



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

PROVOZ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY S VELKÝM POČTEM NETOČIVÝCH ZDROJŮ ELEKTRICKÉ ENERGIE

POWER SYSTEM OPERATION WITH A LARGE NUMBER OF NON-ROTATING POWER SOURCES

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Martin Dohnal

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2017



Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**
Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Martin Dohnal

ID: 134293

Ročník: 2

Akademický rok: 2016/17

NÁZEV TÉMATU:

Provoz elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů elektrické energie

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Rešerše současného stavu
2. Modelování chování sítě s velkým počtem netočivých zdrojů elektrické energie
3. Rozšíření modelu o složku rotačních zdrojů a hledání pracovního bodu spolupráce obou typů zdrojů
4. Zajištění napěťové stability a frekvenční stability testovací sítě
5. Zhodnocení a diskuse dosažených výsledků

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 6.2.2017

Termín odevzdání: 22.5.2017

Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

Konzultant:

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

UPOZORNĚNÍ:

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

ABSTRAKT

Tato diplomová práce se zabývá simulováním různých provozních situací v síti s velkým počtem netočivých zdrojů elektrické energie se zaměřením zejména na frekvenční stabilitu. Netočivým zdrojem je každý zdroj elektrické energie, který dodává svůj výkon do sítě prostřednictvím výkonové elektroniky. V první části práce je popsána elektrizační soustava České republiky a její očekávaný budoucí vývoj. V další části je stručný popis v současné době nejběžnějších netočivých zdrojů elektrické energie. Třetí část se zabývá způsobem regulace frekvence v síti. Následující část práce popisuje vytvořené modely prvků elektrizační soustavy použité pro simulace v programu PSCAD. Předposlední část popisuje provedené simulace na modelu sítě s velkým počtem netočivých zdrojů, ve které se nachází i zdroje točivé. V poslední části jsou popsány simulace na modelu sítě složené pouze z netočivých zdrojů.

KLÍČOVÁ SLOVA

netočivé zdroje; inverter; regulace frekvence; primární regulace; sekundární regulace; setrvačnost; modelování elektrizační soustavy; PSCAD

ABSTRACT

This diploma thesis deals with the simulation of various operating situations in the network with many non-rotating power sources, especially focusing on frequency stability. Non-rotating power source is any source that delivers its power to the grid via power electronics. The first part of the thesis describes power system of the Czech Republic and its future development. In the next section, there is short description of today's most common non-rotating power sources. The third part deals with power regulation of the frequency in the grid. The following part describes the models of electrical circuit created for use in PSCAD simulations. The penultimate part describes simulations performed on a model of the network with many non-rotating power sources, which also includes rotating sources. The last part describes simulations performed on a model of the network that is composed of non-rotating power sources only.

KEYWORDS

non-rotating sources, inverter; frequency regulation; primary regulation; secondary regulation; inertia; power system modelling; PSCAD

DOHNAL, Martin. *Provoz elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů elektrické energie*. Brno, 2017, 82 s. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma „Provoz elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů elektrické energie“ jsem vypracoval(a) samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor(ka) uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil(a) autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl(a) nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a/nebo majetkových a jsem si plně vědom(a) následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon), ve znění pozdějších předpisů, včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Brno

.....

podpis autora(-ky)

PODĚKOVÁNÍ

Rád bych poděkoval vedoucímu diplomové práce panu Ing. Lukáši Radilovi, Ph.D. za odborné vedení, cenné rady a připomínky k diplomové práci. Zároveň bych chtěl poděkovat rodičům za vytrvalou podporu během dlouhých let mého studia

Brno

.....

podpis autora(-ky)

OBSAH

Seznam symbolů, veličin a zkratek	11
1 Úvod	13
1.1 Cíle práce	14
2 Elektrizací soustava České republiky a její očekávaný vývoj	15
2.1 Charakteristika současného stavu elektrizační soustavy České republiky .	15
2.2 Očekávaný vývoj elektrizační soustavy České republiky	16
2.2.1 Zdrojová základna	17
2.2.2 Potenciál obnovitelných zdrojů energie v České republice	18
2.2.3 Smart grids	19
3 Netočívé zdroje v elektrizační soustavě	22
3.1 Fotovoltaické elektrárny	22
3.2 Větrné elektrárny	23
3.3 High-Voltage Direct Current	24
3.4 Vliv netočívých zdrojů na provoz elektrizační soustavy	25
4 Regulace frekvence v elektrizační soustavě	27
4.1 Technicko organizační prostředky pro zajištění systémových služeb	27
4.1.1 Výkonová záloha pro primární regulaci frekvence	27
4.1.2 Sekundární regulace f a P	28
4.1.3 Terciární regulace výkonu	29
4.1.4 Využití dispečerské zálohy	29
4.1.5 Ostatní prostředky pro zajištění SyS	29
4.2 Podpůrné služby	30
4.2.1 Primární regulace f bloku (PR)	30
4.2.2 Sekundární regulace P bloku (SR)	31
4.2.3 Snížení výkonu SV_{30}	31
4.2.4 Minutová záloha MZ_t ($t = 5, 15$ minut)	31
4.2.5 Ostatní PpS	31
4.3 Pravidla provozování zdrojů připojených k distribuční soustavě NN, VN a 110 kV	32
4.3.1 Chování výroben při normálních provozních podmínkách	32
4.3.2 Zásady podpory sítě	33
4.3.3 Přizpůsobení činného výkonu	33
4.3.4 Řízení jalového výkonu v závislosti na provozních podmínkách .	35
4.3.5 Připojování výroben se střídači nebo měniči kmitočtu	35

4.4	Setrvačnost systému a odezva frekvence	35
4.5	Technické možnosti pro zajištění lepší setrvačnosti systému	37
4.6	Řízení elektrizační soustavy složené pouze z netočivých zdrojů	38
5	Modelování elektrizační soustavy s netočivými zdroji z hlediska jejich vlivu na frekvenci	40
5.1	Model invertoru dodávajícího do sítě a jeho řízení	41
5.1.1	Řízení jalového výkonu invertoru dodávajícího do sítě	43
5.1.2	Řízení činného výkonu invertoru dodávajícího do sítě	44
5.2	Model invertoru pracujícího v ostrovní síti a jeho řízení	46
5.3	Modelování frekvenční odezvy v elektrizační soustavě	48
5.3.1	Model frekvenční odezvy systému	49
5.3.2	Model frekvenční odezvy s primární regulací systému	50
5.4	Řízení invertoru pro zajištění primární regulace	50
5.5	Řízení invertoru pro zajištění sekundární regulace	54
5.6	Řízení baterie jako prvku pro zvýšení setrvačnosti	54
5.7	Měření elektrických veličin	55
6	Model sítě s netočivými zdroji a modelování vybraných situací	59
6.1	Primární regulace zajištěná pouze pomocí netočivých zdrojů	62
6.1.1	Vliv setrvačnosti na chování systému s primární regulací zajištěnou pouze netočivými zdroji	63
6.1.2	Vliv rychlosti regulace výkonu invertorů na stabilitu systému	63
6.1.3	Baterie jako prostředek pro zvýšení setrvačnosti	65
6.2	Primární a sekundární regulace zajištěná netočivými zdroji	67
6.3	Primární regulace zajištěná soustavou s točivými zdroji s příspěvkem netočivých zdrojů	68
6.3.1	Vliv časové konstanty regulátoru páry na turbínu	69
7	Model ostrovní sítě složené pouze z netočivých zdrojů a modelování vybraných situací	70
7.1	Chování ostrovní sítě po ztrátě referenčního napětí	72
7.2	Regulace odchylky frekvence v ostrovní síti	73
8	Závěr	74
	Literatura	76
	Seznam příloh	81
A	Obsah přiloženého CD	82

SEZNAM OBRÁZKŮ

2.1	Skladba zdrojů ES v ČR v r. 2050 [7]	17
3.1	Zjednodušené schéma grid-on fotovoltaického systému [19]	23
3.2	Vnitřní zapojení invertoru [16]	23
3.3	Zapojení asynchronního generátoru s napájeným rotorem [17]	24
3.4	Zapojení synchronního generátoru s velkým počtem pólů [18]	24
4.1	Snížení činného výkonu obnovitelných zdrojů při nadfrekvenci [15]	34
4.2	Maximální snížení činného výkonu s klesajícím kmitočtem [15]	34
4.3	Kategorie regulace frekvence v rámci ENTSO-E [25]	37
5.1	Náhradní schéma invertoru pracujícího do sítě [33]	40
5.2	Fázorový diagram invertoru pracujícího do sítě	40
5.3	Blokové schéma řízení invertoru založeného na teorii okamžitého výkonu [35]	42
5.4	Model invertoru	43
5.5	Generátor signálu pro napěťové zdroje	43
5.6	Řízení velikosti napětí invertoru	44
5.7	Řízení úhlu napětí invertoru	44
5.8	Řízení činného výkonu invertoru	45
5.9	Generátor signálu pro napěťové zdroje VSI invertoru	47
5.10	Řízení velikosti napětí VSI invertoru	47
5.11	Řízení frekvence VSI invertoru	47
5.12	Generátor dodávající do samostatné zátěže	48
5.13	Model frekvenční odezvy generátoru [29]	49
5.14	Model frekvenční odezvy generátoru s primární regulací [29]	49
5.15	Model odezvy frekvence systému	50
5.16	Model odezvy frekvence systému s primární regulací	51
5.17	Blok primární regulace výkonu (frekvence) invertoru	51
5.18	Startovací rampa invertoru s primární regulací	51
5.19	Zpracování měřené frekvence pro primární regulaci invertoru	52
5.20	Primární regulace výkonu/frekvence invertoru	53
5.21	Sekundární regulace výkonu invertoru	54
5.22	Řízení výkonu baterie pro zvýšení setrvačnosti sítě	55
5.23	Výpočet měřeného činného a jalového výkonu	56
5.24	Chyba měření frekvence při připnutí zátěže	57
5.25	Vliv chyby měření na simulaci provedenou v podkapitole 6.2	57
6.1	Modelovaná síť	60
6.2	Vliv setrvačnosti na frekvenci systému s primární regulací zajištěnou pouze netočivými zdroji	63

6.3	Porovnání frekvence systému v základním nastavení T_i a při průměrné hodnotě T_i	64
6.4	Porovnání stability systému při zvyšující se T_i	64
6.5	Porovnání stability systému při zvyšující se T_i	65
6.6	Kolísání výkonu invertoru PQ6 při moc velké T_i	66
6.7	Použití baterie jako prvku pro zvýšení setrvačnosti v síti	66
6.8	Průběh frekvence při sekundární regulaci (a) a průběh výkonu primární regulace (b)	67
6.9	Průběh frekvence regulované sekundární regulací při různých hodnotách T_{SR}	68
6.10	Spolupráce točivých a netočivých zdrojů na primární regulaci	69
6.11	Vliv časové konstanty regulátoru páry na turbínu	69
7.1	Modelovaná ostrovní síť	71
7.2	Pokles frekvence v ostrovní síti po připojení zátěže 1 MW	72
7.3	Napětí v ostrovní síti a činný výkon invertorů VSI a PQ1	72
7.4	Chování ostrovní sítě po odpojení VSI	73
7.5	Regulace frekvence v ostrovní síti pomocí invertoru PQ4	73

SEZNAM TABULEK

2.1	Očekávaný vývoj instalovaného výkonu FVE do r. 2040 [3]	18
2.2	Očekávaný vývoj instalovaného výkonu VTE do r. 2040 [3]	19
4.1	Provozní frekvenční rozsah [15]	32
4.2	Estimovaná velikost setrvačnosti v roce 2030 pro vybrané země ENTSO- E [31]	37
6.1	Impedance jednotlivých prvků v síti	61
6.2	Základní nastavení invertorů	61
7.1	Základní nastavení invertorů v ostrovní síti	70

SEZNAM SYMBOLŮ, VELIČIN A ZKRATEK

E_{kin}	Kinetická energie (J)
f	Frekvence (Hz)
G	Regulační odchylka (MW)
H	Časová konstanta setrvačnosti (s)
i	Okamžitá hodnota proudu (A)
I	Velikost proudu (A)
J	Moment setrvačnosti (MVAs)
K_S	Výkonové číslo soustavy (MW/Hz)
m_p	Koeficient poklesu frekvence (Hz/MW)
m_q	Koeficient poklesu napětí (kV/MVAr)
P	Činný výkon (MVA)
Q	Jalový výkon (MVA)
R	Odpor (Ω)
S	Zdánlivý výkon (MVA)
T_N	Akcelerační časová konstanta sítě (s)
T_T	Časová konstanta regulace turbíny (s)
u	Okamžitá hodnota napětí (V)
U	Velikost napětí (V)
X	Reaktance (Ω)
δ	Statika primární regulace (%), úhel napětí ($^\circ$)
Δf	Odchylka frekvence (Hz)
ΔP	Odchylka činného výkonu (MW)
AMM	Automatické řízení měřidel, z anglického Automatic Meter Management
ASEK	Aktualizace Státní Energetické Koncepce
DECE	Decentrální zdroje elektrické energie
DFIG	asynchronní generátor s napájeným rotorem, z anglického double-fed induction generator
DS	Distribuční soustava
DSR	reakce strany poptávky, z anglického Demand Side Response
EDU	Jaderná elektrárna Dukovany
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
ETE	Jaderná elektrárna Temelín
FVE	Fotovoltaická elektrárna
HVDC	High-Voltage Direct Current - Vysokonapěťový stejnosměrný proud

JE	Jaderná elektrárna
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MHD	Magnetohydrodynamický (užíváno ve spojení MHD generátor)
MPPT	Maximum power point tracking
NN	Nízké napětí
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PE	Parní elektrárna
PPDS	Pravidla provozování distribučních soustav
PPE	Paroplynová elektrárna
PpS	Podpůrné služby
PR	Primární regulace
PS	Přenosová soustava
PSE	Plynové a spalovací elektrárny
RGCE	Regional Group Central Europe - Regionální Skupina Centrální Evropy
ROCOF	Rychlost změny frekvence, z anglického Rate Of Change Of Frequency
RRPR	Regulační rozsah primární regulace
RRSR	Regulační rozsah sekundární regulace
RZMZ _t ±	Regulační záloha minutové zálohy
RZPR	Regulační záloha primární regulace
RZSR	Regulační záloha sekundární regulace
VN	Vysoké napětí
VSI	Invertor jako napěťový zdroj, z anglického voltage source inverter
VTE	Větrná elektrárna
VVN	Velmi vysoké napětí
SyS	Systémové služby

1 ÚVOD

Propojená elektrizační soustava kontinentální Evropy, jejíž součástí je i elektrizační soustava České republiky, prochází v poslední době velkým rozvojem. Tento velký systém pracuje v synchronním režimu. To znamená, že pokud zanedbáme jevy s časovou konstantou menší než pár sekund, hodnota frekvence je všude stejná. Z toho vyplývá, že frekvence je systémovým parametrem. Nominální hodnota frekvence v propojené elektrizační soustavě centrální Evropy je 50 Hz. V případě vzniku výkonové nerovnováhy dochází k odchylce mezi mechanickým a elektrickým momentem synchronního generátoru, což vede ke snižování nebo zvyšování otáček, respektive frekvence. Aby nedocházelo k velkým odchylkám frekvence od nominální hodnoty, jsou v rámci synchronní soustavy zavedena regulační schémata: primární, sekundární a terciární regulace, případně dispečerská záloha. Primární regulace vyrovnává odchylku výkonu a stabilizuje frekvenci. Na primární regulaci se podílejí všechny oblasti v propojené soustavě. Sekundární regulace vyrovnává odchylku frekvence zpět na nominální hodnotu, přičemž se na ní podílejí pouze zdroje pracující v oblasti, ve které došlo ke vzniku výkonové nerovnováhy. Terciární regulace, případně dispečerská záloha, slouží k uvolnění regulačního výkonu sekundární regulace.

V posledním desetiletí se významně zvýšila penetrace distribuované výroby, převážně z obnovitelných zdrojů energie. V Evropě, ale i ve světě, je přitom očekáván další růst výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Obnovitelné zdroje elektrické energie jsou většinou připojeny do sítě prostřednictvím výkonové elektroniky (měniče, invertory). Pokud je točivý zdroj elektrické energie, například synchronní generátor, připojen do sítě přes výkonový měnič, dochází k jeho oddělení od sítě a přestává reagovat na výkonovou nerovnováhu v síti. Z toho důvodu se všechny zdroje (i ty točivé), jejichž výstupní výkon je do soustavy dodáván přes výkonové měniče nazývají netočivými zdroji elektrické energie. S nárůstem netočivých zdrojů vznikají pro provozovatele elektrizačních soustav nové výzvy související především se stabilitou systému, stávajícími systémy ochrany a s kvalitou elektrické energie.

Práce se zabývá simulací provozu elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů. Značná pozornost je věnována regulaci frekvence, respektive činného výkonu, pomocí standardních regulačních schémat primární a sekundární regulace, kterou zajišťují netočivé zdroje. Dále se práce zabývá možností spolupráce točivých a netočivých zdrojů elektrické energie na regulaci frekvence v elektrizační soustavě. V poslední části práce je provedena simulace ostrovní sítě, která je tvořena pouze netočivými zdroji, kde je kladen důraz na řízení frekvence pomocí schémat používaných pouze v malých nebo mikro sítích. Pro řešení simulací v rámci práce je využit program PSCAD od společnosti Manitoba Hydro International Ltd.

Program PSCAD umožňuje schématicky sestavit obvod, provést simulaci a analyzovat

výsledky v grafickém prostředí. Jeho součástí je knihovna s velkým počtem simulačních modelů, od jednoduchých pasivních prvků přes různé řídicí funkce až po složitější modely. PSCAD rovněž umožňuje vytváření vlastních modelů. Vlastní model lze vytvořit buď spojováním existujících modelů z knihovny PSCAD, nebo lze pro funkci nového modelu napsat skript v programovacím jazyce Fortran.

1.1 Cíle práce

Náplní práce je vytvořit model elektrizační soustavy v programu PSCAD, která se skládá z točivých i netočivých zdrojů elektrické energie. Dalším cílem je rozšíření modelu o systém frekvenční odezvy a s tím související řízení frekvence, respektive výkonu, jak točivými, tak i netočivými zdroji elektrické energie. Na vytvořeném modelu provést simulace vybraných situací a hledat možný pracovní bod spolupráce obou zdrojů. V simulacích je třeba zaměřit se zejména na frekvenční stabilitu modelované soustavy. Posledním cílem je vytvoření modelu sítě, který bude tvořen pouze netočivými zdroji, a nastínění možností řízení takové sítě.

2 ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVA ČESKÉ REPUBLIKY A JEJÍ OČEKÁVANÝ VÝVOJ

2.1 Charakteristika současného stavu elektrizační soustavy České republiky

Elektrizační soustava České republiky (ES ČR) byla původně navrhovaná tak, aby veškerý výkon velkých systémových elektráren byl vyveden do přenosové soustavy (někdy taky nadřazené soustavy), která tvoří páteř celé elektrizační soustavy. Zahrnuje sítě 400 kV, 220 kV a vybraná vedení s napětím 110 kV. Přenosová soustava (PS) také zajišťuje propojení s elektrizačními soustavami sousedících států. Provozovatelem PS v ČR je společnost ČEPS a.s., která spravuje celkem 5610 km vedení [1].

Distribuční soustava (DS) zajišťuje distribuci elektrické energie z předávacích bodů PS/DS (uzlových transformoven 400/110 kV nebo 220/110 kV) ke všem odběratelům na všech napěťových hladinách. Provozovateli distribuční soustavy jsou společnosti ČEZ Distribuce, a.s., E.ON Distribuce a.s. a PREdistribuce, a.s. Páteří distribuční soustavy je distribuční soustava 110 kV, která zajišťuje tranzit elektrické energie z uzlových transformoven do transformoven 110/VN kV [5]. Do této soustavy jsou vyvedeny elektrárny s výkonem v řádu desítek MW a jsou na ni připojeni ti největší odběratelé (zpravidla velké průmyslové podniky, trakce).

Distribuční soustava byla původně navrhovaná jako pasivní, bez významných zdrojů, tok výkonu se uvažoval směrem od velkých systémových zdrojů přes PS do DS a dále k odběratelům. Do distribuční soustavy byly připojeny zdroje středních výkonů na hladině 110 kV (malé tepelné elektrárny a teplárny) a menších výkonů na hladině 22 kV (typicky malé vodní elektrárny). S rozvojem technologických možností a dotační politiky ČR, respektive EU, docházelo k postupnému připojování menších výrobních zdrojů do distribučních soustav (zejména VTE, KVET). K zásadní změně došlo po roce 2008, kdy poklesly investiční náklady na jednotku výkonu fotovoltaických panelů a zároveň byly tyto zdroje podporovány a dotacemi na vyráběnou kilowatthodinu. To později způsobilo do té doby nevídaný rozmach fotovoltaických elektráren (FVE) různých výkonů, které byly připojeny do distribučních soustav. Podíl obnovitelných zdrojů energie na instalovaném výkonu v ČR je ale vůči instalovanému výkonu klasických systémových elektráren stále malý.

Na konci roku 2015 byl instalovaný výkon klasických palivových elektráren (JE, PE, PSE, PPE) včetně zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla (KVET) 17251,1 MW. Instalovaný výkon vodních elektráren činil 1087,5 MW a instalovaný výkon přečerpávacích elektráren byl 1171,5 MW [1]. Celkový instalovaný výkon FVE v České republice dosáhl 2074,9 MW, z toho 1329 MW celkového instalovaného výkonu připá-

dalo na FVE v kategoriích nad 1 MW do 5 MW včetně, a nad 5 MW. Podíl instalovaného výkonu FVE v ES ČR je 9,5 % [1]. Na konci roku 2015 byl celkový instalovaný výkon VTE v České republice 280,6 MW [1].

2.2 Očekávaný vývoj elektrizační soustavy České republiky

Strategické cíle České republiky v energetice stanovuje Státní energetická koncepce ČR, která je postupně aktualizována (poslední aktualizací v prosinci 2014 je [4]). Nástrojem pro prosazování cílů v oblasti obnovitelných zdrojů je Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů [2] a nástrojem pro prosazování cílů v oblasti rozvoje síťové infrastruktury je Národní akční plán pro chytré sítě [3].

Z [2, 3, 4] vyplývá, že do r. 2040 lze očekávat pouze mírný růst spotřeby elektřiny, a to v závislosti na ekonomickém růstu ČR, realizaci úsporných opatření, energetické náročnosti obyvatelstva a rozvoje elektromobility.

V oblasti výroby a dodávky elektřiny je dle [4] potřebné zajistit mírně přebytkovou výkonovou bilanci elektrické energie, předpokládá se přetrvávající výkonový deficit okolních států. Přebytková výroba nemusí být nutně využita pro export, také může sloužit jako nutná výkonová rezerva. Zároveň je nezbytné provést do roku 2040 změnu struktury výroby a obnovit některé dožité výrobní s výrazně vyšší účinností. Za důležitý krok je považován částečný odchod od uhlí směrem k jádru, zemnímu plynu a OZE [4]. Vývojem a strukturalizací primárních energetických zdrojů se zabývá [2]. Do roku 2040 je oproti roku 2015 očekáváno snížení využití černého uhlí o 30 % a hnědého uhlí o 73 %. Naopak je očekáváno zvýšení využití zemního plynu a jaderného paliva. Zvýšení využití OZE na energetickém mixu ČR je očekáváno o 150 %.

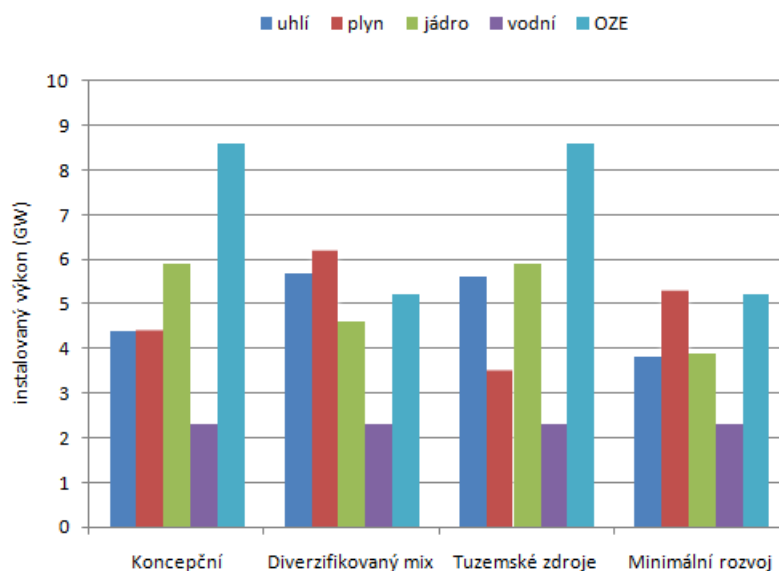
Jako potenciální problém se jeví možný souběžný útlum provozu na dvou nejvýznamnějších druzích výroben – hnědouhelných a jaderných zdrojů. Pokud tento útlum nebude nahrazen novými zdroji s obdobnými provozními charakteristikami (např. dostavba dalších dvou bloků ETE a výstavba nového bloku EDU), dojde k zásadní změně výrobního mixu z hlediska paliva, charakteristik provozu a velikosti jednotkových výkonů zdrojů ES ČR. To by mělo dopad zejména na způsob řízení ES na úrovni přenosu i distribuci elektřiny. Bylo by nutné nahradit odstavené výrobní kapacity novými systémovými zdroji, importem, novými decentrálními zdroji (DECE) s akumulací, nebo změnou v přístupu k využití hnědého uhlí [2, 3].

