova je takový přístup nevhodný, protože je časově náročný a testování výpočtu pro celý balík dat je náročné na výpočetní výkon i při výpočtech se 4 jádry. K problematice bylo přistoupeno z druhé strany. Byl navrhnut výpočetní algoritmus, který model ostrova zatěžuje ΔP až do doby, kdy dojde k porušení podmínek frekvenčních relé v tabulce 5.12 a odstavení bloku od sítě do vlastní spotřeby. Obdobným způsobem lze určit velikost maximální skokové výkonové změny pro aktivaci frekvenčního odlehčení a nouzového odstavení bloku z provozu.

S těmito obecnými ΔP lze porovnat dostupné vektory salda jednotlivých ostrovů a zpřesnit prvotní odhady pravděpodobnosti úspěšného přechodu do OP, které byly ukázány na grafu

5.16. Krok výkonu ve for cyklu výpočtu byl zvolen 0,05 MW. Zjednodušený kód pro výpočet maximálních skokových ΔP je vidět níže (bez pomocných proměnných, status baru, komentářů a výpočtů, určení doby výpočtu atd.):

```

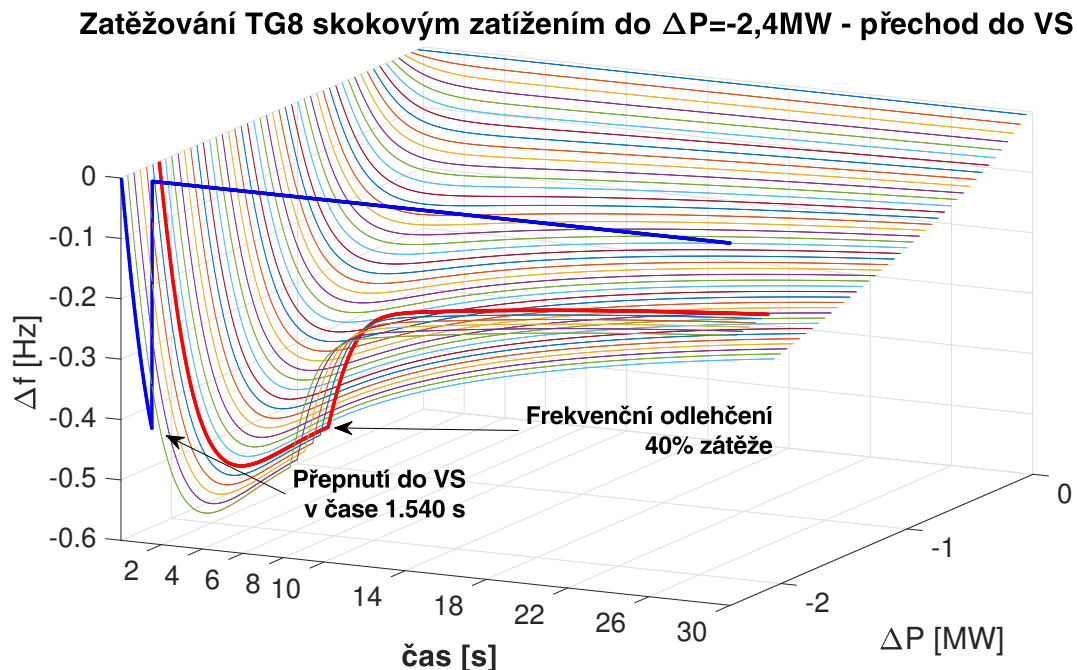
1 saldo_TG1 = VyrobaTG1 - konzum_Ostrov2_PT';
2 model = 'ostrov_TG1';
3 load_system(model);
4 a=1;
5
6 % Vypocet
7 for i=0:0.05:20
8
9     [t] = sim(model, 'LoadExternalInput', 'on', 'ExternalInput', '[0 i]');
10    dfdt_TG1(a,:) = t.logout{1}.Values.Data';
11    frekvence_TG1(a,:) = t.logout{2}.Values.Data';
12    vykon_TG1(a,:) = t.logout{3}.Values.Data';
13    a=a+1;
14
15    for j=5:1:length(t.logout{1}.Values.Data)
16        if t.logout{1}.Values.Data(j-4:1:j) <= -0.16 & t.logout{2}.Values.
           Data(j-4:1:j) <= -0.4
17            fprintf('\nOdstaveni bloku TG%g pri skokove zmene: %g MW\n\n',TG,i)
18            elapsed = toc;
19            fprintf('Okamzik vypnuti bloku: %g s \n', t.logout{1}.Values.Time(
                j));
20            return
21        end
22    end
23 end
24
25 end

```

Proměnná `dfdt_TG1` na řádce 10 je derivace frekvence v síti, `frekvence_TG1` na řádce 11 je velikost Δf a `vykon_TG1` na řádce 12 je výkon na turbíně TG1. Všechny hodnoty s krokem 0,02s byly uloženy do matice o velikosti 'i x 1501' prvků (velikost i při ukončení výpočtu). Díky těmto simulacím je možné jednak zjistit maximální ΔP v pohybové rovnici pro působení frekvenčních relé, ale také je možné sestavit 3D zatěžovací charakteristiky pro jednotlivé bloky zapojené do ostrovního provozu.

Pro detailní popis byl vybrán obrázek 5.18 pro alternátor TG8. Graf ukazuje vývoj poklesu frekvence při různých skokových zatíženích ΔP na ose z. Je vidět, že přibližně při ΔP rovnému -2 MW dojde k působení frekvenčního odlehčení konzumu o velikosti 40% v časech kolem 7-8 sekund. Při nárůstu ΔP až na hodnotu 2,4 MW dojde k přepnutí do provozu bloku na vlastní spotřebu. Na obrázku je dobře graficky vidět, že k odpojení bloku při prudkém poklesu frekvence dojde mnohem dříve než k případné reakci frekvenčního odlehčení konzumu. Červený zvýrazněný průběh ukazuje první odlehčení konzumu a modrý průběh znázorňuje odpojení bloku do VS v čase 1,540 s. Zajímavé je, že ačkoliv Kodex PS definuje první stupeň odlehčení na hladinu frekvence 49 Hz, ve všech případech plzeňských ostrovů k odlehčení dochází mnohem dříve.

Obrázek 5.19 pak ukazuje v menším měřítku charakteristiky všech 4 bloků zapojených do OP. Průběhy se liší podle zvolených konstant modelu ostrova a výkonu bloku. Dalším zajímavým faktem je, že při zvolených časových konstantách turbíny (pro jednoduchost výpočtu zvolena jedna pro všechny turbíny) a setrvačnosti systému (mění se v závislosti

Obrázek 5.18: Průběh frekvence při různých ΔP na bloku TG8

na povaze spotřeby zapojené do sítě) při skokové změně výkonu nepřesáhne hranici Δf 1 Hz.

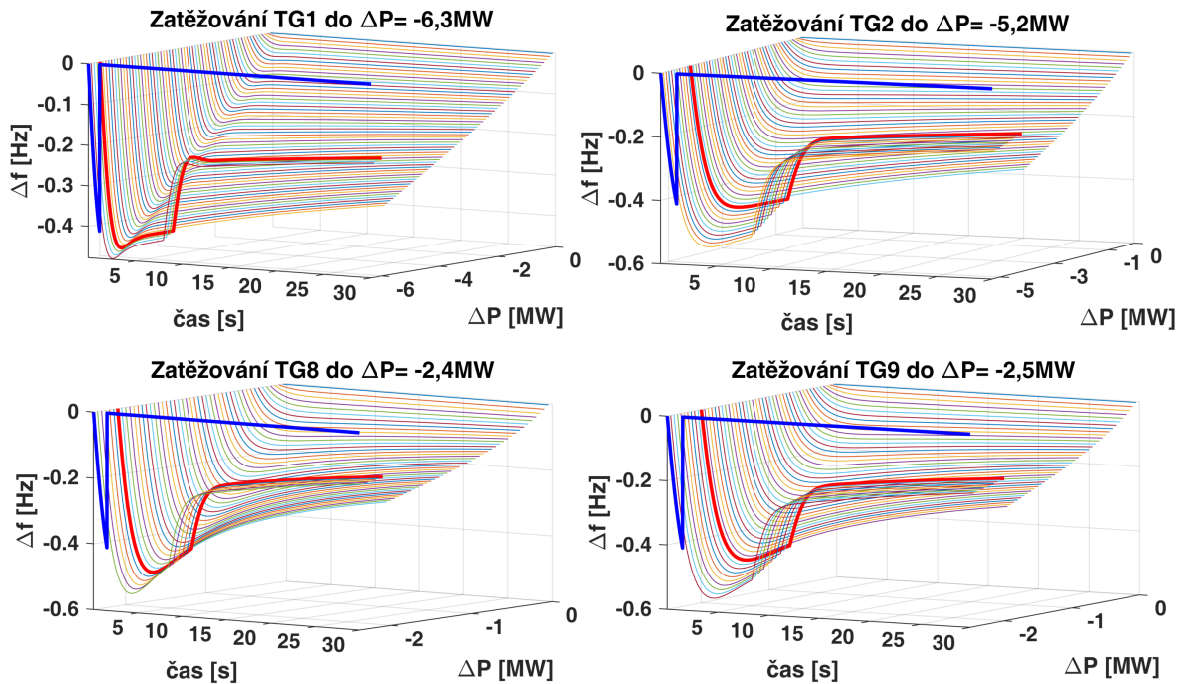
V reálných situacích však může klesnout frekvence i mnohem níže. Frekvenční relé definují jako hraniční mez pro vypnutí bloku 48,0 Hz/2s. Je nutné vzít v úvahu, že frekvence může v propojené síti před vznikem přechodného děje již klesat na 49,6 Hz než je aktivována ostrovní regulace. Časová konstanta turbíny a mechanická časová konstanta se v průběhu přechodného děje mění a pro simulace výše jsou linearizované. Tlak páry je v průběhu přechodného děje je uvažován konstantní. To všechno jsou faktory, které přechodný děj prodlužují a zároveň mají vliv na velikost Δf . Frekvence se při uvažovaných ΔP v simulacích tedy může na krátkou dobu v nejnižším bodě dostat po 49 Hz. Působení frekvenčního relé je však obdobné.

