KATEDRA ELEKTROENERGETIKY

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE



FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ VYUŽITÍ MIKROZDROJŮ PŘI OBNOVĚ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY PO PORUŠE TYPU BLACKOUT

DIPLOMOVÁ PRÁCE

2023

PETR DOBEŠ





П.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI				
Specializace:	Elektroenergetika			
Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management				
Zadávající katedra	a/ústav: Katedra elektroene	rgetiky		
Fakulta/ústav:	Fakulta elektrotechnická			
Příjmení:	Dobeš	Jméno: Petr	Osobní číslo: 483518	
	Příjmení: Fakulta/ústav: Zadávající katedr Studijní program:	Příjmení: Dobeš Fakulta/ústav: Fakulta elektrotechnická Zadávající katedra/ústav: Katedra elektroene Studijní program: Elektrotechnika, energetika	Příjmení: Dobeš Jméno: Petr Fakulta/ústav: Fakulta elektrotechnická Zadávající katedra/ústav: Katedra elektroenergetiky Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management	

Nazev diplomove prace.	Název	diplomové	práce.	
------------------------	-------	-----------	--------	--

Využití mikrozdrojů při obnově elektrizační soustavy po poruše typu blackout

Název diplomové práce anglicky:

The use of distributed energy resources for the power grid restoration after power outage

Pokyny pro vypracování:

1) Popište aktuální strategii obnovy elektrizační soustavy ČR po systémové poruše typu blackout.

 Popište možnosti využití mikrozdrojů pro obnovu elektrizační soustavy a porovnejte tyto možnosti se stávajícími zdroji zařazenými do strategie obnovy soustavy.

3) Sestrojte model vyhrazené části soustavy a nasimulujte obnovu napájení.

4) Zhodnoťte vhodnost využití mikrozdrojů pro obnovu soustavy po systémové poruše typu blackout na základě provedených simulací.

Seznam doporučené literatury:

1) MÁSLO, Karel. Řízení a stabilita elektrizační soustavy. Praha: Asociace energetických manažerů, 2013. ISBN 978-80-260-4461-1.

2) ČEPS, a. s.: Kodex PS, Část V.: Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS.

3) KŘÍŽ, J., NOHÁČOVÁ, L. a M. PISTORA. Možnosti startu ze tmy s využitím OZE. In Proceedings of the 12th International Scientific Conference – Electric Power Engineering 2011. Ostrava: Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava, 2011. ISBN 978-80-248-2393-5.

4) YAN, W., HONG, Q., LIU, D. a A. DYŚKO. Feasibility Studies on Black Start Capability of Distributed Energy Resources. The 10th Renewable Power Generation Conference (RPG 2021). 2021, s. 869-875. ISBN 978-1-83953-606-9.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Hába ČEPS, a.s.

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: 03.02.2023

Termín odevzdání diplomové práce: 26.05.2023

Platnost zadání diplomové práce: 22.09.2024

Ing. Tomáš Hába podpis vedoucí(ho) práce doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D. podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D. podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

PODĚKOVÁNÍ

Mé poděkování věnuji panu Ing. Tomáši Hábovi za ochotu, vstřícnost a nabyté zkušenosti, které mi věnoval při vedení diplomové práce. Děkuji také dalším zaměstnancům ze společnosti ČEPS za poskytnutí informací potřebných ke zpracování této práce a rovněž za cenné připomínky k práci. V neposlední řadě děkuji své rodině a přátelům za neustálou podporu v průběhu mého studia.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval/a samostatně a že jsem uvedl/a veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne 20. května 2023

.....

ABSTRAKT

Diplomová práce se zabývá využitím mikrozdrojů při obnově elektrizační soustavy. Popisuje využití podpůrných služeb pro řízení elektrizační soustavy, vybrané poruchy typu blackout z minulosti a současnou strategii obnovy české elektrizační soustavy. Součástí práce je rozbor využitelnosti jednotlivých typů mikrozdrojů s následně vytvořenou simulací obnovy vyhrazené části soustavy v simulátoru MODES, přičemž soustava je obnovována pomocí VE Vír I. Výsledky dané simulace jsou následně vyhodnoceny a v závěrečné části práce je zhodnoceno možné zakomponování mikrozdrojů do obnovy elektrizační strategie české soustavy.

Klíčová slova: mikrozdroje, blackout, obnova soustavy, vodní elektrárna Vír, simulátor MODES

ABSTRACT

The master's thesis deals with the use of distributed energy resources in the restoration of the power grid. Thesis describes the use of ancillary services for the control of power grid, selected cases of blackout from the past and the current strategy of the Czech power grid restoration. Part of the thesis is given to the analysis of the usability of individual types of distributed energy resources with a subsequently created simulation of the power grid restoration in the MODES simulator, whereas being restored by the Vír I hydroelectric power plant. The results of the simulation are subsequently evaluated, together with the possible incorporation of distributed energy resources into the Czech power grid restoration strategy.

Keywords: distributed energy resources, blackout, power grid restoration, Vír hydroelectric power plant, MODES simulator

OBSAH

ÚVOI	D	1
KAPI	TOLA 1: ŘÍZENÍ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY	2
1.1	UDRŽOVÁNÍ VÝKONOVÉ ROVNOVÁHY	2
1.1.1	Rozdělení podpůrných služeb	
1.1.2	Setrvačnost elektrizační soustavy	3
1.2	SLUŽBY VÝKONOVÉ ROVNOVÁHY	5
1.2.1	Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR)	5
1.2.2	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou regulací (aFRR)	7
1.2.3	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR)	9
1.2.4	Zálohy pro náhradu (RR)	10
1.3	NEFREKVENČNÍ PODPŮRNÉ SLUŽBY	11
1.3.1	Sekundární regulace napětí U/Q (SRUQ)	11
1.3.1.	1 Řízení jalového výkonu synchronního generátoru	12
1.3.1.	2 Automatická sekundární regulace napětí (ASRU)	
1.3.1.	3 Systémy FACTS pro regulaci U/Q	
1.3.2	Schopnost ostrovního provozu (OP)	15
1.3.3	Schopnost startu ze tmy (BS)	
KAPI	TOLA 2: VÝPADEK DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE	17
2.1	ITÁLIE. 28. ZÁŘÍ 2003	
2.2	ŘECKO, 12. ČERVENCE 2004	
2.3	INDIE, 30. A 31. ČERVENCE 2012	
КАРІ	TOLA 3: STRATEGIE OBNOVY ČESKÉ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY PO PORI	UŠE
TYPU	J BLACKOUT	24
3.1	PLÁN OBNOVY SOUSTAVY	
3.1.1	Strategie obnovy soustavy	
3.1.1.	1 Plán obnovy soustavy ze zahraničních přenosových soustav	
3.1.1.	2 Plán obnovy soustavy pomocí elektráren schopných startu ze tmy	
3.1.2	Obecný postup při obnově soustavy	30
KAPI	TOLA 4: TYPY ZDROJŮ PRO OBNOVU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY	32
4.1	VODNÍ ELEKTRÁRNY	
411	Malé vodní elektrárny	32
4.1.2	Přečernávací vodní elektrárna Dlouhé Stráně	33
4.2	VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY	
4.2.1	Větrná farma Kryštofovy Hamry	35
4.3	FOTOVOLTAICKÉ ELEKTRÁRNY	
4.4	BATERIOVÁ ÚLOŽIŠTĚ	
KAPI	TOLA 5: PODÁNÍ NAPĚTÍ Z VODNÍ ELEKTRÁRNY VÍR DO PŘENOSOVÉ	
SOUS	STAVY	39
5.1	ZAŘÍZENÍ POUŽITÁ V SIMULACI	

5.1.1	Vodní elektrárna Vír	
5.1.2	Teplárna Brno – provoz Špitálka	
5.1.3	Napájecí trasy	
5.1.4	Rozvodna Čebín	
5.2	PROVEDENÍ SIMULACE PODÁNÍ NAPĚTÍ	
5.2.1	Nastavení simulace	
5.2.2	Výchozí stav naprázdno	
5.2.3	Rozběh pohonů vlastní spotřeby provozu Špitálka	
5.2.4	Přivedení napětí do rozvodny Čebín	
5.3	ZHODNOCENÍ SIMULACE	
5.3.1	Riziko ferorezonance	
5.3.2	Vytvoření ostrovního provozu a podání napětí do PS	
ZÁVĚ	ÉR	
LITE	RATURA	
SEZN	AM ZKRATEK	
PŘÍL	OHA A: PARAMETRY ZDROJŮ	
A.1	PARAMETRY ZDROJE HG1	65
A.2	PARAMETRY ZDROJE TG1	

SEZNAM OBRÁZKŮ

SEZNAM TABULEK

Obr. 1-1 Schéma primární a sekundární regulace f a P6	Tab. 2-: zahrani
Obr. 1-2 Schéma aFRR platformy	Tab. 5-1 Vír
platformy aFRR PICASSO	Tab. 5- v provoz
platformy mFRR MARI	Tab. 5- spotřeb
platformy RR TERRE 11	Tab. 5-4
obr. 1-6 PQ diagram s provoznimi stavy alternátoru	Tab. 5- první čá
Obr. 1-7 Schéma regulace ASRU v propojení s primárním regulátorem14	Tab. 5- druhé ča
Obr. 2-1 Mapa propojení italské GRTN s klíčovými zahraničními vedeními19	Tab. v rozvod
Obr. 2-2 Mapa rozdělení indické přenosové soustavy22	Tab. s hydrog
Obr. 3-1 Schéma propojení PS ČR se sousedními soustavami	Tab. 5-9
Obr. 3-2 Jednopólové schéma propojení VE Orlík s elektrárnou Chvaletice	
Obr. 4-1 Frekvenční odezva na připojování simulované VE na zátěž	
Obr. 4-2 Elektrické schéma propojení PVE Dlouhé Stráně a TE Chvaletice	
Obr. 4-3 Frekvenční odezva na připojování simulované VE, VTE a bateriového úložiště na zátěž 	
Obr. 4-4 Průběhy veličin v rámci simulace napájení VS elektrárny Ledvice	
Obr. 5-1 Letecký snímek přehradní nádrže Vír I. 39	
Ubr. 5-2 Napajeci trasa z VE Vir do Teplarny Brno 	
Obr. 5-3 Napájecí trasa z Teplárny Brno do rozvodny Čebín	
Obr. 5-4 Blokové schéma modelu regulátoru vodní turbíny 47	
Obr. 5-5 Blokové schéma nelineárního modelu vodní turbíny	
Obr. 5-7 Průběhy podání napětí na napájecí cestu 	
Obr. 5-8 Skluz generátoru HG1 ve výchozím stavu 49	
Obr. 5-9 Ferrantiho jev na vedení V102 50	

Tab. 2-1. Skutečné a plánované toky výkonu zezahraničních PS17
Tab. 5-1 Parametry hydrogenerátoru 6 MW ve VE Vír
Tab. 5-2 Provozní údaje turbosoustrojí TG1 v provoze Špitálka 41
Tab. 5-3 Parametry největších pohonů vlastní spotřeby turbosoustrojí TG1 41
Tab. 5-4 Parametry vedení napájecích tras 43
Tab. 5-5 Parametry transformátorů a reaktorů první části napájecí trasy 44
Tab. 5-6 Parametry transformátorů a reaktorů druhé části napájecí trasy
Tab.5-7ParametrytransformátoruT11v rozvodně Čebín45
Tab. 5-8 Tabulka generátorů v MODESu s hydrogenerátorem HG146
Tab. 5-9 Časy rozběhu pohonů vlastní spotřeby. 50

Obr. 5-10 Činný výkon generátoru a výkon turbíny HG1 při rozběhu pohonů VS
Obr. 5-11 Skluz generátoru HG1 při rozběhu pohonů VS
Obr. 5-12 Průběhy proudů I _{MOT} při rozběhu pohonů VS52
Obr. 5-13 Průběhy záběrných momentů M _{MOT} při rozběhu pohonů VS53
Obr. 5-14 Průběhy napětí při rozběhu pohonů VS
Obr. 5-15 Průběhy činného a jalového výkonu při zapnutí T1155
Obr. 5-16 Průběh odebíraného činného výkonu v rozvodně R_D55
Obr. 5-17 Průběhy napětí a otáček při zapnutí T11
Obr. 5-18 Průběhy záběrného proudu a momentu při zapnutí T1156
Obr. 5-19 Průběhy napětí v jednotlivých místech napájecí cesty při zapnutí T11
Obr. 5-20 Hysterezní smyčka 58

ÚVOD

Řízení elektrizační soustavy je komplexní proces, který vyžaduje součinnost uživatelů soustavy s dispečery elektrizačních soustav. Dispečeři mají za úkol optimálně pokrývat výkonovou poptávku v reálném čase za účelem udržení parametrů v limitech provozní bezpečnosti. Součástí první kapitoly je podrobné popsání procesů řízení, díky kterým může dispečer zachovávat elektrizační soustavu ve stabilním chodu. V druhé kapitole je následně rozbor několika případů, kdy řízení soustavy z mnoha důvodů selhalo a došlo k tzv. blackoutu.

V případě rozpadu řiditelnosti soustavy a výpadku napájení koncových spotřebitelů má provozovatel přenosové soustavy povinnost mít zpracovanou strategii obnovy soustavy, aby mohl v co nejkratším čase obnovit soustavu do běžného stavu. Součástí třetí kapitoly je bližší popis strategie obnovy české přenosové soustavy. Popsány jsou možnosti obnovy soustavy v závislosti na charakteru a závažnosti výpadku dodávky elektrické energie. V závěru kapitoly je ve stručnosti popsán plán, kterým se dispečer řídí v případě obnovy soustavy.

K obnově elektrizační soustavy jsou nejvhodnější typy zdrojů, které umožňují tzv. start ze tmy. Mezi tyto zdroje patří i obnovitelné mikrozdroje, zejména se jedná o vodní a přečerpávací elektrárny. Kvůli jejich malé závislosti na zbytku soustavy jsou využitelné v případě blackoutu pro obnovu napájení vlastní spotřeby větších parních a plynových elektráren. Najetím bloků těchto elektráren je následně umožněno dodání potřebného výkonu pro obnovu lokální části soustavy a možného vytvoření ostrovního provozu. Podrobnější popis typů mikrozdrojů vhodných pro obnovu soustavy je součástí čtvrté kapitoly, která zároveň definuje vhodné mikrozdroje pro následnou simulaci obnovy vyhrazené části soustavy.

Hlavním cílem práce je vyhodnocení možnosti využití mikrozdrojů pro obnovu vyčleněné části soustavy. Součástí páté kapitoly je simulace obnovy pohonů vlastní spotřeby provozu Špitálka z vodní elektrárny Vír I, čímž je následně umožněn rozběh bloku ve Špitálce, podání napětí do rozvodny 400 kV v Čebíně a obnovení dodávek elektřiny v lokální části soustavy. Výsledky simulace jsou posléze diskutovány se závěrečným vyhodnocením, ve kterém je posouzena vhodnost využití mikrozdrojů pro obnovu soustavy.

Pojem "mikrozdroj" má v této práci jiný význam, než je uveden v aktuálním znění vyhlášky č. 16/2016 Sb. (viz § 2 v [1]). Název této práce vznikl před danou aktualizací, ve které již byl mikrozdroj zadefinován mimo jiné jako zdroj s celkovým maximálním instalovaným výkonem do 10 kW včetně. Tyto zdroje jsou pochopitelně pro účely obnovy soustavy nepoužitelné. V této práci je mikrozdroj uvažován z pohledu provozovatele přenosové soustavy, což je zdroj s celkovým instalovaným výkonem minimálně v řádu stovek kW, častěji v řádu jednotek MW.

KAPITOLA 1: ŘÍZENÍ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

Udržování stabilního provozu elektrizační soustavy (ES) je základem pro kvalitní a spolehlivou dodávku elektrické energie koncovým spotřebitelům. Tyto standardy jsou zajišťovány provozovatelem přenosové soustavy a obecně jsou známy jako systémové služby, za které platí každý koncový spotřebitel. Mezi systémové služby řadíme udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, obecné udržování kvality elektřiny, mezi niž se řadí regulace frekvence, napětí, činných a jalových výkonů. Dále zde patří dispečerské řízení a obnova napájení po úplném nebo částečném rozpadu soustavy, což je podrobněji popsáno v druhé kapitole. V následující kapitole budou blíže rozebrány principy těchto systémových služeb, neboť základní pochopení jejich fungování je klíčové pro porozumění chodu a případné obnovy elektrizační soustavy.

1.1 Udržování výkonové rovnováhy

Obecně je výkonová rovnováha určena na velkoobchodním trhu oboustrannými dohodami mezi výrobci a obchodníky s elektřinou, kteří ji posléze nabízí spotřebitelům. Dle tržního principu pak vzniká kontinuální poptávka po elektřině, která je pokryta nabídkou ze strany obchodníků prostřednictvím smluv o dodávce energie. Podle těchto smluv poté výrobci optimalizují svou výrobu. Úloha provozovatele přenosové soustavy (PS) potom spočívá v udržení této nabídky a poptávky energie (v MWh) v reálném čase formou výkonové rovnováhy (v MW). Odchylka mezi předávaným a požadovaným výkonem je každých několik sekund měřena a v závislosti na velikosti odchylky dochází k regulaci regulátorem činného výkonu *P* a frekvence *f*. Tento regulátor je známy jako regulátor LFC (Load Frequency Control). Každou hodinu jsou následně tyto odchylky zúčtovány, kdy provozovatel PS nakupuje výkon od výrobců pro udržení rovnováhy v rámci smluvně domluvených podpůrných služeb [2], [3].

Výkonová rovnováha v ES je dána rovnicí:

$$\Sigma P_{\rm G} = \Sigma P_{\rm S} + \Sigma P_{\rm Z},\tag{1-1}$$

kde $\Sigma P_{\rm G}$ je celkový činný výkon dodávaný generátory (MW), $\Sigma P_{\rm S}$ je celkové činné zatížení ES včetně vlastní spotřeby elektráren (MW)a $\Sigma P_{\rm Z}$ jsou celkové ztráty v ES (MW).

Predikce činného zatížení *P*_S je podstatnou součástí dispečerského řízení PS a je dána statistickými metodami, které vycházejí z minulých dat spotřeby ES při určitých proměnných. Mezi tyto proměnné se řadí denní hodina, teplota, sluneční svit, počasí, ale třeba i směnová výroba větších podniků, vysílání mimořádné sportovní události a mnohé další jevy. Ovšem i tak nelze přesně předpovídat ani celkové zatížení, ani celkovou výrobu v ES. Tím pádem vznikají odchylky, které jsou způsobeny především těmito faktory [2]:

- náhodná fluktuace zatížení;
- poruchové výpadky elektrárenských bloků;

- neočekávané klimatické výkyvy;
- změna trendu a tvaru diagramu denního zatížení.

Tím vzniká ze strany provozovatele PS nutnost využívat podpůrné služby, které jsou mu poskytovány provozovateli energetických zařízení formou uzavřených kontraktů. Podpůrnými službami si dispečer zajišťuje rychlou dodávku výkonu pro pokrytí odchylky, která může být zapříčiněna výše zmíněnými faktory. Podpůrné služby (PpS) jsou tedy prostředkem, kterým se zajišťují systémové služby. PpS musí rovněž splňovat požadavky, mezi které se řadí měřitelnost, dostupnost, certifikovatelnost a možnost průběžné kontroly poskytování [2]. Měřitelností je myšleno přesné určení parametrů PpS jako je výkon, frekvence a napětí, které je nutno dodržovat v ujednaných mezích. Dostupnost je klíčový atribut, neboť PpS musí být dostupné dispečerovi po sjednanou dobu cyklu. Podle kodexu PS se periodicky testují tyto služby a provozovatel PS má právo provádět jejich inspekci i mimo periodické testování [4].