2.2.1 Zdrojová základna

Zdrojová základna ES ČR projde dle [7] v období do roku 2050 významným rozvojem. V souladu s ASEK je počítáno s uplatněním a dalším rozvojem jaderných elektráren, zatímco využití klasických uhelných elektráren bude postupně omezováno. Zdroje na zemní plyn budou postupně více využívány, zejména v teplárenství a později i pro zajištění regulačního výkonu. U obnovitelných a decentrálních zdrojů se očekává růst zejména FVE, VTE a mikrokogeneračních zdrojů s výkony jednotek kW.

Možné varianty rozvoje zdrojové základny jsou dle [7] následující:

- Koncepční - v této variantě se očekává vývoj v souladu s ASEK, tj. dostatečný rozvoj zdrojů, absence importu elektřiny a postupné snižování využití uhlí, jako primárního zdroje energie.
- Diverzifikovaný mix - v této variantě se očekává vývoj směrem k větší diverzitě zdrojů, očekává se dostatečný rozvoj zdrojů, absence importu elektřiny a postupné snižování využití uhlí, jako primárního zdroje energie.
- Tuzemské zdroje – očekává se pouze malé snižování využití uhlí jako primárního zdroje energie, vyšší využití OZE, dostatečný rozvoj zdrojů a absence importu elektřiny.
- Minimální rozvoj – předpokladem je nízký rozvoj spotřeby a tudíž i nízký rozvoj výroby.



Obr. 2.1: Skladba zdrojů ES v ČR v r. 2050 [7]

2.2.2 Potenciál obnovitelných zdrojů energie v České republice

Potenciál energie z obnovitelných zdrojů je v České republice omezen přírodními podmínkami a požadavky ochrany životního prostředí [4]. Největší potenciál má biomasa, jejíž plánovaný rozvoj je podrobně popsán v Akčním plánu pro biomasu. Je očekáváno také využití potenciálu geotermální energie a tepelných čerpadel. Potenciál vodní energie se v ČR považuje za téměř vyčerpaný. Potenciál rozvoje mají zejména malé vodní elektrárny. Jelikož všechny tyto zdroje považujeme za točivé, není třeba jejich potenciál podrobněji popisovat.

Potenciál sluneční energie je dle [4] nejvíce limitován klimatickými podmínkami a zeměpisnou šířkou. Z hlediska dlouhodobé udržitelnosti se vylučuje systematické využívání zemědělské půdy pro fotovoltaické zdroje. Vliv na potenciál sluneční energie v ČR mají nové technologie, rozsah ploch střech a jejich využití z hlediska sklonu a orientace na světové strany, rozsah a možnosti využití brownfieldů (obecně nevyužívané území). Podle referenčního scénáře Národního akčního plánu pro chytré sítě [3] je potenciální výkon FVE cca 5800 MW. Využití by mělo mírně stoupnout spolu s růstem účinnosti technologií [4].

Tab. 2.1: Očekávaný vývoj instalovaného výkonu FVE do r. 2040 [3]

Do r. 2019	2404 MW
2020-2024	2986 MW
2025-2029	3566 MW
2030-2040	5884 MW

Potenciál větrné energie je nejvíce limitován krajinným reliéfem. Nejvýznamnější lokality z hlediska proudění větru (technickým potenciálem) jsou v oblastech Krušných hor, Vysočiny a Jeseníků [4]. Dalším limitem jsou například zastavěné oblasti, chráněné přírodní oblasti, a pásma vojenských radarů. Analýza větrné energetiky v ČR [6] předpokládá dva možné scénáře:

- Konzervativní realizovatelný scénář předpokládá kladný, ale opatrný postoj veřejnosti a administrativy k výstavbě VTE. Zároveň nepředpokládá významné posilování sítí pro bezpečné a spolehlivé vyvedení výkonu z oblastí s velkým technickým potenciálem. Cílem tohoto scénáře je do roku 2050 výstavba nových větrných elektráren o celkovém výkonu 3100 MW a ročním množstvím vyrobené energie 9,78 TWh.
- Optimistický realizovatelný scénář předpokládá celkově kladný postoj k výstavbě VTE. Předpokládá odstraňování technických bariér možné výstavby, především rozvoj sítí pro vyvedení výkonu z nových VTE. V tomto scénáři je do roku 2050 uvažována výstavba nových větrných elektráren o celkovém výkonu 5800 MW s ročním objemem vyrobené elektřiny 18,29 TWh.

Oba scénáře ale vychází z předpokladu, že bude přehodnocen současný negativní postoj veřejnosti a české administrativy vůči větrným elektrárnám [6]. NAP SG očekává do roku 2040 instalovaný výkon VTE cca 1100 MW.

Tab. 2.2: Očekávaný vývoj instalovaného výkonu VTE do r. 2040 [3]

Do r. 2019	507 MW
2020-2024	653 MW
2025-2029	799 MW
2030-2040	1146 MW

2.2.3 Smart grids

Schopnost ES ČR integrovat distribuovanou výrobu, zejména intermitentní zdroje (FVE, VTE – zdroje s nestálou výrobou v čase) je dle [3] omezená. Bezproblémové začlenění těchto zdrojů do distribuční soustavy by měly být schopny tzv. inteligentní (chytré) sítě, neboli smart grids. Lze je charakterizovat jako sítě, které dokáží obousměrně komunikovat mezi provozovatelem distribuční soustavy a odběratelem, resp. výrobcem. Využívají k tomu celé řady zařízení, které jsou schopny samy vyhodnotit stav v distribuční síti a automaticky provést příslušné kroky k zefektivnění chodu soustavy z hlediska bezpečnosti i spolehlivosti, ať už v ustáleném nebo poruchovém stavu. Zavedení inteligentních sítí by mělo mimo jiné umožnit také bezproblémovou implementaci disperzních zdrojů do ES ČR.

NAP SG [3] předpokládá postupné zavedení inteligentních sítí a dalších opatření k tomu potřebných do roku 2040. Do roku 2019 mají být dokončeny potřebné analýzy, navržen a odsouhlasen postup realizace inteligentních sítí v ČR a mají být dokončeny a vyhodnoceny pilotní projekty. V období 2020-2024 má proběhnout plošné nasazování chytrých měřidel na všechna odběrná předávací místa (OPM). V období 2025 – 2029 má být ukončena realizace odsouhlaseného cílového modelu inteligentních sítí (s časovou rezervou do roku 2035). Na konci tohoto období by mělo být osazeno prakticky 100 % odběrných míst chytrými měřidly. Zároveň se v tomto období předpokládá postupné rozšiřování akumulace. Akumulace dle [3] představuje potenciál jednak v oblasti řízení zatížení v soustavě, ale rovněž potenciál k vytvoření nového typu služby v elektroenergetice. Nová služba akumulace elektřiny by měla být dostupná pro všechny účastníky trhu, a být službou dočasného uskladnění a následného odebrání elektrické energie pro potřebu těchto účastníků.

NAP SG si klade za cíl definovat pravidla využití řízení decentralních zdrojů ve prospěch řízení bilance ES ČR. Cílem je do roku 2024 zajistit spolupráci decentralních zdrojů při nasazení systému řízení U/Q v sítích VN a VVN. Zároveň si klade za cíl do roku 2024

zavedení bilancí uzlových oblastí 110 kV. Tento systém bude sledovat, vyhodnocovat a řídit bilance v ES ČR prostřednictvím uzlových oblastí. Uzlovou oblastí je ta část distribuční soustavy, která je napájena z jedné či více trafostanic PS/DS v základním zapojení. Pomocí bilance uzlových oblastí bude možné přesněji určit podmínky začlenění decentralních zdrojů do ES ČR a tím pádem lépe řídit bilanci v celé ES ČR [3]. NAP SG si rovněž klade za cíl začlenění akumulace elektrické energie do ES ČR. Do konce roku 2016 mají být stanoveny podmínky pro připojení a optimální rozmístění akumulčních zařízení, a to za podmínek možnosti dalšího připojování výroben a udržení spolehlivosti ES ČR. Do roku 2023 mají být stanovena pravidla pro využití akumulace pro regulační výkon v rámci DS. Zároveň se ale nepředpokládá větší rozmach akumulace elektřiny do roku 2020. Rozhodnutí o nasazení technologií pro akumulaci elektrické energie z intermitentních zdrojů do ES ČR má být učiněno do roku 2028.

Nejpozději do roku 2035 má být systém inteligentních sítí plně funkční a v plném rozsahu plnit své funkce, kterými jsou [3]:

- Zapojit decentralizované zdroje do řízení rovnováhy ES ČR.
- Standardně nasazovat technologie pro akumulaci elektřiny z intermitentních zdrojů.
- Zapojit spotřeby elektrické energie do řízení rovnováhy ES ČR.
- Začlenit nový model provozování energetického systému a nový model trhu, který bude odpovídat novým potřebám ES ČR.
- Na potřeby energetického trhu, ES ČR a na intermitentní výrobu OZE má plně automaticky reagovat klasická výroba, akumulace a významná část spotřeby.
- Má být implementován dynamický tarifní systém umožňující spotřebiteli využívat informaci o ceně silové elektřiny na trhu.

Aby bylo těchto cílů dosaženo, je třeba dle [3] připravit soubor následujících akčních opatření:

1. Zabezpečit dostatečný regulační výkon a dostatečnost podpůrných služeb. Při významném snížení výkonů zdrojů, využívaných pro poskytování služeb sekundární regulace a minutových rezerv bude třeba umožnit poskytování regulačních služeb menším zdrojům. Pomocí nových pravidel budou schopny malé decentralizované zdroje tvořit jednotně řízenou skupinu – virtuální blok. Tento virtuální blok bude schopen poskytovat minutovou rezervu, později sekundární regulaci a nakonec také zapojit stranu spotřeby do regulace virtuálního bloku.
2. Navrhnout a realizovat nový model dispečerského řízení, který bude využívat vlastnosti SG. S požadavkem na zapojení DECE a spotřeby do řízení ES přichází také potřeba upravit proces dispečerského řízení a s tím související úprava HW a SW vybavení. V rámci toho má být navržen již zmiňovaný koncept bilancí uzlové oblasti 110 kV. Dle NAP SG by mělo být nové SG řešení dispečerského řízení zavedeno v období 2020-2024.
3. Navrhnout a realizovat opatření pro integraci distribuované výroby do ES ČR. Inte-

grace velkého počtu disperzních zdrojů vyžaduje alternativní přístupy k řešení provozu ES ČR, stanovení nových provozních režimů PS s vysokou výrobou z DECE, analýzu dopadu vytlačení systémových zdrojů z PS, snížení zkratových poměrů v PS a stanovení nových požadavků na spolehlivost provozu.

4. Navrhnout a realizovat model zapojení DECE a řízení spotřeby vč. elektromobility do procesu řízení ES ČR. Jak už bylo dříve zmíněno, při předpokládaném rozvoji DECE, mající dopad na snížení provozu velkých systémových zdrojů, je nezbytné zapojit DECE do řízení ES ČR. Vlivem zapojení těchto zdrojů, zejména intermitentních, je nutné zapojit také spotřebu do řízení ES ČR. V období 2020-2024 by mělo být realizováno postupné nasazení obousměrné komunikace mezi výrobou, distribucí a spotřebou (AMM – Automatic Meter Management). Ve stejném období by mělo být připraveno nasazení DSR (reakce strany poptávky, z anglického Demand Side Response).
5. Navrhnout a vytvořit podmínky pro postupné nasazení a stanovit pravidla pro připojení akumulace. Zároveň navrhnout a realizovat způsob využití akumulace pro potřeby ES ČR. V současné době je akumulace využívána pro vyrovnání odchylek prostřednictvím Podpůrných Služeb (PpS). V budoucnu by měla akumulace hrát také roli akumulátoru elektrické energie vyrobené intermitentními zdroji v době, kdy spotřeba není schopna jejich vyrobenou energii využít. Cílem tohoto opatření je zhodnotit možnosti akumulace jako nástroje pro řízení ES, stanovit způsob řízení akumulace, definovat technické podmínky pro připojení akumulace, zpracovat analýzu optimálního rozmístění akumulace v ES a zpracovat analýzu zpětných vlivů akumulace na chování ES ČR.
6. Definovat možnosti pro integraci elektromobilů do DS, definovat možnosti řízení nabíjecího výkonu a analyzovat možnosti využití baterií elektromobilů pro regulační výkon DS.

3 NETOČIVÉ ZDROJE V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ

Nejrozšířenějšími zdroji, jejichž výkon je do ES dodáván prostřednictvím měničů, jsou fotovoltaické elektrárny a některé větrné elektrárny. Nelze opomenout i technologii HVDC (High-Voltage Direct Current), která se v Evropě používá k propojení jednotlivých oblastí (např. Dánsko a Norsko) nebo k připojení offshore větrného parku k ES. Ostatní netočivé zdroje jsou v ES zastoupeny v malé míře nebo jejich technologie není dostatečně vyvinutá pro komerční využití. Jsou to například bateriové akumulární systémy, slapové elektrárny, palivové články, nebo i MHD generátory a další. V této kapitole jsou stručně popsány tři nejrozšířenější netočivé zdroje, a to zejména z hlediska jejich připojení k elektrické síti. Dále je v této kapitole shrnut vliv netočivých zdrojů na chod ES.

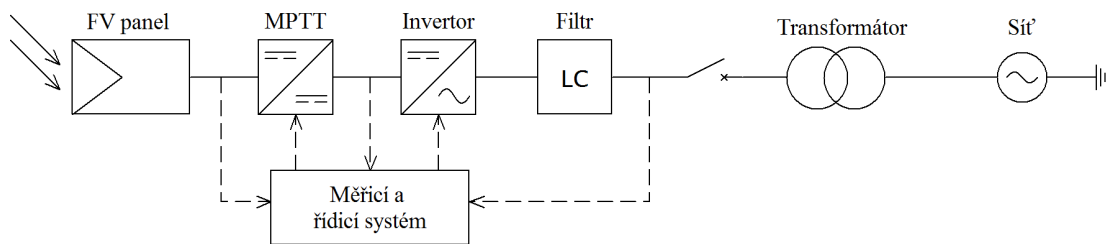
3.1 Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaické systémy můžeme z hlediska zapojení dělit na autonomní, hybridní s akumulací a přímo připojené k síti. Autonomní systémy (Grid-off) nejsou připojeny na elektrickou síť a nevyužitou energii ukládají do akumulátorových baterií nebo jiných zařízení vhodných k akumulaci energie (bojlerů atd.). Převážně se využívají pro napájení malých objektů bez možnosti připojení k elektrické síti jako jsou chaty, dopravní signalizace a další [16].

Hybridní systémy s akumulací jsou primárně určeny pro napájení objektu, v němž jsou umístěny. Jsou připojeny k elektrické síti, přičemž přebytečná elektrická energie je pomocí inteligentního hybridního měniče směrována do předem určených elektrických spotřebičů nebo akumulátorových baterií tak, aby nebylo dodáváno mnoho energie do elektrické sítě. Hybridní systémy s akumulací se využívají převážně v instalacích na obytné domy a menší průmyslové objekty [16].

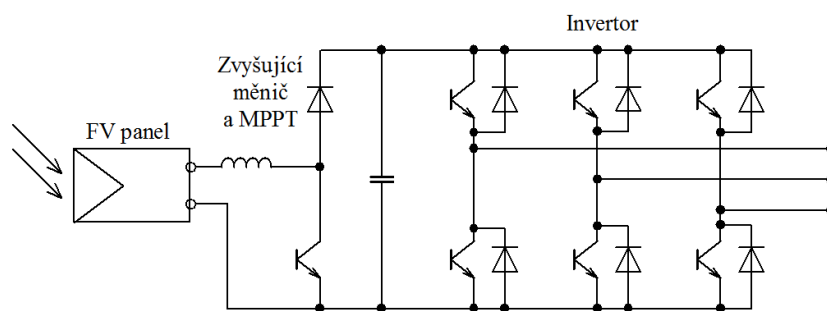
Systémy připojené k elektrické síti (Grid-on) jsou primárně určeny k dodávce elektrické energie do elektrické sítě (výjimkou jsou systémy zapojené v tzv. Zeleném bonusu). Tyto systémy se instalují na střechy větších bytových či nebytových komplexů nebo na volná prostranství. Jedná se o elektrárny s instalovaným výkonem od 20 kWp až po jednotky MWp [16]. Příklad zapojení grid-on FVE je na obr. 3.1.

Vzhledem k tomu, že FV panely vyrábějí pouze stejnosměrný proud, je nutné ho změnit na proud střídavý aby bylo možné FV panely připojit do ES. K tomu slouží zařízení, které se nazývá měnič nebo tzv. invertor. Mimo to invertory poskytují monitoring a hlavně zajišťují, aby panely dodávaly co nejvyšší možný výkon. K tomu invertor využívá proces, který se nazývá MPP tracking (MPPT, z anglického maximum power point tracking). Pomocí něho sleduje invertor bod nejvyššího výkonu na VA charakteristice FV panelu. Invertory se dělí podle použití na ostrovní a síťové. Ostrovní generují vlastní síťový kmitočet 50 Hz, kdežto síťové synchronizují svůj kmitočet a napětí s aktuálními parametry



Obr. 3.1: Zjednodušené schéma grid-on fotovoltaického systému [19]

sítě. Dále se invertory rozdělují dle zapojení na modulové (invertor je připojen k jednomu FV panelu), řetězcové nebo stringové (invertor je připojen k několika FV panelů zapojených v sérii nebo paralelně) a centrální (invertor je připojen k velkému množství FV panelů) [16]. Příklad vnitřního zapojení invertoru je na obr. 3.2.

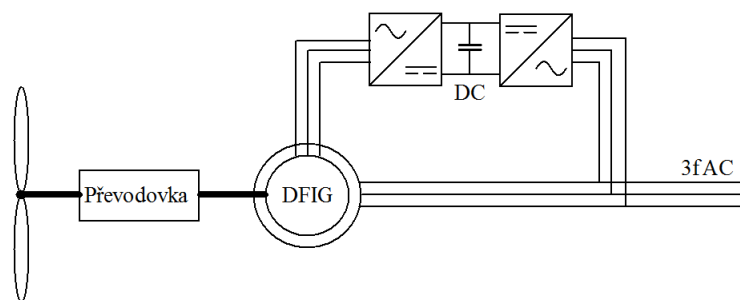


Obr. 3.2: Vnitřní zapojení invertoru [16]

3.2 Větrné elektrárny

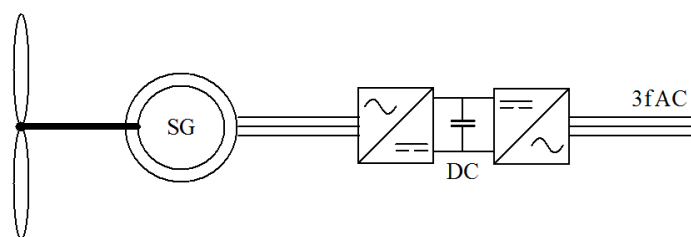
Pro výrobu elektrické energie se ve větrných elektrárnách používají asynchronní a synchronní generátory. Pro elektrárny malých výkonů (do 10 kW) se využívají vícepólové synchronní generátory s permanentními magnety s usměrňovačem pro napájení stejnosměrné sítě a akumulátorové baterie. Mohou být opatřeny také střídačem pro napájení malých spotřebičů [16].

Pro větrné elektrárny vyšších výkonů jsou využívány asynchronní generátory s kotvou nakrátko. Jejich výhodou je vysoká provozní spolehlivost, nenáročná údržba a nízké pořizovací náklady. Nevýhodou je malé regulační rozpětí otáček generátoru. Tato nevýhoda se potlačuje použitím asynchronního generátoru s napájeným rotorem (DFIG, z anglického double-fed induction generator) [16, 18]. Toto řešení používá například jeden z největších světových výrobců VTE, dánská firma VESTAS. Zjednodušené schéma zapojení DFIG k síti je na obr. 3.3.



Obr. 3.3: Zapojení asynchronního generátoru s napájeným rotorem [17]

Pro větrné elektrárny velkých výkonů se také používají synchronní generátory s velkým počtem pólů s budícím vinutím na rotoru. Výhodou tohoto použití je úplné vynechání převodovky, čímž se sníží hmotnost, velikost gondoly, hlukové emise, možnost potenciálních poruch a eliminují se ztráty v převodovce. Velikost generátoru je zde větší než v předchozím případě. Podle rychlosti otáčení rotoru se zapínají jednotlivé pólové dvojice (čím větší rychlost, tím více pólových dvojic). Takto vyrobená elektrická energie se musí upravovat výkonovou elektronikou (usměrňovačem a střídačem), při čem vznikají dodatečné ztráty [16, 18]. Tento princip využívá např. německý výrobce ENERCON. Zjednodušené schéma zapojení tohoto generátoru je na obr. 3.4.



Obr. 3.4: Zapojení synchronního generátoru s velkým počtem pólů [18]

3.3 High-Voltage Direct Current

Technologie HVDC nachází uplatnění při přenosu velkého množství elektrické energie na velké vzdálenosti a při potřebě propojit dvě asynchronní ES s rozdílnou frekvencí. Je výhodná pro přenos na vzdálenosti od 600 km u nadzemního vedení a od 50 km u vedení kabelového (podzemní nebo podmořské) [20]. U dlouhých kabelových vedení je použití HVDC často jedinou možností, z důvodu velké kapacity totiž nelze použít střídavý proud [21]. Základní výhodou HVDC je absence parametrů frekvence (pokud zanedbáme přechodné děje). Dalšími výhodami jsou zejména snížení ztrát a zvýšení stability přenosu,

nutnost použití pouze jednoho nebo dvou vodičů (v závislosti na konfiguraci), žádná potřeba kompenzace jalového výkonu, schopnost kontroly směru toku výkonu a další [21]. Velkou nevýhodou je složitá změna napětí přes polovodičovou techniku (transformátory jsou jednodušší a levnější). Z toho důvodu se technologie HVDC vyplácí až při velkých vzdálenostech přenosu (menší náklady na vodiče, ale velké náklady na koncové měnírny) [21].

Konfigurace HVDC [20, 21]:

- Monopolární - K přenosu je použit jeden vodič a zpětnou cestou pro proud je země nebo mořská voda.
- Bipolární - K přenosu jsou použity dva vodiče se stejnou velikostí napětí ale obrácenou polaritou. Takto lze HVDC provozovat i při poruše jednoho z pólů, a přenášet mírně pod 50 % přenosové kapacity.
- Back to back - usměrňovač i střídač jsou umístěny blízko sebe (typicky v jedné stanici) a používá se pro spojení dvou asynchronních soustav.
- Multiterminal - jedná se o systém s více terminály.

3.4 Vliv netočivých zdrojů na provoz elektrizační soustavy

Připojováním nejenom netočivých zdrojů, ale decentrálních zdrojů obecně, vznikají potíže spojené zejména s navýšením instalovaného výkonu v sítích NN a VN. Problematickým jevem je taky nestabilitnost dodávky, která může způsobit kolísání velikosti napětí, což vede k blikání světelných zdrojů - flikru. Dalším důsledkem připojování DECE je zvýšení zkratových poměrů a přetěžování prvků sítě (část sítě mezi transformační stanicí a místem připojení zdroje musí být dostatečně dimenzována, aby nedocházelo k přetěžování) [16, 23].

Penetrace decentralizovaných zdrojů v síti NN zvyšuje velikost napětí v místech připojení. V sítích VN, stejně jako v sítích NN, může připojení DECE způsobit zvýšení napětí v oblasti připojení. Transformátory 110/22 kV jsou ale vybaveny přepínáním odboček za chodu, což zlepšuje negativní dopad DECE [24].

Ve dnech s dobrými větrnými a/nebo slunečními podmínkami může být sníženo zatížení sítě, nebo může dojít i k obrácení toku výkonu z sítě VN do sítě 110 kV. V sítích 110 kV a PS může být pro řízení ES problém již výše zmiňovaný obrácený tok výkonu směrem ze sítě VN, na druhou stranu ale dochází ke snížení zatížení sítě, což může příznivě působit na bezpečnostní kritérium n-1. Zároveň ale musí být zajištěna výkonová rezerva pro případné výpadky zdrojů způsobené výkyvy počasí [24].

Zdroje připojené přes invertory mohou do sítě injektovat proudy neharmonického průběhu a tím způsobovat dodatečné harmonické zkreslení napětí. Tyto mezipharmonické

proudy mohou vznikat v důsledku PWM modulace u invertorů a dalších, podrobněji popsáných v [16].

Velmi výrazný vliv na provoz ES jako celku má velikost rotačních setrvačných hmot v síti, které jsou závislé na kinetické energii uložené v rotačních strojích. Rotační setrvačnost je důležitou vlastností frekvenční dynamiky a stability. Připojením větrných elektráren přes AC-DC-AC měniče dojde ke zrušení (většiny) mechanické vazby mezi generátorem a ES. Fotovoltaické elektrárny nemají vůbec žádnou setrvačnost. Zvyšováním penetrace těchto zdrojů dochází ke snižování rotační setrvačnosti ES [25]. Problematika setrvačnosti je dále probrána v kapitole 4.4.

4 REGULACE FREKVENCE V ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVĚ

Jedním ze základních problémů zajištění plynulé dodávky elektrické energie je relativní neskladovatelnost elektrické energie. Výroba se proto musí rovnat spotřebě, tj. musí existovat výkonová rovnováha mezi výrobou a spotřebou v ES, a to v každý časový okamžik. Systémovou rovnováhu lze přesněji vyjádřit vztahem [8]:

$$S_V(t) = S_S(t) + S_Z(t) + S_a(t), \quad (4.1)$$

kde	$S_V(t)$	představuje výrobu (MVA),
	$S_S(t)$	představuje spotřebu (MVA),
	$S_Z(t)$	představuje ztráty (MVA),
	$S_a(t)$	představuje akumulaci (MVA).

Aby výkonová rovnice platila, musí být v ES prováděna regulace na straně výroby a na straně spotřeby. K tomu je třeba mít k dispozici dostatečnou hodnotu instalovaného výkonu v ES a dostatečné množství regulačního výkonu (může být na straně zdrojové i na straně spotřeby).