Následující obrázek 5.19 ukazuje reakci jednotlivých bloků ostrova na zvyšující se ΔP . Pozitivní zprávou je, že práce [33] definuje přibližnou maximální skokovou změnu z hlediska technologického omezení bloků na $\Delta P = 15,5 \text{ MW}$. Modely PT definují maximální skokovou změnu pro přepnutí do VS na 11,5 MW a maximální skokovou změnu pro odstavení bloků na 16,6 MW, což je přibližně 7% rozdíl, který je při takto idealizovaných průbězích velmi dobrý výsledek.

Frekvence v síti může být přirozeně i nižší než 49 Hz, frekvenční relé jsou nastavena na hranici 48 Hz. K takovým propadům může dojít například při opětovném přifázování nebo například při výpadku technologických celků, což může mít za následek ztrátu výkonu a pokles frekvence.

Následující tabulka 5.12 ukazuje maximální hodnoty skokového zatížení alternátorů z hlediska působení frekvenčních ochranných bloků pro odpojení do VS a také pro odstavení. Hodnoty v tabulce jsou idealizované. Linearitu parametrů lze uvažovat jen na úzkém pásmu pracovního bodu bloku (5-10% P).

Obrázek ukazuje, v kolika procentech času roku 2014 jednotlivé plzeňské ostrovy vy-

Obrázek 5.19: Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT

Parametr	TG1	TG2	TG8	TG9
Velikost ΔP_{MAX1} - vlastní spotřeba [MW]	6,3	5,2	2,4	2,5
Velikost ΔP_{MAX2} - odstavení bloku [MW]	8,6	8	3,7	3,9
Velikost ΔP_{MAX3} - frekvenční odlehčování [MW]	6	4,1	2,1	2

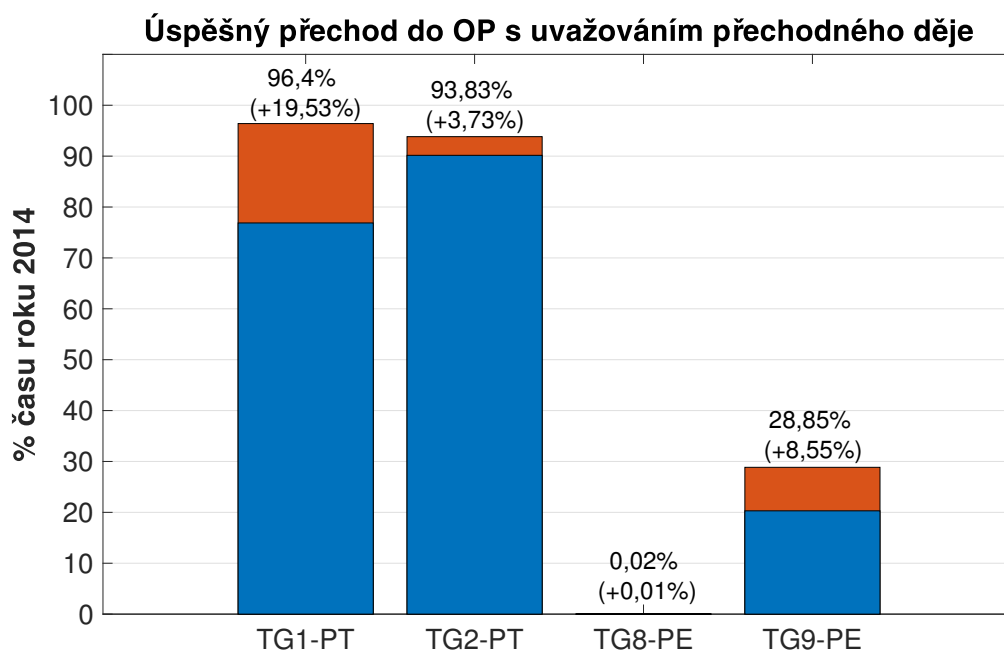
Tabulka 5.10: Tabulka vypočtených prahových skokových zatížení bloků pro aktivaci povelů frekvenčních relé

hovou technologickým omezením jednotlivých bloků, je zachycen nárůst pravděpodobnosti úspěšného přechodu do OP při uvažování průběhu přechodného děje.

Obrázek 5.20 je naprosto klíčovým při hodnocení schopnosti přechodu do OP dané lokality a díky výše zmíněným principům a znalosti dat je možné jej určit. Ukazuje procentuální výskyt bezpečného přechodu do OP jednotlivých bloků s uvažováním fyzikálních vlastností systému a také elektromechanického přechodného děje při přechodu do OP. Níže je provedeno krátké zhodnocení výsledků simulací pro každý blok.

• TG1-PT (Plzeň-sever)

Ostrov bloku TG1 ve zdroji PT byl přirozeně exportní v 76,87% času roku 2014, což znamená, že v těchto případech přechod do OP nepředstavuje riziko z hlediska nedostatku regulačního výkonu. Při tomto přístupu je však zanedbáno velké množství případů, kdy je saldo záporné a spotřeba je větší než výroba, ale přechodný děj neznámá z hlediska regulace a bezpečného provozu bloku riziko. Při použití simulace ostrova TG1 bylo zjištěno, že tento bezpečný přechod nahodilého ostrovního provozu může nastat až v 96,4% případů a tento ostrov je nejpravděpodobnějším ostrovem při krizových stavech. Při porovnání hodnot bylo



Obrázek 5.20: Vyhodnocení úspěšných přechodů do OP Plzně v roce 2014

zjištěno, že **frekvenční odlehčování nastane jen v 1,19% úspěšných přechodů do OP.**

- **TG2-PT (Plzeň-město)**

U bloku TG2 byla pravděpodobnost hodně vysoká při hodnocení kritéria exportu ostrova. Bylo očekáváno, že nejvíce přirozeně exportující ostrov bude mít i výrazně vyšší procento úspěšných přechodů do OP při uvažování přechodného děje. Úspěšnost se zde zvýšila jen o 3,73% na 93,83%. Tento ostrov je druhým nejpravděpodobnějším v Plzni. Při porovnání hodnot bylo zjištěno, že **frekvenční odlehčování nastane jen v 0,48% úspěšných přechodů do OP.**

- **TG8-PE (Jih)**

U bloku TG8 zdroje PE bylo již z prvotní analýzy jasné, že procentuální výskyt úspěšných ostrovů nebude nikterak vysoký. Blok je zapojen do několika rozvodů a napájí podstatnou část jižní část Plzně. V drtivé většině případů bude převeden na VS a tím může podpořit ostrov bloku TG9. Otázkou u tohoto ostrova je možnost optimalizace spotřeby nebo konfigurace sítě pro krizové účely. Bylo očekáváno, že uvažování přechodného děje výrazným způsobem změní výskyt úspěšných přechodů. Úspěšnost se ale zvýšila jen o téměř zanedbatelných 0,01% na 0,02%. Tento ostrov je z uvažovaných nejnepravděpodobnějším. Při porovnání hodnot bylo zjištěno, že **frekvenční odlehčování nastane v 92% úspěšných přechodů do OP.** Vliv na další vývoj může mít úprava podmínek frekvenčních relé, které zdroj odpojí od sítě. Neočekávám zde výrazný nárůst na hodnoty podobné (jako u PT), ale pro pokrytí krizové infrastruktury toto může být klíčové.

- **TG9-PE (Křimice)**

Posledním hodnoceným ostrovem byl ostrov tvořený blokem TG9. V tomto případě je nutno podotknout, že výpočty pracují s jistou chybou, která je způsobena měřením výstupního výkonu společného s TG10, který se při přechodu do OP odpojuje. Jak již bylo ale vysvětleno na histogramech výroby, bloky TG9 a TG10 se v součtu nejčastěji výkonově pohybují pod maximálním výkonem bloku TG9. Při těchto podmínkách vychází nárůst při uvažování přechodného děje 8,55% na celkových 28,85% úspěšných přechodů do OP v roce 2014. TG9 opět napájí několik rozveden a kdyby byla například optimalizována spotřeba v areálu Škoda Plzeň, procento dostupnosti OP by mohlo pro oblast Křimic stoupnout. Při porovnání hodnot bylo zjištěno, že **frekvenční odlehčování nastane v 6,28% úspěšných přechodů do OP**. I u TG9 byly frekvenční meze pro relé odvozeny z PT.

Zhodnocení výsledků jednotlivých ostrovů

Na těchto příkladech je vidět, že PE pracuje spíše jako dodavatel elektrické energie do areálu Škoda a do vnější sítě najíždí především při poskytování podpůrných služeb zatímco PT je teplárna, která po celý rok musí připravovat teplou vodu pro hygienické účely, zajišťuje CZT, chlad a také je v rámci KVET motivována vyrábět elektrickou energii. Instalovaná TG jsou robustnější a větších výkonů, což myšlenice OP napomáhá. Bloky ostrovů PT také pracují každý do svého jednoho ostrova tvořeného rozvodnou 110/22 kV bez velkých průmyslových spotřebitelů (oproti PE).

Co se týče nízkého procenta výskytu úspěšných ostrovů na jihu Plzně, tak ve stavech, které předcházejí pád do OP může například ČEPS aktivovat rychlé zálohy a výkon ještě před vznikem přechodného děje by se mohl zásadně měnit a tím i změnit velikost bilance činných výkonů a průběh přechodného děje pohybové rovnice.

Výše zmíněné hodnocení jednotlivých ostrovů je velmi klíčovou informací pro plánování krizové infrastruktury měst. Město při znalosti těchto pravděpodobností může aktivně spolupracovat s obyvateli, společností nebo i vlastními objekty, které spotřebovávají elektrickou energii a procento ovlivnit pozitivním směrem. Určení průměrné pravděpodobnosti ostrovního provozu města jako celku nevidím jako přínosné a matematicky či fyzikálně smysluplné. Ostrovy je nutné hodnotit takto, případně uvažovat, že dva bloky jednoho zdroje pracují do stejné soustavy (kombinace statické a astatické regulace v OP - viz následující části).