1.1.1 Rozdělení podpůrných služeb

Podpůrné služby lze dělit do několika kritérií. Buď se jedná o služby automatické, které jsou vyhodnocovány regulátory frekvence a činného výkonu, anebo o služby dispečerské, které jsou spouštěny na pokyn dispečera PS. Dle [18] se PpS dělí na služby výkonové rovnováhy (SVR), mezi které se řadí FCR (dříve primární regulace), aFRR (dříve sekundární regulace) a mFRR (dříve minutová záloha), a na nefrekvenční PpS, což je např. sekundární regulace *U/Q*, ostrovní provoz či start ze tmy. Podle způsobu zprostředkování je dále dělíme na služby nakupované na volném trhu a služby zprostředkované smlouvou s poskytovatelem PpS. Níže jsou uvedeny SVR v pořadí, v jakém se využívají pro zajištění výkonové rovnováhy [3], [4]:

- 1) Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR)
- 2) Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR)
- 3) Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR)
- 4) Zálohy za náhradu (RR)

1.1.2 Setrvačnost elektrizační soustavy

Do soustavy založené primárně na neobnovitelných zdrojích elektrické energie pracuje množství alternátorů, které jsou poháněny ohřívanými a kompresovanými parami. Otáčením turbíny dochází k otáčení rotoru alternátoru, čímž se vytváří soubor rotujících se hmot o značné setrvačnosti. Setrvačnost je zvlášť důležitá pro frekvenční stabilitu sítě, především při výpadku většího zdroje výkonu, protože vyjadřuje schopnost systému bránit se následným změnám frekvence a zachovává rovnoměrný otáčivý pohyb a moment hybnosti. Z důvodu setrvačnosti rotujících hmot, které tyto synchronní výrobní moduly mají, je následná změna frekvence při výpadku zdroje pozvolná, neboť se ostatní alternátory podílejí svou setrvačností na přerozdělení vypadlého výkonu.

Setrvačnost soustavy nabývá na důležitosti s ohledem na nahrazování klasických zdrojů elektrické energie (uhlí, jádro,...) obnovitelnými zdroji, které nedisponují alternátorem a jejich generovaný výkon je do sítě dodáván skrze výkonové měniče (např. solární a větrné elektrárny). Tyto zdroje mají totiž nulovou setrvačnost a jestliže je soustava z velké části tvořena těmito zdroji, potom je udržování frekvenční stability obtížnější a odchylky frekvence jsou při výpadcích zdrojů mnohem strmější [7].

Pro popis rotačního pohybu soustrojí lze využít pohybovou rovnici, která zní následovně [6]:

$$m_{\rm i} - m_{\rm m} = J \frac{d\omega_{\rm m}}{dt},\tag{1-2}$$

kde m_i je vnitřní elektromechanický moment generátoru (Nm), m_m je mechanický moment na hřídeli (Nm), J je moment setrvačnosti rotujících hmot (kg*m²) a ω_m je mechanická úhlová rychlost (s⁻¹).

Dále je pro uvedení klíčových parametrů důležité uvést pohybovou rovnici rotoru generátoru [6]:

$$T_{\rm m}\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{S_{\rm n}}(P_{\rm T} - P), \qquad (1-3)$$

kde T_m je mechanická časová konstanta (s), $\Delta \omega$ je odchylka elektrické rychlosti otáčení rotoru (s⁻¹), ω_0 je synchronní rychlost otáčení rotoru (s⁻¹), P_T je mechanický výkon turbíny (W) a P je elektrický výkon generátoru (W).

Mechanická časová konstanta T_m udává čas, za který se pohon rozběhne při konstantním momentu z počáteční rychlosti na jmenovitou rychlost. Znalost její hodnoty je důležitá pro určení konstanty setrvačnosti *H* a používá se pro výpočty elektromechanických přechodných jevů a dynamické stability. Vztah pro určení konstanty setrvačnosti z mechanické časové konstanty určíme [6]:

$$T_{\rm m} = 2H = \tau_{\rm J} \frac{P_{\rm N}}{S_{\rm N}} = \tau_{\rm J} * \cos\varphi_{\rm N}, \qquad (1-4)$$

kde *H* je konstanta setrvačnosti (kg*m²), τ_J je doba urychlování soustrojí (s), *P*_N je jmenovitý činný výkon (W), *S*_N je jmenovitý zdánlivý výkon (VA) a cos φ_N je jmenovitý účiník (-).

Mechanickou časovou konstantu T_m lze určit z doby urychlování τ_J , která je definovaná jako doba rozběhu soustrojí z nulové rychlosti na jmenovitou rychlost při jmenovitém výkonu soustrojí P_N . Určení hodnoty τ_J je možné např. brzdící zkouškou naprázdno, při které se τ_J vypočítá z poklesu úhlové rychlosti $\Delta \omega$ během časového úseku Δt po odpojení pohonu. Mechanickou časovou konstantu T_m lze zase např. určit z vypínací zkoušky naprázdno [6].

Důležitým ukazatelem velikosti setrvačnosti soustavy je RoCoF (Rate of Change of Frequency), který popisuje časovou změnu frekvence (df/dt) a udává se v Hz/s. Setrvačnost H je tvořena součtem setrvačnosti výrobních modulů H_{syn} a setrvačnosti rotujících zátěží H_{load} [7]:

$$RoCoF = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}}}{P_{\text{LOAD}}} * \frac{f_0}{2H'}$$
(1-5)

kde $\Delta P_{\text{imbalance}}$ je maximální uvažovaná výkonová nerovnováha (W), P_{LOAD} je zatížení sítě (W) a f_0 je jmenovitá frekvence sítě (50 Hz).

Trend klesající setrvačnosti přenosových soustav je poměrně novou výzvou pro provozovatele PS, která je způsobena nárůstem podílu vyrobené elektrické energie z nesynchronních výrobních modulů¹ na celkové vyrobené elektrické energii. V rámci opatření na zachování dostatečné setrvačnosti sítě bude potřeba vytvářet tzv. umělou setrvačnost, která je v nařízení Evropské komise (viz [8]) definována jako schopnost nesynchronního výrobního modulu, která má plně nahrazovat setrvačnost synchronního výrobního modulu podle předepsané funkčnosti [5]. Dle I. části Kodexu PS (viz [4]) je schopnost umělé setrvačnosti vyžadována po nových výrobních modulech a bateriových systémech akumulace s instalovaným výkonem od 1 MW.

1.2 Služby výkonové rovnováhy

S řízením činného výkonu *P* a jeho odchylky je spjata i frekvence *f*. V evropské síti provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E, mezi které se řadí i česká přenosová soustava, je nominální frekvence stanovena na 50 Hz s povolenou odchylkou ± 0,2 Hz [4]. V této mezi je frekvence udržována v běžném provozním stavu službami výkonové rovnováhy. Při vychýlení hodnoty frekvence z povolené meze provádí dispečer manuálně opatření (anebo již byla aktivována automaticky), které již neumožňují řízení pomocí SVR a aktivují se opatření plánu obrany soustavy. V této kapitole jsou podrobněji rozebrány podpůrné služby, které zajišťují řízením činného výkonu regulaci frekvenční hladiny v síti.

1.2.1 Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (FCR)

Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (Frequency Containment Reserves) jsou podpůrnou službou, která zajišťuje primární regulaci frekvence. Jedná se o automatickou lokální funkci, která v závislosti na odchylce frekvence provádí úměrnou změnu výkonu energetického zařízení [18].

Při výpadku generátoru o výkonu ΔP přebírají ostatní synchronně pracující generátory jeho výkon v závislosti na elektrické vzdálenosti od vypadlého generátoru. Tento jev nazýváme elektrickým rozdělením rázu činného výkonu a dochází při něm k elektromechanickému vyrovnávacímu ději, při němž se objevuje brzdící moment ve strojích. Tím pádem klesají i otáčky strojů a frekvence ES úměrně klesá. V tomto okamžiku automatický působí FCR, která otevírá regulační ventily turbín a zadává jim požadavek na změnu průtoku páry, čímž dochází ke změně výkonu turbíny $\Delta P_{\rm T}$ (a tedy i otáček Δn), která je úměrná odchylce frekvence Δf od

¹ Nesynchronní výrobní moduly jsou obecně moduly připojené přes výkonovou elektroniku, např. FVE či VTE.

jmenovité hodnoty [2]. Hodnota změny výkonu turbíny $\Delta P_{\rm T}$ poté vychází z následující rovnice [14]:

$$\Delta P_{\rm T} = -\lambda_{\rm i} * \Delta f, \qquad (1-6)$$

kde λ_i je výkonové číslo soustrojí (MW/Hz) udávající hodnotu zesílení primární regulace, ΔP_T je změna výkonu turbíny (MW) a Δf je změna frekvence (Hz).

$$\lambda_i = \frac{100 * P_{\rm n}}{\delta * f_{\rm n}},\tag{1-7}$$

kde P_n , f_n jsou jmenovité hodnoty výkonu bloku (MW) a jmenovité frekvence (Hz), δ je statika primární regulace (%).

Na dolní části Obr. 1-1 je patrný princip FCR. V prvním sčítacím členu se vypočítává odchylka požadovaného výkonu od výkonu turbogenerátoru, tato odchylka je následně zpracována v regulátoru výkonu, jehož výstupem je požadovaná rychlost otáček turbíny. Tato hodnota se ve druhém sčítacím členu porovnává s aktuální rychlostí otáček a odchylka směřuje do regulátoru otáček, ze kterého je následně iniciován požadavek na změnu rychlosti.

FCR je iniciována za podmínky, že existuje dostatečná výkonová rezerva, která je schopna pokrýt výpadek ΔP . Tím si jednotlivá soustrojí přerozdělí ráz ΔP v závislosti na svých výkonových číslech λ_i , sumární výkony turbín a generátorů se srovnají a frekvence se stabilizuje s odchylkou Δf . Od 1. 3. 2023 je maximální velikost vykupované FCR pro jednotku stanovena na 25 MW a minimální velikost na 1 MW [18].



Obr. 1-1 Schéma primární a sekundární regulace f a P (převzato z [2])

FCR je postavena na principu solidarity, kdy se na pokrytí výkonové rovnováhy podílejí všechny zapojené zdroje do ES. V rámci synchronní zóny Kontinentální Evropa je garantována primární regulační záloha 3000 MW, na které se proporcionálně podílejí všechny přenosové soustavy zapojené do zóny, včetně ČEPSu [14]. Sumární objem je rozdělen mezi jednotlivé provozovatele PS v synchronně propojené ES dle součtu čisté výroby a spotřeby regulační oblasti konkrétního provozovatel PS, dělený součtem čisté výroby a spotřeby synchronně propojené oblasti za období jednoho roku. Proces regulace by neměl přesáhnout 30 s od vzniku výpadku, u menších výpadků by měl být ukončen již po 15 s. Po ukončení regulačního děje dochází k odchylce salda, která je charakterizována následující rovnicí [2]:

$$dP = \Sigma P_{\rm G} - \Sigma P_{\rm S} - \Sigma P_{\rm Z} - P_{\rm PLAN}, \qquad (1-8)$$

kde dP je odchylka salda (MW), ΣP_G je celkový činný výkon dodávaný generátory regulační oblasti (MW), ΣP_S je celkové činné zatížení regulační oblasti včetně vlastní spotřeby elektráren (MW), ΣP_Z jsou celkové ztráty v regulační oblasti (MW) a P_{PLAN} je plánované saldo předávaných výkonů regulační oblasti (MW).

1.2.2 Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou regulací (aFRR)

Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou regulací (Automatic Frequency Restoration Reserve) jsou podpůrnou službou, která zajištuje sekundární regulaci frekvence. Sekundární regulace *f* a *P* je automatickou regulací, která je zajišťovaná sekundárním regulátorem frekvence a výkonové rovnováhy. Na tento regulátor jsou připojeni poskytovatelé PpS a terminály v hraničních rozvodnách, které měří předávaný výkon [4]. Regulace aFRR pracuje na tzv. principu neintervence, kdy způsobenou výkonovou nerovnováhu, doprovázenou změnou frekvence, vyrovnává pouze ta regulační oblast, ve které výkonová nerovnováha vznikla. Princip neintervence je ovšem v současnosti částečně neplatný, neboť jsou SVR sdíleny skrze mezinárodní platformy (např. PICASSO, viz dále v kapitole) a výkonová rovnováha je vyrovnávána i nepostiženými oblastmi.

Na Obr. 1-2 je vyobrazeno několik lokálních regulačních oblastí – Load Frequency Control (LFC) Areas, ve kterých dochází ke kalkulaci velikosti požadované sekundární regulace a tato hodnota je dále vyhodnocována v bloku AOF (Activation Optimisation Function). AOF je funkce optimalizace aktivace, která zajišťuje aktivaci nabídek regulační energie z centrálního seznamu všech nabídek regulační energie, kterými AOF disponuje [9]. V lokálních regulačních oblastech, např. v podobě provozovatelů přenosových soustav, je odchylka FRCE (Frequency Restoration Control Error) vypočítávána odečtením plánovaného salda výkonu od okamžitého součtu měřených toků výkonů po hraničních vedeních, čímž vzniká odchylka předávaných výkonů ΔP od plánované hodnoty. Zároveň je k tomu přičítaná odchylka měřené *f* od požadované nominální *f*₀, která je vynásobena výkonovým číslem λ_i . Odchylka FRCE je definována vztahem:



$$FRCE = \Delta P + \lambda_{i} * \Delta f.$$
(1-9)

Obr. 1-2 Schéma aFRR platformy (převzato z [9])

V rámci ENTSO-E existuje evropská platforma pro aktivaci regulační energie pro aFRR, jejíž název je PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable Systém Operation). Tato centrální platforma obsahuje seznam nabídek regulační energie (RE) od jednotlivých zúčastněných provozovatelů PS. V případě požadavku aktivace určité hodnoty aFRR od provozovatele PS zasílá regulátor danou hodnotu do platformy PICASSO, ve které se na základě cenového žebříčku dostupných RE a přenosové kapacity určí nejlevnější dostupná RE. Následně se zašle provozovateli PS, která danou RE poskytuje, signál k aktivaci nabídek RE. Regulační energie musí být v rámci aFRR plně aktivována do 7,5 minut a poslána přeshraničním vedením do regulované soustavy [11]. Tento princip je znám jako model TSO-TSO, kdy si provozovatelé PS navzájem poskytují své služby výkonové rovnováhy za účelem sdílení regulační energie.

Cenotvorba regulační energie vychází z cenového žebříčku, který je označován zkratkou CMOL (Common Merit Order List). Finální cena RE je dána nejvyšší cenou nabídky dodávky RE (marginální cena), která je ještě potřebná pro pokrytí požadavku regulátoru aFRR [10].



Obr. 1-3 Členské země zapojené do evropské platformy aFRR PICASSO (převzato z [10])

1.2.3 Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (mFRR)

Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (Manual Frequency Restoration Reserve) se využívají v případě, kdy je pro odstranění výkonové odchylky potřeba více výkonu, než má k dispozici sekundární regulace aFRR, anebo jestliže výkonová nerovnováha trvá již řádově desítky minut či několik hodin. Dle způsobu aktivace se mFRR dělí na plánované (SA) nebo na přímé (DA). Plánovaná aktivace je určena na daný čas, ve kterém je energie ze zálohy mFRR nabízena. Přímá aktivace se může iniciovat během čtvrthodiny, která následuje po iniciaci plánované aktivace [12].

Regulační záloha mFRR může být provedena zvýšením či snížením výkonu prostřednictvím poskytovatele mFRR. Kladná regulační záloha je realizována např. zvýšením výkonu elektrárenského bloku či snížením spotřebního zatížení, což může být ku příkladu přečerpávací vodní elektrárna v čerpadlovém režimu. Zápornou regulační zálohu lze naopak realizovat snížením výkonu bloku či připojením zátěže o odpovídající velikosti do soustavy [13].

Tato podpůrná služba je rovněž známá pod názvem minutová záloha, což vychází ze služby elektrárenských bloků, které jsou na pokyn dispečera PS schopny dodat požadovaný regulační výkon. Podle rychlosti aktivace dělíme mFRR na 5-minutovou zálohu a na 12,5-minutovou zálohu, přičemž doba aktivace této služby se postupně zrychluje a od roku 2024 se plánuje její zrychlení na 10 minut [18]. Minimální množství aktivované regulační zálohy u mFRR_{12,5} je 1 MW a maximální velikost na jednom zařízení je 99 MW. Doba na

přípravu zálohy činí 2,5 minuty a samotná doba rampování pak trvá 10 minut. Minimální množství aktivované regulační zálohy u mFRR₅ je rovněž 1 MW a maximální množství zálohy je dáno dohodou mezi ČEPS a poskytovatelem regulační zálohy. Doba minimální denní aktivace mFRR₅ je stanovena na 4 hodiny [18].

Podobně jako u aFRR, tak i pro mFRR existuje evropská platforma v rámci ENTSO-E pro aktivaci regulační energie mFRR. Tato platforma je známa pod názvem MARI (Manually Activated Reserves Initiative) a shrnuje všechny regulační zálohy zúčastněných provozovatelů PS s dobou aktivace 12,5 minut. Princip fungování platformy MARI je podobný s fungováním platformy PICASSO, kde je primárně aktivována regulační energie s nejnižší cenou aktivace se sdílením na principu modelu TSO-TSO [10].



Obr. 1-4 Členské země zapojené do evropské platformy mFRR MARI (převzato z [10])

1.2.4 Zálohy pro náhradu (RR)

Poslední službou výkonové rovnováhy jsou zálohy pro náhradu (Replacement Reserves). Jedná se o zálohy výkonu, které se využívají k obnově či k udržení požadované úrovně výkonové rovnováhy FRR. Zálohy pro náhradu se dělí na kladné (RR+) a záporné (RR-), přičemž oba druhy musí být aktivovány do 30 minut od zadání dispečerem PS. Minimální množství jednotkou je stanoveno na 1 MW (maximální na 99 MW) a platí, že musí být aktivována minimálně 15 minut a maximálně na 60 minut [12].

I pro RR existuje platforma v rámci ENTSO-E, jejíž název je TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange). Hlavní rozdíl platformy TERRE od ostatních platforem je ve způsobu platby za poskytnutou SVR. U RR se již neplatí za rezervaci regulačního zdroje

jako u předešlých SVR, ale pouze za poskytnutou regulační energii. V současnosti je česká přenosová soustava aktivní součástí všech 3 platforem pro aktivaci RE [10][12].



Obr. 1-5 Členské země zapojené do evropské platformy RR TERRE (převzato z [10])

1.3 Nefrekvenční podpůrné služby

V této kapitole budou popsány zbylé podpůrné služby, které již nesouvisí s regulací frekvence pomocí činného výkonu, ale souvisí s regulací napětí sítě pomocí jalového výkonu a s obnovou ES po rozsáhlém výpadku. Mezi tyto služby se řadí sekundární regulace U/Q (SRUQ), schopnost ostrovního provozu (OP) a schopnost startu ze tmy (BS).

1.3.1 Sekundární regulace napětí U/Q (SRUQ)

Kvalita elektrické energie je podmíněna stabilní napěťovou hladinou, která je ovšem náchylná na přechodné jevy v ES. Zapínáním a vypínáním vedení, transformátorů, elektrárenských bloků, kompenzačních prostředků a dalších prvků soustavy lze napětí na přípojnicích rozvoden udržovat ve stanovených mezích.

V soustavě je pro účel řízení napětí a toků jalového výkonu využíváno zdrojů jalového výkonu, mezi něž patří synchronní stroje, tlumivky, statické VAR kompenzátory, frekvenční měniče či transformátory s regulací odboček.

1.3.1.1 Řízení jalového výkonu synchronního generátoru

Princip řízení jalového výkonu synchronního generátoru je spjatý s provozními stavy alternátorů. Součástí technologických celků elektrárenských bloků jsou primární regulátory, které regulují buzení alternátorů skrze jejich budiče. Změnou buzení je lze přivádět do provozních stavů, které jsou ilustrativně vyobrazeny v PQ diagramu na Obr. 1-6. Na obrázku jsou rovněž vyobrazeny omezovací podmínky, které jsou podmíněny bezpečným chodem alternátoru. Mezi ně se řadí omezení dané velikostí budícího proudu rotorem, který by při převýšení maximální povolené hodnoty mohl ohrozit chod stroje, neboť s kvadrátem proudu vznikají ve vinutí i tepelné ztráty. Podobné závěry lze aplikovat i u průchodu proudu statorem, kde rovněž je omezení velikosti proudu statorem podmíněné tepelným namáháním vinutí. Omezení daná v chodu podbuzeném, kdy alternátor ze sítě jalový výkon odebírá, jsou určeny statickou stabilitou stroje a oteplením čel statoru vlivem deformace magnetického toku v podbuzeném stavu [15]. V přebuzeném stavu pracuje stroj jako kompenzátor a dodává do sítě jalový výkon.