Požadavky pro provoz ES ČR vyplývají z mezinárodní spolupráce v rámci ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). K zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES slouží tzv. systémové služby, které v České republice zajišťuje společnost ČEPS, a.s., která je provozovatelem přenosové soustavy. Provozovatel přenosové soustavy zajišťuje následující systémové služby (SyS) [11]:

- Udržování kvality elektřiny
- Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase
- Obnovení provozu
- Dispečerské řízení

Pro zajištění systémových služeb jsou využívány následující technicko organizační prostředky [11].

4.1 Technicko organizační prostředky pro zajištění systémových služeb

4.1.1 Výkonová záloha pro primární regulaci frekvence

Při narušení výkonové rovnováhy mezi aktuálním výkonem zdrojů a aktuálním zatížením se na obnovení rovnováhy podílejí všechny zdroje, které jsou v rámci propojené soustavy

zapojeny do primární regulace (PR) frekvence [11]. Jde o tzv. princip solidarity. Primární regulace frekvence spolu se sekundární regulací (SR) frekvence jsou základními systémovými službami v rámci soustavy ENTSO-E RGCE (Regional Group Central Europe).

Primární regulace frekvence má za úkol zvyšovat anebo snižovat výkon v rámci regulační oblasti a tím zastavit pokles anebo růst frekvence v časovém intervalu několika sekund [11]. Změna zatížení ΔP při změně frekvence Δf je vyjádřena sít'ovou charakteristikou ES [9]:

$$\Delta P = -K_S \Delta f \quad (\text{MW}; \text{MW/Hz}, \text{Hz}), \quad (4.2)$$

kde K_S je výkonové číslo regulační oblasti. Výkonové číslo popisuje, jak se v ES mění frekvence se změnou zatížení. Zjišť'uje se nejčastěji měřením a to tak, že se odpojí zatížení v soustavě a měří se změna frekvence [9]. Minimální hodnota výkonového čísla v rámci RGCE je dle [12] 15000 MW/Hz. Průměrná hodnota výkonového čísla v rámci RGCE je dle [12] 19500 MW/Hz. Primární regulace frekvence způsobuje odchylku frekvence při změně zatížení. Tato odchylka může překročit dovolené hranice. Udržení frekvence na nominální hodnotě 50 Hz je úkolem sekundární regulace.

Požadavek na PR vychází dle [12] ze simulovaného výpadku výkonu 3000 MW v soustavě o zatížení 150 GW mimo špičku a 300 GW ve špičce (referenční změna). Samoregulační efekt zátěže je uvažován 1 %/Hz. Maximální povolená odchylka frekvence od nominální hodnoty je v přechodném stavu ± 800 mHz a v ustáleném stavu ± 180 mHz. Při zanedbání účinku samoregulačního efektu zatížení¹ nesmí absolutní odchylka frekvence v ustáleném stavu přesáhnout hodnotu 200 mHz. Primární regulace frekvence musí plně zapůsobit do 30 s po narušení výkonové rovnováhy [12].

Tato služba je zajišť'ována pomocí podpůrné služby Primární regulace f bloku.

4.1.2 Sekundární regulace f a P

Sekundární regulace f a P v rámci regulační oblasti udržuje frekvenci na jmenovité hodnotě a zajišť'uje udržení salda předávaných výkonů se sousedními soustavami na sjednané hodnotě (výkonová rovnováha). Je zajišť'ována sekundárním regulátorem frekvence a předávaných výkonů automaticky. Tento regulátor pracuje na tzv. principu neintervence. To znamená, že výkonovou nerovnováhu vyrovná pouze postižená regulační oblast, ve které nerovnováha vznikla [11]. Regulační odchylka G se podle [11] spočítá:

$$G = \Delta P + K \Delta f \quad (\text{MW}; \text{MW}, \text{MW/Hz}, \text{Hz}), \quad (4.3)$$

kde K je nastavený parametr regulátoru. Pro správnou činnost regulátoru je nutné nastavit konstantu K tak, aby její hodnota odpovídala výkonovému číslu soustavy K_S .

¹Zátěž má opačný sklon kmitočtové charakteristiky, což zmenšuje odchylku f od jmenovité hodnoty (při poklesu frekvence klesne odebíraný výkon a naopak)[9].

Tím je zajištěn princip neintervence. Pro zajištění dostatečné regulace se konstanta K volí mírně vyšší než výkonové číslo soustavy [12].

Sekundární regulace f a P navazuje na primární regulaci frekvence tak, že nahrazuje výkon, který byl poskytnut na základě principu solidarity ostatními regulovanými soustavami. Sekundární regulace musí obnovit frekvenci v regulované soustavě do 15 minut od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy [11].

Pro zajištění služby Sekundární regulace f a P je využíváno podpůrné služby Sekundární regulace P bloku.

4.1.3 Terciární regulace výkonu

Terciární regulace výkonu slouží pro nahrazení vyčerpané regulační zálohy. Lze pro ni využít točivou zálohu nebo rychle startující zálohu [11].

Pro zajištění služby terciární regulace výkonu je využíváno podpůrných služeb Rychle startující 15-ti minutová záloha, Minutová záloha, Snížení výkonu a Změna zatížení.

4.1.4 Využití dispečerské zálohy

Dispečerská záloha slouží k pokrytí dlouhodobé výkonové nerovnováhy (více než cca 2h). Dlouhodobá nerovnováha může být způsobena výpadkem bloků nebo dlouhodobým nedodržením sjednaných odběrových diagramů subjekty zúčtování [11].

4.1.5 Ostatní prostředky pro zajištění SyS

- Sekundární regulace napětí - udržuje napětí v pilotním uzlu PS v takové výši, jaká byla stanovena terciární regulací napětí. Systém určuje hodnotu jalového výkonu, potřebnou k vyrovnání odchylky napětí. Tato hodnota jalového výkonu je rozesílána na elektrárny, které jsou zapojeny do sekundární regulace napětí prostřednictvím podpůrné služby sekundární regulace U/Q [11].
- Terciární regulace napětí určuje hodnotu napětí v pilotních uzlech, která je potřeba pro bezpečný a spolehlivý provoz ES.
- Zajištění stability přenosu - jde o kontrolu a koordinační činnost pro zajištění statické a dynamické stability při přenosu výkonů v ES.
- Obnovení provozu po úplném nebo částečném rozpadu soustavy - v případě velké systémové poruchy může nastat úplný nebo částečný rozpad soustavy (ztráta napájení, black-out). V případě takových poruch musí provozovatel PS zajistit obnovení provozu do normálního stavu. Proces se skládá z najetí bloků (start ze tmy), obnovení napětí a napájení uživatelů dle určených priorit (tyto priority jsou definovány v rámci tzv. regulačních stupňů), vytvoření ostrovních provozů a postupného zřazování dílčích ostrovních provozů [11].

- Zajištění kvality napěťové sinusovky - provozovatel PS monitoruje zkreslení průběhu napětí (tzv. čistotu sinusovky) a vyhodnocuje zdroje poruch a navrhuje opatření pro odstranění zkreslení [11].

4.2 Podpůrné služby

Podpůrné služby (PpS) jsou činnosti fyzických či právnických osob, jejichž zařízení připojená k ES jsou určena k zajištění systémových služeb. Při splnění technických podmínek kontrolovaných certifikací jsou tyto subjekty oprávněny nabízet podpůrné služby provozovateli PS prostřednictvím dlouhodobých kontraktů (asi 90% služeb) a denního trhu se službami (e-portál Damas, asi 10% služeb) [10].

4.2.1 Primární regulace f bloku (PR)

Primární regulace f bloku je lokální automatická funkce, spočívající v zapojení primárního regulátoru na bloku, který v závislosti na změnách frekvence v síti automaticky upravuje okamžitý výkon daného bloku. Změnu výkonu bloku udává regulační rovnice [14]:

$$\Delta P = -\frac{100 P_n}{\delta f_n} \Delta f, \quad (4.4)$$

kde	ΔP	je požadovaná změna výkonu bloku (MW),
	P_n	je nominální výkon bloku (MW),
	Δf	je odchylka frekvence od zadané hodnoty (Hz),
	δ	je statika primární regulace (%),
	f_n	je zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz).

Od okamžiku vzniku odchylky frekvence musí poskytovatel PpS PR zajistit uvolnění regulační zálohy (RZPR) do **30 sekund**, přičemž podle [13] pracuje regulátor PR s pásmem necitlivosti do ± 20 mHz (což je součet přesnosti měření alespoň ± 10 mHz a necitlivosti kontroléru ± 10 mHz). Maximální rezervovaná velikost RZPR na blocích do **300 MW** je uvolněna při absolutní změně kmitočtu o **200 mHz** a na blocích nad **300 MW** je uvolněna při absolutní změně kmitočtu o **100 mHz** od zadané hodnoty. Maximální velikost RZPR jednoto bloku je **10 MW**, minimální velikost RZPR je **3 MW**, přičemž platí, že RZPR je rovno polovině RRPR (regulační rozsah primární regulace). Maximum je stanoveno z důvodu omezení vlivu výpadku bloků poskytující PpS PR [14].

4.2.2 Sekundární regulace P bloku (SR)

Sekundární regulace P bloku je schopnost změny výkonu bloku na základě požadavku sekundárního regulátoru frekvence. U sekundární zálohy se stanovují následující parametry [14]:

- RZSR – Regulační záloha sekundární regulace je rozdělena na kladnou ($RZSR_{(+)}$) a zápornou ($RZSR_{(-)}$).
- RRSR – Regulační rozsah sekundární regulace.
- Minimální certifikovaná velikost RRSR na jednom bloku je **20 MW**, přičemž minimální poskytovaná velikost $RZSR_{(+)}$ nebo $RZSR_{(-)}$ na jednom bloku je **10 MW**.
- Maximální poskytovaná velikost RZSR na jednom bloku je **70 MW**.
- Minimální rychlost změny výkonu bloku v rámci RZSR je **2 MW/min**.
- Poskytovatel PpS SR musí velikost RZSR bloku realizovat určenou rychlostí nejpozději do **10 minut** od požadavku.
- SR je poskytována jako symetrická služba, tj. RZSR se rovná polovině RRSR. Jeden poskytovatel může v rámci více bloků poskytovat službu asymetricky. V součtu ale musí být poskytována SR vždy symetrická.

4.2.3 Snížení výkonu SV_{30}

Služba je využívána pro snížení dodávky v rámci ES. Jedná se o bloky, které jsou schopny do **30 minut** od pokynu dispečinku PPS snížit výkon o minimálně **30 MW** na dobu minimálně 24 hodin [14].

4.2.4 Minutová záloha MZ_t ($t = 5, 15$ minut)

Minutovou zálohu poskytují zařízení, která jsou schopna do t minut realizovat změnu výkonu $RZMZ_t \pm$. Pro $t = 15$ minut je minimální velikost regulační zálohy $RZMZ_t \pm$ u jednoho bloku rovna **10 MW**, přičemž maximální výkon je **70 MW**. Doba aktivace služby není omezena. Pro $t = 5$ minut je minimální velikost regulační zálohy $RZMZ_t \pm$ u jednoho bloku rovna **30 MW**. Maximální výkon určuje PPS. Minimální doba aktivace této služby jsou 4 hodiny [14].

4.2.5 Ostatní PpS

- Sekundární regulace U/Q
- Schopnost ostrovního provozu
- Schopnost startu ze tmy

4.3 Pravidla provozování zdrojů připojených k distribuční soustavě NN, VN a 110 kV

Připojování nových instalací do distribučních soustav se řídí podle platných Pravidel provozování distribučních soustav (PPDS), zejména přílohy č. 4, Pravidel pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy [15]. Pravidla shrnují všechna hlediska, na které je třeba brát zřetel při připojování výrobní do sítě NN, VN nebo 110 kV provozovatele distribuční soustavy. Těmito výrobními jsou [15]:

- Vodní elektrárny
- Větrné elektrárny
- Generátory poháněné tepelnými stroji, např. blokové teplárny, kogenerační jednotky, spalování bioplynu a biomasy
- Fotočláňková zařízení
- Geotermální elektrárny

Vzhledem k rozsáhlosti již zmíněných PPDS budou v této kapitole probrány pouze nejdůležitější pravidla, která se týkají zejména zdrojů netočivých a souvisejí s regulací frekvence, resp. výkonu. PPDS definují pravidla pro dva typy zdrojů, mikrozdroje (zdroje s fázovým proudem do 16 A) a výrobní s fázovým proudem nad 16 A v sítích NN a výrobní připojené do sítí VN a 110 kV. V této kapitole jsou uvedeny pravidla pouze pro druhý typ.

4.3.1 Chování výroben při normálních provozních podmínkách

Provozní frekvenční rozsah

Výrobní musí být schopna trvalého provozu při frekvenci v přípojném bodě 49 až 51 Hz. Provozní frekvenční rozsah a doba připojení je uvedena v následující tabulce.

Tab. 4.1: Provozní frekvenční rozsah [15]

Rozsah frekvence	Doba trvání
47,5 – 48,5 Hz	stanoví příslušný PPS, ale ne méně než 30 min.
48,5 – 49 Hz	stanoví příslušný PPS, ale neměla by být méně než pro 47,5 – 48,5 Hz
49 – 51 Hz	neomezeně
51 – 51,5 Hz	30 min.

Rozsah trvalého provozního napětí

Výrobní musí být schopna trvalého provozu, pokud napětí v místě připojení je v rozsahu $U_n -15\%$ až $U_n +10\%$ pro výrobní připojené do sítě NN a v rozsahu $U_n \pm 10\%$ pro

výrobní připojené do sítí VN a 110 kV. Pokud je napětí nižší než U_n , je dovoleno snížení výstupního výkonu odpovídající relativní změně napětí $(U_n - U)/U_n$ [15].

4.3.2 Zásady podpory sítě

Výrobní zařízení se musí podílet na udržování napětí v síti. Požadované hodnoty a charakteristiky pro podporu udržování napětí v síti udává PDS. Rozlišuje se statická a dynamická podpora sítě [15]:

- **Statické řízení napětí** v síti je udržování napětí ve smluvně stanovených mezích za normálního provozu při pomalých změnách napětí v síti.
- **Dynamická podpora sítě** je udržování napětí při poklesech napětí v sítích VVN a ZVN, zamezující nežádoucímu odpojení zdrojů napájecích sítí VN a rozpadu sítě. To znamená, že musí být výrobní technicky schopné zůstat připojené k síti při poruchách, při kterých dochází k poklesu napětí (zkraty).

4.3.3 Přizpůsobení činného výkonu

Všechny výrobní připojené k síti musí být schopné snížit činný výkon automaticky v závislosti na kmitočtu v síti a podle poměrů v síti, i podle povelů dispečinku PDS nebo se automaticky odpojit od DS [15].

Snížení činného výkonu při nadfrekvenci

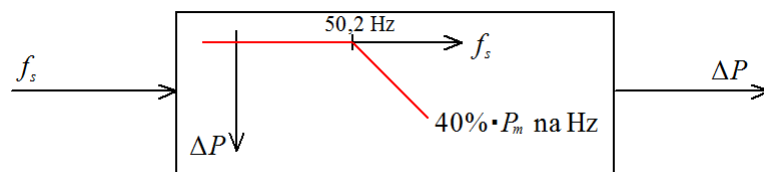
Výrobní připojené do DS, které se automaticky neodpojí, musí být schopny při kmitočtu nad 50,2 Hz snižovat okamžitý činný výkon gradientem 40 % na Hz dle rovnice [15]

$$\Delta P = 20P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - f_s}{50 \text{ Hz}}, \quad \text{pro } 50,2 \text{ Hz} < f_s < 51,5 \text{ Hz}, \quad (4.5)$$

kde P_m je okamžitý dostupný výkon (MW),
 ΔP je snížení výkonu (MW),
 f_s je frekvence sítě (Hz).

V rozsahu $47,5 \text{ Hz} < f_s < 50,2 \text{ Hz}$ není žádné omezení a při $f_s \leq 47,5 \text{ Hz}$ a $f_s \geq 51,5 \text{ Hz}$ odpojení od sítě.

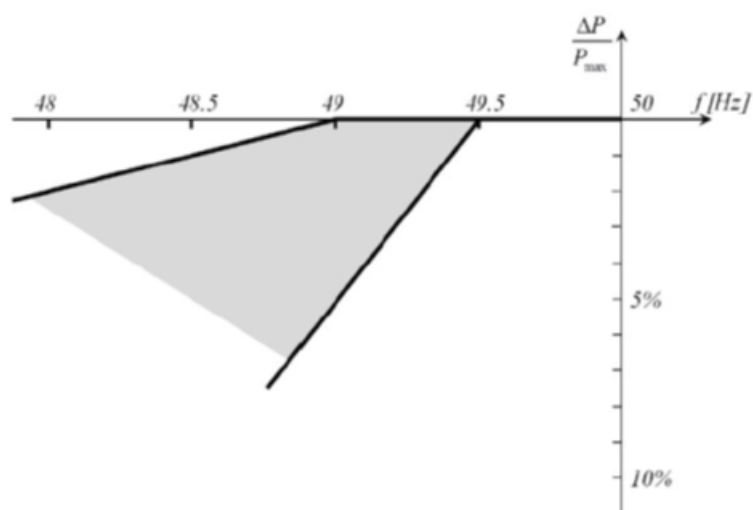
Tento požadavek vychází z problému, který je dle [22] nazván jako "Risk 50,2 Hz". V minulosti byla stanovena podmínka, že při určité hodnotě nadfrekvence se musí FVE odpojit od sítě (obvykle 50,2 Hz, v některých zemích Evropy 50,3 Hz). Při postupnému zvyšování počtu FVE v síti vyšlo najevo, že při zvýšení frekvence na tuto hodnotu došlo k odpojení velkého počtu FVE od ES, což vedlo k nedostatku výkonu v ES a následnému prudkému poklesu frekvence. Proto musely být upraveny řídicí systémy nových i stávajících FVE podle výše uvedeného pravidla [22].



Obr. 4.1: Snížení činného výkonu obnovitelných zdrojů při nadfrekvenci [15]

Snížení činného výkonu při podfrekvenci

Příslušný PPS definuje dovolené snížení činného výkonu z maximální hodnoty se snižující se frekvencí v rozsahu mezi plnými čarami na obr. 4.2.



Obr. 4.2: Maximální snížení činného výkonu s klesajícím kmitočtem [15]

Řízení činného výkonu v závislosti na provozních podmínkách

Dle Energetického zákona je PDS oprávněn ke změně činného výkonu nebo odpojení zařízení v následujících stavech sítě [15]:

- potenciální ohrožení bezpečného provozu systému
- nutné provozní práce, popř. nebezpečí přetížení v síti PDS
- nebezpečí vzniku ostrovního provozu
- ohrožení statické nebo dynamické stability
- vzrůst frekvence ohrožující systém
- údržba nebo provádění stavebních prací

4.3.4 Řízení jalového výkonu v závislosti na provozních podmínkách

Účinník zdroje za normálních ustálených provozních podmínek musí být mezi 0,90 kapacitní a 0,90 induktivní za předpokladu, že činná složka výkonu je nad 10 % jmenovitého výkonu zdroje [15].

4.3.5 Připojování výroben se střídači nebo měniči kmitočtu

Střídače smějí být připojovány pouze pokud je jejich střídavá strana bez napětí. U výroben schopných ostrovního provozu, které nejsou připojovány bez napětí, je zapotřebí dodržet následující podmínky pro synchronizaci [15]:

- Rozdíl napětí $\Delta U < \pm 10 \% U_n$
- Rozdíl frekvence $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- Rozdíl fáze $< \pm 10^\circ$

4.4 Setrvačnost systému a odezva frekvence

Jak již bylo napsáno výše, stabilita frekvence, a tím i stabilita provozu, závisí na bilanci činného výkonu. Klíčový parametr, pomocí kterého lze pozorovat bilanci činného výkonu, je frekvence, která přímo souvisí s úhlovou rychlostí synchronního generátoru ($\omega = 2\pi f$). Způsob udržování frekvence ve stanovených mezích je popsán výše v této kapitole.

Důležitou vlastností, která napomáhá ke stabilitě frekvence je setrvačnost. Díky elektromechanické vazbě je při odchylce frekvence systému poskytnuta kinetická energie, která je uložena v rotačních setrvačných hmotách generátorů. Platí, že v systému s menší setrvačností dochází k rychlejším výkyvům frekvence a tím i k větší odchylce frekvence od jmenovité hodnoty [25] v přechodném stavu. Kinetická energie uložená v setrvačných hmotách generátoru je podle [25]:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J (2\pi f_m)^2, \quad (4.6)$$

kde J je moment setrvačnosti stroje ($\text{kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}$, MVAs),
 f_m je frekvence stroje (Hz).
 E_{kin} je kinetická energie (J)

Dobu, po kterou je stroj schopen dodávat výkon z pouze z jeho uložené kinetické energie (tj. bez přidané mechanické energie), udává časová konstanta setrvačnosti generátoru (někdy také jen setrvačnost) H_{gen} (s) [25]:

$$H_{gen} = \frac{E_{kin}}{S_{gen}}, \quad (4.7)$$

kde S_{gen} je jmenovitý zdánlivý výkon generátoru (MVA). Hodnota H_{gen} v systému s dominující výrobou synchronními stroji se podle [31] pohybuje v rozsahu 5-6 s a je závislá na jmenovitém výkonu, otáčkách a momentu stroje. Způsob výpočtu H_{gen} je podrobně popsán v [28].

Elektrizační soustava sestává z mnoha různých generátorů s různými hodnotami časových konstant setrvačnosti. Časová konstanta setrvačnosti celého synchronního systému se podle [27] spočítá jako vážený průměr časových konstant setrvačnosti všech generátorů umístěných v tomto systému:

$$H_{sys} = \sum_i \frac{H_{gen,i} \cdot S_{gen,i}}{S_{sys}}, \quad (4.8)$$

kde H_{sys} je časová konstanta setrvačnosti systému (s),
 S_{sys} je instalovaný výkon v soustavě (MVA).

Ze způsobu výpočtu pomocí váženého průměru vyplývá, že velikost setrvačnosti systému je úměrná počtu točivých zdrojů dodávajících do systému. To znamená, že ve dne, kdy je velké zatížení, je setrvačnost soustavy větší než v noci, kdy je zatížení menší [27].

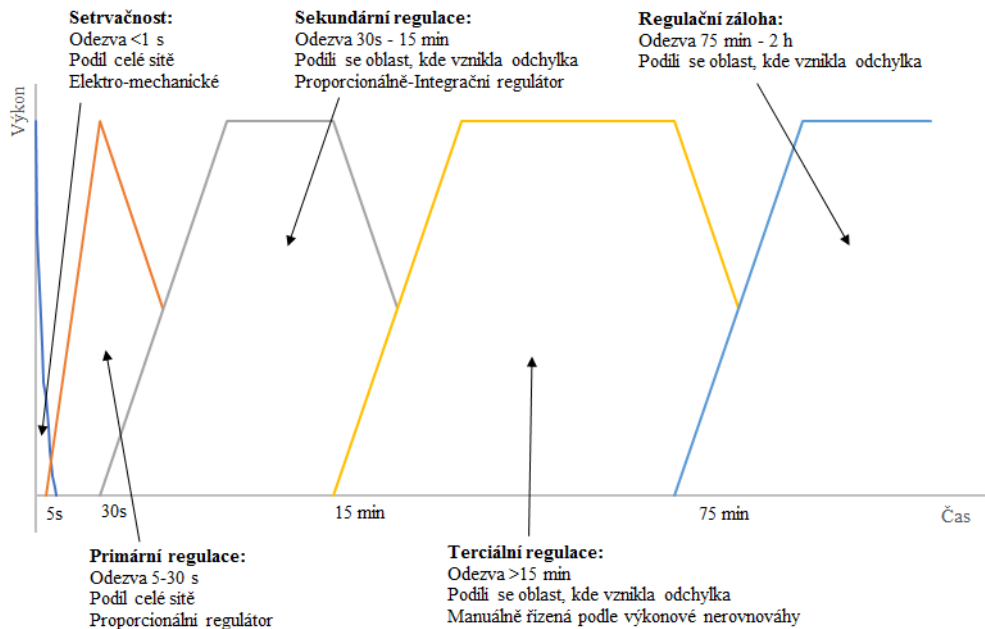
V případě odchylky frekvence v systému začnou synchronní generátory téměř okamžitě injektovat nebo absorbovat kinetickou energii do nebo ze sítě a tím působit proti změnám frekvence. Tato odezva nemůže být nijak řízena nebo omezoována [27]. Poté je zahájena primární, sekundární a terciární regulace ve stejném pořadí. Odezvu a regulaci frekvence lze časově kategorizovat, jak lze vidět na obrázku 4.3.

Se zvyšujícím se počtem netočivých zdrojů v ES a se snižující se setrvačností systému začíná být podle [30] důležitá znalost parametru sítě zvaného ROCOF (rychlost změny frekvence, z anglického Rate Of Change Of Frequency). ROCOF je časová derivace systémové frekvence (df/dt). Zvyšující se počet netočivých zdrojů v ES tedy způsobuje zvětšení její hodnoty. Velké hodnoty ROCOF mohou ohrozit bezpečnost provozu ES z důvodu nastavení ochran (některé ochrany používají tuto hodnotu pro detekci ostrovního provozu [26]), mechanickým omezením synchronních strojů (schopnost pracovat při prudké změně frekvence) nebo možných problémů týkajících se schémat snižování zatížení [30].

Nejvyšší hodnota ROCOF je v systému v okamžiku odpojení generátoru nebo zátěže ze systému předtím, než se aktivuje primární regulace. Podle [30] lze tuto hodnotu vypočítat jako:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P}{2 \cdot S_{sys} \cdot H_{sys}} \cdot f_n, \quad (4.9)$$

kde Δf je odchylka frekvence (Hz),
 ΔP je odchylka činného výkonu (MW),
 S_{sys} je zdánlivý výkon zdrojů přispívajících k setrvačnosti (MVA),
 H_{sys} je setrvačnost systému (s),
 f_n je jmenovitá hodnota frekvence (Hz).