5.7.2 Průběhy různých konfigurací ostrovního provozu

Při znalosti maximálních skokových výkonových zatížení bloků je možné najít typické minuty a podívat se na průběh frekvence v okamžicích přechodu do OP. Zjišťování minut probíhalo přes kombinaci for cyklu s podmínkou výkonových nerovností. Podmínkou je, že při vzniku ΔP nesmí dojít k odstavení bloku do vlastní spotřeby. Maximální výkonové skoky byly odvozeny v předchozích kapitolách. Níže je ukázka kódu pro hodnocení výskytu minut společných ostrovů (ukázka importních ostrovů PT).

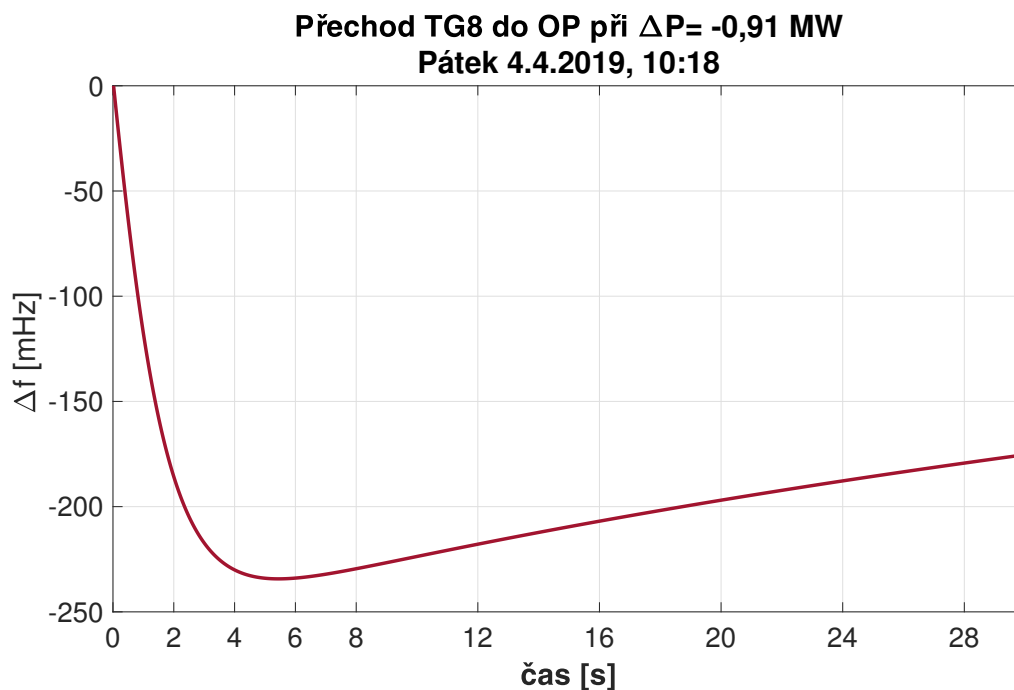
```

1 for i=1:1:525600
2     if saldo_PT2(1,i) < 0 & saldo_PT2(1,i) > -6.3 & saldo_PT1(1,i) < 0 &
3         saldo_PT1(1,i) > -5.2
4         fprintf('Podminku splnuje minuta: %g',a)
5         return
6     end
7 end

```

- Současný OP všech plzeňských ostrovů

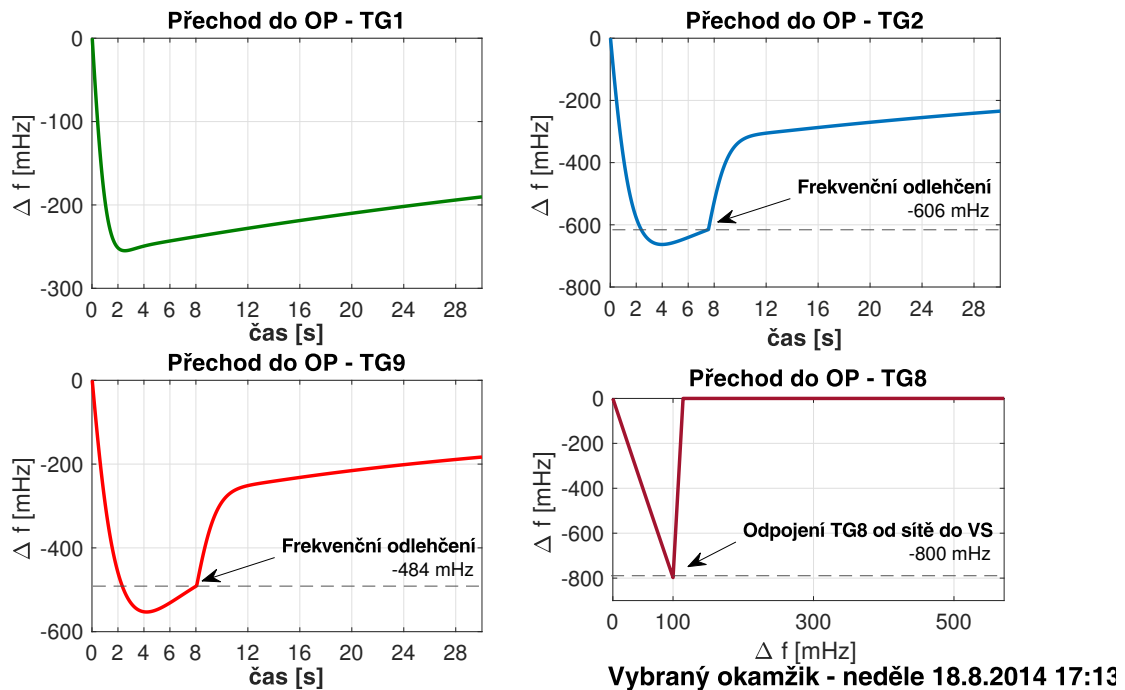
Při uvažování bezpečných výkonových změn bylo na vzorku za rok 2014 nalezeno 43 minut, kdy by město bylo schopno nahodile přejít ve všech 4 ostrovech do OP. Statistiku výrazně ovlivňuje nízká pravděpodobnost přechodu do OP bloku TG8-PE1. Většinou se jedná o exportní ostrovy TG1, TG2 a TG9. Jediný importní ostrov je TG8. Graf níže tedy ukazuje průběh frekvence jen pro blok TG8 (pro exportní ostrovy nebyly simulace počítány).



Obrázek 5.21: Průběh frekvence na TG8 při společném ostrovu celé Plzně - 4. dubna 2014

- Současný OP ostrovů TG1-PT, TG2-PT a TG9-PE (spojení ostrovů Město, Sever, Křimice)

Úspěšný současný ostrov těchto bloků může nastat celkem v 27,67% času roku 2014. To je zhruba o procento méně než celková schopnost úspěšného OP bloku TG9. V tomto okamžiku by bylo pro TG8 $\Delta P = -36,83$ MW, což je nereálná hodnota, a proto je z hodnocení vyřazen. Obrázek 5.22 zachycuje reakci všech bloků v typickém importním uspořádání.

Obrázek 5.22: Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT

- **Současný OP ostrovů TG1-PT, TG2-PT (spojení ostrovů Město a Sever)**

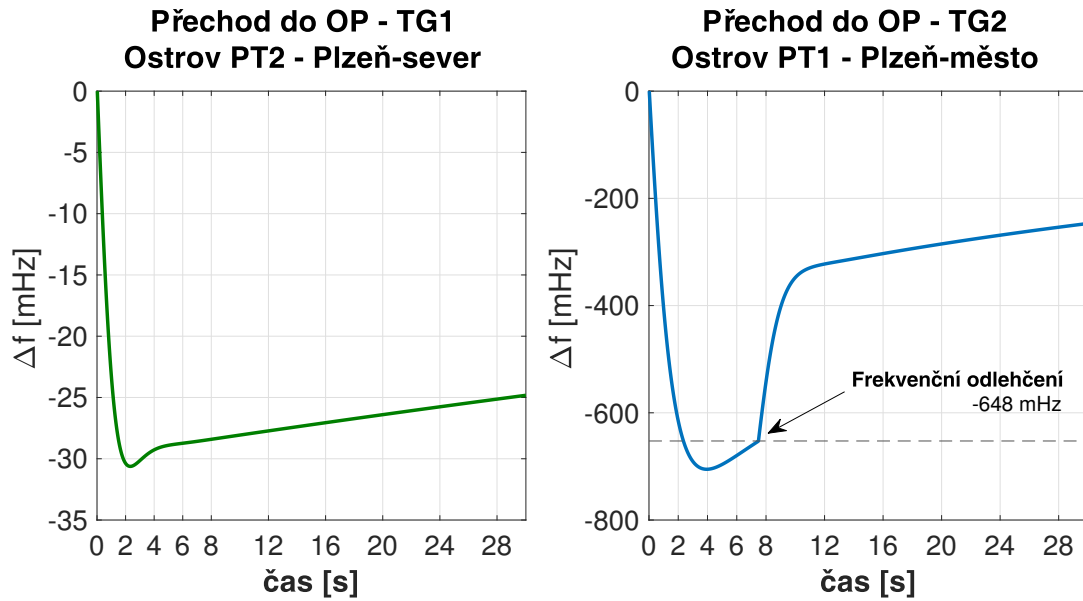
Lze očekávat, že procento možnosti současného provozu ostrovů bude v případě kombinace bloků TG1-PT a TG2-PT vysoké. Tento stav je dostupný v 90,6% času roku 2014. To je přibližně o 5% méně než dostupnost u nejlepšího bloku TG1-PT. Tato čísla ukazují, že centrum města je z hlediska nepřetržitosti dodávky elektrické energie velmi dobře zajištěno. Obrázek 5.23 ukazuje opět importní situaci, kdy na jednom z bloků nedochází k aktivaci frekvenčního odlehčení konzumů ostrova.