Řízení jalového výkonu alternátoru (primární regulace napětí) spočívá v udržování napětí na svorkách generátoru dle žádané hodnoty prostřednictvím budícího proudu, kterým rovněž určuje velikost produkce jalového výkonu [4]. Na tuto regulaci jsou dle Kodexu PS, Části I. (viz [4]) stanoveny požadavky na funkčnost regulátoru a na přídavné moduly, které musí obsahovat, chce-li se podílet na U/Q regulaci přenosové soustavy. Regulátor buzení musí být vybaven omezovačem statorového a rotorového proudu (z důvodů výše uvedených), hlídačem meze podbuzení (při překročení meze ztrácí alternátor statickou stabilitu) a stabilizačními obvody pro tlumení kyvů v síti.



Obr. 1-6 PQ diagram s provozními stavy alternátoru (převzato z [17])

1.3.1.2 Automatická sekundární regulace napětí (ASRU)

Systém sekundární regulace napětí je založen na koncepci tzv. pilotních uzlů, což je bod napěťové stability v regulované soustavě, kde je možno držet zadané napětí v toleranční mezi i při velkých změnách toku *Q*. Cílem systému je v těchto vytyčených uzlech vyrovnávat bilanci *Q* vzhledem k zadané hodnotě *U*. Matematicky je daný princip vyjádřen následující rovnicí [16]:

$$\Delta Q_{\rm j} = a_{\rm ij} * \Delta U_{\rm i},\tag{1-10}$$

kde ΔQ_i je změna Q v uzlu j (MVAr), a_{ij} je citlivostní koeficient změny U v uzlu i na změnu Q v uzlu j (MVAr/kV) a ΔU_i je změna U v uzlu i (kV).

Pilotními uzly jsou zpravidla přípojnice rozvoden, do kterých je vyveden výkon větších elektráren, ale mohou to být i různé kompenzační prostředky zapojené do ES. Ze vztahu 1-10 vyplývá, že za účelem změny napětí v uzlu je třeba pozměnit dodávku jalového výkonu z druhého uzlu, přičemž velikost změny závisí na koeficientu citlivosti mezi těmito pilotními uzly. Tento koeficient potom hraje roli v umístění v rámci soustavy, neboť v napěťově citlivějším bodě bude mít i při menším zdroji *Q* větší rozsah regulace [16]. Proces regulace musí být aperiodický a ukončený do 2 minut od vzniku požadavku [18].

V pilotním uzlu se napětí reguluje za pomoci sekundárního regulátoru jalového výkonu (SRQ) a automatického regulátoru napětí (ARN), tyto regulátory souhrnně tvoří automatickou sekundární regulaci napětí (ASRU). ARN vyhodnocuje odchylku mezi napětím naměřeným v pilotním uzlu a požadovaným napětím, přičemž pomocí této odchylky vypočte požadovanou hodnotu jalového výkonu pro vyrovnání odchylky. Součástí tohoto výpočtu je i zmiňovaný citlivostní koeficient, který je např. pro síť 400 kV v rozmezí 30-50 MVAr/kV a jeho hodnota je ovlivňována velikostí blízkých generátorů a počtem připojených vedení do dané rozvodny. Regulátor SRQ následně ze sčítacího členu, ve kterém se odečítá měřený jalový výkon na alternátoru od požadovaného jalového výkonu, vypočítá požadovanou změnu napětí, kterou předává primárnímu regulátoru. Součástí SRQ je i skupinový regulátor, jehož funkce spočívá v přerozdělení regulace jalového výkonu úměrně na jednotlivé generátory s ohledem na jejich procentní rezervu Q [2].

Chod všech pilotních uzlů a koordinaci jejich ASRU zajišťuje terciární regulace napětí. Tato regulace je součástí regulátoru, který je umístěn v dispečinku provozovatele PS. Jedná se tedy o nejvýše postavený prvek regulace U/Q. Úkolem této regulace je minimalizace technických ztrát v síti a udržování předepsané kvality dodávané elektrické energie s ohledem na minimalizaci peněžních nákladů na řízení ES [19].



Obr. 1-7 Schéma regulace ASRU v propojení s primárním regulátorem (převzato z [2])

1.3.1.3 Systémy FACTS pro regulaci U/Q

Systémy FACTS (Flexible AC Transmission System) jsou střídavé přenosové systémy se statickými regulátory z polovodičových součástek, které slouží za účelem zlepšení řiditelnosti veličin PS a zvýšení přenosových schopností soustav. Používají se pro řízení přenášeného činného a jalového toku výkonů, kdy hodnoty toků jsou regulovány změnami reaktance vedení a parametrů uzlových napětí (amplituda, úhel přenosu), přičemž tyto změny jsou způsobovány zařízeními FACTS. Řízením toků pomocí FACTS dochází ke zlepšování stability sítě a k účinnému tlumení přechodných dějů, které v síti nastávají. Níže jsou ve stručnosti uvedeny některé zařízení FACTS, které se v současnosti využívají pro zlepšení regulace *U* řízením toku *Q* [21].

<u>SSSC (Static Synchronous Series Compensator)</u> – je schopen pracovat v kapacitním i induktivním režimu, ve kterých symetricky dodává i odebírá jalový výkon [20]. Řízení SSSC bez stejnosměrného zdroje je umožněno vstřikovaným napětím, které předbíhá nebo je zpožděno za proudem vedením o 90 ° v závislosti, zda SSSC pracuje v kapacitním nebo v induktivním módu. SSSC je výhodný v tom, že jeho provozuschopnost je nezávislá na velikosti proudu vedením, tudíž pracuje efektivně při libovolném zatížení soustavy. SSSC je vhodný pro zkvalitnění napěťové a úhlové stability, tlumení elektromechanických oscilací a pro dynamickou regulaci elektrárenských bloků [21].

- SVC (Static VAR Compensator) paralelně zapojené prvky kompenzace jalového výkonu, které jsou zapojené přes zvyšovací transformátor nebo na terciární stranu výkonového transformátoru. Řízení dodávání či odebírání jalového výkonu je dáno velikostí kapacitní či induktivní reaktance, která je pro potřeby řízení Q vhodně spínaná antiparalelně zapojenými GTO tyristory nebo mechanickým spínáním, přičemž kompenzační proud je přímo úměrný napětí sítě. Statické VAR kompenzátory se instalují v místech velkých odběrů elektrické energie za účelem stabilizace napěťové hladiny a omezení kolísání napětí při poruchách v soustavě. Provozní rozsah největších SVC dosahuje hodnot v řádu stovek MVAr [21].
- <u>STATCOM (Static Synchronous Compensator)</u> podobně jako SSSC využívá měnič VSC. Ovšem oproti SSSC je VSC zapojen ve stejnosměrné větvi a přes vazební transformátor je připojen paralelně k vedení. STATCOM funguje na podobném principu jako SVC, ovšem v porovnání s SVC má lepší provozní charakteristiky, rychlejší odezvu a mnohem menší rozměry, neboť nevyžaduje velké tlumivky a kondenzátory. Řízení jalového výkonu kompenzátoru je regulováno velikostí amplitudy napětí měniče, tzn. je-li větší než amplituda síťového napětí, pak STATCOM dodává do sítě jalový výkon, v opačném případě výkon odebírá [21]. Zařízení STATCOM se využívají pro stabilizaci napěťové hladiny, efektivní tlumení kývání a kolísání sítě a pro celkové zlepšení kvality elektrické energie. Provozní rozsah současně instalovaných zařízení STATCOM dosahuje hodnot v řádu desítek až stovek MVAr [21][22].

V současnosti není na území České republice instalováno žádné zařízení FACTS, které primárně slouží k regulaci napětí pomocí jalového výkonu. Jediné zařízení FACTS jsou 4 transformátory PST (Phase-shifting Transformers), které jsou instalovány v rozvodně Hradec u Kadaně poblíž německých hranic. Tyto transformátory s posuvnou fázi slouží k regulaci nežádoucích výkonových přetoků z německé PS. Realizací PST transformátorů se zamezila nutnost posílení české přenosové soustavy, což je právě jeden z hlavních důvodů, proč se zařízení FACTS instalují – cenově výhodné posílení sítě navzdory investicím do rozšíření vedení přenosové soustavy [23][24].

1.3.2 Schopnost ostrovního provozu (OP)

Schopností ostrovního provozu označujeme schopnost výrobního modulu pracovat do vydělené části vnější sítě, tzn. do ostrova. Tento provoz je charakteristický svými značnými nároky na regulační schopnosti daného elektrárenského bloku, který tuto podpůrnou službu poskytuje [12]. Výrobní modul vstupuje automaticky do režimu ostrovního provozu, jestliže je detekovaná podfrekvence nižší než 49,8 Hz nebo nadfrekvence vyšší než 50,2 Hz. V případě OP je daný výrobní modul nucen samostatně regulovat své parametry v reakci na změny napětí a frekvence v důsledků dynamických změn zatížení. Zároveň se odpojuje od dálkové regulace výkonu aFRR a reguluje své otáčky na novou stabilní hodnotu [18].

Při opětovném připojení ostrova k soustavě musí daný výrobní modul podle pokynů dispečera regulovat frekvenci ostrova s dostatečnou plynulostí a zároveň musí zachovávat

.....

svorkové napětí v mezi od 0,92^{*} U_N do 1,08^{*} U_N [18]. Od 1. 1. 2019 platí pro všechny výrobní moduly pracující do PS s výjimkou přečerpávacích a akumulačních vodních elektráren, že musí být schopny dálkového automatického řízení v OP [4].

1.3.3 Schopnost startu ze tmy (BS)

Výrobní modul má schopnost startu ze tmy (Black Start), jestliže je schopen dosáhnout jmenovitých otáček a napětí bez pomoci vnějšího zdroje napětí. Modul je schopen se po dosažení jmenovitých hodnot připojit k síti a napájet ji v ostrovním režimu s požadovanou kvalitou (dodržení napěťových a frekvenčních limitů). Dále se dle pokynů dispečera PS, který postupuje podle Plánu obnovy, znovu zprovozní napájení určených částí soustavy. Tím lze postupně zatěžovat napájený ostrov činným výkonem při zachování kvalit daných parametrů a tento ostrov posléze připojit ke zbytku sítě [18].

Tato podpůrná služba je klíčová pro obnovení sítě po úplném nebo částečném rozpadu. Start ze tmy bude dále podrobněji popsán v následujících kapitolách.

KAPITOLA 2: VÝPADEK DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE

Řízení elektrizační soustavy je složitý proces, který závisí na bezporuchové činnosti mnoha prvků, bez kterých by se ES jako celek rozpadl. Provozovatel přenosové soustavy musí z hlediska bezpečnosti dodržovat kritérium N-1, které stanovuje, že při výpadku jednoho prvku (např. vedení) v rámci PS nesmí dojít ke kritickému přetížení jiného prvku v rámci PS, narušení stability sítě či ke kolapsu napětí. V případech, kdy kritérium N-1 není splněno, tak zpravidla dochází k řetězovému výskytu poruch a provoz ES se postupně rozpadá. Tento stav je známy pod názvem "blackout", což je stav soustavy, při kterém je znemožněn provoz části nebo celé PS. Soustavu lze považovat ve stavu blackoutu, jestliže v regulační oblasti chybí napětí déle než 3 minuty či došlo ke ztrátě více než 50 % odběrů v regulační oblasti. V následujících podkapitolách budou popsány vybrané blackouty s důvodem jejich vzniku, jejich průběhem a s opatřeními, které jim mohly při včasné aplikaci zabránit.

2.1 Itálie, 28. září 2003

První z popsaných výpadků proběhl v září roku 2003 a postihl 56 miliónů obyvatel Itálie a části Švýcarska. Noc z 27. na 28. září byla specifická v tom, že na území celé Itálie probíhala Bílá noc, což je festival zasvěcený prohlídkám kulturních institucí s doprovodným programem v nočních hodinách. Z toho plynulo také mimořádné zatížení elektrizační soustavy, kdy v nočních hodinách byla spotřeba znatelně vyšší kvůli zvýšenému využití veřejné dopravy, osvětlení a dalších odběrů elektřiny [25].

Na začátku třetí hodiny ranní, během které začalo docházet k výpadku, tak byla italská přenosová soustava zatížena zhruba 24 GW a 3,6 GW bylo využíváno na čerpání v přečerpávacích vodních elektrárnách. Jelikož je Itálie z ekonomických důvodů energeticky nesoběstačná země, tak závisí na pravidelném importu elektřiny ze zahraničí. Ten na začátku třetí hodiny činil 6651 MW, což činilo 26 % celkového pokrytí zátěže. Skutečné a plánované toky výkonu ze zahraničí byly následující [27]:

Stát	Skutečný tok [MW]	Plánovaný tok [MW]
Švýcarsko	3610	3068
Francie	2212	2650
Rakousko	191	223
Slovinsko	638	467
Celkem	6651	6408

Tab. 2-1. Skutečné a plánované toky výkonu ze zahraničních PS (vlastní tvorba)

Kromě těchto importovaných toků výkonů byla italská soustava spojena s Řeckem skrze stejnosměrný kabel, kterým se tou dobou importovalo zhruba 300 MW do italské PS [27].

Kapitola 2: Výpadek dodávky elektrické energie

Operační rezerva italské přenosové sítě byla více než 5000 MW a ke zmíněným 3500 MW dodávaných do přečerpávacích elektráren bylo kritérium N-1 splněno a síť byla ve stabilním chodu. Zde je stručný chod událostí, který celou pevninskou Itálii přivedl do blackoutu a vychází z finální zprávy vyšetřovací komise UCTE, dnešní ENTSO-E [26], [27], [28]:

- 3:01:42 Vypadává 380kV vedení Lavorgo-Mettlen (též známé jako Lukmanier) ve Švýcarsku. Vedení je vlivem toku výkonu směřujícím do Itálie nadměrně zatěžováno (na 86 % tepelné kapacity), tím dochází k průhybu vedení, čímž se vedení nejspíše fyzicky dotklo části stromu, došlo k jednofázovému zkratu a k vypnutí vedení. Opětovné zapínání nebylo úspěšné, neboť na koncích vedení byl příliš velký fázový rozdíl napětí, který by při zapnutí vedení ohrožoval okolní generátory a způsobil by další výpadky.
- 3:02-3:08 Po výpadku vedení probíhá spolupráce provozovatelů zúčastněných PS. Švýcarský ETRANS a italský GRTN se během několika minut dohodli na snížení importu o 300 MW, což se zpětně projeví jako nedostatečné.
- 3:25:21 Vlivem výpadku vedení Lukmanier dochází k přetížení dalšího 380kV vedení Sils-Soazza, které je přetíženo ze 110 %. Ze stejných důvodů jako u vedení Lukmanier i zde dochází k průhybu vedení, zkratu při dotyku vodiče se stromem a k následnému výpadku. Kritérium N-1 je tím porušeno a dochází ke kaskádovitému rozpadu sítě spojující Itálii.
- **3:25:25** Vypadává 220kV vedení Airolo-Mettlen ve Švýcarsku.
- **3:25:26** Italská přenosová síť vypadává ze synchronního chodu z důvodu příliš oslabených zbylých vedení, importujících výkon ze zahraničí.
- 3:25:28 Vypadává 220kV vedení Cislago-Sondrio v Itálii, mezistátní vedení Riddes(CH)-Avis(I) a Riddes(CH)-Valpelline(I).
- 3:25:32 Vypadává 400kV vedení Albertville-La Coche ve Francii. Zároveň se vypíná přečerpávací vodní elektrárna Malta v Rakousku o výkonu 145 MW.
- 3:25:33 Vypadává mezistátní vedení Lienz(AT)-Soverzene(I) a Le Broc-Carros(F)-Camporosso(I).
- **3:25:34** Vypadává mezistátní vedení Albertville(F)-Rondissone(I).
- 3:25:35 Vypadává 400kV vedení Divača(SLO)-Redipuglia(I), vedení Redipuglia-Planais a vedení Redipuglia-Safau v Itálii. Těmito výpadky se italská přenosová síť kompletně oddělila od zbytku UCTE a začala pracovat v ostrovním režimu.



Obr. 2-1 Mapa propojení italské GRTN s klíčovými zahraničními vedeními (převzato z [29])

Při obnově soustavy italská GRTN využila své zdroje umožňující start ze tmy a zbylá funkční vedení z Francie a Švýcarska. Tím se poměrně rychle obnovila dodávka elektřiny na severu, kdy v 10 hodin dopoledne (6 a půl hodin od začátku blackoutu) byla plně obnovena dodávka elektřiny v severních městech jako je Turín, Milán a Janov. V druhé fázi obnovy se obnovila dodávka ve střední Itálii (Řím, Florencie), se kterou sice byly z důvodu nedostatku výkonu v síti částečné problémy, ale v odpoledních hodinách byla obnova plně dokončena. Po více než 18 hodinách byla obnovena celá italská přenosová soustava, kdy se zesynchronizovala západní část Sicílie jako poslední část pevninské Itálie [27], [28].

Vyšetřovací komise UCTE ve svém reportu uvedla tyto příčiny jako klíčové při výpadku [26], [28]:

- Nedostatečná údržba koridorů podél vedení. Větve stromů nebyly v bezpečné vzdálenosti od vedení a v důsledku toho docházelo k fyzickému kontaktu stromů s vodiči, což vyvrcholilo zkratem.
- Zanedbání situace ze strany švýcarského ETRANS, kdy při nadměrném zatížení vedení Sils-Soazza neprovedl dostatečné opatření pro jeho odlehčení, čímž došlo k vypadnutí a narušení kritéria N-1.
- 3. Nedostatečná komunikace mezi přenosovými soustavami UCTE. O pravém stavu švýcarské PS se italská strana dozvěděla až při kolapsu přenosové sítě, v důsledku čehož neměla šanci jakkoliv včasně zareagovat.
- 4. V ostrovním provozu se italskému provozovateli PS nepodařilo udržet statickou stabilitu, což následně vedlo ke kompletnímu kolapsu sítě.

2.2 Řecko, 12. července 2004

Druhý výpadek, který se odehrál necelý rok po výpadku v Itálii, se odehrál v jižní části pevninského Řecka. Podobně jako u prvního výpadku, tak i zde hrála roli souhra několika zanedbání, od lidského pochybení až po technické nedostatky sítě. V důsledku tohoto blackoutu bylo jižní Řecko s tehdejším zatížením 4500 MW odstřiženo od dodávek elektřiny po dobu 5 hodin [30].

Během 90. let se špičkové zatížení řecké elektrizační soustavy přesunulo ze zimních měsíců do letních. Důvodem se stalo rozšířené používání klimatizací, které vytvářelo největší špičky v poledních hodinách nejteplejších letních dnů, kdy spousta Řeků má dovolenou a pravidelná průmyslová zátěž na síti je tím pádem oslabena. Klimatizace rovněž vytváří v masovém měřítku nezanedbatelné množství jalového výkonu, které je za účelem udržení napěťové stability sítě nutno regulovat (viz kapitola 1-3). Nejen z těchto důvodů byla již tou dobou řecká PS známá svou náchylností k napěťové nestabilitě. Značné toky výkonů byly směřovány ze severní a západní části Řecka směrem na jih do athénské metropole, čímž se zatěžovala přenosová soustava, která nebyla dostatečně rozšiřována a na následné opravy po výpadku 4 vedení 150 kV po blackoutu nebylo k dispozici dostatek personálu (viz [26], [30]).