Obr. 4.3: Kategorie regulace frekvence v rámci ENTSO-E [25]

Problémem snižování setrvačnosti vlivem zvyšujícího se počtu netočivých zdrojů v ES se zabývá [31]. ENTSO-E provedlo estimaci velikostí časových konstant setrvačnosti v jednotlivých zemích společenství v roce 2030. Hodnoty H pro vybrané země v roce 2030 jsou uvedeny v tabulce 4.2.

Tab. 4.2: Estimovaná velikost setrvačnosti v roce 2030 pro vybrané země ENTSO-E [31]

Země	Česká republika	Německo	Belgie	Velká Británie	Španělsko	Norsko	Itálie
H (s)	3,0	0,9	1,5	0,7	1,7	3,3	1,6

4.5 Technické možnosti pro zajištění lepší setrvačnosti systému

V současné době existuje mnoho možných řešení pro zvýšení setrvačnosti v síti. Může se jednat o konvenční řešení ale i o řešení novější, která se neustále rozvíjejí. Jako konvenční

a nejjednodušší řešení je podle [27] připojení nových konvenčních zdrojů k síti. Dalším konvenčním řešením může být připojení synchronních kompenzátorů, které rovněž mohou zvyšovat setrvačnost v síti.

Alternativní řešení zvýšení setrvačnosti v síti mohou být založena na velmi rychlé výměně činného výkonu se sítí na základě zvýšení nebo snížení frekvence nebo na využití již existující setrvačnosti, která je od sítě oddělena výkonovou elektronikou. Souhrnně se tato řešení nazývají umělá setrvačnost (z anglického synthetic inertia, některá literatura uvádí virtual inertia, artificial inertia apod.) [27, 26].

Velmi dobrým řešením se zdá být využití již existující setrvačnosti u větrných elektráren (DFIG nebo elektrárny se synchronním generátorem), kdy je přidáním vhodného řízení možné emulovat chování konvenčního zdroje, tj. přidat umělou setrvačnost. Někteří světoví výrobci větrných elektráren již nabízejí systémy pro přidání umělé setrvačnosti [26]. Toto řízení musí být založeno na následujícím vzorci [26]:

$$\Delta P_i = \frac{2 \cdot P_{max} \cdot H_{gen}}{f_n} \cdot \frac{d\Delta f}{dt}, \quad (4.10)$$

kde ΔP_i je výkonová rezerva pro umělou setrvačnost (MW),
 P_{max} je maximální výkon generátoru (MW),
 H_{gen} je setrvačnost generátoru (s),
 f_n je jmenovitá hodnota frekvence (Hz).

Detailní popis tohoto řešení je v [26]. Některé studie se rovněž zabývají možnostmi zvýšení setrvačnosti systému za pomoci větrných elektráren připojených přes HVDC technologii. Systém řízení větrné elektrárny připojené přes HVDC pro přidání umělé setrvačnosti je popsán v [32].

Dalším možným řešením je využití systému schopného absorbovat nebo injektovat elektrickou energii ze sítě nebo do sítě. Takovým systémem může být bateriové úložiště nebo superkapacity. Výhodami těchto řešení je podle [27] zejména velmi rychlá odezva na odchylku frekvence a relativně malé investice v porovnání s konvenčními technologiemi.

Je třeba dodat, že kromě připojení nového synchronního generátoru jsou všechna uvedená řešení dočasná. Nezpůsobují trvalé navýšení setrvačnosti v síti.

4.6 Řízení elektrizační soustavy složené pouze z netočivých zdrojů

Evropské společenství provozovatelů přenosových soustav (ENTSO-E) si velmi dobře uvědomuje problém růstu netočivých zdrojů v elektrizační soustavě. S nárůstem netočivých zdrojů vznikají nové výzvy související především se stabilitou systému, stávajícími

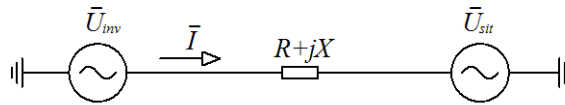
systemy ochran a s kvalitou elektrické energie. Proto byl vytvořen projekt nazvaný MI-GRATE (zkratka anglického Massive InteGRATion of power Electronic devices). Jedním z cílů tohoto projektu je navrhnout novou strategii řízení elektrizační soustavy

- s velkým počtem netočivých zdrojů.
- se stoprocentním podílem netočivých zdrojů.

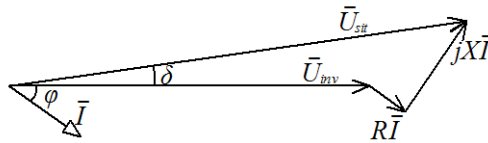
Projekt tedy počítá s novým přístupem v oboru řízení elektrizačních soustav, kdy předpokládá že všechny synchronní stroje mohou být do soustavy připojeny přes inventory. Podrobný popis systémových požadavků a testovaných případů je v [42].

5 MODELOVÁNÍ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY S NETOČIVÝMI ZDROJI Z HLEDISKA JEJICH VLIVU NA FREKVENCI

Netočivé zdroje jsou zdroje připojené do sítě přes měniče napětí (invertory). Aby bylo možné vytvořit model invertoru, je třeba nejdříve pochopit řízení dodávky činného a jalového výkonu takového invertoru. Na obrázku 5.1 je jednopólové schéma invertoru pracujícího do sítě přes impedanci složenou z odporu R a indukční reaktance X . Pro takové schéma je na obrázku 5.2 sestrojený fázorový diagram.



Obr. 5.1: Náhradní schéma invertoru pracujícího do sítě [33]



Obr. 5.2: Fázorový diagram invertoru pracujícího do sítě

Proud \bar{I} procházející tímto obvodem lze vyjádřit jako:

$$\bar{I} = \frac{\bar{U}_{inv} - \bar{U}_{sit}}{R + jX}, \quad (5.1)$$

kde $\bar{U}_{inv} = U_{inv} \angle \delta$ je napětí invertoru (V),

$\bar{U}_{sit} = U_{sit} \angle 0^\circ$ je napětí sítě (V).

Pro činný výkon P a jalový výkon Q platí:

$$\begin{aligned} P &= \operatorname{Re} \left\{ \bar{U}_{inv} \cdot \bar{I}^* \right\} \\ Q &= \operatorname{Im} \left\{ \bar{U}_{inv} \cdot \bar{I}^* \right\}, \end{aligned} \quad (5.2)$$

Dosazením rovnice 5.1 do rovnice 5.2 můžeme vyjádřit rovnice pro výpočet činného a jalového výkonu, který je dodáván invertorem do sítě.

$$\begin{aligned} P &= \frac{U_{inv}^2}{R^2 + X^2} [R (U_{inv} - U_{sit} \cos \delta) + XU_{sit} \sin \delta] \\ Q &= \frac{U_{inv}^2}{R^2 + X^2} [X (U_{inv} - U_{sit} \cos \delta) - RU_{sit} \sin \delta], \end{aligned} \quad (5.3)$$

V sítích VN a VVN, kde je podle [33] hodnota indukční reaktance X mnohem větší než hodnota odporu R , lze zavést zjednodušení a uvažovat hodnotu $R = 0$. Rovnice pro výpočet činného a jalového výkonu se potom zjednoduší na:

$$\begin{aligned} P &= \frac{U_{inv} \cdot U_{sit}}{X} \sin \delta \\ Q &= \frac{U_{inv}}{X} (U_{inv} - U_{sit} \cos \delta) \end{aligned} \quad (5.4)$$

Z rovnic 5.4 je možno vyčíst, že činný a jalový výkon invertoru lze řídit pomocí úhlu a velikosti napětí, přičemž na velikost činného výkonu má vliv zejména úhel napětí invertoru a na velikost jalového výkonu má vliv zejména velikost napětí invertoru. V případě, že je invertor připojený do sítě NN, kde odpor převládá nad indukční reaktancí, bude mít na velikost činného výkonu vliv zejména velikost napětí invertoru a na velikost jalového výkonu zejména úhel napětí. Ve skutečnosti je třeba počítat s tím, že každá změna velikosti nebo úhlu napětí má vliv na činný i jalový výkon [33].

Existují dvě základní strategie řízení invertorů, které vychází ze způsobu použití [37]:

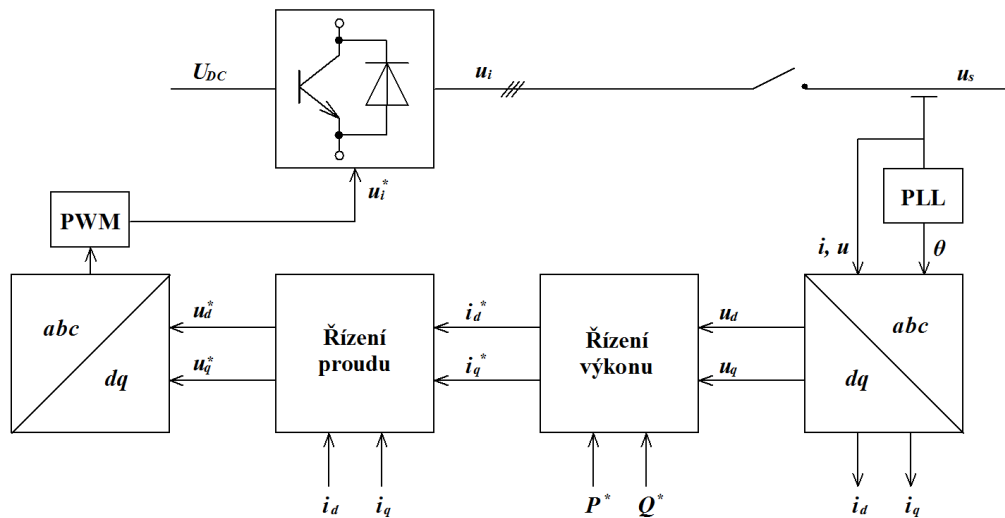
- *PQ řízení invertoru* - invertor s tímto řízením dodává do sítě činný výkon, který má dostupný na svém vstupu, a předem definovaný jalový výkon. Napětí a frekvence musejí být synchronizovány s napětím v síti. Tento typ řízení se používá pro invertory pracující do velké ES nebo pro invertory pracující v ostrovní síti jako *slave*.
- *Invertor jako napěťový zdroj (VSI)* - VSI (z anglického Voltage Source Inverter) je řízen tak, aby dodával do sítě výkon s předdefinovanými hodnotami napětí a frekvence. Tento typ řízení je používán pro invertory pracující v ostrovní síti jako *master*.

5.1 Model invertoru dodávajícího do sítě a jeho řízení

Invertor pracující do sítě využívá PQ řízení, tj. dodává předem definovaný činný a jalový výkon. Řízení výkonu invertoru připojeného k síti je založeno na teorii okamžitého výkonu a v důsledku toho na definici výkonu v dq souřadnicovém systému. Konvenční teorie činného, jalového a zdánlivého výkonu, která byla vyvinuta okolo roku 1930, je správná za podmínky, že napětí a proudy jsou sinusového průběhu a symetrické. Teorie okamžitého výkonu byla popsána teprve nedávno (1983) a začala nabývat důležitosti zejména s rozvojem výkonové elektroniky. Napětí a proudy spojené s těmito zařízeními nejsou vždy sinusového průběhu a teorie okamžitého výkonu umožňuje přesněji spočítat výkon/přikon těchto zařízení. Teorie okamžitého výkonu a teorie převodu elektrických veličin z abc souřadnic do dq souřadnic jsou podrobněji popsány v [34].

Při použití této teorie pro řízení výkonu je potom referenční proud rozdělen na komponenty v d a q souřadnicích. Referenční proud i_d^* odpovídá činnému výkonu a referenční proud i_q^* odpovídá jalovému výkonu [34].

Řídicí smyčka invertoru založená na teorii okamžitého výkonu je zobrazena na obrázku 5.3, kde jsou měřené napětí a proud převedeny do dq souřadnic. Pro správný převod je důležité použití signálu θ z PLL závěsu, který umožňuje správné přifázování invertoru na napětí. PLL závěs (fázový závěs, z anglického Phase-Locked-loop) generuje výstupní signál, jehož fáze a frekvence odpovídá vstupnímu signálu. Blok Řízení výkonu počítá referenční proud z naměřeného napětí a ze zadaných referenčních výkonů P^* a Q^* . V bloku Řízení proudu je referenční proud porovnáván s proudem měřeným a pomocí regulátorů je převáděn na referenční napětí. Toto referenční napětí je převedeno zpět do abc souřadnic a pomocí pulsně šířkové modulace (PWM) je signál převeden na impulzy, které jsou řídicím signálem pro výkonovou elektroniku invertoru [34, 35].

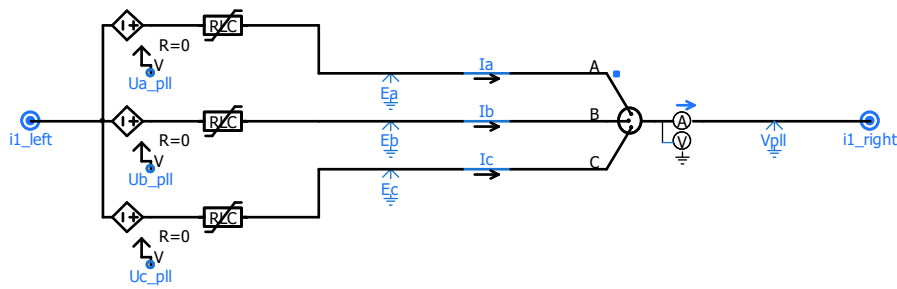


Obr. 5.3: Blokové schéma řízení invertoru založeného na teorii okamžitého výkonu [35]

Při modelování chování elektrizační soustavy při změnách zatížení, resp. při změnách frekvence, je v této práci použito symetrických zátěží, zdrojů i ostatních prvků ES. Zároveň je použito zdrojů generujících napětí sinusového průběhu a zátěží odebírajících proudy sinusového průběhu. Z tohoto důvodu pro řízení frekvence stačí využití konvenční teorie činného, jalového a zdánlivého výkonu. Pro tento typ simulace rovněž není třeba model tvořit jednotlivými výkonovými součástkami jako na obrázku 3.2.

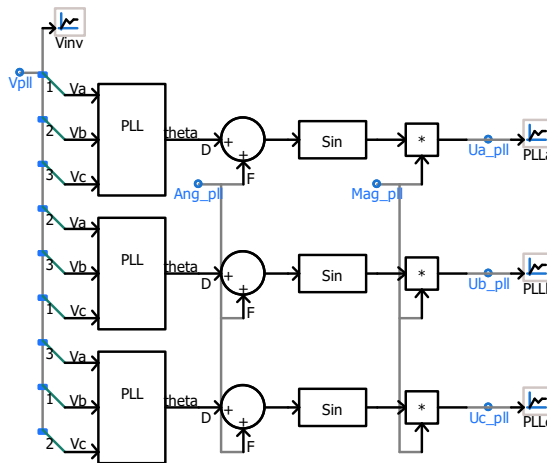
Model invertoru na obrázku 5.4 je tedy zjednodušen na tři jednofázové napěťové DC zdroje dostupné v knihovně PSCAD, které tvoří jeden třífázový zdroj. Každý z těchto zdrojů je do ES připojen přes nenulovou impedanci tvořenou odporem a indukční reaktancí. V každé fázi je měřeno napětí a proud, ze kterých je potom počítán výkon. Multimetr slouží pouze k zobrazení hodnot výkonů a napětí.

Signály pro napěťové zdroje (U_{a_pll} , U_{b_pll} a U_{c_pll}) jsou generovány *Generátorem signálu pro napěťové zdroje*, který je zobrazen na obrázku 5.5. Je tvořen již zmíněnými PLL závěsy (dostupnými z knihovny PSCAD), které umožňují přifázování invertoru k



Obr. 5.4: Model invertoru

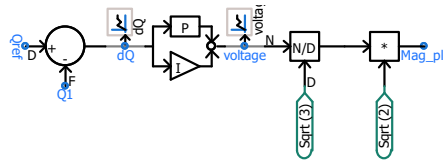
síti. K výstupnímu signálu $theta$ z PLL závěsu je přičten požadovaný úhel napětí Ang_pll a poté je tento signál přetransformován na sinusový. Tento sinusový signál je vynásoben požadovanou hodnotou napětí Mag_pll a přiveden na příslušný napěťový DC zdroj, který generuje napětí odpovídající tomuto signálu.



Obr. 5.5: Generátor signálu pro napěťové zdroje

5.1.1 Řízení jalového výkonu invertoru dodávajícího do sítě

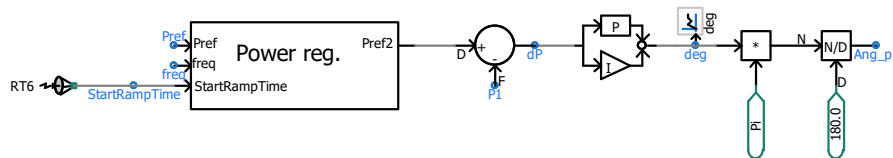
Jak již bylo vysvětleno v úvodní části této kapitoly, na velikost jalového výkonu dodávaného do sítě má vliv zejména velikost napětí. Při zvyšování napětí invertoru se zvyšuje jalový výkon dodávaný do sítě. Na obrázku 5.6 je zobrazena jednoduchá řídicí smyčka velikosti napětí invertoru. Nejprve je provedeno porovnání požadovaného jalového výkonu Q_{ref} s měřeným jalovým výkonem Q_I a v případě odchylky dQ je PI regulátorem snižováno či zvyšováno napětí. Pokud je odchylka dQ rovna nule, na výstupu z PI regulátoru je nominální hodnota napětí 22 kV. Tato hodnota je následně přepočtena ze sdružené hodnoty na fázovou a z efektivní hodnoty na maximální (špičkovou). Tato hodnota je přivedena do generátoru signálu pro napěťové zdroje.



Obr. 5.6: Řízení velikosti napětí invertoru

5.1.2 Řízení činného výkonu invertoru dodávajícího do sítě

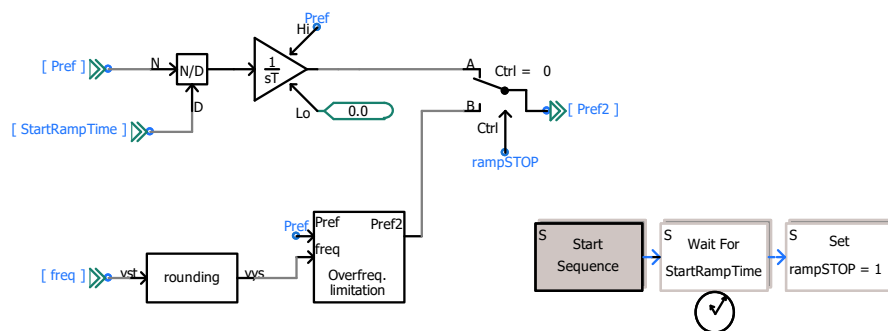
Na velikost činného výkonu má zejména vliv úhel napětí invertoru. Při zvětšování úhlu napětí invertoru je zvyšován činný výkon dodávaný do sítě. Na obrázku 5.7 je řídicí smyčka úhlu napětí, kterou lze rozdělit na dvě části. Pravá část má podobnou funkci jako řídicí smyčka velikosti napětí invertoru. Je porovnáván požadovaný a měřený činný výkon P_{ref2} a P_I . V případě odchylky dP je PI regulátorem řízen úhel napětí invertoru. Na výstupu z PI regulátoru je úhel ve stupních, které jsou přepočteny na radiány. Následně je úhel přiveden do generátoru signálu pro napěťové zdroje. V případě nulové odchylky dP je na výstupu z PI regulátoru nulový úhel.



Obr. 5.7: Řízení úhlu napětí invertoru

Levá část řídicí smyčky představuje blok *Power regulation*, který počítá požadovaný výkon P_{ref2} . Vstupními parametry tohoto bloku jsou nominální výkon invertoru P_{ref} , měřená frekvence $freq$ a doba startovací rampy invertoru $StartRampTime$ (doba, za kterou inverter najede na svůj nominální výkon). Omezit rychlost njetí na maximální výkon podle [36] umožňují někteří výrobci inverterů z důvodu omezení přepětí při restartu dodávky (například při pohybu mraků u FVE). Při simulacích řešených v rámci této práce docházelo k velkému kolísání výkonu při najíždění inverterů v systému s nenulovou setrvačností. Použitím startovací rampy bylo toto kolísání omezeno na úměrnou mez.

Vnitřní část bloku *Power reg.* je na obrázku 5.8. V horní části je integrační člen, který realizuje startovací rampu. Jeho časová konstanta je nastavena na hodnotu 1 s. Po přivedení podílu nominálního výkonu P_{ref} a doby startovací rampy $StartRampTime$ na vstup je požadovaný výkon P_{ref2} invertoru postupně zvyšován na nominální hodnotu. Po uplynutí startovací rampy je přepnut přepínač do pozice *B*. Blok *Overfrequency limitation* realizuje snížení činného výkonu při nadfrekvenci požadované PPDS. Snížení je podrobněji popsáno v podkapitole 4.3.3. Skript bloku je napsaný v jazyce Fortran, který program PSCAD využívá. Při rovnovážném stavu je požadovaný výkon P_{ref2} roven nominálnímu



Obr. 5.8: Řízení činného výkonu invertoru

výkonu *Pref*. V případě zvýšení frekvence nad 50,2 Hz dochází ke snižování *Pref2* o 40 %/Hz oproti *Pref*. Tento blok rovněž simuluje odpojení invertoru při překročení frekvence 51,5 Hz a podkročení frekvence 47,5 Hz. Blok *rounding* provádí zaokrouhlování měřené hodnoty frekvence na dvě desetinná místa. V takto dynamickém systému hodnota frekvence neustále kolísá na vyšších desetinných místech a při porovnávání pomocí podmíněných příkazů (IF-THEN-ELSE) s jasně definovanou hodnotou může dojít ke kolísání výstupního signálu. Jelikož knihovna PSCAD neposkytuje prvek pro zaokrouhlování, je pro tento blok rovněž napsán skript.

Skript bloku pro snížení činného výkonu při nadfrekvenci

```
IF (($freq .GT. 47.5).AND.($freq .LT. 50.2)) THEN
$Pref2 = $Pref
ELSEIF (($freq .GE. 50.2).AND.($freq .LT. 51.5)) THEN
$Pref2 = ($Pref + (20 * $Pref * (50.2 - $freq) / 50))
ELSEIF (($freq .GE. 51.5).OR.($freq .LE. 47.5)) THEN
$Pref2 = 0
ENDIF
```

Skript bloku pro zaokrouhlování

```
x = $vst * 100
y = nint(x)
$vys = y/100
```

Program nejprve vynásobí vstupní hodnotu číslem 100 a následně ji převede na nejbližší celé číslo (integer). Poté tuto hodnotu vydělí číslem 100. Výsledkem je vstupní hodnota

zaokrouhlená na dvě desetinná místa.

5.2 Model invertoru pracujícího v ostrovní síti a jeho řízení

Ostrovní síť složená pouze z netočivých zdrojů musí pro svoji správnou funkci obsahovat alespoň jeden zdroj řízený jako VSI. VSI je řízen tak, aby dodával výkon s jasně definovanými hodnotami velikosti napětí, úhlu napětí a frekvence. Ostatní invertory v takové ostrovní síti mohou být řízeny jako PQ invertory, protože již v síti existuje prvek (master), který jim dává referenční napětí, na které se mohou nafázovat [37, 40].

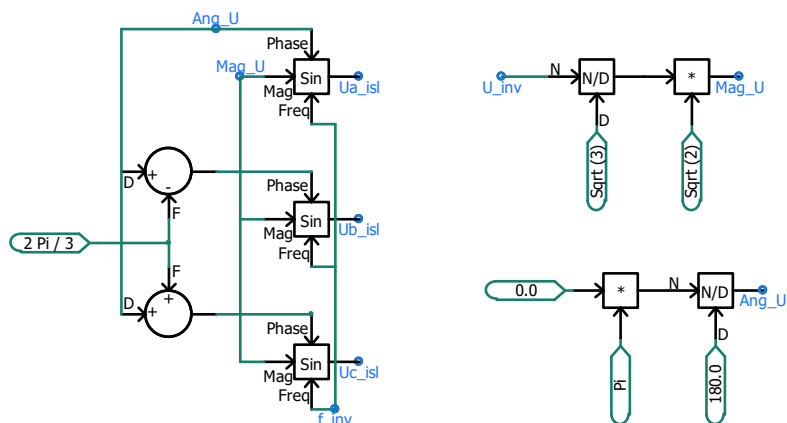
Při výkonové nebo napěťové nerovnováze VSI emuluje chování synchronního stroje, což znamená že zvyšuje nebo snižuje napětí při nerovnováze jalových výkonů a zvyšuje nebo snižuje frekvenci při nerovnováze činných výkonů. Způsob řízení VSI se nazývá metoda řízených poklesů (z anglického droop control method) a lze jej popsat pomocí následujících rovnic [37]:

$$\begin{aligned} f &= f_n - m_p (P - P_0) \\ U &= U_n - m_q (Q - Q_0) \end{aligned} \quad (5.5)$$

kde	m_p	je koeficient poklesu frekvence (Hz/MW),
	m_q	je koeficient poklesu napětí (kV/MVAr),
	P_0	je činný výkon v rovnovážném stavu (MW),
	Q_0	je jalový výkon v rovnovážném stavu (MVAr).