- **Současný OP ostrovů TG8-PE, TG9-PE (Spojení ostrovů Jih a Křimice)**

Současný OP ostrovů napájených ze zdroje PE je možný jen v 52 minutách roku 2014. To je způsobeno tím, že výroba a spotřeba obou ostrovů je velmi odlišná. Navzdory výskytu příznivých situací pro jednotlivé bloky, minuty, kdy platí příznivé podmínky pro oba ostrovy jsou ojedinělé. Obrázek 5.24 ukazuje situaci, kdy jsou oba ostrovy importní a dojde k bezpečnému přechodu do OP.

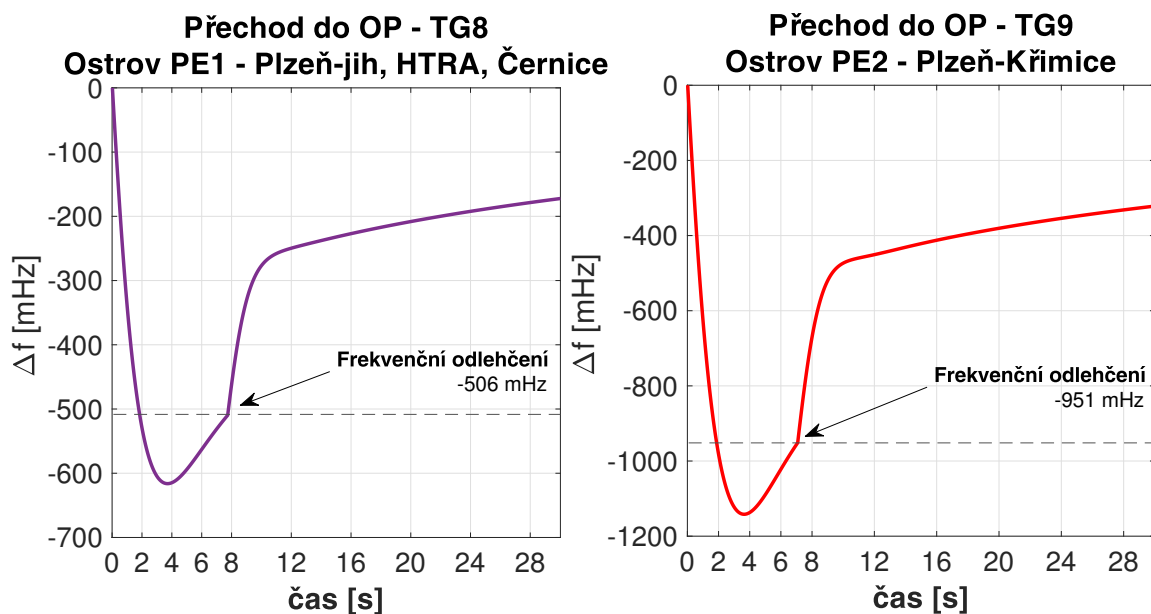
5.7.3 Provoz ostrova PE s propojenými systémy TG8 a TG9 (ostrovy Jih a Křimice)

Výsledky schopnosti OP u bloků TG8 a TG9 jsou z hlediska nepřetržitosti dodávky elektrické energie v ostrově relativně nízké. Především blok TG8 dokáže pracovat do ostrova jen v omezeném množství případů (0,02% času roku 2014). Práce bloku do vlastního ostrova je bezesporu výhodná pro regulaci. Jeden regulátor si ve svém ostrově udržuje otáčky na konstantní hodnotě a nemusí reagovat na reakci druhého soustrojí. Jak bylo popsáno v teoretické přípravě pro modelování, systém je možné propojit a provozovat s více bloky běžícími v



Vybraný okamžik - středa 19.3.2014 15:11

Obrázek 5.23: Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT



Vybraný okamžik - středa 16.4.2014 9:20

Obrázek 5.24: Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT

otáčkové regulaci. Po konzultaci s odborníky z praxe bylo zjištěno, že kdyby se ostrovní provoz musel realizovat v propojených ostrovech, regulace by byla kombinací statické a astatické

kvůli prevenci vzniku oscilací mezi jednotlivými integračními částmi regulátoru otáček. Jeden v ostrově by nastavoval frekvenci a druhý blok by statickou regulací podporoval dorovnání vzniklého ΔP při přechodu do OP. Podle obrázku 4.15 bylo sestaveno schéma v prostředí Simulink a bylo zkoumáno, zda by propojení ostrovů PE nebo vyvedení výkonu TG do stejného ostrova přineslo lepší výsledky. Byly zkoumány následující scénáře a pro ně určeny výskyty:

1. TG8 a TG9 pracuje v propojených ostrovech
2. TG8 a TG9 jsou společně vyvedeny do ostrova PE1, ostrov PE2 hrazen z dieselgenerátorů
3. TG8 a TG9 jsou společně vyvedeny do ostrova PE2, ostrov PE1 hrazen z dieselgenerátorů

- **TG8 a TG9 pracuje v propojených ostrovech**

Spojení systému v kombinaci statické a astatické regulace otáček přináší výhodu větší setrvačnosti a nižší ΔP , při kterém dojde k přepnutí provozu bloků do vlastní spotřeby. V případě bloků došlo k prohloubení o -0,8MW na -5,7MW. Na jednu stranu je to pozitivní skutečnost, ale v praxi proti dvěma blokům stojí mnohem větší sečtená spotřeba dvou ostrovů. V případě ostrovů PE by při společném provozu TG8 a TG9 do propojených systémů byl zajištěn bezpečný přechod do OP v 529 případech, o něco více než při samotném provozu TG8.

Je vidět, že v tomto případě benefity společného provozu nestačí na situaci, která v ostrově PE panuje. Největším problémem v těchto situacích není celkový nedostatek nebo neschopnost pokrýt spotřebu této části Plzně, ale vznik velkých ΔP v pohybové rovnici, které nejsou schopny bloky odregulovat.

Následující obrázek 5.25 jasně ukazuje, že frekvence v propojeném systému neklesá tak nízkou, jako v případě ekvivalentních ΔP v oddělených ostrovech. Výkon na turbínách je regulován rychleji. Pro vylepšení situace v ostrově TG8 je to však nedostačující.

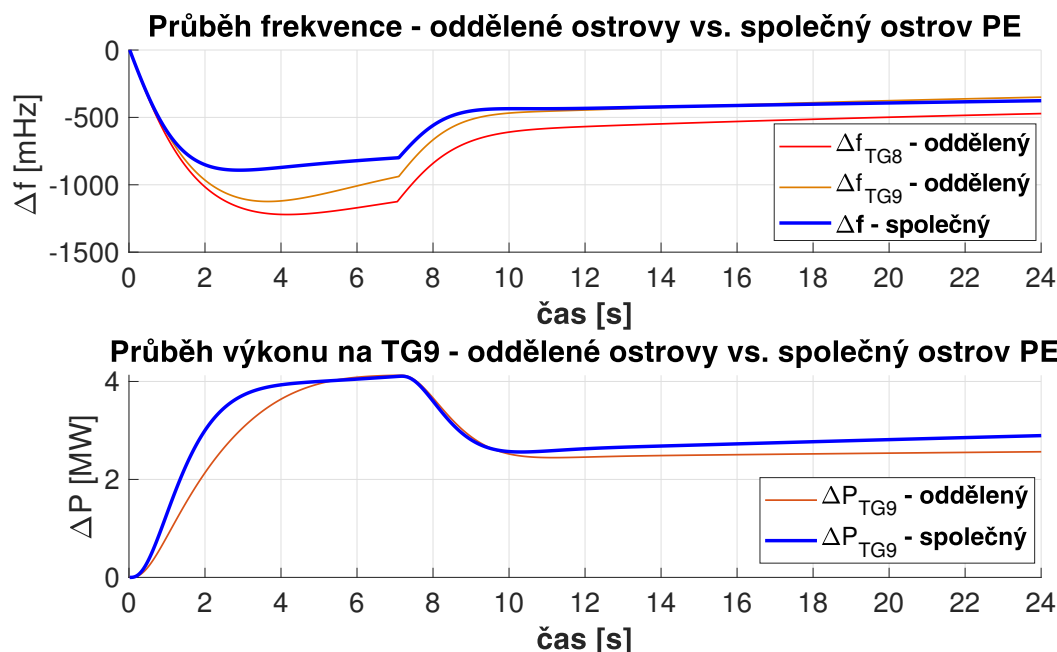
- **TG8 a TG9 jsou společně vyvedeny do ostrova PE1, ostrov PE2 hrazen z dieselgenerátorů**

Další hypotetickou možností je společný provoz bloků TG8 a TG9 do problematické oblasti ostrova TG8. Bohužel ani nově vypočtená maximální skoková změna -5,7 MW nestačí pro zásadní změnu ve výskytu bezpečného přechodu do OP. Výskyt se vyšplhal na 1,6% času roku 2014.

Když by byly uvažovány dieselgenerátory (DG) pro hrazení konzumu oblasti ostrova TG9, dokázaly by teoreticky pokrýt spotřebu v 38,6% času roku 2014. Problém je však, že by se muselo na provoz najíždět od nulového výkonu, což by znamenalo postupné připojování spotřeby až do jmenovitého výkonu.

- **TG8 a TG9 jsou společně vyvedeny do ostrova PE2, ostrov PE1 hrazen z dieselgenerátorů**

Poslední a pro OP nejpřínosnější variantou propojeného systému je společné vyvedení výkonů bloků TG8 a TG9 do ostrova bloku TG9. V tomto případě by došlo k nárůstu dostupnosti OP na 55,01% (z 28,85%). Uvažované zapojení DG pro nepokrytou spotřebu v



Obrázek 5.25: Průběh frekvence a výkonu na turbíně při propojených systémech

ostrově TG8 by stačilo v 0,02% času roku 2014. To je velmi podobné číslo, jako u samostatně pracujícího bloku TG8. Pokud by se při krizových situacích uvažovalo s DG jakožto zdrojem pro pokrytí jen nutné spotřeby, procento by pravděpodobně vzrostlo.