Zde je chod událostí, který vedl 12. července k rozdělení řecké PS a k výpadku v jižní části [26], [30]:

- 7:08 Dochází k poruše v napájení vlastní spotřeby bloku č. 2 v elektrárně Lavrio. Porucha byla opravena, ale kvůli problémům s najížděním byl blok připojen k síti až v 12:01. Tou dobou zátěž v síti dosahovala špičkových 9160 MW a napětí v oblasti Athén konstantně klesalo až na 90 % jmenovité hodnoty.
- 12:12 V průběhu zatěžování druhého bloku elektrárny Lavrio na technické minimum došlo k opětovnému výpadku. Důvodem byla vysoká hladina vody v bubnovém kotli. V reakci na to byl v síti vyhlášen stav nouze, neboť byl nedostatek jalového výkonu pro udržení napěťové hladiny.
- **12:25** Provozovatel řecké přenosové sítě (HTSO) snižuje zatížení sítě o 100 MW.
- **12:30** Od sítě se manuálně odpojuje dalších 80 MW.
- 12:35 Snižováním zátěže se stále nedaří zastavit pokles napětí, a proto přichází další požadavek o snížení zatížení o dalších 200 MW. Ten ovšem už provozovatelé distribuční soustavy nestihnou vykonat. Zatížení sítě v tento okamžik je 9320 MW, což je stále více než bylo v 7 hodin ráno.
- 12:37 Z dodnes neznámých příčin vypadává blok č. 3 elektrárny Aliveri ve středním Řecku. Tím je započat kolaps sítě.
- **12:38** Dochází k ručnímu vypnutí bloku č. 4 elektrárny Aliveri.
- 12:39 Nastává napěťový kolaps sítě, u vedení 400kV ze severu na jih zapůsobí jeho ochranné prvky a přenosová síť je rozdělena na severní a jižní část.

Tím je od blackoutu zachráněna severní a západní část Řecka, které jsou dále napojeny na soustavy UCTE. Ovšem vzhledem k tomu, že je v této části po odstřižení s jihem přebytek výkonu okolo 2000 MW, tak dochází k přetížení a výpadku propojení se Severní Makedonií. Tím pádem bylo propojení s Bulharskem přetíženo tokem výkonu o 1100 MW. Obnova jižní části sítě začala v 12:45 a v 13:15 byly všechny významnější rozvodny na jihu v provozu. Oba vypadlé bloky elektrárny Aliveri byly připojeny k síti v 15:05 a v 17:30 už byly obnoveny veškeré dodávky elektřiny [30].

Hlavní příčiny vedoucí k výpadku byly následující:

- 1. Zpoždění v rozšíření kapacit přenosové sítě v letech 2003 až 2004, které byly podmíněny olympijskými hrami.
- 2. Neschopnost udržovat napěťovou hladinu z důvodu vysoké spotřeby jalové energie, která nebyla dostatečně pokryta kompenzačními prostředky.
- 3. HTSO správně vyhodnotil stav nouze, ovšem snižování zátěže nebylo dostatečné a navíc bylo vykonáváno se značným zpožděním, protože bylo snižováno ve spolupráci s provozovateli DS.
- 4. Výpadky bloků elektrárny Aliveri vedly k oslabení sítě, kdy snížením činného výkonu docházelo k poklesu napětí.

2.3 Indie, 30. a 31. července 2012

V posledních dvou červencových dnech roku 2012 postihla Indii série dvou výpadků elektrické energie. První blackout proběhl 30. července v ranních hodinách v severní Indii, kdy ze soustavy vypadlo zhruba 36 GW výkonu a dodávky elektřiny byly plně obnoveny až po deváté hodině večerní [31]. První blackout postihl celkově skoro 350 miliónů obyvatel a co do počtu obyvatel postižených výpadkem dodávky elektřiny se stal největším blackoutem v historii lidstva. Toto prvenství bylo ovšem překonáno hned další den, kdy po 13. hodině došlo k dalšímu rozpadu indické přenosové soustavy, tentokrát nejen na severu, ale i v západní, východní a severovýchodní části Indie. Ze soustavy tentokrát vypadlo zhruba 48 GW vyráběného výkonu a výpadkem bylo přímo či nepřímo postiženo více než 700 miliónů obyvatel, čímž je tento blackout dodnes považován za největší v historii. Dodávky elektřiny byly z většiny obnoveny po 8 až 10 hodinách a v plné míře až po 20 hodinách [32].

Indická elektrizační soustava je členěna do 5 regionálních přenosových soustav – severní, severovýchodní, východní, západní a jižní (viz Obr. 2-2). Výroba je ze dvou třetin tvořena uhelnými elektrárnami, které jsou dislokovány ve východní části Indie, a zhruba 10 % tvoří vodní elektrárny v severní a severovýchodní části. Spotřeba elektřiny je ovšem ve většině situována do severní, západní a jižní části Indie (70-80 GW z celkových 110 GW [34]). Navíc je stávající soustava zastaralá a operátoři přenosových soustav nedisponují dostatečnými financemi pro rozvoj elektrizační sítě, která má značné ztráty při přenosu (27 %) způsobené mimo jiné i černými odběry [31]. Ztráty je potřeba pokrýt dodatečnou výrobou pro plné pokrytí zátěže, čímž se v síti přenáší větší množství výkonu, které soustavu přetěžuje. V důsledku toho jsou výpadky elektřiny v Indii poměrně častým jevem [32].



Obr. 2-2 Mapa rozdělení indické přenosové soustavy (převzato z [33])

První blackout byl způsoben dlouhodobým přetěžováním vedení směřujícího do severní části Indie, neboť v důsledku slabých monzunových dešťů se zvýšila poptávka po výkonu pro zemědělské účely v severním regionu. Navíc jedno ze 400kV vedení bylo odstaveno za účelem jeho vylepšení na provozní napětí 765 kV, čímž se přenášený výkon ze západní části do severní rozdělil na zbylá 2 vedení, která byla dlouhodobě přetěžována a pár dnů před blackoutem byla opětovně blízko k vypnutí přepěťovými ochranami [32]. Níže je popsán průběh rozpadu indické PS dne 30. července [34]:

- 0:10 dochází k odpojení prvního 220kV vedení propojující sever se západem.
- 0:15 a 2:23 odpojení dalších dvou 220kV vedení, k odlehčení zbytku soustavy dispečer postupně snižuje zátěž.

- 2:33 přepěťovými ochranami je odpojeno 400kV vedení Bina-Gwalior propojující západ se severem, tím dochází k odpojování zbylých 400kV vedení propojující severní PS se zbytkem Indie.
- 2:35 severní Indie se dostává do blackoutu po překročení frekvenční hladiny pod 47,5 Hz, ve zbytku Indie dochází k nadbytku výkonu a následnému zvýšení frekvence na cca 50,5 Hz.

Více než 300 miliónů obyvatel (25 % indické populace) je bez elektřiny. Postiženo je letiště v Novém Dillí, nemocnice, vlaková doprava a průmyslová výroba. Větší podniky a kritická infrastruktura (např. zmiňované letiště, větší nemocnice) jsou bez proudu pouze pár sekund, neboť jsou zaopatřeny záložními zdroji elektrické energie v podobě dieselgenerátorů. Obnova sítě je provedena najetím vodních elektráren ze tmy a dodávkami ze zahraničí, přičemž ke kompletní synchronizaci se zbytkem soustavy a obnově dodávek dochází až v odpoledních hodinách [34].

Druhý blackout proběhl pouze 32 hodin po vzniku prvního a tentokrát se netýkal pouze severní části Indie, ale i východní a severovýchodní. Kritické vedení propojující sever se západem Indie bylo stále přetěžováno a potřebný výkon ze západu se nedařilo přesunovat směrem na sever v požadovaném množství. Postup rozpadu soustavy byl velmi podobný postupu z předešlého dne.

- 13:00 dochází k odpojení 2 ze 3 funkčních 400kV vedení propojující sever se západem, 10 sekund poté se odpojují další 3 vedení 220 kV mezi severem a jihem.
- 13:01 během minuty dochází k lavinovému odpojování vedení (celkem 38 vedení), sever, severovýchod a východ je odpojen od zbytku Indie, který se opět dostává do stavu nadprodukce a nadfrekvence (až 51,5 Hz).
- 13:02 vznik blackoutu v severní a východní Indii.

Vzniklý blackout postihl přes 700 miliónů lidí ve 22 indických státech z celkových 28. Následky blackoutu i postup obnovy sítě byl obdobný tomu z předešlého dne, tentokráte se ovšem jednalo o větší rozsah odpojené zátěže. K synchronizaci sítě a obnovení dodávek došlo ve večerních hodinách, další den byla již drtivá většina provozu sítě obnovena [34].

V reportu provedeného indickou komisí CERC (viz [34]) byla vyhodnocena celá řada nedostatků, které vedly k opakovaným rozpadům soustavy. Důvody vzniku blackoutů jsou uvedeny níže. V reakci na vzniklé výpadky elektřiny vznikl plán na značné posílení výrobních a přenosových kapacit soustavy v celkové hodnotě 400 miliard amerických dolarů.

- 1. Dlouhodobé přetěžování vedení mezi severem a západem, které bylo umocněno plánovanými odstávkami dalších klíčových vedení.
- 2. Nedostatečná spolupráce mezi dispečery jednotlivých regionálních PS.
- 3. Absence primárního regulačního výkonu a selhání obranných mechanismů soustavy.
- 4. Nedostatečné rezervy jalového výkonu a mnohé další technickoekonomické důvody.

KAPITOLA 3: STRATEGIE OBNOVY ČESKÉ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY PO PORUŠE TYPU BLACKOUT

Ze zákona č. 458/2000 Sb. je definovaná společnost ČEPS, a. s. jako provozovatel přenosové soustavy, která dispečersky zajišťuje výkonovou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou v průběhu času. Společnost ČEPS je plně zodpovědná za řešení situací, které mohou vést k problémům s řízením PS a v nejzávažnějších případech k rozpadu elektrizační soustavy. Za tímto účelem byl vytvořen Plán obrany soustavy a Plán obnovy soustavy. Oba tyto plány jsou rovněž ve stručnosti popsány v Kodexu PS v části V., který popisuje bezpečnost provozu a kvalitu na úrovni PS.

Povinnost existence plánů pro obranu a obnovu elektrizační soustavy je právně ustanovena v nařízení Evropské komise 2017/2196 (viz [35]), které je směrodatné pro všechny provozovatele PS a DS členských států EU. Součástí nařízení je popis opatření, kterými mají provozovatelé stabilně udržovat parametry sítě, dále je zde uveden postup při implementaci a aktivaci plánu obnovy soustavy a je zde i konkrétně definován postup při řízení frekvence soustavy.

Plán obrany soustavy stanovuje postupy a technicko-organizační opatření za účelem zabránění šíření či zhoršení mimořádné události ve vnitrostátní soustavě. Rovněž zamezuje rozšíření narušení soustavy a stavu blackoutu do jiných soustav [2]. Mezi opatření a principy pro zajištění bezpečnosti provozu se řadí [36]:

- řízení propustnosti sítě
- opatření proti přetížení
- opatření proti kaskádovitému šíření poruchy
- opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence
- opatření proti poklesu a vzrůstu napětí
- opatření proti kývání
- opatření proti ztrátě synchronismu

Tento soubor principů a opatření zajištuje odolnost vůči předvídatelným poruchám. Ovšem v některých případech, kdy dochází k souhře několika nepříznivých vlivů či ke kumulaci poruch, tak může dojít k znemožnění provozu části nebo celé PS, což je stav známý pod pojmem "blackout". Při blackoutu je ztracena napěťová hladina v síti a odběratelé nejsou minimálně v polovině případů napájeni [36]. Problematiku možného blackoutu má ČEPS zpracován v Plánu obnovy soustavy, kde jsou stanoveny postupy a strategie vedoucí k nejrychlejšímu obnovení elektrizační soustavy.

3.1 Plán obnovy soustavy

Plán obnovy soustavy definuje hlavní zásady při obnově soustavy, určuje priority při obnově a popisuje způsoby, kterými lze obnovy dosáhnout v nejkratší možné době. Tento plán je blíže popsán v interní provozní instrukci ČEPSu, která je užita v případě, že se soustava nachází v nouzovém stavu nebo jestliže nastal blackout [39].

Přenosová soustava je v nouzovém stavu, jestliže:

- dojde alespoň k jednomu překročení limitu provozní bezpečnosti
- frekvence nesplňuje kritéria pro normální stav či pro výstražný stav
- je aktivováno alespoň jedno opatření Plánu obrany
- selže fungování nástrojů, prostředků a zařízení provozovatele PS

Přenosová soustava je ve stavu blackout, jestliže platí jedna z těchto podmínek:

- došlo ke ztrátě více než 50 % odběrů na území České republiky
- pokud v České republice zcela chybí napětí po dobu nejméně třech minut

3.1.1 Strategie obnovy soustavy

Primární strategií obnovy soustavy je možnost rychlého získání elektrické energie od zahraničních partnerů, neboť elektrizační soustava ČR se řadí mezi tzv. vnitřní soustavy, což je soustava plně propojena se sousedními soustavami v celé délce. Česká přenosová soustava je propojena celkem s pěti zahraničními přenosovými společnostmi skrze jedenáct 400kV vedení a pět 220kV vedení. Konkrétně se jedná o 50Hertz Transmission a TenneT DE (Německo), APG (Rakousko), PSE (Polsko) a SEPS (Slovensko). Tato strategie platí ovšem pouze za předpokladu, že zahraniční soustavy nejsou samy zasaženy vzniklou poruchou a jsou schopny dodat potřebnou elektrickou energii bez ohrožení stability jejich sítě.



Obr. 3-1 Schéma propojení PS ČR se sousedními soustavami (převzato z [37])

Při rozpadu PS je možné, že se vytvoří několik stabilních ostrovních oblastí, které jsou svou výrobou schopny dodávat výkon koncovým uživatelům v ostrovu a tyto ostrovní oblasti jsou zároveň schopny samoregulace. V případě rozpadu by ostrovy byly tvořeny velkými elektrárenskými bloky, což jsou např. bloky tepelných či jaderných elektráren. Některé bloky nemusí být schopné dodávat výkon uživatelům ve své oblasti, ale zachovávají si v provozu napájení vlastní spotřeby, což také podstatně urychluje proces zpětného připojení do PS. Jedna z možností obrany vůči vzniku blackoutu je právě tvorba automaticky vytvářených ostrovních provozů (AVO), které jsou při správném použití schopny v určitých případech zabránit úplnému blackoutu v síti a následnému najíždění sítě ze tmy [38]. AVO jsou ostrovní provozy na úrovni distribuční soustavy (110 kV), který jsou ve vhodný okamžik a vhodným způsobem odpojeny od přenosové soustavy. Pro udržení AVO je klíčové, aby měly mírný přebytek výroby nad spotřebou za účelem regulace a udržení parametrů v předepsaných mezích. Tím jsou potom využitelné pro zpětnou obnovu PS.

Poslední a krajní možnost obnovení soustavy spočívá v najetí několika vodních elektráren schopných startu ze tmy, což je schopnost uvedení elektrárny do provozu bez napětí z vnější sítě. Tyto elektrárny by byly po najetí schopny napájet rozvodny poblíž jaderných elektráren (Slavětice a Kočín), ze kterých by bylo následně možno napájet vlastní spotřebu jaderné elektrárny Dukovany (EDU) a jaderné elektrárny Temelín (ETE). Zajištění vlastní spotřeby obou jaderných elektráren má nejvyšší prioritu při obnově soustavy.
Při poruše typu blackout se používá tzv. "open-all" strategie, kdy dispečink provede vypnutí všech vypínačů v oblasti postižené blackoutem (automaticky či ručně). Odepnutí prvků probíhá ve chvíli, kdy jsou dané prvky uvedeny pod napětí. Následně si dispečink PS zajišťuje jasnou výchozí pozici, ze které může postupně obnovovat napětí v soustavě bez možného rizika sepnutí části PS neznámé velikosti [2]. Prvním cílem je obnovit VS EDU a ETE, které řadí mezi významné uživatele sítě s vysokou prioritou. Ztrátou napájení vlastní spotřeby jaderné elektrárny totiž může dojít až k jaderné havárii, jestliže dojde k vysušení parogenerátoru a k nárůstu teploty v primárním okruhu bloku JE.

Kroky obnovy napájení po poruše dle priority jsou následující:

- 1. vlastní spotřeba jaderných elektráren,
- 2. vlastní spotřeba systémových klasických elektráren,
- 3. hlavní město Praha,
- 4. velké městské aglomerace,
- 5. ostatní spotřebitelé.

Pořadí priorit vychází z toho faktu, že pro opětovné zprovoznění systémových elektráren je potřeba napájet jejich vlastní spotřebu. Po najetí těchto elektráren lze po nafázování k síti vyvádět výkon, který budou odebírat prioritně odběratelé ze strategicky důležitějších lokalit. Praha je považována za nejdůležitější z těchto lokalit, neboť v hlavním městě sídlí prezidentská kancelář, vládní činitelé, ministerstva, energetické společnosti a další klíčové subjekty podílející se na chodu země. Následují velké městské aglomerace, které jsou potenciálně náchylnější na dopady blackoutu než odběratelé z odlehlejších lokalit, navíc se v těchto lokalitách nachází mnoho nemocnic, úřadů, průmyslových podniků a dalších subjektů, kteří jsou na dodávce elektrické energie závislé.

3.1.1.1 Plán obnovy soustavy ze zahraničních přenosových soustav

Při obnově soustavy je primárně využívána tato metoda z důvodu rychlého získání stabilního napětí. Proces obnovy začíná tak, že dispečink ČEPSu zanalyzuje možnosti získaní napětí a potřebné velikosti výkonu ze zahraničních soustav. Následně se s dispečinkem zúčastněných zahraničních soustav dohodne na společném provedení kroků a manipulaci a určí přibližnou velikost poskytnutého výkonu (cca 200 MW s postupným náběhem) [2]. Dispečink ČEPSu pak postupně zapíná jednotlivá vedení 400 a 220 kV, transformátory, kompenzační přístroje a v součinnosti s provozovateli distribučních soustav provádí fázování a kruhování obnovených částí elektrizační soustavy.

Na Obr. 3-1 je zobrazeno propojení se zahraničními rozvodnami, které lze využít pro případnou obnovu soustavy. Z Německa to jsou rozvodny Röhrsdorf a Etzenricht, které jsou obě propojeny dvěma vedeními s rozvodnami Hradec a Přeštice. Toto propojení je v kontextu obnovy soustavy využitelné pro možné napájení vlastní spotřeby uhelných elektráren Prunéřov a Tušimice, které se nachází nedaleko česko-německých hranic, a také pro napájení VS JE Temelín, nacházející se v Jihočeském kraji. Z rakouské strany vedou 2 vedení z rozvodny Dürnhorn do rozvodny Slavětice, která se nachází pár kilometrů od JE Dukovany. Rozvodna Sokolnice je skrze 2 vedení propojena se slovenskými rozvodnami Križovany a Stupava, oblast severní Moravy je skrze 6 vedení propojena s polskými rozvodnami Dobrzen, Wielopole a se slovenskou rozvodnou Varín.