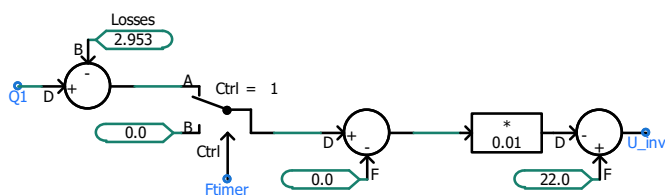
V praxi tento typ řízení může fungovat pouze tehdy, kdy je primárním zdrojem energie pro VSI takový zdroj, který je schopen pracovat na zadané nemaximální hodnotě svého výkonu a dokáže výkon velmi rychle regulovat. Například, pokud by došlo k připnutí zátěže, musí být takový zdroj schopen dodat potřebný výkon do sítě, a současně snížit frekvenci. Musí mít tedy dostatečně velký výkon aby byl, schopen pokrýt jakýkoliv nerovnovážný stav. Zvýšení spolehlivosti ostrovního systému se dá provést zvýšením počtu VSI zdrojů (tzv. multi-master síť), kdy rozdělení výkonů těchto zdrojů je dáno jejich impedancemi směrem k zátěži. Rozdělení výkonů několika VSI lze řídit například metodou virtuální impedance. Přidáním smyčky virtuální impedance lze zvýšit impedanci viděnou invertorem a tím změnit rozložení výkonu mezi jednotlivými VSI [37, 40]. Je třeba dodat, že aby byla soustava s více VSI synchronní (měla všude stejnou frekvenci), je podle [42] třeba zajistit jistou formu komunikace mezi jednotlivými VSI (například externí signál přes GPS, použitím regulátorů frekvence s uzavřenou smyčkou a další).

Model VSI invertoru je shodný s modelem na obrázku 5.4. Zdrojem signálu pro napěťové zdroje je generátor napětí sinusového průběhu zobrazený na obrázku 5.9. Úhel napětí je nula stupňů, napětí a frekvence jsou řízeny metodou řízených poklesů.



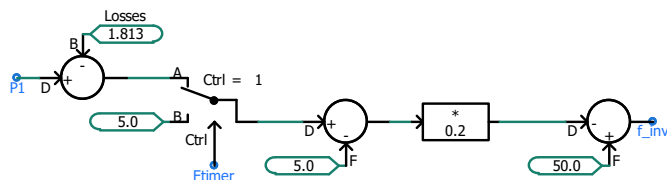
Obr. 5.9: Generátor signálu pro napět'ové zdroje VSI invertoru

Na obrázku 5.10 je řídicí smyčka velikosti napětí invertoru U_{inv} . Smyčka počítá odchylku jalového výkonu od zadané hodnoty (od kterého jsou odečteny ztráty jalového výkonu v síti), kterou přes koeficient poklesu napětí ($m_q = 0,01 \text{ kV/MVAr}$) převádí na odchylku napětí od jmenovité hodnoty.



Obr. 5.10: Řízení velikosti napětí VSI invertoru

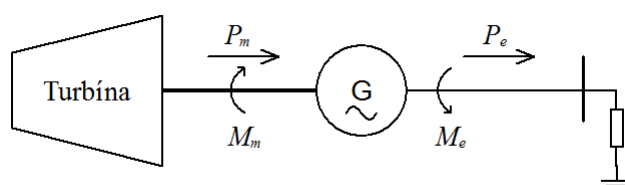
Na obrázku 5.11 je řídicí smyčka frekvence invertoru f_{inv} . Smyčka počítá odchylku činného výkonu od zadané hodnoty (od kterého jsou odečteny ztráty činného výkonu v síti), kterou přes koeficient poklesu frekvence ($m_p = 0,2 \text{ kV/MVAr}$) převádí na odchylku frekvence od jmenovité hodnoty.



Obr. 5.11: Řízení frekvence VSI invertoru

5.3 Modelování frekvenční odezvy v elektrizační soustavě

Pro modelování frekvenční odezvy je třeba vysvětlit chování synchronního generátoru při výkonové nerovnováze. Na obrázku 5.12 je zobrazen generátor dodávající do samostatné zátěže. Změna zatížení se na takovém generátoru projeví okamžitou změnou elektrického momentu M_e . To způsobí rozdíl mezi mechanickým momentem M_m a elektrickým momentem M_m , což vede k změnám rychlosti otáčení rotoru generátoru [28].



Obr. 5.12: Generátor dodávající do samostatné zátěže

Změnu rychlosti otáčení rotoru generátoru lze podle [28] definovat pohybovou rovnicí:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = M_m - M_e, \quad (5.6)$$

kde J je kombinovaný moment setrvačnosti generátoru a turbíny ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$),
 ω_m je úhlová rychlost rotoru (rad/s).

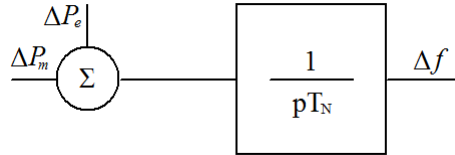
Tato rovnice může být podle [28] přepsána s využitím akcelerační časové konstanty generátoru (sítě) $T_N = 2H$. Zároveň lze říci, že při uvažování malých odchylek od nominálních hodnot je rozdíl momentů roven rozdílu výkonů. Výslednou rovnici lze potom podle [28, 29] vyjádřit jako:

$$T_N \frac{df}{dt} = P_m - P_e, \quad (5.7)$$

kde P_m je vstupní mechanický výkon na hřídeli generátoru (MW),
 P_e je výstupní elektrický výkon generátoru (MW).

Frekvenční odezvu generátoru lze potom modelovat pomocí integračního členu. Tento model frekvenční odezvy lze vidět na obrázku 5.13.

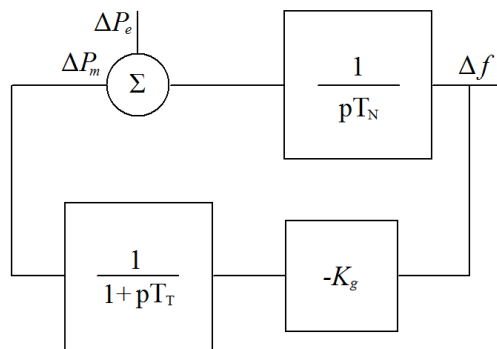
Z rovnice 5.7 vyplývá, že výstupní frekvence generátoru se bude měnit (klesat nebo růst), dokud bude trvat odchylka mechanického a elektrického výkonu. Aby nedocházelo k velkým odchylkám frekvence, jsou některé generátory v síti opatřeny primární regulací, která má za úkol zastavit výchylku frekvence na hodnotě dané výkonovým číslem. Základním prvkem primární regulace v elektrárně je hydraulický servomotor, který svým



Obr. 5.13: Model frekvenční odezvy generátoru [29]

ventilem ovládá průtok páry na turbínu, a tím i mechanický výkon turbíny [10]. Model primární regulace frekvence generátoru vychází z rovnice 4.4.

Frekvenční odezva generátoru s primární regulací je realizována přidáním zpětnovazební smyčky, která zesílí velikost odchylky frekvence výkonovým číslem, a přes zpožďující člen převede odchylku frekvence na výkon potřebný k vyrovnání této odchylky. Zpoždění je dáno časovou konstantou regulace turbíny T_T , která podle [29] může nabývat hodnot 0,1 s až 10 s. Model frekvenční odezvy generátoru s primární regulací je na obrázku 5.14.

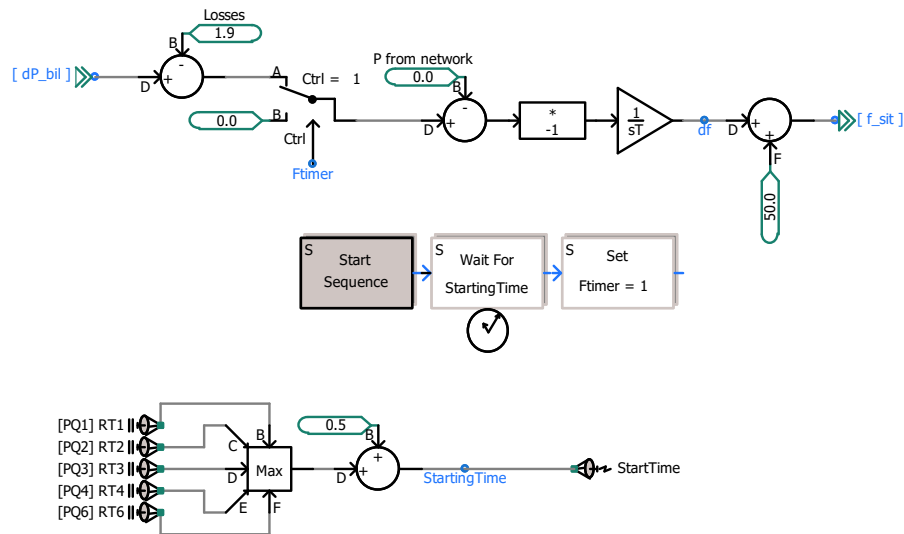


Obr. 5.14: Model frekvenční odezvy generátoru s primární regulací [29]

5.3.1 Model frekvenční odezvy systému

Model frekvenční odezvy systému s konvenčními zdroji je na obrázku 5.15. Nejprve je od signálu dP_{bil} (činný výkon dodávaný/odebíraný ekvivalentním zdrojem) odečtena hodnota ztrát činného výkonu v soustavě. Poté je od bilančního výkonu odečten výkon, který ekvivalentní zdroj dodává v ustáleném stavu mimo ten na pokrytí ztrát. Následně je tato odchylka výkonu pomocí integrátoru převedena na odchylku frekvence (při záporné odchylce výkonu je odchylka frekvence kladná a naopak) tak, že dokud není odchylka výkonu vyrovnána, odchylka frekvence se stále zvyšuje. Časová konstanta integrátoru odpovídá akcelerační časové konstantě sítě T_N . Odchylka frekvence df je potom přičtena k nominální hodnotě frekvence 50 Hz. Výstupní signál f_{sit} je přiveden na ekvivalentní zdroj. Odezva frekvence je do systému připnuta až ve chvíli, kdy dojde k najetí všech

invertorů na svůj zadaný výkon, tj. po ustálení systému. To je řešeno pomocí sekvence, která sepne přepínač v čase *StartingTime*, který odpovídá době nájezdu invertoru s nejdelší startovací rampou, ke které je ještě přičtena doba pro ustálení 0,5 s.



Obr. 5.15: Model odezvy frekvence systému

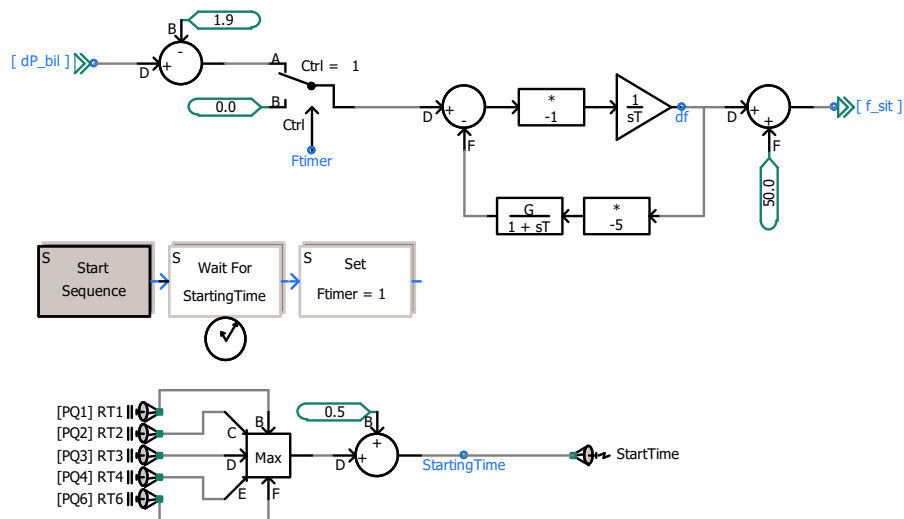
5.3.2 Model frekvenční odezvy s primární regulací systému

Model frekvenční odezvy s primární regulací zajištěnou konvenčními zdroji na obrázku 5.16 vychází z modelu frekvenční odezvy bez primární regulace. Rozdílem je přidání smyčky pro simulování primární regulace synchronním generátorem. Tato smyčka násobí odchylku frekvence výkonovým číslem a pomocí bloku *Real pole* dostupného z knihovny PSCAD realizuje časové zpoždění, které odpovídá odezvě regulátoru páry na turbínu T_T .

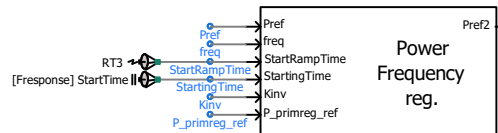
5.4 Řízení invertoru pro zajištění primární regulace

U invertoru zajišťujícího primární regulaci frekvence je řídicí smyčka pro regulaci úhlu napětí invertoru podobná jako na obrázku 5.7. Rozdíl je pouze v tom, že místo bloku *Power reg.* je umístěn blok *Power Frequency reg.* zobrazený na obrázku 5.17, který obsahuje řídicí smyčku primární regulace.

Blok *Power Frequency reg.* se skládá ze tří částí regulační smyčky. První částí je startovací rampa (obrázek 5.18), která má stejnou funkci jako u invertoru nezajišťujícího primární regulaci frekvence. Po najezení invertoru na svůj nominální výkon se rampa přepne

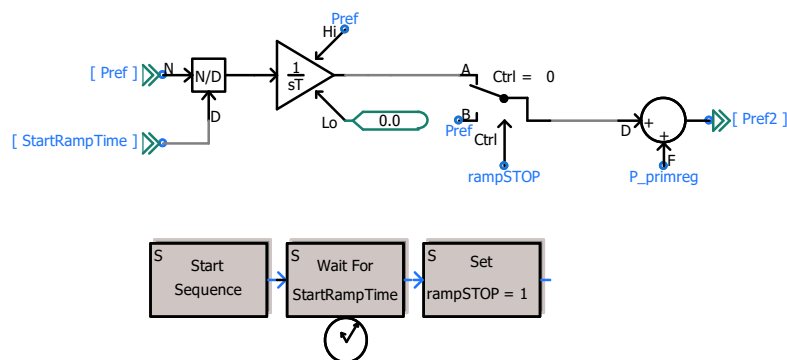


Obr. 5.16: Model odezvy frekvence systému s primární regulací



Obr. 5.17: Blok primární regulace výkonu (frekvence) invertoru

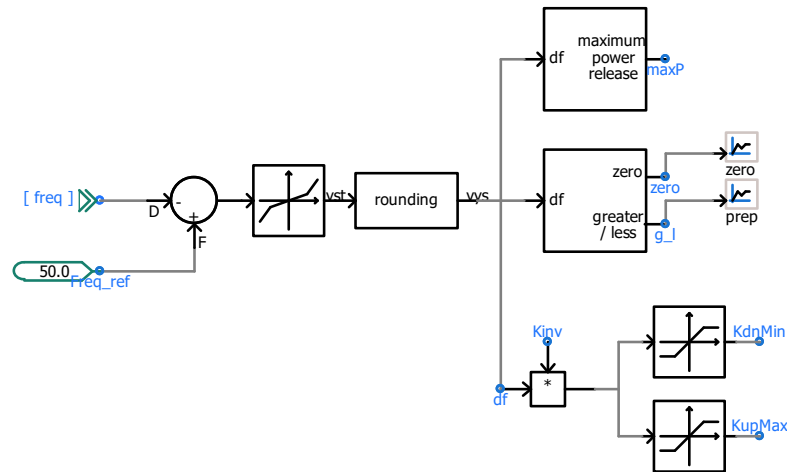
a do sumačního bloku je přiveden signál P_{ref} odpovídající nominálnímu výkonu invertoru. Do sumačního bloku je rovněž přiveden signál $P_{primreg}$, což je výkon primární regulace.



Obr. 5.18: Startovací rampa invertoru s primární regulací

Další částí regulační smyčky je smyčka zpracovávající měřenou frekvenci pro další použití regulační smyčkou primární regulace. Tato smyčka je zobrazena na obrázku 5.19. Na začátku je počítána odchylka frekvence od nominální hodnoty, která prochází přes pásmo necitlivosti ± 20 mH. Pásmo necitlivosti je realizováno pomocí bloku *Non-linear*

Gain, který je standardně dostupný v knihovně PSCAD. Signál odchylky frekvence je dále zaokrouhlen na dvě desetinná místa. Na výstupu z bloku rounding je potom signál nazvaný *df*. Ve spodní části je signál *df* vynásoben zadaným výkonovým číslem invertoru *Kinv* a výsledný signál je pomocí bloků *Hardlimit* dostupných v knihovně PSCAD rozdělen na záporný *KdnMin* a kladný *KupMax* (udávají výkon potřebný pro vyregulování nerovnováhy výkonu - zastavení poklesu frekvence). Blok uprostřed porovnává vstupní signál a říká primární regulaci, zda má výkon zvyšovat, snižovat (signál *g_l*), nebo nedělat nic (signál *zero*). Pro tento blok je napsán skript.



Obr. 5.19: Zpracování měřené frekvence pro primární regulaci invertoru

Skript bloku pro porovnávání frekvence primární regulace

```

IF ($fs.GT.0) THEN
$g_l = 1
ELSEIF ($fs.LT.0) THEN
$g_l = 0
ENDIF
IF ($fs.EQ.0) THEN
$zero = 1
ELSE
$zero = 0
ENDIF

```

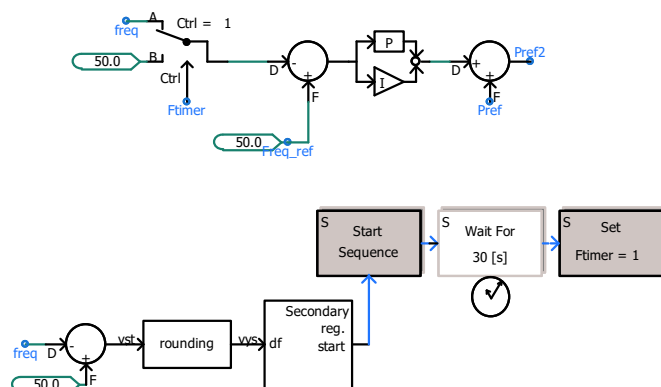
Blok nazvaný *maximum power release* porovnává signál *df* s hodnotou ± 200 mHz. V případě překročení této hodnoty dává signál primární regulaci, aby uvolnila maximální výkon dostupný pro primární regulaci. Pro tento blok je napsán skript.

5.5 Řízení invertoru pro zajištění sekundární regulace

Sekundární regulace výkonu zajišťuje vyrovnaní odchylky frekvence. Tato regulace je, jak již bylo zmíněno, proporcionálně integrační. Základním prvkem řídicí smyčky sekundární regulace je tudíž PI regulátor. Na obrázku 5.21 je zobrazena regulační smyčka sekundární regulace, která je použita pro simulace v této práci. V horní části je již zmíněný PI regulátor, do kterého vstupuje odchylka frekvence od nominální hodnoty. Výstupem z PI regulátoru je regulovaný výkon potřebný pro vyrovnaní odchylky frekvence. Primární regulace podle obrázku 4.3 začíná regulovat 30 s od vzniku odchylky frekvence, což zajištěno pomocí sekvence Vstupním signálem pro start sekvence je blok *Secondary reg. start*, pro který je napsán skript.

Skript bloku *Secondary reg. start*

```
IF (( $\$fs$ .GE.0.2).OR.( $\$fs$ .LE.-0.2)) THEN
 $\$maxP$  = 1
ELSE
 $\$maxP$  = 0
ENDIF
```

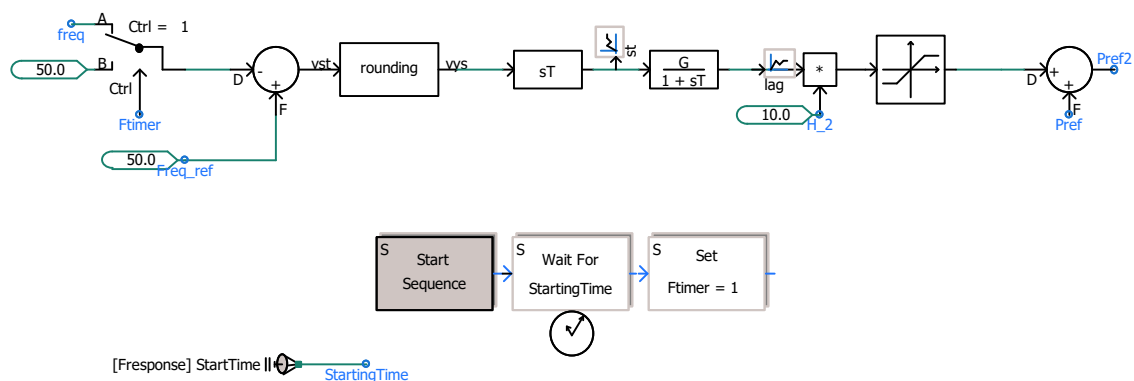


Obr. 5.21: Sekundární regulace výkonu invertoru

5.6 Řízení baterie jako prvku pro zvýšení setrvačnosti

Jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole, jedna z možností, jak dočasně zvýšit setrvačnost v síti, je použít baterii. Pro ověření této možnosti byl vytvořen model řízení činného výkonu invertoru, jehož primární energie je poskytována bateriovým úložištěm. Přebytková energie v síti potom může být ukládána zpět do baterie. Model tohoto invertoru

je téměř shodný s modelem PQ invertoru, rozdíl je jen ve výpočtu referenčního výkonu vstupujícího do regulátoru úhlu napětí invertoru. Model řízení výkonu baterie pro navýšení setrvačnosti v síti je zobrazen na obrázku 5.22. Model byl navržen podle [26] a vychází z rovnice 4.10. Nejprve je vypočítána odchylka frekvence od jmenovité hodnoty, která je zaokrouhlena na dvě desetinná místa. Poté je provedena časová derivace odchylky frekvence pomocí bloku *Derivative* dostupného v knihovně PSCAD. Tím je stanovena rychlost změny frekvence (ROCOF). Jelikož je výstupem z derivátoru skokový signál (mění se podle toho jak se mění rychlost poklesu/vzrůstu frekvence) je tento signál vyhlazen pomocí zpožd'ujícího členu *Real pole* (Gain = 1), přičemž vyhlazení závisí na časové konstantě T_{lag} . Tento signál je pak vynásoben hodnotou $T_N = 2H$, čímž je převeden na výkon, který je třeba dodat, aby došlo ke zvýšení setrvačnosti. Blokem *Hard limiter* je omezen výkon dostupný pro navýšení setrvačnosti na určité maximum. V případě, že bude docházet k častým a velkým změnám v rychlosti poklesu/vzrůstu frekvence, nemusí být zpožd'ující člen schopen adekvátně vyhladit tyto změny a výsledkem mohou být skokové změny referenčního výkonu. Záleží rovněž na nastavení časových konstant derivátoru a zpožd'ujícího členu. Proto je pravděpodobné, že se tento způsob řízení ukáže jako nedokonalý.



Obr. 5.22: Řízení výkonu baterie pro zvýšení setrvačnosti sítě

5.7 Měření elektrických veličin

Předpokladem pro dobré fungování řídicích smyček jakéhokoliv zařízení je co nejpřesnější měření veličiny, jejíž hodnotu je třeba regulovat. V této podkapitole jsou popsány způsoby použité pro měření frekvence a činného a jalového výkonu v simulacích provedených v rámci této práce.

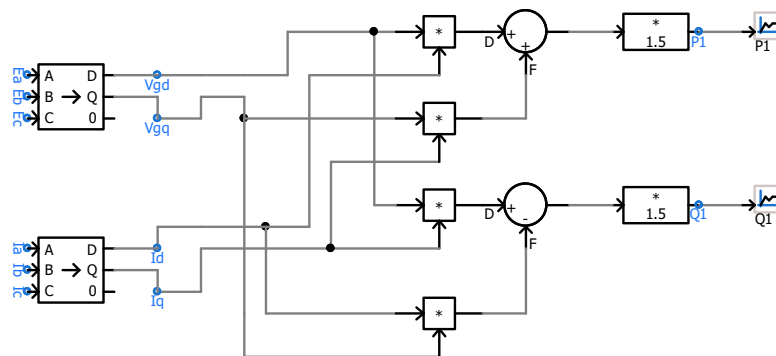
Pro měření činného a jalového výkonu je použito dvou způsobů měření. Jeden způsob je využití standardního multimetru dostupného v knihovně PSCAD. Multimetr je využit pro měření bilančního výkonu dodávaného/odebíraného ekvivalentním zdrojem. Dále

je využit pro informativní měření výkonů a napětí ve všech větvích modelu. Multimetr totiž umožňuje zobrazení velikosti napětí, činného výkonu a jalového výkonu přímo na jeho grafice. Jelikož v nápovědě PSCAD není jasně popsán způsob měření výkonu multimetrem, je pro měření výkonů vstupujících do řídicí smyčky invertoru použito druhého způsobu, metody výpočtu výkonů v dq souřadnicích. Metoda je podrobně popsána v [34] jako standardně používaná metoda v řídicích smyčkách invertorů. U invertoru jsou měřeny okamžité hodnoty napětí a proudů v každé fázi, které jsou pak přetransformovány na hodnoty napětí a proudů v dq souřadnicích. Činný a jalový výkon se potom spočítá podle:

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} \cdot (u_{gd} \cdot i_d + u_{gq} \cdot i_q) \\ Q &= \frac{3}{2} \cdot (u_{gd} \cdot i_q - u_{gq} \cdot i_d) \end{aligned} \quad (5.8)$$

kde u_{gd}, u_{gq} jsou okamžité hodnoty fázových napětí v dq souřadnicích (V),
 i_d, i_q jsou okamžité hodnoty proudů v dq souřadnicích (A).

Model výpočtu výkonu je realizován na obrázku 5.23, přičemž transformace napětí a proudů do dq souřadnic je provedena pomocí bloku *ABC - DQ0 Transformation* dostupného v knihovně PSCAD.