5.8 Obecné riziko kolize OP s frekvenčním odlehčováním

V souvislosti s ostrovním provozem a plánem frekvenčního odlehčování je zapotřebí ke konci této kapitoly zmínit riziko s jeho obecnou definicí. Kodex PS definuje jednotlivé stupně frekvenčního odlehčení na konkrétní frekvence a také říká, že spínací impuls je generován jen se zpožděním nutným pro změření frekvence (běžně 100ms) bez dalšího umělého zpoždění frekvenčního relé. Frekvenční meze jsou definovány následovně:

Stupeň / Frekvence [Hz]	1/49.0	2/48.7	3/48.4	4/48.1
Množství odlehčované zátěže [%]	12	12	12	14

Tabulka 5.11: Frekvenční meze pro frekvenční odlehčování dané Kodexem PS ČEPS, a.s. [15]

Jak bylo možné vidět v případech frekvenčních mezí při přechodu jednotlivých ostrovů Plzně do OP, v praxi se frekvenční relé řídí místními možnostmi elektrizační sítě a technologických omezení bloků. Při striktním dodržení výše stanovených mezí by v případě Plzně docházelo k frekvenčnímu odlehčování o něco později a při větších ΔP . To by na jednu stranu přineslo větší výskyt OP, ale také větší namáhání zdrojů, protože jejich maximální skoková změna je limitována technologií.

Souhrnně jsou pro potřeby hodnocení ostrovního provozu vybrány z Kodexu PS společnosti ČEPS, a.s. meze frekvence uvedené v tabulce 5.12

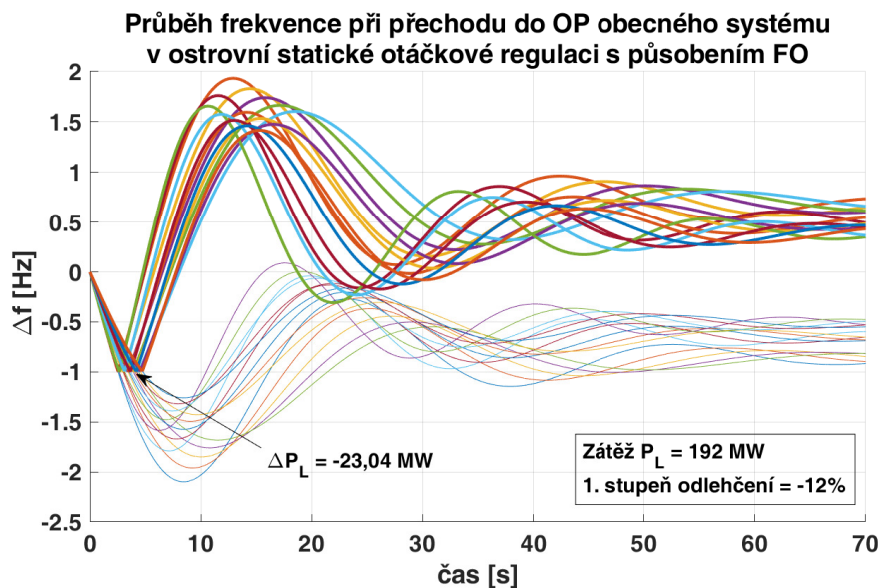
1. mez	49,8 Hz	Pokles pod normovou f
2. - 5. mez	49,0 - 48,1 Hz	Aktivace stupňů frek. odlehčování
6. mez	47,5 Hz	Automatické odpojení zdroje

Tabulka 5.12: Frekvenční meze dané Kodexem PS ČEPS, a.s. [15]

Pokud je u systému hlavní hodnotící ukazatel pro frekvenční odlehčení jen frekvence, modely respektující náhlé odlehčení například 24% zátěže v průběhu prvních 20 sekund přechodového děje ukazují negativní dopady tohoto procesu na elektrizační soustavu v podobě velkých výkyvů frekvence ze záporných do kladných hodnot. To představuje riziko náhlého vzrůstu absolutní hodnoty derivace frekvence, což může zapříčinit především odpojení zdroje od sítě a neúspěšnost přechodu do OP.

Následující obrázek 5.26 ukazuje obecný systém ve statické regulaci otáček. Křivek je nakresleno více, protože respektují různé typy reakce zdrojů - různé mechanické časové konstanty a také různé časové konstanty turbín. Smyslem je povědomí o tom, jaký má vliv popisovaný děj na rozdílné obecné systémy.

Je vybrána konkrétní situace, kdy je do obecně popsaného systému připojena zátěž o velikosti 192MW. Při přechodu do OP vzniká ΔP , které, jak je vidět na světlých průbězích, by se po odeznění přechodného děje ve všech konfiguracích ustálilo po zhruba 30 sekundách v bezpečném pásmu nad 49,0 Hz.



Obrázek 5.26: Změna frekvence pro časovou konstantu $T_T = 10s$

Při kodexem definovaném překročení meze 49,0 Hz při přechodném ději dochází k odlehčení 12% zátěže, které je rovno 23,04MW. V okamžiku odlehčení, stejně jako v případě plzeňských ostrovů, dojde k podpoření soustavy odlehčením a změně bilance činných výkonů

v pohybové rovnici. V tomto případě však i první stupeň odlehčení změní náhle polaritu celé pohybové rovnice tím, že zátěž je v okamžiku po odlehčení menší než výroba.

Náhlá změna frekvence vytvoří jednak velkou derivaci frekvence, na kterou mohou reagovat frekvenční relé zapojená v územích ostrovů, ale také hrozí překročení horního frekvenčního limitu pro bezpečný provoz bloků zapojených do ostrova.

Východiskem z této situace by mohlo být doplnění odlehčovacích frekvenčních relé vždy i sledováním derivace frekvence, které je schopné determinovat, zda je přechodný děj nebezpečný z hlediska rychlosti změny frekvence. Tento princip sledování frekvence nazývaný RoCoF se používá i pro odlehčování spotřeby v zemích jako například Irsko nebo Nigérie, kde jsou prudké změny frekvence vlivem nedostatku regulační energie běžné a pevné frekvenční meze pro odlehčování bez umělého zpoždění by znamenaly časté rozpady do ostrovů nebo blackoutů. Požadavky na výdrž změny frekvence jsou v dnešní době obligatorní při výstavbě nových bloků. Požadavky definuje ENTSO-E pro všechny nové výrobní moduly v dokumentu Network Code - Requirements for Grid (NC RfG). Na téma odlehčování pomocí principu RoCoF je publikováno množství článků, této problematice jsem se v publikacích věnoval také.

5.9 Shrnutí kapitoly

Tato nejdelší kapitola se zabývá detailním prozkoumáním technologických předpokladů pro učení průběhu přechodu konvenčního bloku zdroje elektrické energie do ostrovního provozu. Primárním ukazatelem byla celou kapitolou frekvence v síti, která je systémovým parametrem. Díky dostupným datům bylo možné sestavit detailní modely regulace bloků, které jsou v souladu s metodikou IEEE modelů, ale jsou i uznávány provozovatelem PS ČEPS. Úprava vstupních dat do použitelné formy je samostatnou disciplínou, protože data standardně obsahují mnoho výpadků nebo i například náhlé otočení toku výkonu, které z hlediska minutové změny nedává smysl. Po přípravě dat na simulace bylo možné zkoumat pro každou minutu roku 2014 průběh případného nahodilého ostrovního provozu.

Simulacemi byly potvrzeny odhady na začátku kapitoly, že ostrovy, které budou napájeny ze zdroje PT budou mít vysokou pravděpodobnost úspěšného přechodu do OP v průběhu roku 2014. U bloku TG1 (Plzeň-sever) to bylo ve finálně přibližně 96% a u bloku TG2 (Plzeň-město) to bylo téměř 94%. Těchto čísel bylo dosaženo až při uvažování průběhu přechodného děje.

U zdroje PE byl očekáváno, že bude pravděpodobnost nižší. Jednak kvůli instalovanému výkonu, ale i počtu napájených rozvodů a povaze zdroje (poskytování regulačních a podpůrných služeb). Blok TG8 je schopný bezpečného přechodu do OP jen v 0,02% času roku 2014 a blok TG9 přibližně 29%.

Na samotném konci kapitoly byla zkoumána možnost paralelní spolupráce bloků PE za účelem zvýšení pravděpodobnosti výskytu úspěšných OP, která by se mohla jevit jako výhodná jen v případě spolupráce TG8 a TG9 do ostrova PT-TG9 (Křimice). Při napájení krizové infrastruktury odpojeného ostrova TG8 by pak mohla tato varianta znamenat přínos z hlediska dostupnosti ostrova TG9-PE.

Na konci kapitoly bylo v rychlosti představeno riziko kolize frekvenčního odlehčování v obecném systému, kdy může dojít k nechtěnému odpojení zdroje od sítě vlivem prudké změny derivace frekvence, jejíž měření se nastavení frekvenčních relé běžně používá.

Kapitola 6

Závěr

Tato disertační práce se na předchozích stránkách detailně zabývala problematikou přechodu výrobních bloků a okolní elektrizační soustavy do ostrovního provozu. V průběhu mého doktorského studia jsem zjistil, že základy této problematiky byly položeny již v 60. a 70. letech 20. století, ale s příchodem velkého výpočetního výkonu je možné tuto teorii velmi konkrétně dále rozvíjet. O to jsem se snažil na příkladu města Plzně a věřím, že stejnou metodiku by šlo uplatnit pro další města v České republice, ale i pro měnící se elektroenergetickou situaci celé Evropy. Frekvenční stabilita systému vlivem snižující se setrvačnosti je otázka skloňovaná mnohými provozovateli DS a PS napříč a tato disertační práce se snaží zachytit možnost ostrovních provozů střední velikosti na úrovni například krajských měst jakožto podpůrný nástroj pro udržení částí sítě při mimořádných stavech, který synchronní soustavu rozdělí na jednotlivé ostrovy nebo části, které "nějak" poběží a ostatní budou "ve tmě". Ostrovní provoz města, jehož spotřeba se pohybuje v rozmezí 100-200 MW je nutné zkoumat z různých pohledů a v tom vidím hlavní přínos mé práce. Níže diskutuji přínosy a další zkoumání předkládané disertační práce.