Dispečer přenosové soustavy si při podání napětí ze zahraničí vybírá v závislosti na několika kritériích. Prvním kritériem je tvrdost soustavy, ze které by bylo podáváno napětí. V případě mezinárodního blackoutu je směrodatná velikost ostrova, kterého je zahraniční soustava součástí. Dalším parametrem je vzdálenost od českých systémových elektráren, které jsou po blackoutu stále v separátním provozu či v provozu vlastní spotřeby. Prioritně nejdůležitější je kritérium blízkosti rozvoden Slavětice a Kočín, které dodávají výkon pro vlastní spotřebu elektrárnám Dukovany a Temelín. Pořadí prioritních soustav je následující [39]:

- JE Dukovany
 - 1. APG Rakousko, z rozvodny Dürnhorn
 - 2. SEPS Slovensko, z rozvoden Križovany a Stupava skrze rozvodnu Sokolnice
 - 3. PSE Polsko, z rozvoden Dobrzen a Wielopole
- JE Temelín
 - 1. TTG Německo, z rozvodny Etzenricht v Bavorsku
 - 2. 50Hertz Německo, z rozvodny Röhrsdorf v Sasku
 - 3. APG Rakousko, z rozvodny Dürnhorn

Po určení vhodných zahraničních partnerů nastává fáze obnovy soustavy společným postupem. Začíná se vzájemnou dohodou o maximálním toku činného a jalového výkonu na hraniční lince, o jeho maximální skokové změně a o přibližné době trvání podání tohoto výkonu. Hodnoty maximálního výkonu jsou určeny v bilaterálních smlouvách a řádově se pohybují od 100 do 300 MW, resp. od 50 do 150 MVAr a to v závislosti na napěťové hladině vedení a na daném zahraničním partnerovi [39]. Dále je potřeba se domluvit se zahraničním dispečerem na napěťové hladině v rozvodnách 400 kV a 220 kV tak, aby po sepnutí přeshraničního vedení nedošlo k přepětí v těchto rozvodnách. Dále se postupuje podle již zmíněné strategie open-all, kdy se nejprve vypnou všechny vypínače v rozvodnách ČEPSu, po podání napětí sepne zahraniční dispečer přeshraniční vedení, přičemž toto vedení se zapne do vybrané přípojnice na české straně. V konečném kroku se zapnou transformátory v určených rozvodnách z primární strany a zajistí se vlastní spotřeba rozvoden z terciární strany těchto transformátorů. Po navázání přeshraničního spojení následuje zapínání dalších vedení, čímž se přivádí výkon do dalších rozvoden.

3.1.1.2 Plán obnovy soustavy pomocí elektráren schopných startu ze tmy

ČEPS jakožto provozovatel přenosové soustavy musí počítat se situací, kdy nebude možné získat napětí ze zahraničních soustav a bude nucen obnovit soustavu z vlastních zdrojů. Řešením jsou vodní elektrárny schopné startu ze tmy, které zpravidla bývají poblíž

strategicky důležitých jaderných a klasických elektráren, u nichž je vysoká priorita zachování vlastní spotřeby. Plán se v prvním kroku opět zaměřuje na napájení vlastní spotřeby Dukovan a Temelína.

V případě Dukovan se počítá s možností náběhu vodní elektrárny (VE) Mohelno, která je schopna náběhu ze tmy a umožňuje pokrývat vlastní spotřebu VE Dalešice. Dalešice mají dostatečný výkon pro pokrytí vlastní spotřeby Dukovan, což bylo již v roce 2006 prokázáno reálnou zkouškou [36]. Během této zkoušky se postupně spouštěly jednotlivé pohony vlastní spotřeby EDU za pomoci generátoru VE Dalešice skrze blokové a odbočkové transformátory. Během těchto rozběhů je důležité udržovat napětí a frekvenci ostrova v požadovaných mezích, v tomto případě se jednalo o udržení odchylky největšího připojovaného spotřebiče (tím je čerpadlo chladící vody) v mezi 1,5 Hz od nominální frekvence 50 Hz [39].

Na podobném principu řešení "Station Blackout" (SBO), kdy jsou ztraceny všechny pracovní, rezervní i havarijní zdroje JE, pracuje i JE Temelín. V případě Temelína lze využít VE Lipno, která je schopná napájení vlastní spotřeby skrze distribuční linku 110 kV za podmínky provozuschopnosti rezervního napájení VS [40]. VE Lipno obsahuje 2 Francisovy turbíny o celkovém instalovaném výkonu 120 MW, které jsou schopny najetí do 150 vteřin od vydání dálkového pokynu z dispečinku vodních elektráren ve Štěchovicích [40]. Stejně jako v případě v Dukovan, tak i zde byla provedena reálná zkouška zásobování části VS ETE v roce 2008 a úspěšně se dosáhlo napájení bezpečnostních systémů elektrárny a pohonů zajišťujících dochlazování reaktoru. Rovněž lze využít VE Orlík pro obnovu VS elektrárny Temelín (podrobněji je zmíněna v následujícím odstavci).

Mezi elektrárny, které jsou strategicky důležité pro obnovu soustavy, se řadí i elektrárna Chvaletice. Po výpadku VS Chvaletic slouží k opětovnému náběhu VE Orlík, která má 4 Kaplanovy turbíny o instalovaném výkonu 4 x 91 MW a je schopna najet na plné zatížení za 128 sekund [41]. Výkon z VE Orlík je vyveden do rozvodny Milín, která je propojena vedením 220 kV s uzlem Čechy Střed. Z rozvodny Čechy Střed přes vedení 220 kV vede výkon do rozvodny Opočínek, který je dále přes transformátor 220/110 kV a 110/6,3 kV napojen na VS elektrárny Chvaletice (viz Obr. 3-2). Kritéria přechodných dějů při rozběhu VS jsou takové, že nesmí zapůsobit podpěťová ochrana na 6 kV vlastní spotřeby (U < 0,8 U_n v časovém rozmezí 6 s a U < 0,65 U_n v časovém rozmezí 2 s) a odchylka frekvence se musí držet v rozmezí -1,5 Hz až 0,5 Hz od jmenovité hodnoty 50 Hz [42]. Tato kritéria se v testech zkoumají na největších pohonech VS elektrárny, v případě Chvaletic se jedná o kouřový ventilátor (4,96 MVA) a chladičku (2,53 MVA).



Obr. 3-2 Jednopólové schéma propojení VE Orlík s elektrárnou Chvaletice (vlastní tvorba, převzato z [39])

3.1.2 Obecný postup při obnově soustavy

Při obnově soustavy po blackoutu je nutno se držet postupu, který je ustanoven v Plánu obnovy ČEPSu. Ten dává dispečinku přenosové soustavy jasné instrukce, s jakými má provádět obnovu. Zde je zestručněná verze nejpodstatnějších pokynů, vycházejí z části V. Kodexu PS [36]:

- <u>Stanovení postupu obnovy a kontaktování zahraničních partnerů</u> na začátku je potřeba vyhodnotit všechny poskytnuté informace, zjistit rozsah postižené oblasti, vyhodnotit příčinu poruchy, stanovit si strategii obnovy a následně s ní informovat zúčastněné partnery, zároveň je třeba zjistit, zdali je:
 - zajištěna vlastní spotřeba jaderných elektráren
 - zajištěna vlastní spotřeba klasických systémových elektráren
 - udržen ostrovní provoz v postižené oblasti (ve spolupráci s provozovateli distribučních soustav)
 - jsou prvky PS použitelné pro obnovu či nikoliv.
- <u>Vypnutí přeshraničního vedení bez napětí a využití strategie "open-all"</u> po dohodě se zahraničním dispečerem je potřeba vypnout všechna hraniční vedení bez napětí před jakoukoliv manipulací, následně pomocí dělení přípojnic se vypnou všechny

vypínače u rozvoden pod napětím, neboť je nutno uvádět veškeré prvky pod napětí až po odepnutí od zbytku prvků.

- <u>Rozdělení PS do oblastí pro paralelní obnovu</u> přenosová soustava se rozdělí do samostatných oblastí, které mohou být obnovovány paralelně po splnění předchozích bodů.
- <u>Zvětšování obnovované zátěže v ostrově</u> zátěž se nejprve obnovuje maximálně v jednotkách MW, se zvětšováním ostrova lze zátěž zvětšovat za podmínky, že je zátěž připínána při frekvenci větší nebo rovno 50 Hz (po připnutí dochází ke chvilkovému poklesu frekvence).
- <u>Dodržování limitů napětí</u> maximální povolená hodnota by neměla přesáhnout 420 kV pro 400kV vedení a 246 kV pro 220kV vedení.
- <u>Zajištění VS rozvoden z terciéru silového transformátoru</u> pohony vypínačů a odpojovačů musí být napájeny ze sítě nebo z dieselgenerátoru.
- <u>Zákaz používání vazebních transformátorů při obnově ze sítě 220 kV</u> při použití tohoto transformátoru k napájení sítě 400 kV dochází u ostrovů s nízkým zkratovým výkonem k dlouhotrvajícímu přepětí, které může ohrozit svodiče přepětí.
- Zákaz používání zdrojů pro VS JE na další činnost
- <u>Využití automatické sekundární regulace napětí (ASRU)</u> pro zjednodušení práce se pracující generátory zapojují do ASRU.
- <u>Fázování ostrovů</u> pokud to situace umožňuje, tak se fázují vždy největší ostrov s nejmenším, neboť větší ostrov je méně citlivý na případné poruchy.
- <u>Informování provozovatelů distribuční soustavy o trase obnovy</u> je potřeba informovat provozovatele DS s předstihem o předpokládané trase obnovy a o velikosti zátěže v každém uzlu.

V průběhu obnovy a při změnách zátěže je zároveň potřeba kontrolovat frekvenci, napětí v uzlech ostrova, toky výkonů na vedeních a na profilech, rozdělení výkonu na zdrojích a kladnou točivou rezervu v ostrově.

KAPITOLA 4: TYPY ZDROJŮ PRO OBNOVU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

S rizikem možného blackoutu je třeba mít v plánu obnovy soustavy seznam zdrojů, které jsou schopny startu ze tmy. Po jejich nastartování lze napájet prvky vlastní spotřeby systémových elektráren a tím postupně najet bloky těchto elektráren a přifázovat je k síti. Vhodnými kandidáty jsou decentralizované zdroje o výkonu jednotek MW a nižších desítek MW, které využívají obnovitelných zdrojů energie. Tyto zdroje mají hlavní výhodu v tom, že jejich požadavky na vlastní spotřebu jsou minimální a při výpadku soustavy jsou schopny provozu nezávisle na stavu sítě. Popis těchto zdrojů a jejich vhodnost pro obnovu vlastní spotřeby bude přiblížen dále v kapitole.

4.1 Vodní elektrárny

Vodní elektrárny jsou z hlediska obnovy ES velmi vhodným zdrojem, neboť pro svou vlastní spotřebu vyžadují minimum výkonu (cca 0,5-1 %), primárně na buzení strojů a na řízení ventilů u turbíny [45]. VE jsou také specifické svým rychlým najížděním velikosti výstupního výkonu a jejich provoz je poměrně odolný vůči kmitočtovým odchylkám, což přispívá ke stabilitě ES.

4.1.1 Malé vodní elektrárny

Frekvenční vliv připojování VE na zátěž lze ilustrativně pozorovat v případové studii (viz [43]), kde je pro účely simulace definována malá vodní elektrárna o výkonu 5 MW, která je vybavena PI regulátorem turbíny, a požadavek primárního napájení zátěže je 1,05 MW.



Obr. 4-1 Frekvenční odezva na připojování simulované VE na zátěž (převzato z [43])

Z grafu je patrná odezva na náběh zátěže v čase 10 s, kdy dochází k razantnímu poklesu frekvence na 5-10 s, což je způsobeno pracovní charakteristikou hydraulické turbíny VE. V závislosti na velikosti připojované zátěže je pokles frekvence výraznější. V případě připojení VE by byla elektrárna odpojena od sítě, jestliže by poklesla frekvence pod 47 Hz anebo by pokles frekvence pod 47,5 Hz trval déle než 20 s. Vyplývá tedy, že pouze při okamžitém připojení desetiny požadované zátěže by VE nebyla odpojena od sítě, což pro účely black startu není dostatečné a bylo by potřeba využít další zdroje v kombinaci s VE pro black start [43].

4.1.2 Přečerpávací vodní elektrárna Dlouhé Stráně

Ačkoliv se nejedná o mikrozdroj, tak PVE Dlouhé Stráně má ve strategii možné obnovy soustavy klíčové postavení a je záhodno ji zde uvést pro porovnání s jinými typy zdrojů. Jedná se o největší vodní elektrárnu se dvěma Francisovými turbínami o celkovém instalovaném výkonu 650 MW. Její hlavní úlohou je stabilizace elektrizační soustavy, kdy při přebytcích funguje v čerpadlovém režimu a pro pokrytí špiček zatížení pracuje v režimu turbínovém. Zároveň se podílí svým kompenzačním provozem na regulaci napětí v soustavě [47].

Se svou celkovou kapacitou o velikosti 3,7 GWh je vhodným zdrojem pro možnou obnovu soustavy. V září 2017 byly provedeny předem plánované a simulované testy obnovy provozu tepelné elektrárny Chvaletice. PVE Dlouhé Stráně a TE Chvaletice záměrně pracovaly ve vzájemném ostrovním režimu, kdy byly propojeny skrze vedení V457, V401 a V471 přes rozvodny Krasíkov a Týnec (viz Obr. 4-2).



Obr. 4-2 Elektrické schéma propojení PVE Dlouhé Stráně a TE Chvaletice (převzato z [44])

Proveditelnost testu byla předem analyzována matematickými simulacemi v programu MODES z dat, které jsou elektrárny povinné poskytovat provozovateli přenosové soustavy. Test započal postupným najížděním propojovacího vedení na hladinu 400 kV (v řádu jednotek hodin), startem ze tmy PVE Dlouhé Stráně a najížděním největších spotřebičů v TE Chvaletice, což je čerpadlo chladící vody (2,5 MVA) a odsávací ventilátor (4,9 MVA) [44]. Následovalo spuštění dalších spotřebičů jako jsou např. vzduchové ventilátory, kondenzační čerpadla nebo vodní čerpadla. Po jejich spuštění proběhly testy reakce PVE na změny pracovní frekvence, následné vypínání spotřebičů v TE Chvaletice a synchronizace testovacího okruhu se zbytkem přenosové sítě. Hodnoty frekvence a napětí se během testu udržely ve vytyčených mezích, kdy největší odchylka frekvence 393 mHz nastala po zapojení odsávacího čerpadla, ale tím se maximální odchylka 1,5 Hz nepřekonala. K největšímu poklesu napětí došlo při spuštění vodního čerpadla, kdy napětí na 6kV přípojnici v TE Chvaletice pokleslo o 1,05 kV na hodnotu 5,3 kV, což stále bylo více než minimální povolená hodnota 4,8 kV. Tímto testem potvrdila PVE Dlouhé Stráně svou vhodnost zdroje pro obnovu napájení systémových elektráren a v následujících letech získala potřebnou certifikaci pro tuto činnost [44].

4.2 Větrné elektrárny

Hlavními přednostmi větrných elektráren (VTE) jsou jejich provozuschopnost při proměnných otáčkách rotoru, možnost ovládání činného a jalového výkonu a schopnost rychlého najetí na jmenovité provozní hodnoty (nejrychlejší ze všech uvedených typů). S tím jsou spjaté i nevýhody, mezi něž se řadí závislost na povětrnostních podmínkách a poměrně vysoké rušení frekvenční a napěťové stability sítě, což musí být řešeno patřičnými regulátory v elektrárně.

V případě startu ze tmy je potřeba dodatečného zdroje energie, který bude pro potřebu najetí napájet prvky vlastní spotřeby pro úspěšný start VTE (transformátor, vedení, regulace VTE atd.). Větrné elektrárny vyžadují pro svou vlastní spotřebu 5-10 % ze svého jmenovitého výkonu. Za účelem napájení VS při výpadku se nejčastěji využívají dieselgenerátory, které zpravidla bývají součástí větších VTE, neboť u menších elektráren nejsou ekonomicky výhodné. Lze rovněž využít bateriová úložiště, ty ovšem nejsou v současnosti tak rozšířeny jako dieselgenerátory. Většina VTE ovšem žádnou jednotkou pomocného výkonu nedisponuje, neboť samotné elektrárny nebyly projektovány za účelem provedení možného startu ze tmy [48].

Klíčovou veličinou při napájení zátěže při startu ze tmy je rychlost větru, jelikož ta ovlivňuje výkon větrné turbíny úměrně se třetí mocninou. Pro stabilní napájení zátěže je tedy potřeba značné výkonové rezervy, která zajistí, že i při větším poklesu rychlosti větru bude zajištěno napájení VS najížděné elektrárny za potřebnou dobu.

VTE je pro black start vhodná například v kombinaci s vodní elektrárnou a bateriovým úložištěm. Vezmeme v úvahu případovou studii z [43], která byla již zmíněna v souvislosti s obnovou ES čistě pomocí malé vodní elektrárny, tak v případě této elektrárny o výkonu 5 MW je dodatečně připojena VTE o výkonu 0,2 MW a bateriové úložiště s výkonem 0,3 MW. Primární velikost zátěže zůstává na 1,05 MW.

Na Obr. 4-3 jsou tři křivky, přičemž první vyjadřuje frekvenční odezvu za použití pouze MVE, druhá vyjadřuje použití MVE s bateriovým úložištěm a třetí uvažuje i připojenou VTE. Kvůli rapidní rychlosti náběhu bateriového úložiště i VTE (za podmínky konstantní rychlosti větru) je frekvenční propad v prvních 5 sekundách náběhu nižší a ve třetím scénáři již dosahuje maximálního propadu frekvence o méně než 3 Hz za dobu kratší než 10 s, čímž lze tento náběh považovat za úspěšný z hlediska podmínek pro start ze tmy [43].



Obr. 4-3 Frekvenční odezva na připojování simulované VE, VTE a bateriového úložiště na zátěž (převzato z [43])

4.2.1 Větrná farma Kryštofovy Hamry

Příkladem vhodného zdroje pro obnovu napájení VS tepelné elektrárny je větrná farma Kryštofovy Hamry v severozápadních Čechách. Jedná se o největší větrnou farmu, která sčítá 21 větrných elektráren typu Enercon E-82. Jmenovitý výkon každé elektrárny je 2 MW, dohromady má tedy větrná farma při dostatečné rychlosti větru jmenovitý výkon 42 MW, což je pro účely napájení VS větší elektrárny postačující výkon [49].

V rámci případové studie (viz [46]) byl vytvořen model spouštění VS tepelné elektrárny Ledvice pomocí VTE Kryštofovy Hamry po rozpadu soustavy. Model neuvažuje žádný dodatečný zdroj, který by mohl dočasně zastoupit větrnou farmu, a proto je pro úspěch simulace klíčový průběh rychlosti větru. Ten v průběhu simulace klesl až na polovinu požadované hodnoty pro jmenovitý výkon turbín, a proto i celkový výkon farmy v určitý čas poklesl na 12 MW. Zátěž tvořilo celkem 15 asynchronních motorů o celkovém příkonu 13,1 MW, které tvořily pohony VS elektrárny Ledvice.

V simulačním prostředí MODES byl následně vytvořen výpočet dlouhodobé dynamiky simulace, ve kterém se pozorovaly 4 veličiny – dosažitelný výkon větrné elektrárny (červeně), úhel natočení lopatek turbíny (zeleně), rychlost větru (fialově) a činný výkon generátoru (modře). Průběhy těchto veličin jsou vyznačeny na Obr. 4-4 v poměrných jednotkách.



Obr. 4-4 Průběhy veličin v rámci simulace napájení VS elektrárny Ledvice (převzato z [46])

Vliv poklesu rychlosti větru na dosažitelný výkon VTE je patrný, přičemž je zčásti kompenzován snižováním úhlu natočení lopatek. Ovšem velikost činného výkonu dodávaného do Ledvic (modře) není po téměř celou dobu simulace ovlivněna, především kvůli značné výkonové rezervě větrné farmy. Výjimkou je pokles před 14 000 s, kdy je po určitou dobu omezena dodávka činného výkonu do soustavy.

To se ovšem projeví na průbězích napětí v uzlech, kdy napětí dočasně klesá po spouštění největších spotřebičů (kondenzátní čerpadla) a po již zmíněném poklesu až na poloviční hodnotu, která navíc není kvůli své strmosti poklesu zregulovatelná hladinovým regulátorem frekvence. Tenhle pokles se dále v simulaci projeví na chodu jednoho z kondenzátních čerpadel, u kterého se po dobu několika minut zvýší jeho jalový výkon o 160 %, čímž se zvýší skluz čerpadla, vznikají na něm úbytky napětí a je zde i určitá pravděpodobnost pro úplné zastavení čerpadla, což by případně vyústilo v neúspěšný start ze tmy elektrárny Ledvice.

Ze simulace vyplývá nutnost dodatečného záložního zdroje výkonu v podobě dieselgenerátoru nebo baterie, jestliže by měla být větrná farma plně schopna startu ze tmy. Ta by nejen byla schopna při startu ze tmy nabudit svůj řídící systém a střídač, ale také v případě nutnosti pokrýt pokles vyráběného výkonu z turbín a rychlé reakce výkonu zátěže (při spouštění největších spotřebičů).