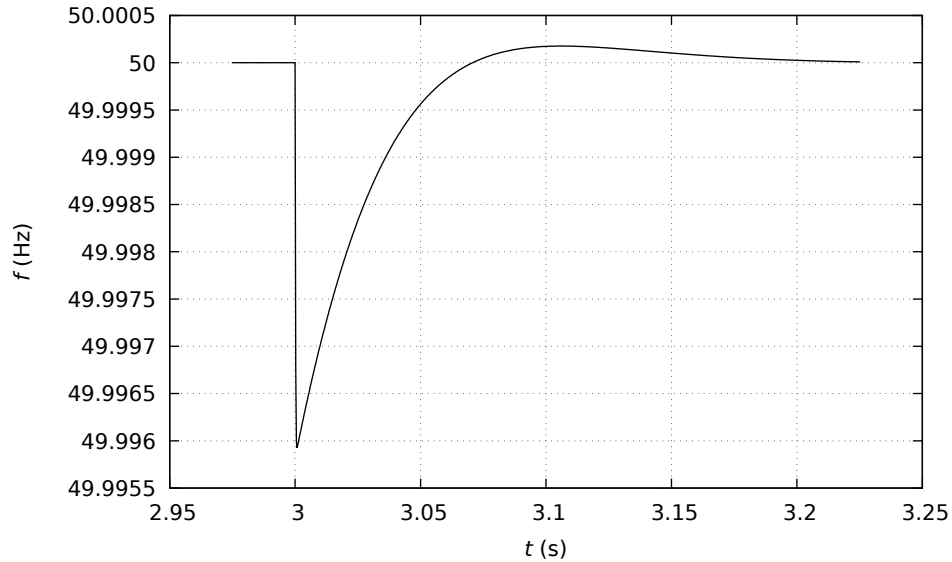
Obr. 5.23: Výpočet měřeného činného a jalového výkonu

Frekvence je měřena PLL závěsem, dostupným v knihovně PSCAD, přičemž jeho nastavení je ponecháno defaultně (proporcionální zesílení je 50, integrační zesílení je 900).

V simulacích provedených v rámci této práce je vyšetřován průběh frekvence při přechodných dějích způsobených spínáním zátěže. Pro řízení invertorů je měřen průběh výkonu a frekvence. Je třeba počítat s jistými chybami měření, které vznikají při spínání zátěží. Podle [41] se v důsledku připojení zátěže do obvodu sníží velikost napětí a dojde k otočení fázoru napětí na zátěži. Dojde ke skokové změně velikosti a fáze, což způsobí dočasnou deformaci napěťové vlny (prodlouží se). Jelikož měřicí systémy popsané výše využívají okamžitou hodnotu napětí jako vstupní signál, dochází k chybě měření.

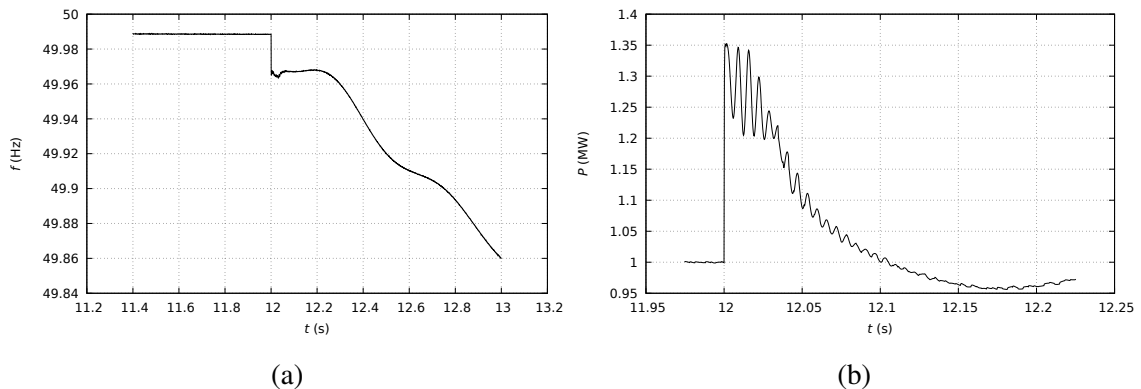
Pro ověření vzniku chyby měření byl vytvořen jednoduchý model sestávající z napěťového zdroje se zadanou konstantní hodnotou frekvence 50 Hz, který je přes nenulovou

impedanci připojen k zátěži odebírající 50 MW. V čase 3 s od začátku simulace byla připnuta zátěž 1 MW. Průběh frekvence změřené PLL závěsem v této simulaci je na obrázku 5.24. Lze tedy potvrdit, že při sepnutí dochází ke krátkodobé chybě měření frekvence, ale i výkonu.



Obr. 5.24: Chyba měření frekvence při připnutí zátěže

Vliv chyby měření v simulaci provedené v podkapitole 6.2 na frekvenci a výkon lze pozorovat na obrázku 5.25. Na obrázku 5.25a je vidět, že po připnutí zátěže nejprve dojde k prudkému poklesu frekvence (způsobeno deformací vlny napětí) a po odeznění chyby frekvence klesá tak, jak je definováno modelem frekvenční odezvy.



Obr. 5.25: Vliv chyby měření na simulaci provedenou v podkapitole 6.2

Na obrázku 5.25b je zobrazen průběh výkonu invertoru PQ bez řízení výkonu podle frekvence, který dodává konstantní výkon. Lze pozorovat že po připnutí zátěže dojde k

prudkému vzrůstu výkonu (chyba měření), na který PI regulátor reaguje snížením úhlu napětí (resp. dodávaného výkonu) invertoru. Po odeznění chyby měření tak dojde k poklesu výkonu, který PI regulátor dorovná zpět.

Při najíždění invertorů na svůj zadaný výkon dochází rovněž ke kolísání velikosti napětí a jeho úhlu. To způsobuje kolísání frekvence při najíždění invertorů, které lze vidět například na obrázku 6.2b.

6 MODEL SÍTĚ S NETOČIVÝMI ZDROJI A MODELOVÁNÍ VYBRANÝCH SITUACÍ

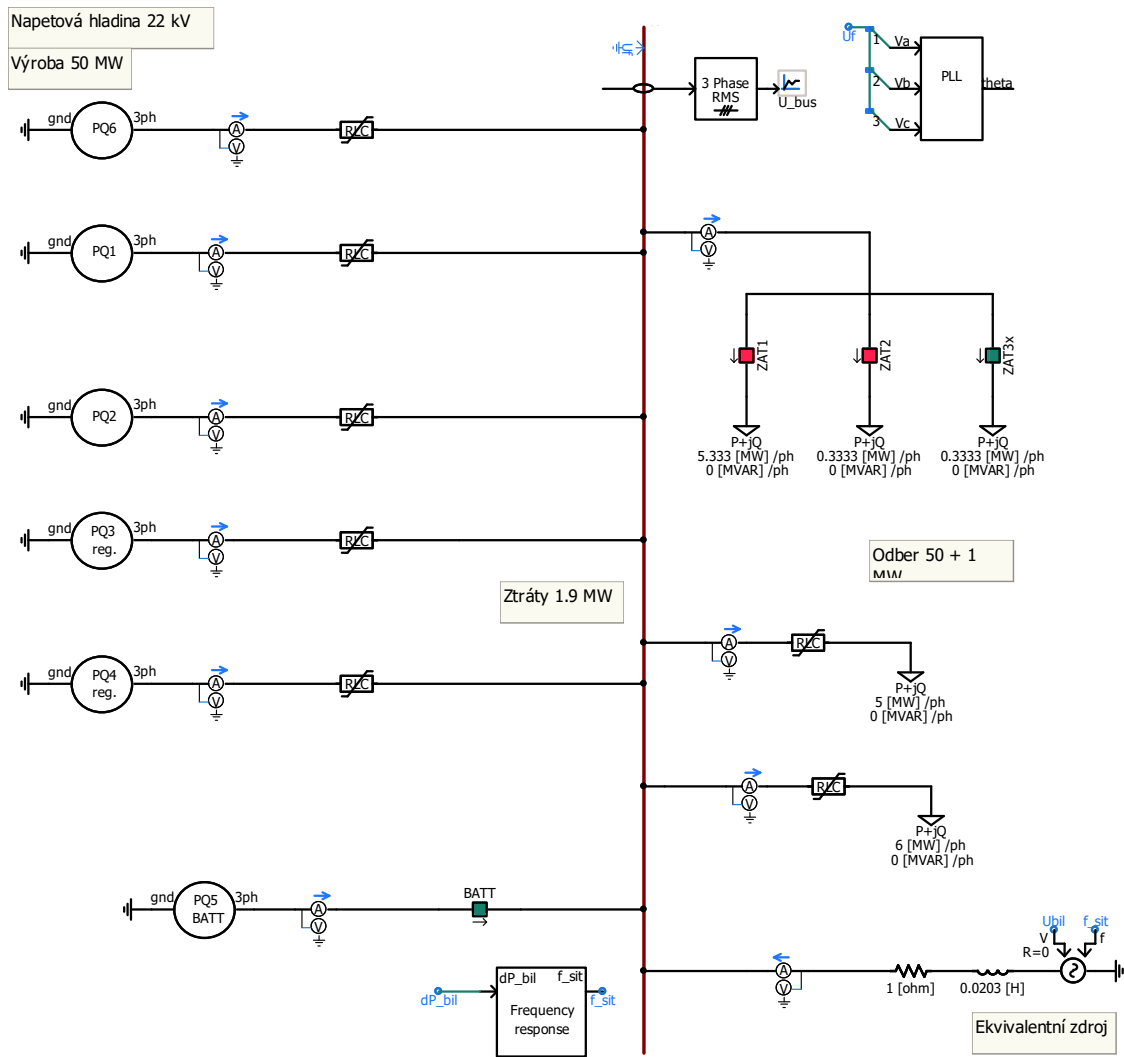
S přibývajícím počtem netočivých zdrojů v ES dochází ke snižování setrvačnosti v síti, což přináší nové výzvy operátorům přenosových a distribučních soustav v oblasti řízení ES. Cílem této kapitoly je poukázat na možné problémy, které souvisejí se snižováním setrvačnosti v síti, a na možnosti podílení netočivých zdrojů na řízení ES.

Všechny simulace jsou provedené v programu PSCAD, který je nejprve nutné vhodně nastavit. Časový krok výpočtu simulací je nastaven na 50 μ s. Časový krok při vykreslování grafů je 250 μ s. Při nastavování časových kroků je dobré zvolit kompromis mezi přesností dostatečnou pro interpretaci výsledků a rychlostí výpočtu simulace. Dalším základním parametrem je doba trvání simulace. Ta je volena pro modelování různých situací různě. Ostatní parametry simulace jsou ponechány v defaultním nastavení, jako při prvním spuštění programu PSCAD.

Samotné modelování vychází vždy ze základního nastavení, které je patřičně popsáno. Pro modelování vybraných situací je vždy měněn některý z parametrů podle toho, jaká situace je modelována. Model sítě s inventory na obrázku 6.1 je rozdělen na tři základní části - zdrojovou část, část spotřeby a ekvivalentní zdroj (nahrazuje síť). V základním nastavení a ustáleném stavu systému je inventory vyráběno 50 MW výkonu a zátěžemi je odebíráno 50 MW výkonu. Ekvivalentní zdroj dodává přibližně 1,9 MW výkonu, což odpovídá ztrátám na impedancích v síti. Tyto impedance jsou tvořeny impedancemi vedení a impedancemi zdrojů. Impedance jsou modelovány pomocí sériové RLC zátěže dostupné v programu PSCAD, přičemž jsou použity pouze hodnoty odporu a indukčnosti, kapacita je vždy nulová. Hodnoty impedancí prvků byly zvoleny pomocí [38], kde jsou uvedeny typické hodnoty pro DS ČR. Použité hodnoty impedancí jednotlivých prvků jsou uvedeny v tabulce 6.1.

Zdrojová část se skládá ze třech inverterů pracujících jako standardní netočivý zdroj elektrické energie (inventory PQ6, PQ1 a PQ2), tj. dodávají konstantní hodnotu výkonu. Dále se skládá ze dvou inverterů, které dodávají konstantní výkon a zároveň poskytují výkon pro primární regulaci frekvence (inventory PQ3 reg. a PQ4 reg.). Tyto zdroje pracují tak, že v ustáleném stavu dodávají konstantní výkon a v případě odchylky frekvence zvyšují nebo snižují dodávaný výkon tak, jak je popsáno v kapitole 5.4. Invertor PQ4 reg. rovněž může poskytovat výkon pro sekundární regulaci frekvence. Posledním invertorem je baterie (PQ5 BATT), která může dodávat nebo odebírat výkon ze sítě. Tato baterie je v základním nastavení vypnuta. Parametry inverterů lze zadávat po zvolení volby *Edit parameters* po kliknutí pravým tlačítkem myši na daný inverter. Těmito parametry jsou:

- nominální činný a jalový výkon inverteru P a Q
- doba startovací rampy T_{sr}



Obr. 6.1: Modelovaná síť

- výkon dostupný pro primární regulaci P_{PR}
- výkonové číslo primární regulace invertoru K_{inv}
- proporcionální zesílení G PI regulátoru řídicího úhel napětí invertoru
- integrační časová konstanta T_i PI regulátoru řídicího úhel napětí invertoru

Nastavení PI regulátorů řídicích velikost napětí invertoru je stejné pro všechny invertory ($G = 0,15$; $T_i = 0,3$ s). Základní nastavení invertorů je v tabulce 6.2.

Hodnoty výkonových čísel byly zvoleny na základě referenčního incidentu popsaného v podkapitole 4.1.1, tj. výpadek výroby 3000 MW při zatížení 150 GW mimo špičku. Zatížení 50 MW potom odpovídá výpadek výroby,

$$\frac{50 \text{ MW} \cdot 3000 \text{ MW}}{150000 \text{ MW}} = 1 \text{ MW},$$

který nesmí způsobit odchylku frekvence větší než 180 mH v ustáleném stavu při uvažo-

Tab. 6.1: Impedance jednotlivých prvků v síti

Zdroj	Impedance zdrojů		Impedance vedení AlFe 110/22		
	R (Ω)	L (mH)	l (km)	R_v (Ω)	L_v (mH)
PQ6	0.1	3.183	1	0.266	3.34
PQ1	0.1	3.183	10	2.66	13.4
PQ2	0.1	3.183	1.2	0.3192	1.608
PQ3	0.1	3.183	5	1.33	6.7
PQ4	0.1	3.183	2	0.532	2.68
Ekvivalentní zdroj	1	20.3			
Zátěž			l (km)	R_v (Ω)	L_v (mH)
5 MW / ph			0.38	0.1	0.536
6 MW / ph			0.38	0.1	0.536

Tab. 6.2: Základní nastavení invertorů

Invertor	P (MW)	Q (MVar)	T_{sr} (s)	P_{PR} (MW)	K_{inv} (MW/Hz)	G (-)	T_i (s)
PQ1	12	0	4.5	-	-	0.47	0.94
PQ2	1	0	4	-	-	0.3	0.6
PQ3 reg.	15	0	4	4	3.2	0.3	0.6
PQ4 reg.	17	0	3	3	2.4	0.35	0.7
PQ5 BATT	0	0	-	-	-	0.05	0.1
PQ6	5	0	5	-	-	0.5	1

vání samoregulace zátěže 1 %/Hz. Výkonové číslo takovéto soustavy je potom

$$K_S = \frac{1 \text{ MW}}{0,18 \text{ Hz}} = 5,6 \text{ MW/Hz.}$$

V případě, že primární regulace této soustavy je zajištěna pouze invertory PQ3 a PQ4, musí výkonové číslo zdrojů odpovídat výkonovému číslu celé soustavy. V tabulce 6.2 je výkonové číslo 5,6 MW/Hz rozděleno mezi tyto invertory v poměru 4:3 podle jejich výkonu pro primární regulaci P_{PR} .

Část spotřeby se skládá ze zátěží, jejichž hodnoty jsou uvedeny na obrázku 6.1 (hodnoty odebraného výkonu jsou zobrazeny vždy pro jednu fázi, pro třífázový výkon je třeba zobrazenou hodnotu vynásobit třemi). Zátěže jsou modelovány standardním modelem dostupným v knihovně PSCAD, který umožňuje nastavení zátěže s proměnným výkonem na základě změny frekvence. Výkonové číslo všech zátěží je nastaveno na 1 %/Hz.

Ekvivalentní zdroj je zdrojem nekonečného výkonu a pracuje jako bilanční, tj. dodává chybějící výkon nebo odebírá přebývající výkon ze soustavy s invertory. Z měřeného bilančního výkonu je potom počítána frekvenční odezva tak, jak je popsáno v podkapi-

tole 5.3, pomocí bloku *Frequency response*. Základní parametry tohoto bloku se nastavují podobně jako u invertorů (kliknutím na *Edit parameters*). Z hlediska frekvenční odezvy lze provést dvě základní simulace:

- Simulace, ve které je regulace frekvence zajištěná pouze netočivými zdroji. Pro tuto simulaci je využit model odezvy frekvence na obrázku 5.15. V základním nastavení má tento model nastavenou hodnotu časové konstanty setrvačnosti $H = 3$ s. Nastavená hodnota akcelerační časové konstanty sítě je tedy $T_N = 6$ s. Tato hodnota je estimovanou setrvačností elektrizační soustavy ČR pro rok 2030, viz. tabulka 4.2.
- Simulace, ve které je regulace frekvence zajištěná sítí, do které netočivé zdroje pracují, a netočivé zdroje pomáhají této síti při regulaci frekvence. Pro tuto simulaci je použit model odezvy frekvence s primární regulací na obrázku 5.16. V základním nastavení je hodnota akcelerační časové konstanty sítě $T_N = 6$ s. Časová konstanta regulátoru turbíny je v základním nastavení $T_T = 0,1$ s, výkonové číslo $K_S = 5,6$ MW/Hz.

Všechny simulace popsané v této kapitole jsou nastaveny sekvencí, kdy po spuštění simulace probíhá najíždění invertorů podle jejich startovacích ramp. Po najetí všech invertorů je v čase 5,5 s připnuta frekvenční odezva. V čase 12 s dojde k připnutí zátěže 1 MW.

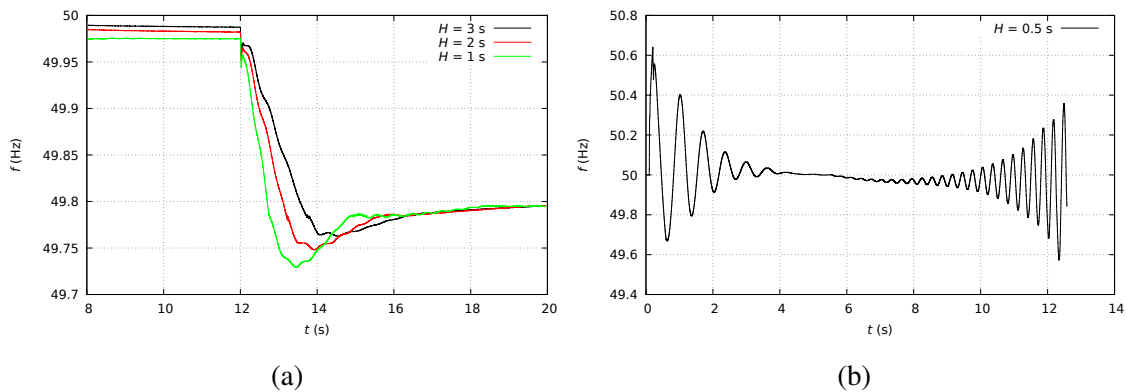
6.1 Primární regulace zajištěná pouze pomocí netočivých zdrojů

Cílem této podkapitoly je ověřit chování netočivých zdrojů jako jediných přispěvatelů do primární regulace v síti, která obsahuje i určitý počet točivých zdrojů. Tyto točivé zdroje nepřispívají do primární regulace, ale poskytují soustavě setrvačnost. V následujících částech této podkapitoly je simulován vliv velikosti setrvačnosti na primární regulaci poskytovanou pouze netočivými zdroji a na stabilitu modelované sítě, vliv nastavení PI regulátorů úhlu napětí netočivých zdrojů a je zde ověřena funkčnost navrženého řešení pro zlepšení setrvačnosti v síti v kapitole 4.5.

Modelování primární regulace, která je zajištěna pouze pomocí netočivých zdrojů je provedeno tak, že odezvu frekvence zajišťuje blok zobrazený na obrázku 5.15. Regulaci frekvence zajišťují zdroje PQ3 a PQ4 tak, jak je popsáno v kapitole 5.4, ostatní PQ zdroje zajišťují pouze dodávku výkonu do sítě tak, jak je popsáno v kapitole 5.1. Pokud není stanoveno jinak, baterie je trvale odpojena od sítě a všechny parametry sítě zůstávají nastaveny jako je popsáno na začátku kapitoly 6.

6.1.1 Vliv setrvačnosti na chování systému s primární regulací zajištěnou pouze netočivými zdroji

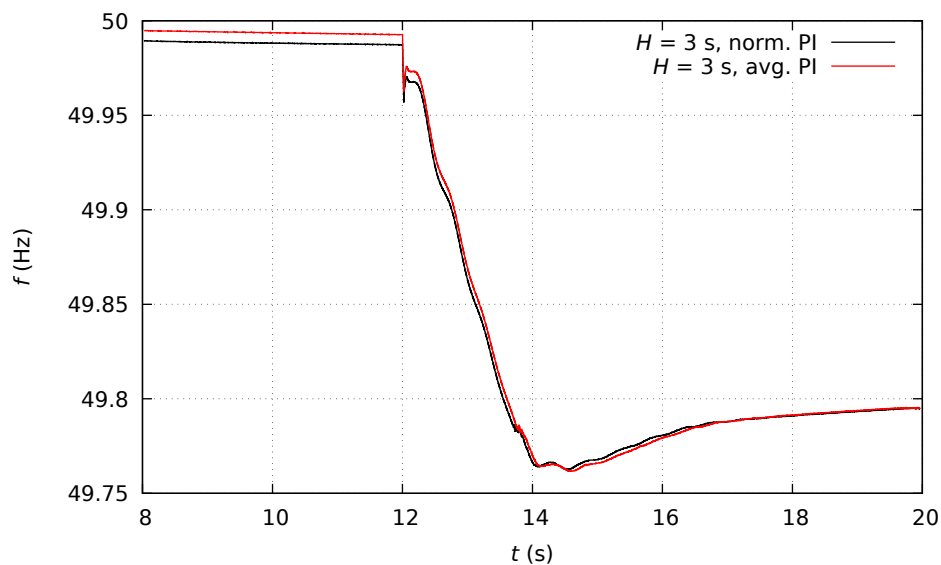
Model sítě je v základním nastavení a je měněna velikost časové konstanty setrvačnosti H do doby, než dojde ke ztrátě stability systému. Na obrázku 6.2 je vidět, že s klesající setrvačností systému dochází ke zvyšování odchylky frekvence v přechodném stavu. Zároveň sice dojde k rychlejšímu ustálení frekvence, ale při dalším snižování setrvačnosti dochází ke ztrátě stability a rozkmitu frekvence. Zde je třeba připomenout, že kmitání frekvence v čase 0 až 5 sekund je způsobeno chybou měření popsanou v podkapitole 5.7.



Obr. 6.2: Vliv setrvačnosti na frekvenci systému s primární regulací zajištěnou pouze netočivými zdroji

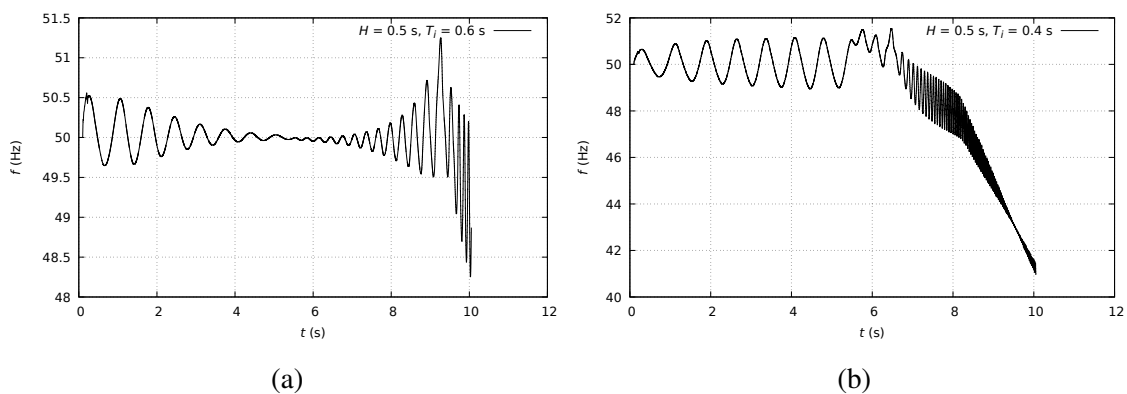
6.1.2 Vliv rychlosti regulace výkonu invertorů na stabilitu systému

Rychlost regulace činného výkonu invertoru se nastavuje parametry PI regulátoru regulujícího úhel napětí na základě rozdílu změřeného činného výkonu a referenčního činného výkonu (obrázek 5.7). Přímou souvislost s rychlostí regulace má časová konstanta integračního členu T_i s tím, že proporcionalní zesílení G je vždy zvoleno jako polovina hodnoty T_i . Parametry PI regulátorů jednotlivých invertorů jsou nastaveny rozdílně. Aby se dal dobře sledovat vliv T_i na stabilitu systému, je třeba nastavit všechny PI regulátory stejně. Výchozí velikost jednotné hodnoty T_i je zvolena 0,77 s, což je průměrná hodnota časových konstant jednotlivých regulátorů (do výpočtu není zahrnuta časová konstanta PI regulátoru invertoru PQ5 BATT, protože je baterie od sítě odpojena). Pro ověření volby způsobu výpočtu jednotné časové konstanty byla provedena simulace systému v základním nastavení a s nastavením časových konstant všech invertorů na hodnotu 0,77 s. Z porovnání simulací na obrázku 6.3 je vidět, že se křivky při základním nastavení PI regulátorů (norm. PI) a při nastavené průměrné hodnotě (avg. PI) téměř překrývají. Malý posun je pravděpodobně způsoben zaokrouhlením průměrné hodnoty T_i .