6.1 Dosažené výsledky a přínosy práce

Práce na začátku definuje pojem ostrovní provoz v elektroenergetickém systému. Je diskutována definice kodexem přenosové soustavy (Kodex PS), pravidly provozování distribuční soustavy (PPDS) a také je ostrovní provoz legislativně popsán z hlediska vyhlášky č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice. Společnost ČEPS definuje ostrovní provoz jako schopnost bloku pracovat do vydělené části elektrizační soustavy při poklesu frekvence pod 49,8 Hz, na úrovni distribuční soustavy je definován jako schopnost provozovatele udržovat v chodu část distribuční sítě při odpojení od nadřazené soustavy. Vyhláška již nepopisuje technické specifikace, ale definuje práva jednotlivých subjektů při nouzových stavech, regulační stupně a pravomoci provozovatelů soustav při krizových stavech a předcházení nejhoršího - blackoutu. Z této části vycházím v modelování soustavy, protože Kodex PS a PPDS poskytují i technické požadavky na bloky v ostrovním provozu.

Další část práce se zabývá soustředěním teoretických podkladů pro popis a modelování systému v ostrovním provozu, části této kapitoly se zabývají stabilitou elektroenergetického systému, provozem izolované soustavy a je detailně popsána a vysvětlena statická a astatická regulace systému a její použití v ostrovním provozu. Relativně obsáhlou teoretickou část bylo nutné sestavit, aby se sestavené modely blížily realitě situace. Pro modelování klasické parní

turbíny byly použity modely IEEE, které jsou uznávány jak na akademické úrovni, tak i na úrovni provozovatelů přenosových soustav a ENTSO-E. V této části vnímám jako přínos sestavení teoretických podkladů pro modelování velmi specifického provozního stavu, kterým je ostrovní provoz. Teorie a zdroje, ze kterých vycházím byly sestaveny již v minulosti, ale množství simulačních nástrojů umožňuje monitorovat schopnost ostrovního provozu on-line s výpočetní dobou pod 1 sekundu.

Na teorii úzce navazuje poslední - výpočetní část práce, která přináší konkrétní výsledky a závěry pro ostrovní provoz zvoleného města Plzně. Nejprve je detailně vysvětlena elektroenergetická situace na uvažovaném území a všechna dostupná data pro simulace, která jsem sbíral od roku 2014. Jelikož nebyly dostupné detailní údaje o vlastní spotřebě elektráren, bylo nutné ji vypočítat a vztáhnout na velikost vyráběného výkonu. Data z měření na transformátorech 22/110 kV byla v jistých okamžicích chybná nebo došlo k otočení směru toku výkonu. Úprava vstupních dat byla časově náročnou disciplínou, ale data dávají smysl a jsou vhodná pro uvažované simulace.

Ve výpočetní části byl sestaven detailní model regulace bloku, který pracuje do ostrovního provozu města Plzně. Konkrétně se jedná o bloky TG1 a TG2 v Plzeňské Teplárenské a TG8 a TG9 v Plzeňské Energetice. Modely byly vytvořeny v Simulinku a je možné je spouštět z konzole MATLAB a načítat do nich data z připravených proměnných. Díky této úpravě bylo možné provést hodnocení každé minuty v roce 2014 pro jednotlivé bloky a vypočítat přechodný děj při primárním regulačním ději po pádu do ostrova. Do modelu byly implementovány automatiky pro měření derivace frekvence a frekvenční odlehčování. Při spojení dvou bloků do společného ostrova trval výpočet řádově desetině sekund a pro případnou myšlenku on-line hodnocení ostrovního provozu je tento čas dostačující.

Na základě výpočtů byly zjištěny maximální skokové změny činného výkonu ΔP , které vytvoří nerovnost na pravé straně pohybové rovnice 4.13 a následnou výchylku frekvence. Ty jsou typické pro území, která přechází do ostrovního provozu. Díky těmto údajům bylo možné zjistit, jak je na tom Plzeň z hlediska skutečné dostupnosti nahodilého ostrovního provozu. Situaci popisuje obrázek 5.20. Nejlépe je na tom ostrov bloku TG1-PT, který zásobuje oblast Plzeň-sever, nejhůře je na tom ve smyslu dostupnosti ostrova TG8-PE (oblast jihu Plzně), který byl schopen bezpečného přechodu do OP jen v 0,02% času roku 2014. V dalších simulacích popisujících souběžné ostrovní provozy bylo zjištěno, že frekvenční odlehčování s aktuálně nastavenými parametry někdy nastává až příliš pozdě (oblast 6-10 sekund) a je předběhnuto odstavením zdroje do vlastní spotřeby (oblast kolem 1. sekundy přechodného děje). Jelikož je situace ohledně dostupnosti ostrovního provozu bloku TG8 kritická, byla provedena simulace paralelního provozu dvou bloků do tohoto ostrova. Bylo zjištěno, že ani další blok výrazně nepomůže situaci, kdy je aktuální spotřeba větší než výroba. Obecně lze jako závěr práce brát, že velikost instalovaného výkonu přesahující běžnou spotřebu nerozhoduje o úspěšnosti přechodu do ostrovního provozu, ale je to vždy ΔP , které vzniká v pohybové rovnici při odpojení ostrova od zbytku elektrizační soustavy. O úspěšnosti je rozhodnuto během prvních 6-15 sekundách přechodného děje (tento čas je orientační a pro jiný systém se může lišit). Pokud je blok, jako například TG8, zapojen do rozlehlé sítě, která má téměř vždy připojenou velkou zátěž a sám je provozován na nízkých výstupních výkonech, nedokáže reagovat na velké změny výkonu dostatečně rychle a je frekvenčními ochranami odstaven od sítě. V lepším případě do vlastní spotřeby, při velkých ΔP je odstaven úplně.

Na konci kapitoly je diskutována problematika kolize obecné definice frekvenčního odlehčování s přechodem do ostrovního provozu. Pevně stanovené meze odlehčování v systémech, do kterých je připojeno velké množství zátěže, mohou způsobit při odepnutí zátěže velké frek-

venční změny, které derivační ochrany mohou vyhodnotit jako nebezpečné. Nehledě na fakt, že takové prudké změny frekvence (otáček) představují mechanické namáhání hřídelí soustrojí.

Závěrem bych chtěl říci, že svou disertační práci jsem psal ze zájmu o tuto problematiku, protože se mi líbí myšlenka systému, který přežije nepříznivé stavy, jakým může být v nejhorsím případě například blackout okolní elektrizační soustavy. Přínos vidím i na poli "grid-security", iniciační události mohou být způsobeny i útokem na elektrizační síť. Metodiku, kterou jsem vyvinul vnímám jako velmi přínosnou pro samosprávy a také pro místní provoz distribuční soustavy. V rámci jednoho z cílů na začátku práce potvrzují aplikovatelnost přístupů použitých při hodnocení dostupnosti i na jiná města ČR. Na základě zjištěných pravděpodobností lze určit strategii při přípravě na krizové situace a identifikaci klíčových spotřeb ve městě, které musí být napájeny.

6.2 Směr dalšího zkoumání

1. Rozšíření modelu ostrovní regulace

V rámci disertační práce byl použit respektovaný model turbíny, který dokáže spolehlivě popsat primární regulační děj. Bylo provedeno zjednodušení, které uvažuje konstantní tlak páry z kotle. Pro další zkoumání by bylo vhodné doplnit modely i odezvou kotle. To je dosti problematické, například ve zdroji PT napájí blok párou více kotlů, modelování jejich součinnosti je náročně.

2. Risk management

Do práce se již nevešla problematika řízení rizik. Na toto téma v ostrovních provozech jsem publikoval úvodní článek "*Safety assessment methods for decision-making during emergency operation states in the power grid - ETA*", který nastiňuje možnosti využití stromu událostí pro určení pravděpodobností výskytu konkrétních scénářů. Přínosem problematiky v OP by byla analýza pravděpodobnosti neúspěšných přechodů do OP a také jejich příčin. Stromy událostí jsou cenné nástroje pro strategické plánování krizových provozů.

3. Rozšíření problematiky na další města v ČR

Disertační práce byla postavena na datech a znalosti místní sítě v Plzni. To byl logický krok, protože spolupráce univerzity, místní samosprávy, provozovatele DS a provozovatelů elektráren je na velmi dobré a aktivní úrovni. Díky dobrým vztahům mohla vzniknout tato práce. Pro další zkoumání by však bylo velmi cenné podobný projekt realizovat i na jiná místa v ČR. Aktuálně pracuji se studenty bakalářských prací, které se snaží identifikovat podobná místa jako Plzeň, u kterých by bylo možné pracovat na myšlence ostrovního provozu.

4. Vytvoření výpočetního nástroje pro OP

Modely vytvořené v Simulinku jsou použitelné i pro jiná města než je město Plzeň. Práce může dále pokračovat vytvořením modelů regulace bloků jiných typů elektráren. Velmi zajímavá se mi jeví myšlenka modelování regulace ostrovních systémů obnovitelných zdrojů. Věřím, že v budoucnosti budou zajímavé i modely pro akumulaci elektrické energie v podobě baterií a jejich schopnost podpory sítě při krizových stavech. Všechny modely by šly zavřít pod toolbox, který by v prostředí MATLAB umožňoval modelovat problematiku ostrovních provozů. Co se rychlosti výpočtu týče, velmi zajímavé by bylo porovnání modelování stejného problému v různých prostředích - například MATLAB, Python, Octave, MODES, Dynast.