4.3 Fotovoltaické elektrárny

Solární elektrárny jsou z principu podobně využitelné pro black start jako větrné elektrárny. Rovněž mají schopnost rychlého náběhu při zatěžování do sítě a střídače fotovoltaických elektráren zapojené do sítě mají taktéž schopnost dodávat a odebírat jalový výkon [48]. Nevýhoda FV elektráren tkví v proměnlivosti ozáření solárních panelů v čase a tím i v proměnlivé dodávce činného výkonu, z čehož vyplývá i obtížnější řízení stability sítě a frekvenční a napěťové hladiny [43]. Spousta FV elektráren navíc má střídače, které jsou řízené pomocí napěťového signálu ze sítě (tzv. grid-following střídače), a tudíž jsou pro účely startu ze tmy nevyužitelné [50].

Pro účely startu ze tmy jsou solární elektrárny (o velikosti minimálně jednotek MW) využitelné pouze v kombinaci s jinými druhy zdrojů energie, v případě FV elektráren to nejčastěji je pomocný zdroj v podobě akumulační jednotky. Tato kombinace je výhodná v tom, že při výpadku sítě je FV elektrárna schopna vyrábět do akumulačního zařízení (např. bateriové úložiště) až do plného nabití. Akumulační zařízení navíc umožňuje v případě rozpadu soustavy dodávat výkon FV elektrárně pro napájení řídících, komunikačních a ochranných prvků elektrárny. Bez nich by FV elektrárna nebyla schopná provozu. Obecně jsou FV elektrárny vhodné pro připojení do již existujícího ostrovního provozu, kdy daný ostrov posilují strmou rychlostí náběhu svého výkonu [48].

4.4 Bateriová úložiště

Jak již bylo řečeno, bateriová úložiště (BESS – Battery Energy Storage System) mají potenciál sloužit jako podpůrné zdroje pro jiné druhy elektráren (vodní, větrné…), především pro počáteční podání napětí pro hlavní zdroje sloužící k obnově VS větších elektrárenských bloků. Mohou také sloužit jako zátěž pro tyto elektrárny v počáteční fázi náběhu, kdy ještě nejsou připojeny ke zbytku sítě [43]. Po úspěšném náběhu hlavních zdrojů se podílí na ustálení podávaného výkonu do sítě a na stabilizaci jeho parametrů (regulace f a U), neboť OZE jsou v tomto hledisku z principu nestabilní.

Při výpadku soustavy je důležité včasné odpojení BESS od zbytku soustavy z důvodu jejich úplného vybití. Vybité úložiště by jinak nebylo pro účely startu ze tmy dále využitelné. Podstatná je i úroveň nabití úložiště a doba trvání samotného startu ze tmy, jelikož BESS mají omezenou úložnou kapacitu (a tím pádem i omezený výstupní výkon), která umožňuje napájení obecně v řádu hodin [48]. Dalším omezením využití BESS je rovněž jejich vzdálenost od napájených zařízení při startu ze tmy [50].

V současnosti nejsou bateriová úložiště stavěna čistě za účelem podpory případného startu ze tmy, neboť tento jev je ve většině soustav ojedinělý. Daná investice by tím pádem nebyla výnosná, neboť větší bateriová úložiště jsou stále značně nákladná [43]. V současnosti se v ČR nachází několik jednotek bateriových úložišť od různých výrobců, přičemž jejich primárním cílem je poskytování podpůrných služeb provozovateli PS. Momentálně největší BESS se nachází na Sokolovsku, celková kapacita činí 7,45 MWh, přičemž se skládá ze 2 větví, kdy každá z nich je schopna dle certifikace dodat do sítě výkon až 2,5 MW. Slouží primárně pro udržování stability ES skrze podpůrné služby poskytované ČEPSu. Konečné náklady činily přibližně 100 miliónů korun a projekt byl zrealizován ve spolupráci společnosti SUAS GROUP a Energetického investičního fondu [51]. V Evropě existují již řádově stovky BESS, kdy mezi největší průkopníky patří Německo, které je vzhledem ke své transformaci energetiky má v plánu využívat za účelem udržování výkonové rovnováhy sítě.

KAPITOLA 5: PODÁNÍ NAPĚTÍ Z VODNÍ ELEKTRÁRNY VÍR DO PŘENOSOVÉ SOUSTAVY

V rámci této kapitoly bude provedena a vyhodnocena simulace rozběhu pohonů vlastní spotřeby Teplárny Brno – provoz Špitálka pomocí VE Vír, která disponuje schopností startu ze tmy a je v měřítku přenosové soustavy považovaná za mikrozdroj. Po náběhu teplárny bude následně iniciováno podání napětí do rozvodny Čebín a zapnutí transformátoru 400/110 kV.

5.1 Zařízení použitá v simulaci

Pro vypracování simulace je nejprve potřeba určit vstupní parametry zúčastněných prvků, tj. hydrogenerátor VE Vír, napájecí trasu z VE Vír do Teplárny Brno, pohony VS a turbogenerátor provozu Špitálka, napájecí trasu z Teplárny Brno do rozvodny Čebín a transformátor 400/110 kV. Součástí podkapitoly je základní popis prvků simulace a stanovení parametrů potřebných pro vypracování simulace. Parametry prvků přenosové soustavy byly dodány společností ČEPS, a. s. a parametry prvků distribuční soustavy s provozem Špitálka byly dodány společností EG.D, a. s. Podmínkou pro poskytnutí dat prvků byla anonymizace názvů, proto jsou názvy vedení a rozvoden uvedeny ve smyšlených krycích tvarech, např. vedení V101 či rozvodna R_A. Výjimkou je rozvodna Čebín, značena jako R_C.

5.1.1 Vodní elektrárna Vír

Vodní elektrárna Vír je součástí přehradní nádrže Vír I, která byla v letech 1947-1957 vybudována na řece Svratce poblíž Bystřice pod Pernštejnem.



Obr. 5-1 Letecký snímek přehradní nádrže Vír I (převzato z [53])

Vodní elektrárna se skládá ze 3 Francisových turbín o celkovém výkonu 7,7 MW, které slouží k výkonové regulaci a pokrytí špiček v síti. Největší z turbín má výkon 6 MW a ta je v simulaci uvažována. Součástí přehrady je i úpravna pitné vody, která byla v letošním roce zrekonstruována za účelem zlepšení kvality pitné vody a zvýšení výroby na 100 l/s [52]. Pro účely možného startu ze tmy je elektrárna vybavena dieselagregátem, který zajišťuje napájení vlastní spotřeby. V současnosti je jejím provozovatelem společnost E.ON Energie, a.s. [53].

Zdánlivý výkon S _N	7,5 MVA
Činný výkon P _N	6 MW
Hltnost turbíny	12 m³/s
Jmenovitý proud I _n	688 A
Jmenovité napětí U _n	6,3 kV
Synchronní reaktance X _d	144 %
Rázová podélná reaktance X _d "	20 %
Mechanická časová konstanta T _m	7,8 s
Elektromagnetická časová konstanta T _w	1,08 s
Doba zavírání/otevírání rozvodného kola	5/68 s

Parametry největšího hydrogenerátoru VE Vír jsou následující [54]:

5.1.2 Teplárna Brno – provoz Špitálka

Provoz Špitálka (PŠ) je jedním z pěti provozů Tepláren Brno, a.s., které tvoří systém výroby a distribuce tepelné energie v Brně. Mezi další brněnské teplárenské zařízení se řadí:

- provoz Brno-Sever (PBS)
- provoz Červený mlýn (PČM)
- provoz Staré Brno (PSB)
- provoz ZEVO

Poslední uvedený provoz ZEVO (zařízení pro energetické využití odpadu) využívá komunální odpad jako palivo, ostatní provozy využívají zemní plyn. Pro účely simulace se bude uvažovat pouze provoz Špitálka, který slouží pro kombinovanou výrobu tepelné a elektrické energie na protitlakých parních turbínách. Vyrobené teplo je ve formě páry a teplé vody dodáváno odběratelům, elektrická energie je dodávána do lokální distribuční sítě [55].

V provoze Špitálka je instalováno celkem 5 turbosoustrojí o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 80,6 MW_e. V rámci simulace bude najížděno nejvýkonnější turbosoustrojí z provozu Špitálka, jehož pracovní označení je TG1 a jeho vybrané parametry jsou uvedeny

......

v Tab. 5-2. Parametry N_{tmin} a N_{tmax} představují minimální a maximální hranici regulačního rozsahu turbosoustrojí.

Označení	Typ turbíny	Parametry vstupní páry	Hltnost (t/hod)	Pn (MWe)	S _n (MVA)	N _{tmin} (MW)	N _{tmax} (MW)
TG1	protitlaková	510 °C, 9,4 MPa	220	30	34	5	30

Tab 5-2 Provozní	í údaie turhosous	stroií TG1 v	nrovoze Šr	nitálka (vla	stní tvorha)
100.5211000211	uuuje turbosous		provoze sp	ntuinu (viu.	scill cvorbuj

Po ztrátě napětí je potřeba zajistit napájení doběhu zařízení teplárny vlastními zdroji (např. dieselagregátem, baterií), uzavření všech parních a horkovodních hraničních armatur a je potřeba jistit protáčení provozovaných turbín. Pro provedení obnovy z VE Vír I je dále nutno odpojit z hlavních rozvoden vlastní spotřeby HR 6 kV a HR 0,4 kV všechna zařízení, která se nebudou podílet na najíždění pohonů vlastní spotřeby TG1. Vypínače rozvoden jsou vypnuty v beznapěťovém stavu a připraveny k postupnému zapínání za účelem přivedení napětí na transformátory, které se zúčastní startu ze tmy. Řídící systémy a systémy MaR musí být napájeny ze záložních zdrojů po celou dobu procesu.

Pro najetí vlastní spotřeby TG1 a vytvoření ostrovního provozu je potřeba najet soustavu zařízení o celkovém příkonu 2624 kW. V simulaci bude konkrétně sledováno najetí třech největších pohonů vlastní spotřeby TG1 o celkovém příkonu 2000 kW a dvou pohonů vlastní spotřeby jiného turbosoustrojí o celkovém příkonu 220 kW. Tyto dva pohony reprezentují najetí množství menších čerpadel o celkovém příkonu 225 kW. Parametr $Cos(\varphi)^*\eta$ udává součin jmenovité účinnosti a účiníku zařízení, parametr T_m udává mechanickou časovou konstantu pohonu. Najíždění pohonů bude provedeno v pořadí uvedeném v Tab. 5-3.

Typ zařízení	Označení	Druh pohonu	<i>P</i> _n (kW)	S _n (kVA)	Cos(φ)*η (-)	R ₂₀ , R ₂₁ (p. j.)	X ₂₀ , X ₂₁ (p. j.)	T _m (s)
Spalinový ventilátor	SV_1	Asynchronní	110	143	0,69	0,017, 0,035	0,11, 0,05	7,4
Vzduchový ventilátor	VV_1	Asynchronní	110	143	0,69	0,017, 0,035	0,11, 0,05	7,4
Vzduchový ventilátor	VV_2	Asynchronní s FM	1000	1221	0,74	5, 0,1	0,1, 0,2	4
Oběhové čerpadlo	0Č_1	Asynchronní s FM	200	249	0,72	0,035, 0,11	0,11, 0,05	7,4
Napájecí čerpadlo	NČ_1	Asynchronní s FM	800	896	0,8	0,035, 0,11	0,11, 0,05	4

Tab. 5-3 Parametry největších pohonů vlastní spotřeby turbosoustrojí TG1 (vlastní tvorba)

V letních měsících jsou ve Špitálce mimo provoz parní kotle a turbíny, jelikož tyto měsíce nejsou součástí topné sezóny. Z toho vyplývá, že start TG1 po poruše typu blackout je možný pouze v topné sezóně, kdy jsou všechny stroje v provozu a parní kotle mají pravidelný přísun zemního plynu pro tvorbu páry. Provozní zkoušky a opravy zařízení naopak probíhají v letní odstávce, během které probíhají i testy najetí vlastní spotřeby po ztrátě napětí ze soustavy.

5.1.3 Napájecí trasy

První část napájecí trasy vede od hydrogenerátoru HG1 z VE Vír až k pohonům vlastní spotřeby provozu Špitálka v Brně. Úspěšně najetý hydrogenerátor HG1 vyvádí výkon do rozvodny R_A, ve které se zvyšuje napětí v transformátoru T1 z 6,3 kV na 22 kV. Trasa dále směřuje do rozvodny R_B, ve které se hladina napětí zvyšuje v trojvinuťovém transformátoru T2 z 22 kV na 110 kV. Z rozvodny R_B pokračuje trasa přes vedení V102, V103, V104 a V105 až do rozvodny R_F. Zde dochází k postupnému snížení napěťové hladiny přes transformátory T3 a T4 na hladinu 6 kV, v rámci které jsou připojeny pohony vlastní spotřeby pro provedení úspěšného najetí provozu Špitálka. Celá trasa je vyznačena níže na Obr. 5-2.



Obr. 5-2 Napájecí trasa z VE Vír do Teplárny Brno (vlastní tvorba)

Druhá část simulace spočívá v podání napětí do rozvodny Čebín (ve schématu uvedena pod názvem R_C), přičemž cílem je úspěšné zapnutí transformátoru T11 (400/110 kV). Po najetí turbogenerátoru TG1 dochází k odpojení bloku HG1 z VE Vír a k připojení bloku TG1 do soustavy. Vlastní spotřeba provozu Špitálka je napájena z TG1 přes transformátor T_VS a zbytek výkonu je vyveden z teplárny postupně přes transformátory T9 a T3. Trasa dále pokračuje přes vedení V105 a V104 do rozvodny R_D, ve které je blok TG1 zatížen odběrem přes transformátor T10. Zatížení přes T10 je totiž vhodné pro stabilitu provozu TG1.

V konečné části je přivedeno napětí do rozvodny Čebín a na T11, který byl po výpadku odpojen od zbytku soustavy vypínačem. Druhá část napájecí trasy je vyznačena na Obr. 5-3.



Obr. 5-3 Napájecí trasa z Teplárny Brno do rozvodny Čebín (vlastní tvorba)

V Tab. 5-4 jsou uvedeny vybrané parametry vedení zúčastněné v napájecí trase z VE Vír do provozu Špitálka. Jelikož je využita ta samá trasa pro obnovu transformátoru T11 v rozvodně Čebín, tak jsou parametry vedení platné pro obě napájecí trasy. Z důvodu neposkytnutí data susceptance jedné fáze vedení V106 je u B_{VED} uvažováno 0 µS.

Vedení	<i>U</i> _n (V)	I _{VED} (km)	R _{VED} (Ω)	X _{VED} (Ω)	<i>B</i> _{VED} (μS)	Typ vodiče a průměr (mm²)
V101	22	6,0	1,806	2,220	8,40	AlFe 95
V102	110	28,8	4,493	11,549	82,94	AlFe 185
V103	110	18,5	2,312	7,526	52,15	AlFe 240
V104	110	4,3	0,537	1,749	12,12	AlFe 240
V105	110	2,5	0,308	0,994	7,35	AlFe 240
V106	22	0,4	0,031	0,017	~0	AXEKCY 240

Tab. 5-4 Parametry vedení napájecích tras (vlastní tvorba)

Dále jsou v Tab. 5-5 uvedeny parametry transformátorů a reaktorů, které jsou rovněž součástí první části napájecí trasy. V Tab. 5-5 jsou rovněž uvedeny hodnoty transformátorů T2 a T3 pro všechna 3 vinutí.

Typ zařízení	U _{np} /U _{ns} (kV)	S _n (MVA)	u _k (%)
T1	22/6,3	8	7,9
T2	110/23/6,3	40/40/7,7	11/3,868/1,218
Т3	110/23/6,3	40/40/7,7	11/3,868/1,218
T4	22/6,3	6,3	7,54
Τ5	6,3/0,4	0,63	5,88
Т6	6,3/0,4	0,63	5,88
Τ7	6,3/0,69	1,1	6,13
Т8	6,3/0,74	1,6	5,32
R1	6,3/6,3	2,4	6
R2	6,3/6,3	2,4	6

Tab. 5-5 Parametry transformátorů a reaktorů první části napájecí trasy (vlastní tvorba)

V Tab. 5-6 jsou pak uvedeny zbylá zařízení, která jsou využita v druhé části napájecí trasy (Špitálka-Čebín) a zároveň nejsou uvedena v Tab. 5-5.

Typ zařízení	$U_{\rm np}/U_{\rm ns}$ (kV)	S _n (MVA)	<i>u</i> _k (%)
T_VS	6,3/0,69	5	6,13
Т9	22/6,3	34	7,5
T10	110/23	40	11

Tab. 5-6 Parametry transformátorů a reaktorů druhé části napájecí trasy (vlastní tvorba)

5.1.4 Rozvodna Čebín

Rozvodna Čebín se nachází pár desítek kilometrů severozápadně od Brna. Jedná se o rozvodnu 400/110 kV, která propojuje 110kV brněnskou soustavu se dvěma 400kV vedeními směřujícími do rozvoden Slavětice (poblíž JE Dukovany) a Mírovka. Pro účely simulace jsou v Tab. 5-7 uvedeny hodnoty transformátoru T11, který propojuje provoz Špitálka se soustavou 400 kV. Úspěšné podání napětí na T11 je jedním z cílů simulace.

Typ zařízení	Spojení	U _{np} /U _{ns} /U _{nt} (kV)	S _{np} /S _{ns} /S _{nt} (MVA)	Inp/Ins/Int (A)
T11	YNa0/d1	400/121/10,5	350/350/100	505/1670/5499
u _{k12} /u _{k13} /u _{k23} (%)	$P_{k12}/P_{k13}/P_{k23}$ (kW)	<i>P</i> ₀ (kW)	i₀ (%)	
13,87/39,75/20,51	588,6/133,5/130	89,6	0,031	

Tab. 5-7 Parametry transformátoru T1	1 v rozvodně Čebín (vlastní tvorba)
--------------------------------------	-------------------------------------

5.2 Provedení simulace podání napětí

Pro účely simulace je použit program MODES, který využívá provozovatel české přenosové soustavy ČEPS pro analýzu přechodných dějů v elektrizační soustavě. Program umožňuje provádět krátkodobé, střednědobé i dlouhodobé dynamické simulace, které souvisejí se zkratovými poruchami, s primární a sekundární regulací činného a jalového výkonu, napětí a frekvence, s regulací otáček výrobních bloků, s najížděním pohonů vlastní spotřeby a s dalšími mnoha úkony, souvisejícími s řízením stability ES.

5.2.1 Nastavení simulace

Program MODES pracuje se vstupními daty, které se přes rozhraní MODMAN ukládají do textových souborů. Každý projekt může mít několik tzv. případů, u kterých jsou různá vstupní data. Na začátku tvorby libovolného případu si v editoru chodů zadefinujeme uzly, větve a oblasti, ze kterých chceme vytvořit simulaci. Do tabulky uzlů jsou vloženy uzly z Obr. 5-2 a Obr. 5-3 společně s jejich vztažným napětím, moduly a fázemi napětí v uzlu a s odebíranými či dodávanými výkony. V tabulce větví jsou pak uvedeny hodnoty vedení mezi uzly, které jsou uvedeny v Tab. 5-4, přičemž je i zadefinováno, zdali jsou zapnuty nebo vypnuty ve výchozím stavu. Následně v tabulce transformátorů uvedeme hodnoty z Tab. 5-5 a Tab. 5-6 a připojíme je do uzlů, které jsme zadefinovali. Jelikož v simulaci vždy uvažujeme pouze jednu regulační oblast, pak tabulku oblastí nemodifikujeme.

Po vyplnění dat napájecí trasy je potřeba zadefinovat generátory, které pracují do uvažované soustavy. Konkrétně se jedná o hydrogenerátor HG1, jehož hodnoty jsou v Tab. 5-8 a vycházejí z hodnot v Tab. 5-1. Parametry N_{tmin} a N_{tmax} opět udávají hranici regulačního rozsahu, X_{d} a X_{q} představují podélnou a příčnou synchronní reaktanci generátoru a T_{m} udává mechanickou časovou konstantu.