Obr. 6.3: Porovnání frekvence systému v základním nastavení T_i a při průměrné hodnotě T_i

Pro porovnání vlivu rychlosti regulace výkonu invertorů na stabilitu systému bylo provedeno několik simulací. Výchozím stavem pro tyto simulace bylo nastavení setrvačnosti systému $H = 0,5$ s, při které je dle obrázku 6.2 systém v základním nastavení nestabilní, a nastavení integračních časových konstant PI regulátorů všech invertorů $T_i = 0,77$ s. Hodnota H zůstávala stejná, přičemž byly měněny hodnoty T_i všech invertorů stejně. Na obrázku 6.4 je vidět, že při snižování integrační časové konstanty, tj. zrychlování regulace, je signál více nestabilní.

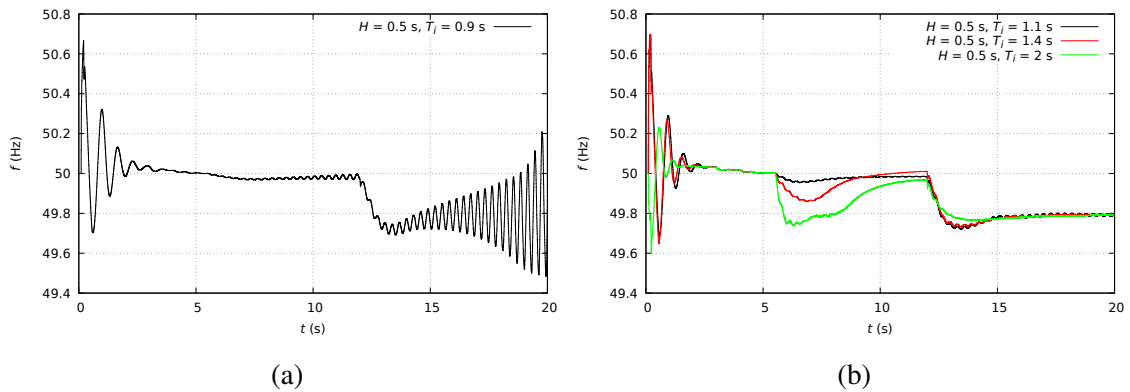


Obr. 6.4: Porovnání stability systému při zvyšující se T_i

Na obrázku 6.5a je vidět, že při zvyšování integrační časové konstanty, tj. zpomalování regulace, se signál postupně stabilizuje.

Na obrázku 6.5b jsou průběhy frekvence při dostatečně velkých hodnotách T_i tak,

aby byl systém relativně stabilní. Při velmi pomalé regulaci může být problémem dlouhá doba, za kterou dojde k ustálení frekvence. Může se totiž stát, že při náhlé velké změně zatížení v soustavě (větší než je referenční změna definovaná ENTSO-E) nebude systém schopen reagovat dostatečně rychle. Neobvyklé je také chování systému po připojení modelu frekvenční odezvy v čase 5,5 s.



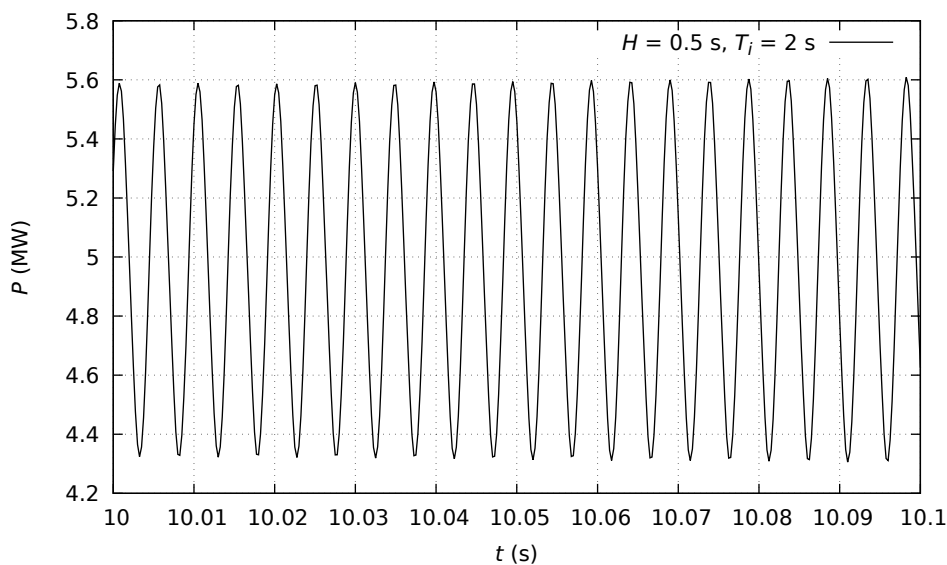
Obr. 6.5: Porovnání stability systému při zvyšující se T_i

Při bližším zkoumání bylo zjištěno, že při pomalé regulaci dochází k rozkmitání výkonu dodávaného invertorem do soustavy. PI regulátor se stává moc pomalým na to, aby dokázal udržet konstantní výkon invertoru. Na obrázku 6.6 je vidět toto kolísání výkonu invertoru PQ6. Střední hodnota kolísajícího výkonu je 4,95 MW (nominální výkon invertoru PQ6 je 5 MW). Rychlé kolísání výkonu invertoru tedy způsobuje trvalou odchylku zatížení, což vede k náhlému poklesu frekvence hned po připojení modelu frekvenční odezvy.

6.1.3 Baterie jako prostředek pro zvýšení setrvačnosti

Cílem této simulace je ověřit funkčnost navrženého řízení baterie pro krátkodobé zvýšení setrvačnosti v síti (podkapitola 4.5). Pro simulaci se vychází z modelu sítě na obrázku 6.1, který je v základním nastavení. Časová konstanta derivačního členu T_d je po celou dobu nastavena na 1 s.

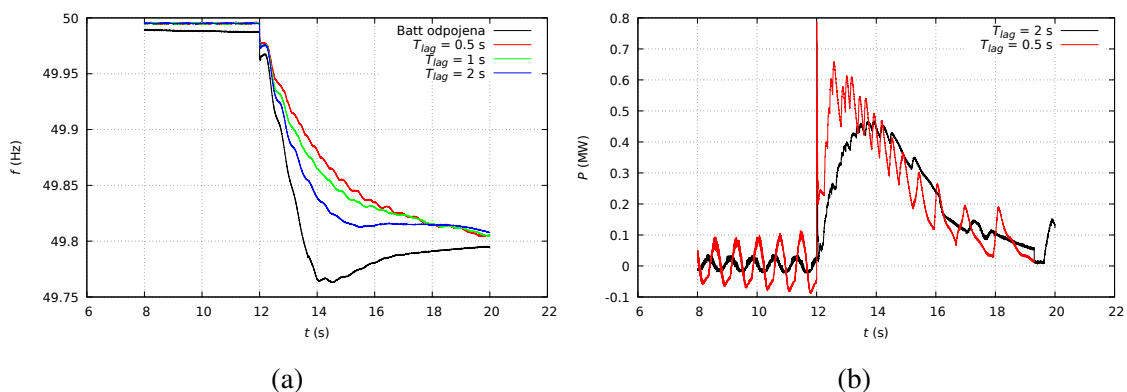
Na obrázku 6.7a je vidět výsledek simulace při setrvačnosti systému 3 s. Nejprve byla provedena simulace při odpojené baterii a potom při připojené baterii, přičemž byla měněna časová konstanta zpoždujícího členu T_{lag} . Z obrázku je vidět, že použití baterie s tímto řízením zlepšilo setrvačnost systému, tj. zmenšil se sklon poklesu frekvence po připojení zátěže. Sklon se ale nezmění okamžitě, nejprve je sklon charakteristik podobný tomu při odpojené baterii, následně se sklon postupně zmenšuje. Záleží na rychlosti řízení, respektive na velikosti časové konstanty zpoždujícího členu. Při snižování zpoždění se



Obr. 6.6: Kolísání výkonu invertoru PQ6 při moc velké T_i

zvýšuje rychlost odezvy baterie na klesající frekvenci. Se zvyšující se rychlostí regulace se však zvětšuje kmitání.

Jak již bylo napsáno, navržené řízení není velmi robustní. Zpoždění je do řídicí smyčky připojeno z důvodu vyrovnání skoků signálu na výstupu z derivačního členu. Se zmenšující se časovou konstantou zpožd'ujícího členu dochází k horšímu vyrovnávání těchto skoků a tudíž k většímu kolísání výkonu dodávaného baterií. To lze pozorovat na obrázku 6.7b, kde je vidět průběh výkonu baterie v okamžiku připojení zátěže při malé a velké časové konstantě zpožd'ujícího členu.

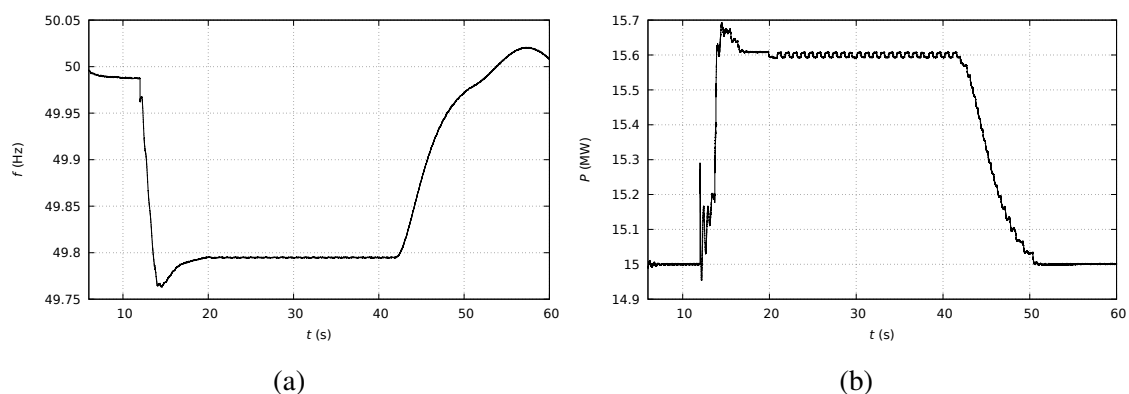


Obr. 6.7: Použití baterie jako prvku pro zvýšení setrvačnosti v síti

Navržený model řízení baterie v popsaném nastavení se pro zlepšení setrvačnosti v síti nejvíce jako velmi vhodný. Pro demonstrativní účely a poukázání na jednu z možností, jak zlepšit problém snižující se setrvačnosti v síti je ale postačující.

6.2 Primární a sekundární regulace zajištěná netočivými zdroji

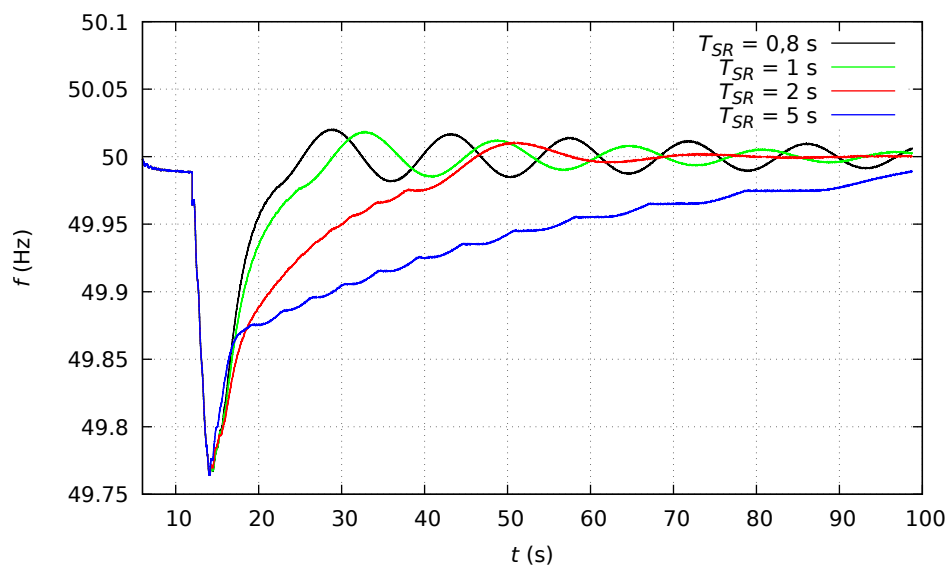
Po zajištění stability systému pomocí primární regulace frekvence je na řadě regulace sekundární, která má za úkol vyregulovat odchylku frekvence způsobenou při vzniku výkonové nerovnováhy. Sekundární regulaci zajišťuje blok PQ4 reg., který rovněž zajišťuje regulaci primární. Cílem této kapitoly je ověřit chování systému jako celku po vzniku výkonové nerovnováhy. Při simulaci je model v základním nastavení. Integrační časová konstanta T_{SR} PI regulátoru sekundární regulace je 0,8 s a proporcionální zesílení je 0,4. Na obrázku 6.8a je zobrazen průběh frekvence popsáního systému po připojení zátěže v čase 12 s. Nejprve primární regulace zajištěná invertory PQ3 a PQ4 srovná výkonovou nerovnováhu (zastaví pokles frekvence). Poté je po 30 s od vzniku odchylky frekvence spuštěna sekundární regulace zajištěná invertorem PQ4, která vyrovnává odchylku frekvence na původní hodnotu. Na obrázku 6.8b je potom vidět průběh výkonu invertoru PQ3. Po vzniku výkonové nerovnováhy je primární regulací zvýšen jeho výkon, který po spuštění sekundární regulace klesá tak, jak se zvyšuje výkon invertoru PQ4 zajišťujícího sekundární regulaci.



Obr. 6.8: Průběh frekvence při sekundární regulaci (a) a průběh výkonu primární regulace (b)

Z obrázku 6.8a je patrné, že při sekundární regulaci dochází k překmitu frekvence. Jelikož simulace nebyla dostatečně dlouhá na to, abychom mohli pozorovat ustálení frekvence, byla provedena další simulace dlouhá 100 s. Čas sepnutí sekundární regulace byl nastaven na dobu 4 s po vzniku odchylky frekvence. Tato simulace byla provedena pro tři různé integrační časové konstanty T_{SR} regulátoru sekundární regulace. Na obrázku 6.9 je vidět, že při zvyšování T_{SR} dochází ke zlepšení regulace (tj. ke zkrácení doby, za kterou dojde k vyregulování odchylky). Zároveň lze ale pozorovat, že při dalším zvětšování integrační časové konstanty dochází ke zhoršení (zpomalení) regulace. Je třeba najít vhodný

poměr mezi integrační časovou konstantou PI regulátoru sekundární regulace a PI regulátoru řídicího úhel napětí. Nejvhodnější hodnota T_{SR} v takto nastaveném systému je rovna 2 s.

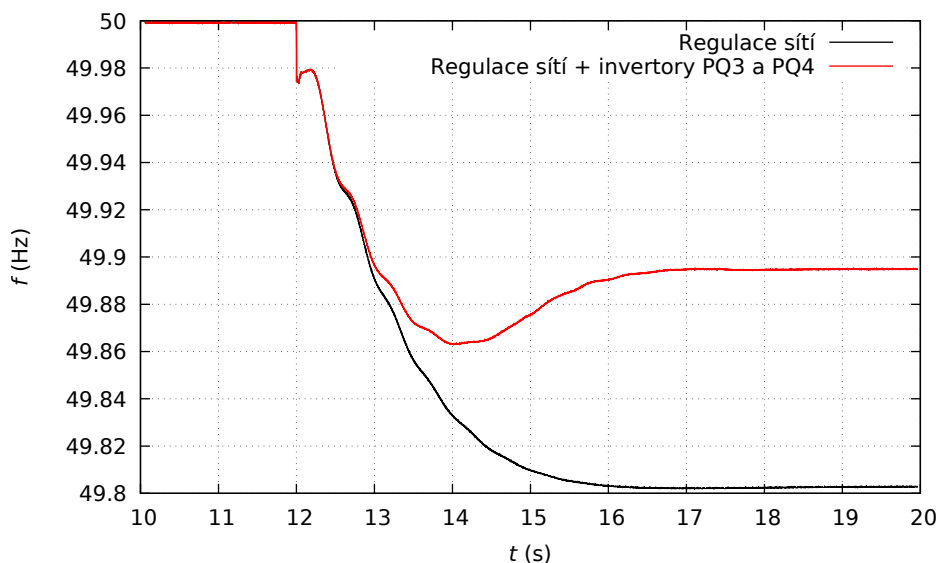


Obr. 6.9: Průběh frekvence regulované sekundární regulací při různých hodnotách T_{SR}

6.3 Primární regulace zajištěná soustavou s točivými zdroji s příspěvkem netočivých zdrojů

Cílem této kapitoly je ověřit možnost spolupráce točivých zdrojů a netočivých zdrojů na primární regulaci frekvence. Model je v základním nastavení a pro frekvenční odezvu je zvolen model popsáný v podkapitole 5.3.2. Model frekvenční odezvy systému s primární regulací (obrázek 5.16) má v základním nastavení časovou konstantu regulace turbíny T_T na 0,1 s. Výkonové číslo soustavy je nastaveno na 5 MW/Hz.

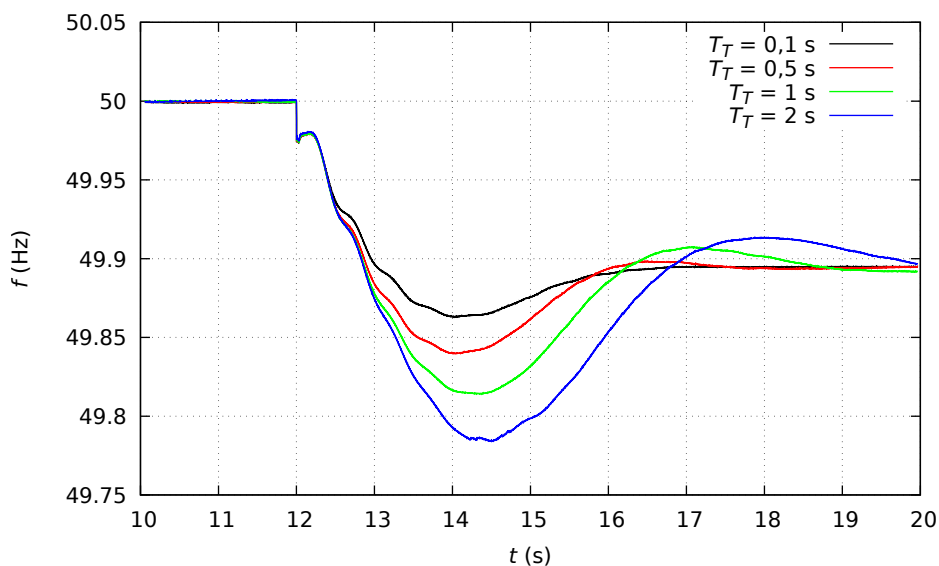
Byla provedena simulace primární regulace zajištěné pouze točivými zdroji, tj. invertory PQ3 a PQ4 dodávaly pouze svůj zadaný výkon a nepodílely se na primární regulaci frekvence. Poté byla provedena stejná simulace, ale invertory PQ3 a PQ4 se již podílely na primární regulaci. Na obrázku 6.10 jsou zobrazeny průběhy frekvence obou simulací. Vyplyvá z nich, že připojením dalších zdrojů podílejících se na primární regulaci došlo k nárůstu výkonového čísla soustavy, což způsobilo menší výchylku frekvence v ustáleném stavu.



Obr. 6.10: Spolupráce točivých a netočivých zdrojů na primární regulaci

6.3.1 Vliv časové konstanty regulátoru páry na turbínu

Pro zjištění vlivu velikosti časové konstanty regulace páry na turbínu T_T byly provedeny simulace, ve kterých se na primární regulaci frekvence podílejí rovněž invertory PQ3 a PQ4. Na obrázku 6.11 je porovnání průběhu frekvence při primární regulaci při různých hodnotách T_T . Lze pozorovat, že při zvyšující se časové konstantě T_T dochází ke zvyšování výchylky frekvence v přechodném ději, což v důsledku zvýší dobu, za kterou dojde k ustálení frekvence.



Obr. 6.11: Vliv časové konstanty regulátoru páry na turbínu

7 MODEL OSTROVNÍ SÍTĚ SLOŽENÉ POUZE Z NETOČIVÝCH ZDROJŮ A MODELOVÁNÍ VYBRANÝCH SITUACÍ

V ostrovní síti bez točivých zdrojů je signálem o přítomnosti výkonové nerovnováhy změna frekvence, stejně jako v síti s točivými zdroji. Je toho docíleno díky použití řídicí smyčky VSI. Pokud by se v ostrovní síti nenacházel zdroj energie s tímto řízením, nedocházelo by k odchylkám frekvence. Tím by v síti chyběla veličina, která signalizuje výkonovou nerovnováhu (frekvence by byla konstantní). Je třeba zdůraznit, že zdrojem primární energie pro VSI musí být takový zdroj, který je schopen dobře a rychle regulovat svůj výkon. Řídicí smyčka frekvence VSI je totiž jakousi náhradou za primární regulaci frekvence v konvenční síti. Cílem této kapitoly je poukázat na možnosti řízení sítě bez točivých zdrojů.

Model ostrovní sítě s invertory, který je zobrazený na obrázku 7.1, vychází z modelu sítě na obrázku 6.1. Rozdíly jsou následující:

- Jelikož jde o ostrovní síť, model neobsahuje ekvivalentní zdroj (sít').
- Model ostrovní sítě neobsahuje baterii.
- Invertor PQ6 je nahrazen invertorem VSI, který pracuje jako master (udává napětí a frekvenci v síti).
- Modely inverterů PQ1 až PQ3 neobsahují žádné řízení výkonu na základě měřené frekvence (ani startovací rampu).
- Invertor PQ4 reg. je invertorem, který vyregulovává odchylku frekvence danou řízením VSI.

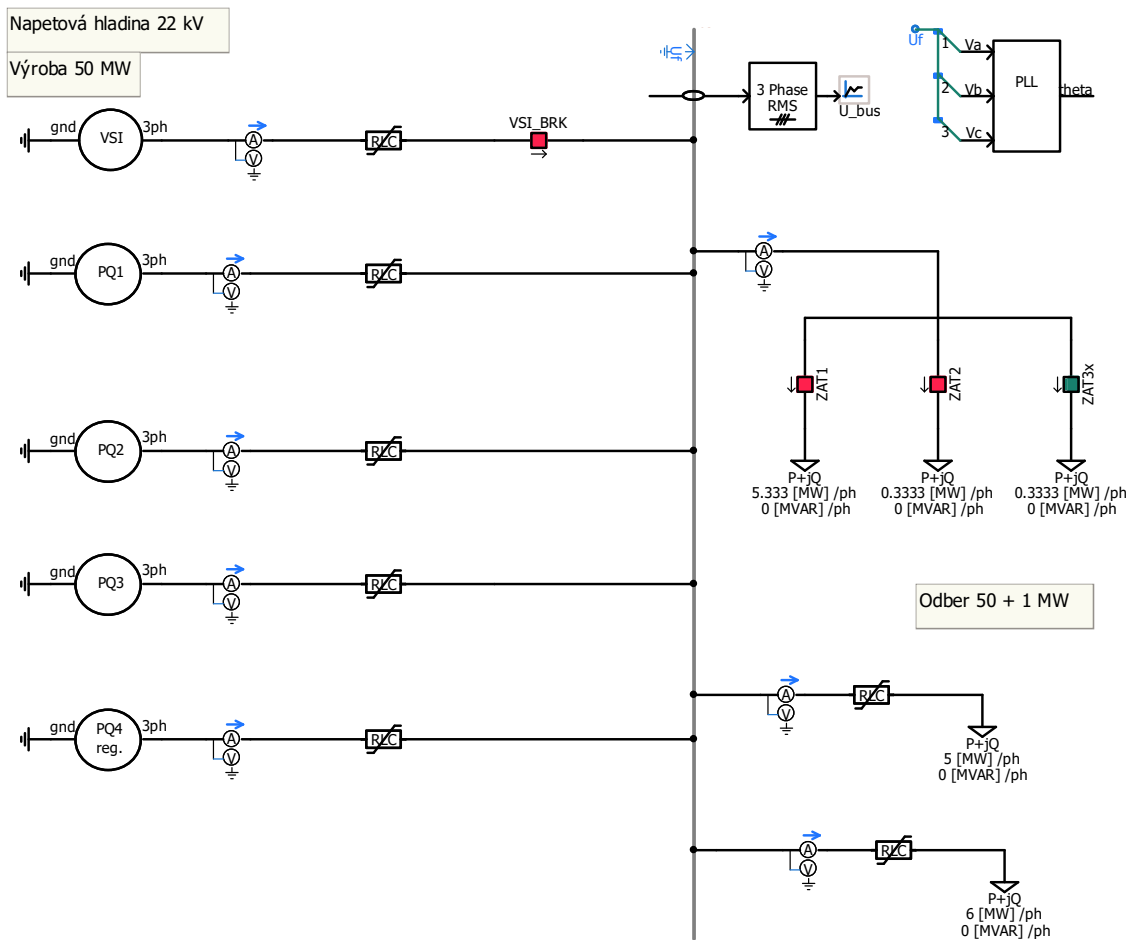
Všechny zátěže a všechny impedance jsou stejné jako u modelu na obrázku 6.1.

V základním nastavení je model ostrovního systému nastaven následovně:

- Časový krok výpočtu je 50 μ s.
- Časový krok vykreslení grafů je 250 μ s.
- Základní nastavení inverterů v ostrovní síti je v tabulce 7.1.
- Simulovaná nerovnováha je výpadek zdroje (připnutí zátěže) 1 MW.