Příloha A - Seznam publikační činnosti doktoranda

Příspěvky s výskytem v databázi Scopus a Web of Science

- [1] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z., STŘELEČEK, M., RAWN, B. Control possibilities for island operation in city of Pilsen. In Proceedings of the 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). Prague: Czech Technical University in Prague, 2016. s. 47-52. ISBN: 978-1-5090-0907-7
- [2] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Under frequency load shedding threats in island operation. In Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). Piscataway: IEEE, 2017. s. 57-60. ISBN: 978-1-5090-6405-2
- [3] MUŽÍK, V., VAJNAR, V., VOSTRACKÝ, Z., ŠLECHTA, P. Application of a smart load-control concept in a municipality building in city of Pilsen. In Smart City Symposium Prague (SCSP 2017) : IEEE proceedings. Piscataway: IEEE, 2017. s. 1-5. ISBN: 978-1-53863825-5
- [4] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Assessment of isolated power system frequency defense mechanisms. In Proceedings of the 9th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering (ELEKTROENERGETIKA 2017). Košice: Technical University of Košice, 2017. s. 623-626. ISBN: 978-80-553-3195-9
- [5] MUŽÍK, V., VAJNAR, V. Frequency and Voltage Stability Assessment of a Power System during Emergency Service States. In Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering. St. Petersburg: St. Petersburg Electrotechnical University "LETI" (St.Petersburg), 2018. s. 714-717. ISBN: 9781-5386-4339-6
- [6] NAZARČÍK, T., MUŽÍK, V. Modelling of The Mutual Influence of the Parallel AC/DC Circuits on the Hybrid Power Transmission Line. In Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering. Saint Petersburg: IEEE, 2018. s. 737-742. ISBN: 978-1-5386-4339-
- [7] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Possibilities of event tree analysis method for emergency states in power grid. In Proceedings of the 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). Piscataway: IEEE, 2018. s. 13-17. ISBN: 978-1-53864612-0 , ISSN: 2376-5623
- [8] MUŽÍK, V., VAJNAR, V., VOSTRACKÝ, Z. The e-mobility analysis with respect to the transmission and distribution grid and its effects on stability of power delivery. In Smart City Symposium Prague (SCSP 2018) : IEEE proceedings. Piscataway: IEEE, 2018. s. 1-6. ISBN: 978-1-5386-5017-2

Ostatní příspěvky na konferencích a články ve sbornících

- [9] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Vývoj software pro hodnocení schopnosti přechodu města do ostrovního provozu. In Elektrotechnika a informatika 2016. Elektrotechnika, elektronika, elektroenergetika. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2016. s. 177-180. ISBN: 978-80261-0516-9
- [10] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Safety assessment methods for decision-making during emergency operation states in the power grid - ETA. In Proceedings of the 14th International Scientific Conference EEE 2018. Bratislava: Slovak University of Technology in Bratislava, 2018. s. 1-4. ISBN: 978-80-89402-99-1
- [11] MUŽÍK, V. Způsoby řízení spotřeby v případě provozu v ostrovním režimu na území města Plzně. In Elektrotechnika a informatika 2015. Elektrotechnika, elektronika, elektroenergetika. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2015. s. 235-238. ISBN: 978-80261-0514-5

- [12] MUŽÍK, V. Studie provozu v ostrovním režimu na území města Plzně. In Elektrotechnika a informatika 2014. Část 3., Elektroenergetika. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2014. s. 13-16. ISBN: 978-80-261-0368-4
- [13] MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z. Conditions for eligibility of island operation in city of Pilsen : stability assesment. In Proceedings of the 12th International Scientific Conference Control of Power Systems 2016. Bratislava: Slovak University of Technology in Bratislava, 2016. s. 1-3. ISBN: 978-80-89402-83-0
- [14] MUŽÍK, V. Frekvenční stabilita při přechodu do ostrovního provozu města – porovnání nástrojů frekvenčního odlehčování. In Elektrotechnika a informatika 2017. Elektrotechnika, elektronika, elektroenergetika. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2017. s. 183-186. ISBN: 978-80-261-0712-5

Výzkumné zprávy a jiné výsledky

- [15] VOSTRACKÝ, Z., MUŽÍK, V., VAJNAR, V., ADÁMEK, M., KRUTINA, A., JANEČEK, P., STŘELEČEK, M., ŠLECHTA, P. Zabezpečení krizových stavů v energetice města Plzně. 2015.
- [16] NOHÁČ, K., VOSTRACKÝ, Z., MUŽÍK, V., VAJNAR, V., RAKOVÁ, L., JIŘIČKOVÁ, J. Vývoj softwarového modulu simulačního modelovacího nástroje pro podporu zajištění stability přenosové soustavy. Západočeská univerzita v Plzni, 2016.
- [17] NOHÁČ, K., VAJNAR, V., MUŽÍK, V., VOSTRACKÝ, Z., JIŘIČKOVÁ, J., RAKOVÁ, L. Studie dynamického vzájemného ovlivnění přepravní soustavy, velkých jaderně-energetických zdrojů, nových obnovitelných zdrojů a dalších energetických zdrojů při událostech spojených s výskytem poruchových stavů. Ústav jaderného výzkumu Řež a.s., 2014.
- [18] KRUTINA, A., VAJNAR, V., MUŽÍK, V. Neintruzivní měření elektrických veličin. 2018.
- [19] PITERKA, L., VAJNAR, V., MUŽÍK, V. Soubor metodických postupů pro hodnocení provozní spolehlivosti jaderně-energetických zdrojů a jejich vlivu na stabilitu provozu přenosové soustavy. Ústav jaderného výzkumu Řež a.s., 2014.
- [20] VOSTRACKÝ, Z., VAJNAR, V., MUŽÍK, V., ŠLECHTA, P. Studie automatizace spínacích prvků na úrovni 22kV. 2015.
- [21] NOHÁČ, K., RAKOVÁ, L., VAJNAR, V., MUŽÍK, V. Autorský software „Stabilita JE“ alias „Stabilita vyvedení elektrického výkonu JE“. 2016.
- [22] MUŽÍK, V., VAJNAR, V. Software pro možnost on-line hodnocení přechodu do ostrovního provozu (Island Operator). 2017.

Odborné přednášky

- [23] MUŽÍK, V. Numerical study of island performance in Pilsen. Deggendorf Institute of Technology, Deggendorf, Germany, 2014.
- [24] MUŽÍK, V. Kvalita elektrické energie - napětí, kmitočet, obsah harmonických, měření a řízení těchto veličin, vliv jejich odchylek na kvalitu a funkčnost elektrizační soustavy a činnost spotřebičů. Praha, 2016
- [25] MUŽÍK, V. Emergency States and Restoration Plan in Czech Republic and Island Operation Possibilities in City of Pilsen. National Grid, Electricity National Control Centre London, 2015.
- [26] MUŽÍK, V. Ochranné a jisticí systémy v distribučních soustavách a v sítích nízkého napětí. Praha, 2016.
- [27] MUŽÍK, V. Ochrana ES při kolísání frekvence vlivem mimořádných provozních stavů. Tři Studně, 2017.

Literatura

- [1] ČEZ, a.s. (2019) Významná data z historie české elektroenergetiky. [Online]. Available: <https://www.cez.cz/cs/vyzkum-a-vzdelavani/pro-zajemce-o-informace/historie-a-soucasnost/vyznamna-data.html>
- [2] ČEPS, a.s. (2019) Často kladené otázky. [Online]. Available: <https://www.ceps.cz/cs/casto-kladene-otazky>
- [3] K. Máslo, *Řízení a stabilita elektrizační soustavy*. Praha, Czech Republic: Asociace energetických manažerů, 2013.
- [4] K. Havlíček, *Řízení, regulace a měření elektrizačních soustav*. Plzeň: Vysoká škola strojní a elektrotechnická, 1985.
- [5] E. Haluzík, *Řízení provozu elektrizačních soustav*. Praha: SNTL, 1987.
- [6] J. Hajek, *Přechodné jevy v elektrizačních soustavách*. Plzeň, Czech Republic: Ediční středisko VŠSE, 1983.
- [7] D. Glover and M. Sarma, *Power System - Analysis and design*. Pacific Grove, California, USA: Brooks/Cole Thomson Learning, 2013.
- [8] A. Chakrabarti and S. Halder, *Power System Analysis Operation and Control*. PHI Learning Private Limited, 2012.
- [9] M. F. J. O’Sullivan and M. O’Malley, “Modelling of frequency control in an island system,” Dublin, Ireland, 1999.
- [10] H. Laaksonen and P. Hovila, “Islanding detection during intended island operation of nested microgrid,” in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct 2018, pp. 1–6.
- [11] “Future system inertia,” European Network of Transmission System Operators for Electricity, Tech. Rep., 2018.
- [12] R. V. A. Neves, E. J. Agnoletto, G. B. Reis, R. Q. Machado, and V. A. Oliveira, “Analysis of the maximum available time to switch the operation control mode of a distributed generation during an islanding occurrence,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, June 2015, pp. 1–5.
- [13] R. Bhatt and B. Chowdhury, “Grid frequency and voltage support using pv systems with energy storage,” in *2011 North American Power Symposium*, Aug 2011, pp. 1–6.
- [14] F. A. Bhuiyan and A. Yazdani, “Energy storage technologies for grid-connected and off-grid power system applications,” in *2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, Oct 2012, pp. 303–310.
- [15] ČEPS, a.s., “Kodex přenosové soustavy, revize 16,” ČEPS, a.s., Praha, Czech Republic, 2016.
- [16] Z. Hruška and K. Maslo, “Control strategies for power system in island operation,” pp. 113–119, 01 2013.