.....

Jméno bloku	Un (kV)	S _{ng} (MVA)	<i>Cos φ</i> (-)	N _{tmin} (MW)	N _{tmax} (MW)	X _d (-)	<i>X</i> q (-)	<i>T_m</i> (s)
HG1	6,3	7,5	0,8	0	6	1,44	1	7,8

Tab. 5-8 Tabulka generátorů v MODESu s hydrogenerátorem HG1 (vlastní tvorba)

Při simulaci rozběhu pohonů vlastní spotřeby TG1 se do tabulky motorů dodatečně zadají parametry pěti rozbíhaných pohonů z Tab. 5-3. Tím je editace chodů hotova.

V další části se v editoru modelů bloků nadefinují modely turbíny a příslušného regulátoru, generátoru, budiče a jeho příslušného regulátoru. V editoru jsou již přednastaveny v seznamu různé typové druhy turbín, generátorů a regulátorů s globálními hodnotami, ovšem pro účely simulace je v určitých případech potřeba vytvořit vlastní parametry dynamických modelů.

Pro blok HG1 je vytvořen model vlastního budiče a regulátoru buzení, které vycházejí z přednastavených modelů v programu pro 1V stejnosměrný budič bez statiky. Pro vytvoření vlastních modelů generátorů a turbíny byly využity hodnoty z Tab. 5-1 a Tab. 5-8. Model regulátoru pohonu byl vybrán ze seznamu přednastavených modelů, jedná se o generický model HYDR pro vodní elektrárny.

U bloku TG1 byl zvolen stejnosměrný budič a regulátor buzení s derivační zpětnou vazbou, oba jsou ze seznamu přednastavených modelů. To samé platí i pro model turbíny a generátoru, kdy jsou bez větší újmy na přesnosti simulace využity modely parní turbíny o výkonu 50 MW a příslušného generátoru o výkonu 55 MW, přičemž pro oba modely byly upraveny hodnoty výkonů na hodnoty odpovídající skutečným hodnotám. Regulátor turbíny TG1 byl optimálně vybrán s ohledem na typ a velikost turbíny. Parametry modelů bloků jsou uvedeny v tabulkách v příloze.

Současné elektronické regulátory vodních turbín mohou plnit různé druhy regulace. Na Obr. 5-4 je několik regulačních větví, které přispívají do konečného výstupu regulátoru turbíny R_{TUR} . Mezi ně patří regulace výkonu, frekvence, otáček a otevření regulačního orgánu. Základní režim regulace tvoří regulace výkonu, při spouštění bloku či při výrazném vybočení frekvence od nominální hodnoty se uplatňuje regulace otáček a u reverzačních vodních turbín v čerpadlovém provozu se využívá regulace otevření. Regulátory jsou vybaveny bloky pásem necitlivosti pro potlačení rušení ze vstupních signálů a bloky omezení, které vytyčují regulaci v povolených mezích otáček turbíny. Odchylky se postupně ve sčítacích členech sčítají a v převodníku se vyhodnotí do výstupu regulátoru R_{TUR} , který směřuje jako vstup do modelu vodní turbíny. Frekvenční korektor je dodatečně doplněn o omezovač rychlosti změny, který se uplatňuje v případě zvolení parametru A2 = -2 (tj. regulace turbíny podle frekvence, kdy je výstup regulátoru omezen stejnými limity jako frekvenční kolektor). Při zvolení A2 = -2 se signál za omezovačem rychlosti přičítá k výstupu regulátoru výkonu, čímž se urychluje přenos odchylky frekvence přes regulátor výkonu.



Obr. 5-4 Blokové schéma modelu regulátoru vodní turbíny (převzato z programu MODES)

Výstup z regulátoru turbíny je vstupní veličinou v modelu vodní turbíny, kdy se v závislosti na jeho velikosti určí rozsah otevření přivaděče *G*. Z následujícího vzorce se určí spád *H*, kdy Q je průtok (v m³/s):

$$Q = G\sqrt{H}.$$
 (5-1)

Ze spádu *H* se následně určí průtok *Q*, od kterého je odečten průtok naprázdno $q_{\rm NL}$ a s uvážením samoregulačního efektu turbíny β a činitele zesílení turbíny $A_{\rm T}$ získáme požadované otáčky turbíny $N_{\rm T}$. Zesílení turbíny $A_{\rm T}$ (-) je určeno následujícím vztahem, přičemž $p_{\rm MAX}$ je v případě této simulace roven 1:

$$A_T = \frac{p_{\text{MAX}}}{1 - q_{\text{NL}}}.$$
(5-2)



Obr. 5-5 Blokové schéma nelineárního modelu vodní turbíny (převzato z programu MODES)

Po zvolení vhodných dynamických modelů se v okně "Data grafiky" vytvoří soubor grafů s proměnnými, jejichž průběhy chceme pozorovat. Jedná se o napětí na zúčastněných

vedeních, náběhy pohonů vlastní spotřeby a transformátoru T11 (tj. sledování výkonů, záběrných momentů a proudů), podání napětí do rozvodny Čebín a na zátěž 22 kV.

V okně "Scénář zásahů" se nastaví potřebná sekvence zásahů, jenž naruší výchozí stav a způsobí požadované přechodné děje. Mezi tyto zásahy patří najetí HG1, postupné najíždění pohonů vlastní spotřeby TG1 a připojení transformátoru T11 do ostrovního provozu vytvořeného TG1. Nakonec se v okně "Data řízení výpočtu" upraví parametry výpočtu, mezi než se řadí doba simulace, vzorkovací perioda či integrační krok.

5.2.2 Výchozí stav naprázdno

V první fázi simulace je proveden náběh hydrogenerátoru HG1 s následnou stabilizací jeho parametrů a s podáním napětí na napájecí trasu. Cílem této fáze je úspěšně dostat HG1 do stavu naprázdno, kdy je výkon generátoru spotřebováván na vlastní spotřebu vodní elektrárny a na ztráty na prvcích napájecí trasy.

Při startu ze tmy HG1 je nenabuzený generátor připojen k celé napájecí trase, přičemž následuje rampa buzení HG1 z jeho budiče, čímž dochází k podání napětí na napájecí trasu. Průběhy napětí se po pár desítkách sekund dostávají do ustálených hodnot. V simulaci je nabuzení provedeno nastavením počáteční hodnoty napětí na generátoru na hodnotu $0,5^*U_N$ a následným zadáním zásahu EXCT ve scénáři zásahů dochází ke změně hodnoty regulace buzení, díky které napětí v jednotlivých uzlech dosahuje jmenovitých hodnot. Nabuzení rampou je využito z důvodu omezení přepětí na napájecí trase, které při použití nevhodné regulace buzení dosahuje nepovolených hodnot.



Obr. 5-6 Průběhy podání napětí na napájecí trasu (výstup z programu MODES)

Při nabuzení je na Obr. 5-6 patrná rampa napětí, která dosahuje ustálených hodnot zhruba po 50 s. Průběhy ve všech napěťových hladinách dosahují v ustáleném stavu hodnot v povolených mezích (0,9-1,118* U_N pro 110 kV a 0,8-1,1* U_N pro 6 kV) [4]. Tím lze považovat podání napětí na napájecí trasu za úspěšné.

Na grafu níže je pozorován skluz frekvence *S*_G generátoru HG1, který lze definovat jako rozdíl mezi statorovou frekvencí a elektrickou frekvencí odpovídající rychlosti rotoru. Při rozběhu je skluz úspěšně zregulován a maximální odchylku -35 mHz lze považovat za marginální. Zároveň je zřejmé zapůsobení PI regulace hydrogenerátoru, přičemž regulátor vyreguloval frekvenci bez trvalé regulační odchylky a skluz je po ustálení nulový.



Obr. 5-7 Skluz generátoru HG1 ve výchozím stavu (výstup z programu MODES)

Jedním z jevů, který ovlivňuje napětí v jednotlivých uzlech napájecí trasy, je Ferrantiho jev. Jedná se o stav, kdy je napětí na konci vedení větší než na začátku. Jev je charakteristický pro dlouhá vedení zvn a vvn při chodu naprázdno či při minimálním zatížení. Vlivem průchodu kapacitního proudu vznikají na impedanci vedení úbytky napětí, které způsobují vyšší hodnotu napětí na konci vedení než na jeho začátku (více viz [56]). Na grafu níže je vyobrazen vliv Ferrantiho jevu na 110kV vedení V102, které je ze všech vedení napájecí trasy nejdelší. Napětí je měřeno v rozvodnách R_B a R_C, které vedení V102 propojuje. Ačkoliv je vliv Ferrantiho jevu na vedení pozorovatelný, tak nemá zásadní vliv na celkový průběh podání napětí do provozu Špitálka.



Obr. 5-8 Ferrantiho jev na vedení V102 (výstup z programu MODES)

5.2.3 Rozběh pohonů vlastní spotřeby provozu Špitálka

V této fázi je simulován náběh pěti pohonů vlastní spotřeby TG1. Cílem je jejich úspěšný rozběh a následný chod, který dále umožní rozběh TG1 a podání napětí na transformátor T11 v rozvodně Čebín. V tabulce níže jsou uvedeny časy, ve kterých jsou pohony připojovány vypínači na napětí.

Typ zařízení	Označení	Čas sepnutí vypínače (s)
Spalinový ventilátor	SV_1	10
Vzduchový ventilátor	VV_1	90
Vzduchový ventilátor	VV_2	180
Oběhové čerpadlo	0Č_1	300
Napájecí čerpadlo	NČ_1	360

Tab. 5-9 Časy rozběhu pohonů vlastní spotřeby (vlastní tvorba)

Činný výkon generátoru P_E a výkon turbíny N_T se s připojováním pohonů postupně zvyšují. Z Obr. 5-9 jsou patrné špičkové nárůsty v časech spínání pohonů, především u P_E . Největší špičky jsou při spínání vzduchového ventilátoru VV_2 a napájecího čerpadla NČ_1, což odpovídá velikosti jejich příkonů (1000 kW a 800 kW). Po náběhu pohonů VS se P_E ustaluje na přibližných 2,1 MWe, což rámcově odpovídá požadovanému příkonu pohonů VS.



Obr. 5-9 Činný výkon generátoru a výkon turbíny HG1 při rozběhu pohonů VS (výstup z programu MODES)

Pro skluz frekvence S_G generátoru HG1 platí, že v dlouhodobém normálním provozu se udržuje v mezích -1,5 a +0,5 Hz od nominální frekvence 50 Hz. Tato mez je překročena při náběhu VV_2 a NČ_1, kdy pokles dočasně dosahuje přes -2 Hz od frekvence 50 Hz. V části V. kodexu PS (viz [36]) je pro vodní elektrárny stanoveno rozmezí -2,5 a 1,5 Hz od frekvence 50 Hz, při jehož překročení dochází k automatickému odpojení VM od ES. Vzhledem k tomu, že dané rozmezí nebylo překročeno, lze v tomto případě považovat rozběh za úspěšný.



Obr. 5-10 Skluz generátoru HG1 při rozběhu pohonů VS (výstup z programu MODES)

Při simulaci spouštění pohonů přímo ze sítě dochází k úspěšnému rozběhu všech pohonů kromě VV_2. Jelikož MODES nemá model frekvenčního měniče, bylo nutné zvolit u VV_2 parametry R a X odpovídající průběhu proudu při lehkém rozběhu řízeném změnou frekvence napájecího napětí (viz Tab. 5-3). U pohonů OČ_1 a NČ_1, které taktéž disponují frekvenčním měničem, se hodnoty R a X ponechaly, neboť u nich úspěšně proběhlo spuštění přímým zapnutím na síť.

Na Obr. 5-11 jsou zaznamenány průběhy záběrných proudů statorovými vinutí rozbíhaných motorů. Z grafu jsou patrné proudové špičky, které jsou charakteristické pro těžké rozběhy asynchronních motorů, kdy proudy I_{MOT} dosahují až sedminásobku velikosti proudu I_N . U NČ_1 je z důvodu použitého modelu as. motoru záběrný proud nižší, ovšem daná proudová špička trvá o to déle. Na průběhu záběrného proudu VV_2 je patrný lehký rozběh motoru, kdy po jeho počátečním "nakopnutí" dosahuje záběrný proud cca 0,3* I_N a postupně vzrůstá, přičemž po zhruba 40 s dochází k druhé proudové špičce a k ustálení hodnoty proudu na pracovní hodnotě.

Záběrným proudům I_{MOT} odpovídají záběrné momenty na Obr. 5-12, které kopírují průběhy proudů při spínání vypínačů. Špičky momentů dosahují dvou až čtyřnásobku jmenovité hodnoty, přičemž po rozběhu se momenty M_{MOT} ustalují na svých jmenovitých hodnotách. U průběhu momentu VV_2 je opět patrný lehký rozběh motorů, simulující frekvenční řízení měničem.



*Obr. 5-11 Průběhy proudů I*_{MOT} při rozběhu pohonů VS (výstup z programu MODES)



*Obr. 5-12 Průběhy záběrných momentů M*_{MOT} při rozběhu pohonů VS (výstup z programu MODES)

Posledním zkoumaným parametrem je napětí v jednotlivých uzlech napájecí cesty. Na Obr. 5-13 lze pozorovat poklesy napětí při spouštění VV_2 a NČ_1, přičemž na napěťové hladině 6,3 kV platí, že napětí nesmí klesnout pod 0,8* U_n po dobu 6 s, případně pod 0,65* U_n po dobu 2 s. Vzhledem k tomu, že zároveň není překročena ani horní hranice 1,1* U_n , tak jsou průběhy napětí R_A a HR6 v povolené mezi. Za rizikovou lze považovat hodnotu napětí na vedení 110 kV v rozvodně R_D, které s připojovanými pohony postupně klesá až pod hodnotu 0,8* U_n , přičemž se na konci simulace ustaluje na hodnotě 0,93* U_n . Obecně jsou rozsahy stanovené pro napěťové hladiny, do kterých jsou výrobní moduly připojeny, což je v tomto případě hladina 6,3 kV. V I. části kodexu PS (viz [4]) pro VM připojené do sítě 110 kV je rozsah napětí stanoven v mezi 0,85-1,15* U_n po dobu 60 minut a 0,9-1,118* U_n po neomezenou dobu, což je mimo špičky napětí při rozběhu splněno. Při reálné zkoušce lze pak průběh napětí ovlivňovat např. změnou buzení generátoru nebo změnou odboček transformátoru, což v této simulaci není uvažováno. Jelikož nedošlo k zapůsobení podpěťových ochran v simulaci, tak lze považovat i z tohoto hlediska rozběh pohonů za úspěšný.



Obr. 5-13 Průběhy napětí při rozběhu pohonů VS (výstup z programu MODES)

5.2.4 Přivedení napětí do rozvodny Čebín

Cílem této části je úspěšné podání napětí na transformátor T11 (400/110 kV) v rozvodně Čebín a zatížení bloku TG1 do sítě 22 kV v rozvodně R_D (viz Obr. 5-3). V této fázi je již odpojený blok HG1, blok TG1 je naopak připojen a napájí pohony vlastní spotřeby přes transformátor T_VS.

Zásahy v simulaci byly nastaveny následovně:

- t = 0 s přepnutí regulace turbíny TG1 do proporcionální regulace otáček
- t = 1 s zapnutí vypínače transformátoru T11 v rozvodně Čebín

Na průběhu činného a jalového výkonu je patrná změna po sepnutí transformátoru T11 v čase t = 1 s. Jalový výkon vzrostl o 1 MVAr z důvodu poskytnutí magnetizačního proudu pro T11. Činný výkon naopak poklesl zhruba o 0,5 MW z důvodu pokrytí ztrát naprázdno transformátoru T11 (90 kW) a z důvodu poklesu napětí v rozvodně R_D, kde je odebírán činný výkon v soustavě 22 kV přes transformátor T10. Poklesem napětí totiž dochází k poklesu odběru činného výkonu, v důsledku čehož klesá i dodávka z bloku TG1. Výkon bloku TG1 se po přechodném ději ustaluje na 0,78* P_n .



Obr. 5-14 Průběhy činného a jalového výkonu při zapnutí T11 (výstup z programu MODES)



Obr. 5-15 Průběh odebíraného činného výkonu v rozvodně R_D (výstup z programu MODES)

Zvýšením dodávky jalového výkonu pro T11 dochází k poklesu napětí na napájecí trase (viz rovnice (1-10)). Generátor na pokles reaguje zvýšením svorkového napětí U_{GEN} , čímž se snaží regulovat úbytek napětí na trase. Otáčky turbíny se zpočátku snižují v reakci na zvýšené napětí, ovšem po zapnutí transformátoru T11 v čase 1 s naopak vzrůstají za účelem pokrytí poklesu odběru činného výkonu.



Obr. 5-16 Průběhy napětí a otáček při zapnutí T11 (výstup z programu MODES)

Počátečnímu poklesu otáček turbíny odpovídá i pokles záběrného momentu M_{MOT} a záběrného proudu I_{MOT} . Po zapnutí T11 se záběrný moment a proud zvyšují a postupně se ustalují, přičemž moment M_{MOT} se drží na své nominální hodnotě.



Obr. 5-17 Průběhy záběrného proudu a momentu při zapnutí T11 (výstup z programu MODES)

Podání napětí proběhlo úspěšně, napětí v jednotlivých uzlech napájecí cesty je prakticky v jmenovitých hodnotách a napětí na 400kV straně rozvodny Čebín je zhruba na $1,05*U_n$.



Obr. 5-18 Průběhy napětí v jednotlivých místech napájecí cesty při zapnutí T11 (výstup z programu MODES)

5.3 Zhodnocení simulace

Vytvořená simulace prokázala, že je proveditelný start ze tmy VE Vír s následným rozběhem pohonů VS turbogenerátoru TG1. Rozběhnutý TG1 je schopen podat napětí na transformátor T11 v rozvodně Čebín, čímž je obnovena cesta možnému propojení mezi DS a PS. Nejrizikovější částí simulace se stal rozběh pohonů vlastní spotřeby, kdy se skluzová frekvence hydrogenerátoru HG1 a napětí na napájecí trase pohybovaly na hranici odpojení provozu Špitálka od VE Vír. Konfigurací parametrů vzduchového ventilátoru VV_2 bylo dosaženo podobné momentové charakteristiky jako u asynchronního motoru s frekvenčním měničem, čímž se simulace rozběhu následně stala úspěšnou. Lze tedy předpokládat, že změnou parametrů u OČ_1 a především u NČ_1 by byl rozběh pohonů plynulejší a průběhy zkoumaných veličin stabilnější, neboť i tyto pohony disponují frekvenčním měničem.

5.3.1 Riziko ferorezonance

Dalším rizikovým jevem je zapnutí transformátoru T11. V této práci jsou přechodné jevy zkoumány jako elektromechanické děje, což neuvažuje elektromagnetické děje, zejména při zapnutí T11. Sepnutím transformátoru totiž může teoreticky dojít k ferorezonanci, což je jev, který způsobuje přepětí doprovázené trvalým vysokým proudem. Při zachování připojení transformátoru tím pádem hrozí zahřívání transformátoru a jeho možné poškození vinutí.

Po sepnutí vypínače transformátoru T11 dochází k přechodnému jevu, při kterém dochází k nasycení jádra T11 a k průběhu magnetizačního toku jádrem, který vychází z hysterezní smyčky transformátoru. V průběhu děje je proměnná magnetizační reaktance transformátoru a kapacitní reaktance trasy. Po jejich připojení vypínačem je ferorezonance možná v určitém rozsahu frekvencí, při kterých dochází k rezonanci kapacity trasy a indukčnosti transformátoru v části nasycení hysterezní smyčky [57].



Obr. 5-19 Hysterezní smyčka (převzato z [58])

Rozsah rezonanční frekvence je potom definován následujícím vzorcem [58]:

$$\frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \le f \le \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{SAT}C'}},\tag{5-3}$$

kde L a L_{SAT} je indukčnost transformátoru v nenasyceném, resp. v nasyceném stavu a C je kapacita napájecí trasy.