Tab. 7.1: Základní nastavení inverterů v ostrovní síti

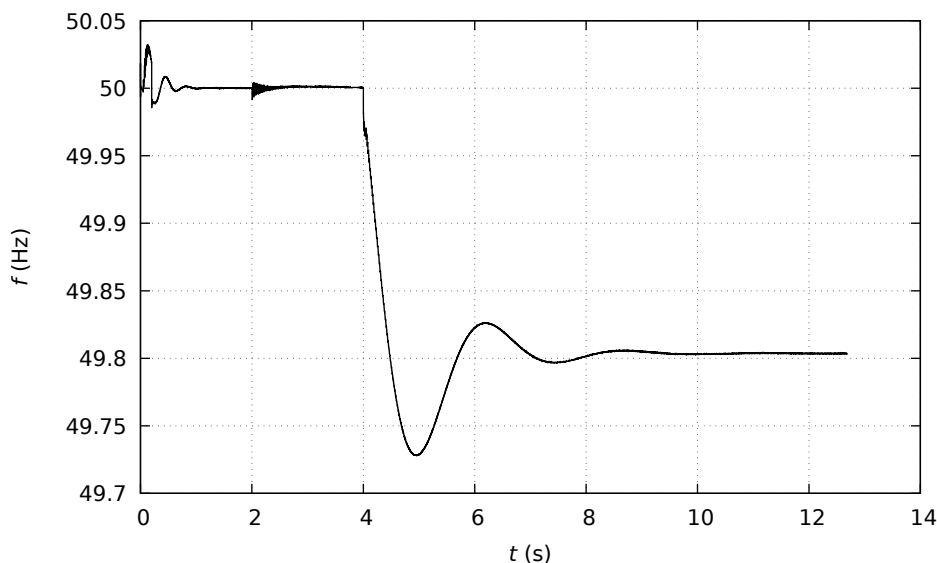
Invertor	P (MW)	Q (MVar)	P_{RF} (MW)	G (-)	T_i (s)	m_p (Hz/MW)	m_q (kV/MVar)
VSI	5	0	-	-	-	0,2	0,01
PQ1	12	0	-	0.25	0.5	-	-
PQ2	1	0	-	0.35	0.7	-	-
PQ3	15	0	-	0.1	0.2	-	-
PQ4 reg.	17	0	3	0.15	0.3	-	-



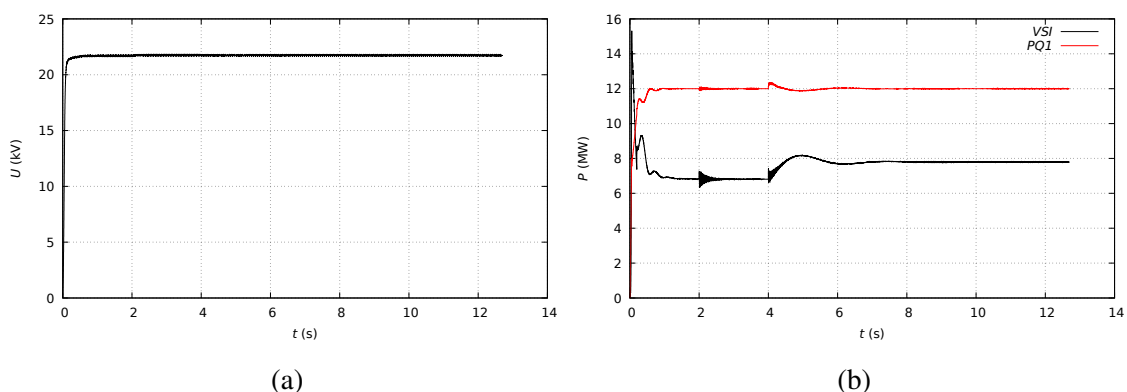
Obr. 7.1: Modelovaná ostrovní síť

Simulace je nastavena sekvencí, kdy je na začátku simulace odpojeno řízení VSI (napětí a frekvence je konstantní). Po najetí všech invertorů se v čase 2 s zapne řízení velikosti frekvence a napětí VSI. V čase 4 s dojde k nerovnováze, tj. k připnutí zátěže 1 MW. Chování takového systému lze pozorovat v grafech na obrázcích 7.2 a 7.3.

Na obrázku 7.3b je zobrazen průběh výkonu invertorů VSI a PQ1, přičemž průběh výkonu ostatních PQ invertorů je podobný jako u PQ1. Po připnutí zátěže lze u invertoru PQ1 pozorovat skokové zvýšení výkonu. To je způsobeno chybou měření popsanou v podkapitole 5.7. VSI potom vyrovnává vzniklou odchylku, částečně způsobenou chybou měření, což způsobí překmit výkonu. Tento překmit výkonu potom způsobuje překmit frekvence, který lze pozorovat na obrázku 7.2, než se frekvence ustálí na hodnotě dané řízením VSI.



Obr. 7.2: Pokles frekvence v ostrovní síti po připojení zátěže 1 MW

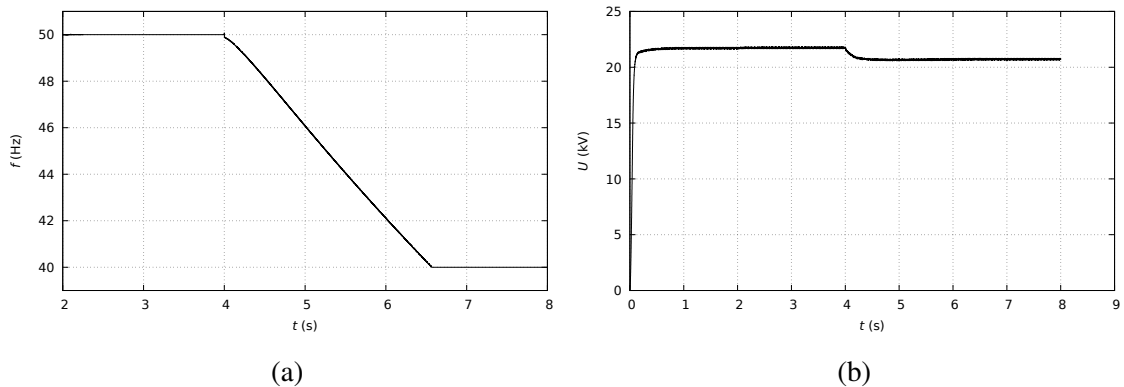


Obr. 7.3: Napětí v ostrovní síti a činný výkon invertorů VSI a PQ1

7.1 Chování ostrovní sítě po ztrátě referenčního napětí

Jak již bylo popsáno, ostrovní síť může fungovat pouze v případě, že se v ní nachází zdroj udávající referenční napětí, tj. zdroj s jasně daným úhlem napětí a frekvencí. V modelované ostrovní síti je tímto zdrojem VSI. PQ invertory pro svoji správnou funkci potřebují znát úhel a frekvenci referenčního napětí. Tyto veličiny jsou získávány pomocí PLL závěsu. V případě, že dojde ke ztrátě referenčního napětí v ostrovní síti (odpojením VSI), řídicí smyčka PLL závěsu nebude fungovat správně. Chování ostrovní sítě po odpojení VSI je vidět na obrázku 7.4. Jak je vidět na obrázku 7.4b, po odpojení referenčního napětí začne klesat frekvence až na hodnotu 40 Hz, což je mezní hodnota frekvence nastavená v PLL závěsu. Na obrázku 7.5a lze pozorovat zvýšení úbytku napětí na indukčních reaktancích v obvodu, což je způsobeno odpojením dodávky jalového výkonu do sítě, který

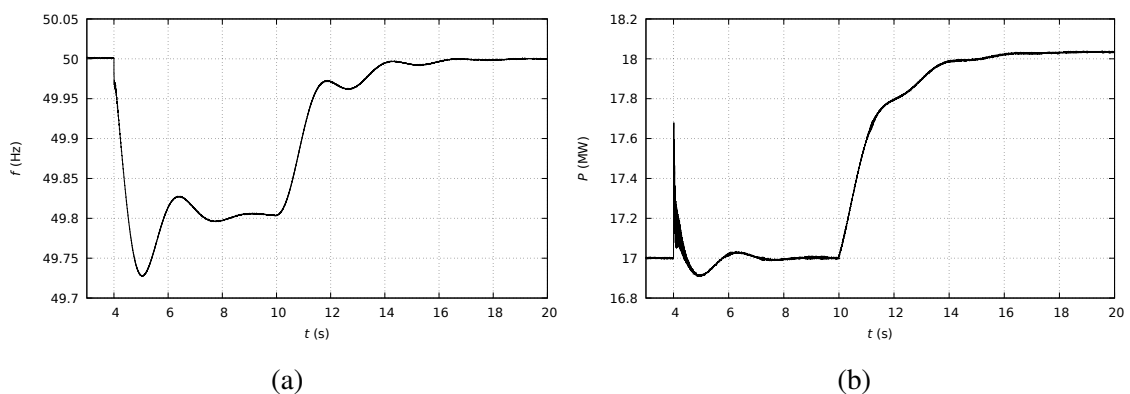
dodával VSI.



Obr. 7.4: Chování ostrovní sítě po odpojení VSI

7.2 Regulace odchylky frekvence v ostrovní síti

Pakliže emulaci primární regulace provádí VSI, vyregulování frekvence zpět na původní (nominální) hodnotu lze provést standardním řízením sekundární regulace, jaké je popsáno v podkapitole 5.5. Pro sekundární regulaci v ostrovní síti je použit stejný model jako na obrázku 5.21. Rozdíl je pouze v nastavení PI regulátoru (proporcionální zesílení je 0,13, integrační konstanta je 0,26 s, limit výkonu je nastaven na ± 3 MW) a času pro spuštění sekundární regulace (6 s z důvodu zkrácení doby simulace). Na obrázku 7.5 je vidět průběh frekvence a tomu odpovídající průběh výkonu, který je dodáváný invertorem PQ4.



Obr. 7.5: Regulace frekvence v ostrovní síti pomocí invertoru PQ4

8 ZÁVĚR

Tato práce se zabývá modelováním elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů se zaměřením na frekvenční stabilitu. Netočivý zdroj je takový zdroj, který dodává výkon do elektrizační soustavy prostřednictvím výkonové elektroniky.

Teoretická část práce se zabývá popisem elektrizační soustavy a jejím očekávaným vývojem, popisem netočivých zdrojů elektrické energie a způsobem regulace frekvence v elektrizační soustavě. S přibývajícím tlakem na zlepšování kvality ovzduší se očekává, že bude postupně docházet k ústupu zdrojů, které jako svůj primární zdroj energie využívají hnědé či černé uhlí. Jejich výkon bude muset být nahrazen obnovitelnými zdroji a jadernými zdroji. Většina obnovitelných zdrojů je do sítě připojena přes výkonovou elektroniku.

Elektrizační soustava je standardně řízena pomocí synchronních generátorů, u kterých je frekvence spojena s rychlostí otáčení jejich rotoru. Zanedbáme-li počet pólových dvojic, všechny synchronní generátory v elektrizační soustavě rotují stejnou rychlostí. Formují tak jednotnou frekvenci, která je v celém systému stejná. Vlivem fyzikálních vlastností těchto generátorů dochází při vzniku výkonové nerovnováhy v síti ke snižování nebo zvyšování frekvence. Rychlost změny frekvence je přitom dána setrvačností točivých zdrojů, které jsou do sítě připojeny. S rostoucím počtem netočivých zdrojů v elektrizační soustavě přirozeně ubývá zdrojů točivých, které disponují popsány fyzikálními vlastnostmi. Zdroje elektrické energie připojené do sítě přes inventory přirozeně neposkytují síti setrvačnost, ani nemění svoji frekvenci vlivem výkonové nerovnováhy. Inventory připojené do sítě pouze měří síťovou frekvenci a generují proud na této frekvenci. Jinak řečeno, inventory pouze následují frekvenci, která je generována synchronními generátory. Inventory rovněž nepřispívají k setrvačnosti elektrizační soustavy. Mohou sice krátkodobě zvýšit setrvačnost v soustavě, ale dlouhodobé udržování setrvačnosti lze zajistit pouze točivými zdroji.

Řízení síťové frekvence se provádí prostřednictvím primární, sekundární a terciální regulace. Primární regulace zastavuje klesání nebo růst frekvence na hodnotě dané výkonovým číslem soustavy. Na primární regulaci se podílejí všechny zdroje v elektrizační soustavě, které poskytují výkon pro tento typ regulace. Sekundární regulace zajišťuje vyrovnání odchylky frekvence zpět na nominální hodnotu. Na sekundární regulaci se již podílejí pouze ty zdroje, které jsou připojeny do oblasti, ve které došlo k výkonové nerovnováze. Terciální regulace nahrazuje sekundární regulaci, čímž je sekundární regulace připravena pro další práci.

Praktickou část práce lze rozdělit na tři části. V první části byly vytvořeny modely prvků elektrizační soustavy, v druhé části bylo provedeno modelování elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů a ve třetí části bylo provedeno modelování ostrovní sítě se stoprocentním podílem netočivých zdrojů. Veškeré modelování je provedeno

v programu PSCAD.

Před vytvořením modelu elektrizační soustavy s velkým počtem netočivých zdrojů bylo nejprve třeba vytvořit modely simulující chování jednotlivých prvků sítě. Sít' s točivými zdroji je modelována pomocí ekvivalentního zdroje, jehož frekvence je řízena prvkem pro modelování frekvenční odezvy. Model frekvenční odezvy může být rozšířen o smyčku simulující primární regulaci zajištěnou synchronními generátory. Model invertoru je realizován třemi jednofázovými DC zdroji, do kterých je přiveden sinusový průběh napětí. Velikostí napětí je řízen jalový výkon dodávaný invertorem a úhlem napětí je řízen činný výkon dodávaný invertorem. Důležitý je model primární regulace invertoru, pomocí kterého lze řídit výkon invertoru na základě změny frekvence v síti. Zařazením tohoto modelu lze daný inverter použít pro primární regulaci frekvence v síti. Dalším důležitým modelem je řízení invertoru jako napěťový zdroj (VSI), pomocí kterého je možné sestavit model ostrovní sítě se stoprocentním podílem netočivých zdrojů. Dále byl vytvořen model řízení invertoru pro krátkodobé navýšení setrvačnosti v síti.

Z navržených modelů jednotlivých prvků byl v druhé části vytvořen model elektrizační soustavy s invertory. Nejprve bylo provedeno modelování vlivu setrvačnosti a rychlosti regulace výkonu invertorů na stabilitu takto navržené soustavy. Primární regulace frekvence byla zajištěna pouze pomocí invertorů. Z výsledků provedených simulací vyplývá, že navrženou síť nelze provozovat s velmi malou setrvačností. Velký vliv při tom hraje nastavení PI regulátorů regulujících úhel napětí invertoru (respektive činný výkon). Čím je regulace rychlejší, tím je systém při dané setrvačnosti více nestabilní. Na druhou stranu, při velmi pomalé regulaci není inverter schopen udržet výstupní výkon na konstantní hodnotě. Proto je třeba najít vhodný pracovní bod spolupráce točivých a netočivých zdrojů, daný velikostí setrvačnosti točivých zdrojů a rychlostí regulace úhlu napětí netočivých zdrojů. Dále byla ověřena funkce navrženého modelu pro krátkodobé zvýšení setrvačnosti v síti. Navržené řízení sice dokáže za určitých podmínek zlepšit setrvačnost, způsobuje ale další nestabilitu systému. Byla také ověřena možnost zajištění sekundární regulace invertorem. Navržené řešení se ukázalo být funkční. Bylo také ověřeno, že v navržené síti lze kombinovat primární regulaci poskytovanou točivými i netočivými zdroji.

V třetí části praktické práce byl sestaven model ostrovní sítě tvořené pouze netočivými zdroji. Takto navržená síť umožňuje stabilní provoz i řízení frekvence díky modelu invertoru VSI, který svým chováním simuluje chování synchronního generátoru a způsobuje změny frekvence. Je třeba dodat, že tento systém může být funkční pouze za podmínky, že zdroj primární energie pro VSI dokáže rychle regulovat svůj výkon, protože VSI musí být schopen vyrovnat vzniklou výkonovou nerovnováhu.

LITERATURA

- [1] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Roční zpráva o provozu ES ČR*: 2015. Praha: Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ, 2016, 35 s.
- [2] *Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů*. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2015, 114 s.
- [3] *Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)*. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2015, 140 s.
- [4] *STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE ČESKÉ REPUBLIKY*. Aktualizace. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2014, 145 s.
- [5] TOMAN, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jaroslava ORSÁGOVÁ, Martin PAAR, David TOPOLÁNEK a a kol. *Provoz distribučních soustav*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 265 s. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [6] CHALUPA, Štěpán a David HANSLIAN. *Analýza větrné energetiky v ČR*. Komora obnovitelných zdrojů energie – Česká společnost pro větrnou energii, 2015, 22 s.
- [7] *Statistika: Dlouhodobá rovnováha - elektřina*. OTE [online]. Praha: OTE, c2010 [cit. 2017-01-04]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobavrovnovaha-elektrina/uvod/>
- [8] ŠVEC, Jan. *Regulace činného výkonu a frekvence v ES* (prezentace z přednášky předmětu MRES). Brno: VUT v Brně, 2016.
- [9] HALUZÍK, Evžen. *Řízení provozu elektrizačních soustav*. 2. Brno: Vysoké učení technické v Brně, 1987, 125 s. Učební texty vysokých škol.
- [10] TLUSTÝ, Josef, Jan ŠVEC, Petr BANNERT, Zbyněk BRETTSCHEIDER, Zbyněk KOCUR, Petr MAREČEK, Zdeněk MÜLLER a Tomáš SÝKORA. *Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 254 s. ISBN 978-80-01-04939-6.
- [11] *KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY: Část I. Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy*. Revize 16. Praha: ČEPS, 2016, 53 s.
- [12] *Continental Europe Operation Handbook: Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. Brussels: ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2009, 32 s. Dostupné také z: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

- [13] *Continental Europe Operation Handbook: Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*. Brussels: ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2004, 28 s. Dostupné také z: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>
- [14] *KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY: Část II. Podpůrné služby (PpS)*. Revize 16. Praha: ČEPS, 2016, 214 s.
- [15] *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV: PRAVIDLA PRO PARALELNÍ PROVOZ ZDROJŮ SE SÍTÍ PROVOZOVATELE DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY*. Schválil: Energetický Regulační Úřad. Provozovatelé distribučních soustav, 2016, 68 s.
- [16] MASTNÝ, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jan MACHÁČEK, Michal PTÁČEK, Lukáš RADIL, Tomáš BARTOŠÍK a Tomáš PAVELKA. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04937-2.
- [17] Doubly-fed electric machine. In: *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2016 [cit. 2017-01-15]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Doubly-fed_electric_machine
- [18] *Česká společnost pro větrnou energii: Vzdělávání* [online]. Praha, 2013 [cit. 2017-01-15]. Dostupné z: <http://www.csve.cz/cz/kategorie/vzdelavani/13>
- [19] Grid – Connected Solar PV System. In: *Electrical India* [online]. Tamil Nadu, 2015 [cit. 2017-05-01]. Dostupné z: <http://www.electricalindia.in/blog/post/id/5770/product-detail.html>
- [20] MIČKA, D. *Model HVDC spojky pro laboratorní výuku*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2013. 51 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Michal Krbal.
- [21] MAJLING, Eduard. HVDC – stejnosměrný přenos elektrické energie. In: *O ENERGETICE* [online]. 2015 [cit. 2017-05-02]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/hvdc-stejnosmerny-prenos-elektricke-energie/>
- [22] VON APPEN, Jan, M. BRAUN, T. STETZ, K. DIWOLD a D. GEIBEL. Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. In: *IEEE Power and Energy Magazine (Volume: 11,*

- Issue: 2, March-April 2013*) [online]. 2013, s. 55-64 [cit. 2017-05-07]. DOI: 10.1109/MPE.2012.2234407. ISSN 1540-7977. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6466545/>
- [23] LOPES, J.A. Peças, N. HATZIARGYRIOU, J. MUTALE, P. DJAPIC a N. JENKINS. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. In: *Electric Power Systems Research* [online]. Elsevier, 2006, s. 1189-1203 [cit. 2017-05-02]. DOI: 10.1016/j.epr.2006.08.016. Dostupné z: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779606001908>
- [24] ERNST, B. a B. ENGEL. Grid integration of distributed PV-generation. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* [online]. 2012 [cit. 2017-05-07]. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345277. ISBN 978-1-4673-2729-9. ISSN 1944-9925. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6345277/>
- [25] ULBIG, Andreas, Tobias RINKE, Spyros CHATZIVASILEIADIS a Goran ANDERSSON. Predictive control for real-time frequency regulation and rotational inertia provision in power systems. In: *Decision and Control (CDC), 2013 IEEE 52nd Annual Conference on* [online]. 2013, s. 2946-2953 [cit. 2017-05-07]. DOI: 10.1109/CDC.2013.6760331. ISBN 978-1-4673-5717-3. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6760331/>
- [26] KOVALTCHOUK, Thibaut, Vincent DEBUSSCHERE, Seddik BACHA, Mirko FIACCHINI a Mazen ALAMIR. Assessment of the impact of frequency containment control and synthetic inertia on intermittent energies generators integration. In: *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 2016 Eleventh International Conference on* [online]. 2016 [cit. 2017-05-07]. DOI: 10.1109/EVER.2016.7476361. ISBN 978-1-5090-2464-3. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7476361/>
- [27] SPAHIC, Ervin, Deepak VARMA, Gunther BECK, German KUHN a Volker HILD. Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions. In: *Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016* [online]. 2016 [cit. 2017-05-08]. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741714. ISBN 978-1-5090-4168-8. ISSN 1944-9933. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7741714/>
- [28] KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994. ISBN 0-07-035958-X.
- [29] MÁŠLO, Karel. *Stabilita elektrizační soustavy* (prezentace z přednášky předmětu MPRJ). Brno: VUT v Brně, 10.4.2017.

- [30] *Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection* [online]. ENTSO-E, 2017 [cit. 2017-05-14]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/18-RfG-related-implementation-guidance-documents.aspx>
- [31] *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS): ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection* [online]. ENTSO-E, 2017 [cit. 2017-05-14]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/18-RfG-related-implementation-guidance-documents.aspx>
- [32] MIAO, Zhixin, Lingling FAN, Dale OSBORN a Subbaraya YUVARAJAN. Wind Farms With HVdc Delivery in Inertial Response and Primary Frequency Control. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion (Volume: 25, Issue: 4, Dec. 2010)* [online]. 2010, s. 1171-1178 [cit. 2017-05-16]. DOI: 10.1109/TEC.2010.2060202. ISSN 1558-0059. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5545384/>
- [33] w SEDGHISIGARCHI, Kourosh. Power flow control of inverter based distributed generators in LV microgrids. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE* [online]. 2011 [cit. 2017-05-16]. DOI: 10.1109/PES.2011.6039521. ISBN 978-1-4577-1001-8. ISSN 1944-9925. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6039521/>
- [34] TEODORESCU, Remus, Marco LISERRE a Pedro RODRÍGUEZ. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. Wiley, 2011. ISBN 9780470057513.
- [35] HAJILU, N., G. B. GHAREHPETIAN, S. H. HOSSEINIAN, M. R. POURSIKANI a M. KOHANSAL. Power control strategy in islanded microgrids based on VF and PQ theory using droop control of inverters. In: *Electric Industry Automation (ICEIA), 2015 International Congress on* [online]. IEEE, 2015 [cit. 2017-05-16]. DOI: 10.1109/ICEIA.2015.7165844. ISBN 978-1-4799-1788-4. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7165844/>
- [36] BRAVO, Richard J., Steven ROBLES a Roger SALAS. Evaluation of German 3-phase solar PV inverter. In: *PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014 IEEE* [online]. IEEE, 2014 [cit. 2017-05-16]. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939536. ISBN 978-1-4799-6415-4. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6939536/>

- [37] LOPES, J.A.P., C.L. MOREIRA a A.G. MADUREIRA. Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (Volume: 21, Issue: 2) [online]. IEEE, 2016, s. 916-924 [cit. 2017-05-17]. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873018. ISSN 1558-0679. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1626398/>
- [38] KOLACIA, Tomas a Jiri DRAPELA. Voltage sensitivity to power flows related to distributed generation. In: *Electric Power Engineering (EPE), 2016 17th International Scientific Conference on* [online]. IEEE, 2016 [cit. 2017-05-18]. DOI: 10.1109/EPE.2016.7521809. ISBN 978-1-5090-0908-4. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7521809/>
- [39] MULJADI, E., M. SINGH a V. GEVORGIAN. NREL. *User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform*. Golden, CO, 2014, 61 s. NREL/TP-5D00-62053. Dostupné také z: <https://www.nrel.gov/research/publications.html>
- [40] KANAKASABAPATHY, P. a VISHNU VARDHAN RAO I. Control strategy for inverter based micro-grid. In: *Power and Energy Systems Conference: Towards Sustainable Energy, 2014* [online]. IEEE, 2014 [cit. 2017-05-19]. DOI: 10.1109/PESTSE.2014.6805321. ISBN 978-1-4799-3421-8. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6805321/>
- [41] DRÁPELA, Jiří. *Původ rychlých změn a kolísání napětí* (prezentace z přednášky předmětu MPQ1). Brno: VUT v Brně, 2017.
- [42] *MIGRATE – Massive InteGRATion of power Electronic devices: Description of system needs and test cases*. Deliverable 3.1. 2016, 55 s. Dostupné také z: <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>

SEZNAM PŘÍLOH

A Obsah přiloženého CD

82

A OBSAH PŘILOŽENÉHO CD

Na přiloženém CD se nachází tři projekty vytvořené v programu PSCAD verze 4.6.1.0.

- Projekt *Prim_reg_netocive* - zde byly provedeny simulace popsané v podkapitolách 6.1 a 6.2.
- Projekt *Prim_reg_sit* - zde byly provedeny simulace popsané v podkapitole 6.3.
- Projekt *Ostrovni_sit_netocive* - zde byly provedeny simulace popsané v kapitole 7.