- [17] K. Máslo, *Simulační dynamický model elektrizační soustavy = Simulation dynamic model of power system: zkrácená verze habilitační práce v oboru silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika*. Vysoké učení technické v Brně, nakladatelství VUTIUM, 2018.
- [18] P. K. Freeman, L. A. Martin, L. Linnerooth-Bayer, R. Mechler, G. Pflug, and K. Warner, *Disaster Risk Management*. Inter-American Development Bank, Sustainable Development Department, Environment Division, 2003.
- [19] D. E. Louw and S. van Wyk, “Disaster risk management – planning for resilient and sustainable societies,” saice, South African Republic, 2011.
- [20] Provozovatelé distribučních soustav, “Pravidla provozování distribučních soustav,” ČEZ Distribuce, a.s., Praha, Czech Republic, 2016.
- [21] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, “Vyhláška 80 ze dne 18. března 2010 o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu,” 2010.
- [22] ENTSO-E, “Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental europe,” Brussels, Belgium, 2016.
- [23] K. Noháč, “Studijní materiály pro kee/pjs - pojem stability v es,” Fakulta elektrotechnická, Plzeň, Czech Republic, 2015.
- [24] “Balancing and frequency control,” North American Electric Reliability Corporation, Tech. Rep., 2011.
- [25] “Evropská norma ČSN EN 50160 ed. 3 - ”charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě”,” 2013.
- [26] Fejt and Čermak, *Elektroenergetika*. Praha 1, Husova 5: České vysoké učení technické v Praze, 1981.
- [27] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, Inc., 1993.
- [28] Central Board of Irrigation and Power. Research Scheme on Power.; Bhakra Beas Management Board., *Effect of under frequency operation on generating units as well as on the performance of consumer’s equipment*. India: Research Station, Bhakra Beas Management Board, 1986.
- [29] E. Dvorský, “Regulace v elektrizační soustavě kee/mr - studijní materiály,” Fakulta elektrotechnická, Plzeň, Czech Republic, 2016.
- [30] S. Corsi and C. Sabelli, “General blackout in italy sunday september 28, 2003, h. 03:28:00,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, June 2004, pp. 1691–1702.
- [31] “Energetika plzně v datech,” Magistrát města Plzně - odbor správy infrastruktury, Tech. Rep., 2013.
- [32] Energetický regulační úřad. (2013) Roční zpráva o provozu es ČR 2012. [Online]. Available: http://www.eru.cz/legacyerustaticdata/user_data/files/statistika_elektro/rocn_zprava/2012/RZ_elektro_2012_v1.pdf
- [33] L. Mastný, “Hodnocení možnosti ostrovního provozu plzeňské teplárenské a.s.” 6 2018, Bakalářská práce, Západočeská Univerzita v Plzni, 6 2018, Vedoucí práce: Václav Mužík.
- [34] J. Ouhřabka, “Optimalizace vlastní spotřeby tepelné elektrárny,” Master’s thesis, Západočeská Univerzita v Plzni, 6 2013.
- [35] K. Úlovec, “Analýza současného stavu v plzeňské teplárenské a.s.” Master’s thesis, Západočeská Univerzita v Plzni, 6 2017.
- [36] P. Rauchová, “Hodnocení spalování a spoluspalování biopaliv ve společnosti plzeňská teplárenská, a.s.” Master’s thesis, Západočeská Univerzita v Plzni, 6 2013.

- [37] Statutární město Plzeň, Odbor správy infrastruktury. (2017) Energetická bilance města plzně. [Online]. Available: https://energetika.plzen.eu/Files/energetika/koncepcni_dokumenty/ostatni_dokumenty/EnergetickebilancemestaPlzne.pdf

Seznam obrázků

2.1	Prioritizace zón spotřeby na území Plzně z hlediska napájení elektrickou energií [3]	8
3.1	Příklad simulované plynulé změny otáček – vzestupný test [15]	14
3.2	Požadavek na provoz při sníženém napětí u bloků, které jsou připojené přímo [20]	16
3.3	Požadavek na frekvenční odezvu činného výkonu v omezeném frekvenčně závislém režimu při nadfrekvenci [20]	17
3.4	Maximální snížení činného výkonu s klesajícím kmitočtem [20]	18
4.1	Rozdělení stability elektroenergetického systému dle [3]	25
4.2	Závislost přenášeného činného výkonu na úhlu mezi fázory napětí U_s a E [23]	27
4.3	Změna pracovní charakteristiky alternátoru v závislosti na vzniku rozruchu	27
4.4	Změna pracovní charakteristiky alternátoru v závislosti na vzniku rozruchu - překročení mezí stability	29
4.5	Závislost činného a jalového výkonu na napětí a frekvenci. Překresleno z [4]	31
4.6	Rozdělení stabilit v rámci ES. Převzato z [3]	33
4.7	Vliv velikosti mechanické časové konstanty T_m na vývoj frekvence při ztrátě výroby ΔP	34
4.8	Statická frekvenční charakteristika zdroje. Překresleno z [4]	35
4.9	Statiky regulace otáček (<i>angl. speed governor characteristics</i>). Překresleno z [27]	36
4.10	Skutečné statiky bloků dle druhu. Překresleno z [27]	36
4.11	Porovnání proporcionální a proporcionálně-integrační regulace bloku při vzniku ΔP	37
4.12	Základní náhradní regulační schéma systému při proporcionální otáčkové regulaci	38
4.13	Náhradní regulační schéma systému při uvažování více bloků zapojených do systému. Překresleno z [27]	39
4.14	Náhradní regulační schéma systému s regulátorem otáček doplněným o integrační člen	40
4.15	Náhradní regulační schéma systému s 2 bloky v otáčkové regulaci v kombinaci P a PI regulace	41
4.16	Statická frekvenční charakteristika zatížení. Překresleno z [4]	42
4.17	Kombinovaná frekvenční charakteristika soustavy	43
4.18	Rozdělení jednotlivých typů regulace v ES. Převzato z [3]	44
4.19	Měření frekvence při ostrovním provozu Plzně dne 18.10.2015 - blok zdroje PT. Otisknuto se souhlasem Plzeňské teplárenské, a.s.	46
4.20	Měření frekvence v propojené síti UCTE při blackoutu Itálie dne 28.9.2003. Převzato a upraveno z [30]	46
4.21	Rozšířený model parní turbíny vhodný pro modelování ostrovního provozu. Převzato z MODES a [17]	48
4.22	Model generátoru a samoregulačního efektu zátěže	49
4.23	Model generátoru a samoregulačního efektu zátěže	50
4.24	Model regulačního obvodu P a I regulace ostrova	50
4.25	Kompletní model jednoho bloku v ostrovní regulaci	51
5.1	Histogram rozložení zdrojů dle výkonů, ERÚ 05/2018	53

5.2	Schéma zapojení města Plzně na úrovni 110 kV, 220 kV a 400 kV. Převzato a upraveno z [32]	54
5.3	Plán ostrovů pro Plzeňskou teplárenskou, a.s. Převzato z [33]	55
5.4	Vyvedení výkonu z Plzeňské Energetiky, a.s. Poskytnuto Plzeňskou Energetikou, a.s. .	56
5.5	Vyvedení výkonu z Plzeňské Energetiky, a.s. Poskytnuto Plzeňskou Energetikou, a.s. .	57
5.6	Přehledové schéma PE. Dostupné na: https://www.pe.cz	58
5.7	Přehledové schéma PT. Poskytnuto ze strany Plzeňské teplárenské, a.s.	61
5.8	Vývoj spotřeby elektrické energie v Plzni. Převzato z [37]	64
5.9	Struktura spotřeby elektrické energie v Plzni. Překresleno z [37]	64
5.10	Diagram výkonových toků na území města Plzně	67
5.11	Histogram spotřeby očištěné o výrobu v PT v ostrovech PT1 a PT2	69
5.12	Histogram spotřeby očištěné o výrobu v PE v ostrovech PE1 a PE2	69
5.13	Histogram výroby v PT pro ostrovy PT1 a PT2, jen TG1 a TG2	70
5.14	Histogram výroby v PE pro ostrovy PE1 a PE2 - TG8 a TG9+TG10	71
5.15	Porovnání výroby na TG2 a spotřeby v ostrově PT1 (rozvodna Plzeň-město), osa y relativizována, krok 10 minut	72
5.16	Procenta času roku 2014, kdy byla spotřeba uvažovaného ostrova nižší než současně vyráběná elektrická energie	73
5.17	Model bloku TG2 pracujícího do ostrova v astatické otáčkové regulaci	74
5.18	Průběh frekvence při různých ΔP na bloku TG8	77
5.19	Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT	78
5.20	Vyhodnocení úspěšných přechodů do OP Plzně v roce 2014	79
5.21	Průběh frekvence na TG8 při společném ostrovu celé Plzně - 4. dubna 2014	81
5.22	Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT	82
5.23	Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT	83
5.24	Průběh frekvence v síti při vzniku různých ΔP na bloku TG1-PT	83
5.25	Průběh frekvence a výkonu na turbíně při propojených systémech	85
5.26	Změna frekvence pro časovou konstantu $T_T = 10s$	86

Seznam tabulek

3.1	Provozní frekvenční rozsah výroben na sítích NN, VN a 110 kV [20]	15
4.1	Vysvětlující tabulka parametrů modelu turbíny na obrázku 4.21	49
5.1	Parametry alternátorů PE [34]	59
5.2	Vývoj vlastní spotřeby v PE [34]	59
5.3	Vlastní spotřeba při maximu PE v ostrově a využitelné činné výkony v ostrovech PE .	60
5.4	Parametry alternátorů PT [35]	61
5.5	Množství vyrobené elektrické energie v PT za rok 2018. Poskytnuto PT	62
5.6	Vlastní spotřeba při maximu PT v ostrově a využitelné činné výkony v ostrovech PT .	62
5.7	Významné zdroje OZE a distribuované výroby	63
5.8	Tabulka zvolených a dostupných parametrů modelu ostrova. Některé hodnoty převzaty z [17], [34] a [35]	75
5.9	Uvažované frekvenční meze pro výrobu v ostrovním provozu. Převzato z [33]	75
5.10	Tabulka vypočtených prahových skokových zatížení bloků pro aktivaci povelů frekvenčních relé	78
5.11	Frekvenční meze pro frekvenční odlehčování dané Kodexem PS ČEPS, a.s. [15]	85
5.12	Frekvenční meze dané Kodexem PS ČEPS, a.s. [15]	86