Posouzení tohoto elektromagnetického děje a zjištění, zdali nominální frekvence 50 Hz nepatří do rozsahu rezonančních frekvencí, je možné provedením dalšího simulačního výpočtu (např. v programu EMTP). Tento výpočet již ovšem překračuje rozsah této práce.

5.3.2 Vytvoření ostrovního provozu a podání napětí do PS

Další fáze simulace teoreticky spočívá v podání napětí do PS přes transformátor T11. Zde je ovšem několik překážek, které v případě této simulace podání napětí do PS neumožňují. Prvním důvodem je samotná stabilita vytvořeného ostrovního provozu, kdy je dodávání výkonu a regulace frekvence prováděno pouze jedním zdrojem v podobě TG1. Obecně je vhodnější zajištění více zdrojů (viz [38]), různého typu a ideálně v kombinaci s akumulací pro maximalizaci kvality parametrů ostrovního provozu. S tím souvisí i odpovídající velikost zkratového výkonu OP pro provedení podání napětí do PS. Zdánlivý výkon TG1 je 34 MVA,

přičemž nabíjecí výkon 400kV vedení z rozvodny Čebín do rozvodny Slavětice činí 31 MVAr. Z toho vyplývá, že samotný TG1 nemá dostatečný výkon k podání napětí dále do PS.

Velikost ostrovního provozu je zvětšitelná možným paralelním startem ze tmy dalších mikrozdrojů typu VE Vír. Problém tkví v tom, že pro tento účel jsou v České republice vhodné prakticky jenom vodní a přečerpávací elektrárny, neboť větrné a solární elektrárny jsou ve valné většině případů realizovány s grid-following střídačem, který je pro účely startu ze tmy nepoužitelný (viz Kap. 4). Jediný zdroj podobného typu v okolí Brna je MVE Kníničky s jednou Kaplanovou turbínou o instalovaném výkonu 3,528 MW. V běžném provozu slouží jako špičkový zdroj pro pokrývání zvýšené spotřeby elektřiny v ranních a večerních špičkách. Po rozpadu soustavy je pak využitelná pro rozběh plynové turbíny v provoze Červený Mlýn [59].

Problém v podání napětí z DS do PS je především v tom, že ho ČEPS jako provozovatel PS zatím ani neumožňuje. V kodexu PS (viz Kap. 3.4.3 v [36]) nepřímo uvádí, že je možné podání napětí pouze z hladiny 400 kV do hladiny 110 kV a naopak nikoliv. V současnosti společnost ČEPS možnost podání napětí z DS do PS prozkoumává z technického hlediska provedení, především z hlediska možného vzniku ferorezonance a nedostatku potřebného jalového výkonu pro pokrytí nabíjecích výkonů vedení PS.

ZÁVĚR

Cílem této práce bylo prozkoumání možnosti zakomponování mikrozdrojů z hlediska přenosové soustavy do současné strategie obnovy elektrizační soustavy. V teoretické části práce byly vyhodnoceny typy mikrozdrojů, které jsou vhodné pro umožnění lokální obnovy soustavy. Tyto poznatky byly využity pro výběr vhodného mikrozdroje ve vytvořené simulaci, který následně posloužil k rozběhu výkonnějšího pohonu, čímž byla umožněna lokální obnova na úrovni distribuční soustavy.

V první kapitole bylo popsáno řízení elektrizační soustavy s ohledem na podpůrné služby, které zajišťují stabilní chod elektrizační soustavy a maximální kvalitu dodávané elektrické energie. V druhé kapitole byly popsány případy z minulosti, ve kterých byla z různých důvodů narušena stabilita chodu soustavy, přičemž tyto případy vyústily v blackout. Ve třetí kapitole pak byla popsána strategie obnovy české přenosové soustavy, která je definována plánem obnovy soustavy i po poruše typu blackout. Těmito kapitolami byl poměrně podrobně popsán

Druhý bod zadání byl pokryt ve třetí a čtvrté kapitole, ve kterých byly zmíněny současné zdroje zařazené do strategie obnovy soustavy. Mezi tyto zdroje se řadí např. PVE Dlouhé Stráně, PVE Dalešice či VE Orlík, u kterých je instalovaný výkon v řádu stovek MW a slouží k obnově chodu vlastní spotřeby největších elektrárenských bloků v zemi. Čtvrtá kapitola posloužila k vyhodnocení, že pro obnovu soustavy jsou v menším měřítku vhodné i mikrozdroje (z hlediska přenosové soustavy), nejlépe v jejich společné kombinaci. Ovšem z technických důvodů jsou v českém prostředí většinou využitelné pouze vodní mikrozdroje.

V páté kapitole byl vybrán mikrozdroj v podobě VE Vír I, který posloužil k rozběhu pohonů vlastní spotřeby provozu Špitálka. Po najetí turbogenerátoru ve Špitálce bylo následně podáno napětí na transformátor 400/110 kV v rozvodně Čebín. Simulace v prostředí MODES prokázala možnou proveditelnost tohoto způsobu lokální obnovy napájení, což bylo úkolem třetího bodu zadání.

Na samotném konci páté kapitoly bylo zhodnoceno možné využití mikrozdrojů pro obnovu soustavy, což bylo předmětem čtvrtého bodu zadání. Mikrozdroje umožňují lokální obnovu soustavy na úrovni DS, přičemž pro udržení stability ostrovního provozu je vhodnější větší počet paralelně pracujících zdrojů. Současnou překážkou možného využití mikrozdrojů pro obnovu soustavy je především nemožnost podání napětí z distribuční do přenosové soustavy po výpadku soustavy.

Energetické sektory mnoha států prochází restrukturalizací zdrojů, ze kterých vyrábí elektrickou energii. S přechodem od klasických zdrojů na obnovitelné se řízení stability elektrizační soustavy stává obtížnějším a očekává se, že výpadky napájení budou v budoucnosti častějším jevem. Z tohoto důvodu je potřeba vyhledávat nové možnosti pro případnou obnovu soustavy, nejen pomocí zdrojů schopných startu ze tmy v řádu stovek MW, ale i pomocí těch menších, které umožňují postupnou obnovu výkonem v řádu jednotek MW.

LITERATURA

- [1] *Vyhláška č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě* [online]. 2016. [cit. 1. 5. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-16/historie</u>
- [2] MÁSLO, Karel. *Řízení a stabilita elektrizační soustavy*. Praha: Asociace energetických manažerů, 2013. ISBN 978-80-260-4461-1.
- [3] MUDRUŇKOVÁ, Anna. Řízení elektrizační soustavy. Praha, 2018. VOŠ a SPŠ elektrotechnická Františka Křižíka. [cit. 8. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://www.vovcr.cz/odz/tech/283/page06.html#heading11</u>
- [4] *Kodex přenosové soustavy, část I.: Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy* [online]. ČEPS, a. s., 2022. [cit. 28. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps</u>
- [5] VOBOŘIL, David. Severská elektrizační soustava v červnu zaznamena rekordně nízkou setrvačnost [online]. oEnergetice.cz, 2021. [cit. 26. 2. 2023]. Dostupné z: <u>www.oenergetice.cz/elektrina/severskaelektrizacni-soustava-cervnu-zaznamenala-rekordne-nizkou-setrvacnost</u>
- [6] MÁSLO, Karel. Dynamická stabilita a setrvačnost soustavy. Časopis Energetika. 1/2020. [cit. 26. 2. 2023].
- [7] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) [online]. 12/2020. [cit. 26. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://eepublicdownloads.azureedge.net/cleandocuments/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF v17 clean.pdf</u>
- [8] Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě [online]. 2016. [cit. 26. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://eurlex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX:32016R0631</u>
- [9] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Explanatory document to all TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing [online]. 12/2018. [cit. 28. 2. 2023]. Dostupné z: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nctasks/EBGL/EBGL A21 181218 ALL%20TSOs%20proposal aFRRIF explanatory document for%20 submission.pdf
- [10] KABERLE, Richard. *Evropské platformy pro aktivaci RE více do detailu* [online]. Česko-slovenské energetické fórum, 2020. [cit. 28. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://csef.cz/evropske-platformy-pro-aktivaci-re-vice-do-detailu</u>
- [11] KABERLE, Richard. PICASSO a MARI více do detailu [online]. Česko-slovenské energetické fórum, 2020. [cit. 28. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://csef.cz/picasso-a-mari-vice-do-detailu/</u>
- [12] *Podpůrné služby* [online]. ČEPS, a. s. [cit. 1. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby</u>
- [13] KOLEKTIV AUTORŮ. Úvod do liberalizované energetiky Trh s elektřinou [online]. Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4. Dostupné z: <u>https://www.mpoefekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-elektrinou.pdf</u>
- [14] *Load-Frequency Control and Performance* [online]. UCTE, 2004. [cit. 28. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-</u><u>documents/pre2015/publications/entsoe/Operation Handbook/Policy 1 Appendix%20 final.pdf</u>
- [15] VOŽENÍLEK, Petr, Vladimír NOVOTNÝ a Pavel MINDL. Elektromechanické měniče. 2. vyd. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04875-7.
- [16] HABRYCH, Richard. Řízení jalového výkonu synchronního generátoru [online]. Časopis Energetika. 1/2015. [cit. 28. 12. 2022]. Dostupné z: orgrez.cz/fileadmin/user_upload/750/E_3_2015 habrych.pdf
- [17] HAVLÍK, Martin. Návrh systému elektrických ochran a buzení malého synchronního generátoru. Plzeň, 2020. Bakalářská práce. Západočeská univerzita, Fakulta elektrotechnická, Katedra elektroenergetiky a ekologie.
- [18] Kodex přenosové soustavy, část II.: Podpůrné služby (PpS) [online]. ČEPS, a. s., 2022. [cit. 30. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps</u>
- [19] KOUBEK, Michal. *Regulace napětí a jalového výkonu v distribučních sítích*. Praha, 2019. Bakalářská práce. České vysoké učení technické, Fakulta eletrotechnická, Katedra elektroenergetiky.
- [20] TAHERI, H., S. SHAHABI, Sh. TAHERI a A. GHOLAMI. Application of Synchronous Static Series Compensator (SSSC) on enhancement of voltage stability and power oscillation damping. In: IEEE EUROCON 2009 [online]. IEEE, 2009, 2009, s. 533-539. [cit. 5. 3. 2023]. ISBN 978-1-4244-3860-0. Dostupné z: doi:10.1109/EURCON.2009.5167683
- [21] GRÜNBAUM, R., M. NOROOZIAN, M. THORVALDSSON. FACTS powerful systém for flexible power transmission [online]. ABB Review, 5/1999. [cit. 5. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://library.e.abb.com/public/b0f2c8c94b48a6bcc1256fda003b4d42/FACTS_%20eng.%20ABB</u> %20Review.pdf

- [22] ENTSO-E Technopedia. *Static Synchronous Compensator (STATCOM)* [online]. ENTSO-E. [cit. 5. 3. 2023]. Dostupné z: <u>entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom</u>
- [23] ENTSO-E Technopedia. *Phase Shifting Transformers* [online]. ENTSO-E. [cit. 5. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/phase-shifting-transformers</u>
- [24] ČEPS uvedl do provozu zbylé dva PST transformátory v rozvodně v Hradci u Kadaně [online]. Portál oEnergetice.cz, 2017. [cit. 9. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://oenergetice.cz/elektrina/ceps-uvedl-doprovozu-zbyle-dva-pst-transformatory</u>
- [25] Blackouty 2. část: Významné události 21. století [online]. Porátl oEnergetice.cz, 2017. [cit. 2. 1. 2023]. Dostupné z: <u>https://oenergetice.cz/elektrina/blackouty-2-cast-vyznamne-udalosti-21-stoleti</u>
- [26] MÁSLO, Karel. Příčiny a následky velkých výpadků v dodávkách elektřiny [online]. Časopis Elektro. 5/2006. [cit. 2. 1. 2023]. Dostupné z: www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/priciny-anasledky-velkych-vypadku-v-dodavkach-elektriny--13130
- [27] SFORNA, M. a M. DELFANTI. Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout. In: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition [online]. IEEE, 2006, 2006, s. 301-308 [cit. 2. 1. 2023]. ISBN 1-4244-0177-1. Dostupné z: doi:10.1109/PSCE.2006.296323
- [28] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy [online]. UCTE report. April, 2004. [cit. 2. 1. 2023]. Dostupné z: <u>https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf</u>
- [29] Blackout in Italy (September 28, 2003) [online]. Portál electricalpowerengineering.nl. [cit. 2. 1. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.electricalpowerengineering.nl/Electric-Power-Systems/Blackouts</u>
- [30] VOURNAS, Costas, Vassillis NIKOLAIDIS and Aristides TASSOULIS. *Experience from the Athens Blackout of July 12, 2004.* 2005. pp. 1-7. Dostupné z: doi:10.1109/PTC.2005.4524490.
- [31] LOI LEI LAI, HAO TIAN ZHANG, CHUN SING LAI, FANG YUAN XU a Sukumar MISHRA. Investigation on July 2012 Indian blackout. In: 2013 International Conference on Machine Learning and Cybernetics [online]. IEEE, 2013, 2013, s. 92-97 [cit. 12. 3. 2023]. ISBN 978-1-4799-0260-6. Dostupné z: doi:10.1109/ICMLC.2013.6890450
- [32] RATHA, Anubhav. India's Blackouts of July 2012: What Happened and Why?. In: ESI Bulletin on Energy Trends and Development (Volume 5, Issue 4, March 2013). [cit. 12. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.researchgate.net/publication/337171201 India's Blackouts of July 2012 What Happ ened and Why/references</u>
- [33] Understanding Energy Challenges in India [online]. OECD, 2015. IEA Partner Country Series [cit. 12. 3. 2023]. ISBN 9789264247444. Dostupné z: doi:10.1787/9789264247444-en
- [34] Report on the Grid Disturbances on 30th July and 31st July 2012 [online]. Central Electricity Regulatory Commission (CERC) Report. August, 2012. [cit. 12. 3. 2023]. Dostupné z: https://cercind.gov.in/2012/orders/Final Report Grid Disturbance.pdf
- [35] Nařízení Komise (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex sítě pro obranu a obnovu elektrizační soustavy [online]. Evropská komise, 2017. [cit. 13. 3. 2023]. Dostupné z: <u>eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=EN</u>
- [36] *Kodex přenosové soustavy, část V.: Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS* [online]. ČEPS, a. s., 2022. [cit. 4. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps</u>
- [37] *Úvodní stránka společnosti ČEPS, a.* s. [online]. ČEPS, a. s. 2023. [cit. 21. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.ceps.cz/cs/</u>
- [38] BURDEK, Zdeněk. *Blackout a ostrovní provozy* [online]. Portál TZB-info.cz. [cit. 21. 2. 2023]. Dostupné z: <u>https://energetika.tzb-info.cz/elektroenergetika/19683-blackout-a-ostrovni-provozy</u>
- [39] KASEMBE, Andrew, MÁSLO, Karel a Z. HRUŠKA. *Obnova soustavy po poruše typu blackout*. PRO-ENERGY magazín. [cit. 4. 12. 2022].
- [40] TRNKA, Radek. *Elektrická část JE Temelín*. České Budějovice, 2009. Bakalářská práce. Jihočeská univerzita, Pedagogická fakulta, Katedra fyziky.
- [41] *Vodní elektrárna Orlík.* [online]. ČEZ, a.s.. [cit. 11. 12. 2022]. Dostupné z: <u>https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/obnovitelne-zdroje/voda/vodni-elektrarny/ceska-republika/orlik-58164</u>
- [42] MÁSLO, Karel, WITNER, Karel a A. KASEMBE. *Výpočet přechodných dějů při startu ze tmy z elektrárny Orlík*. 8. mezinárodní vědecká konference Electric Power Engineering. 2007. [cit. 11. 12. 2022]
- [43] YAN, W., Q. HONG, D. LIU and A. DYŚKO. Feasibility Studies On Black Start Capability Of Distributed Energy Resources. The 10th Renewable Power Generation Conference (RPG 2021) [online]. Institution of Engineering and Technology, 2021, 2021, pp. 869-875 [cit. 18. 1. 2023]. ISBN 978-1-83953-606-9. Dostupné z: <u>https://ieeexplore.ieee.org/document/9654046</u>
- [44] RYCHLÝ, Oldřich, Tomáš LINHART a Martin PISTORA. Black start test of pumped storage Dlouhé stráně. 2018. 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE) [online]. IEEE, 2018, 2018, pp. 1-4 [cit. 18. 1. 2023]. ISBN 978-1-5386-4612-0.

Dostupné z: https://ieeexplore.ieee.org/document/8395955
- [45] KURUP, Sreeram and S. ASHOK. Performance of a hydro power plant during black start and islanded operation. 2015. IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES) [online]. IEEE, 2015, 2015, pp. 1-5 [cit. 18. 1. 2023]. ISBN 978-1-4799-1823-2. Dostupné z: <u>https://ieeexplore.ieee.org/document/7091569</u>
- [46] KŘÍŽ, Jan, PISTORA, Martin a L. NOHÁČOVÁ. Možnosti startu ze tmy s využitím OZE. 12. mezinárodní vědecká konference Electric Power Engineering. 2011. [cit. 18. 1. 2023]
- [47] Přečerpávací vodní elektrárna Dlouhé stráně [online]. Informační portál skupiny ČEZ a.s. [cit. 18. 1. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/obnovitelne-zdroje/voda/vodnielektrarny/ceska-republika/dlouhe-strane-58155</u>
- [48] *Black Start from Non-Traditional Generation Technologies* [online]. National Grid ESO, 2019. [cit. 14. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.nationalgrideso.com/document/148201/download</u>
- [49] *Největší česká větrná farma v Krušných horách se nerozšíří* [online]. Portál TZB-info.cz. [cit. 14. 3. 2023]. Dostupné z: <u>oze.tzb-info.cz/124786-nejvetsi-ceska-vetrna-farma-v-krusnych-horach-se-nerozsiri</u>
- [50] Study on the review of the black start ancillary services [online]. ELIA National Control Center & Market Development. [cit. 21. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.elia.be/-/media/project/elia/eliasite/electricity-market-and-system---document-library/restoration-services---rsp-and-emergencysituations/2018/2018-study-report-on-the-review-of-the-black-start-ancillary-service---nonconfidential-version.pdf</u>
- [51] TRNKA, Zdeněk. Na Sokolovsku začalo sloužit největší bateriové úložiště v Česku [online]. Český rozhlas, 2023. [cit. 24. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://vary.rozhlas.cz/na-sokolovsku-zacalo-slouzit-nejvetsibateriove-uloziste-v-cesku-8922009</u>
- [52] NEDĚLKOVÁ, Jana. Ve Vírské přehradě klesá kvalita vody, nutná bude rekonstrukce opravny [online]. Portál iDNES.cz, 2021. [cit. 28. 3. 2023]. Dostupné z: <u>https://www.idnes.cz/jihlava/zpravy/upravna-voda-prehrada-vir-vysocina-rekonstrukce-znecisteni.A210913_626612_jihlava-zpravy_mv</u>
- [53] Vírská přehrada [online]. Portál prehradavir.cz. [cit. 28. 3. 2023]. Dostupné z: <u>prehradavir.cz/hraz-a-hydroelektrarna</u>
- [54] MÁSLO, Karel. *Rozběh VS Teplárny Špitálka z VE Vír*. ČEPS a. s., Oddělení analýzy přenosové soustavy. 2022. [cit. 29. 3. 2023].
- [55] *Provozy a SZTE* [online]. Portál teplarny.cz. [cit. 21. 4. 2023]. Dostupné z: <u>teplarny.cz/cs/provozy-a-szte</u>
- [56] DEB, Gagari. Ferranti Effect in Transmission Line. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE) [online]. 2012, 2(4), pp. 447-451 [cit. 25. 4. 2023]. ISSN 2088-8708. Dostupné z: doi:10.11591/ijece.v2i4.451
- [57] KOČÍŠ, Lubomír. *Ferorezonance v sítích vn a vnn principy a opatření*. Elektrotechnický magazín ETM. 2007, roč. 2007, č. 8, s. 26-27. [cit. 29. 4. 2023]. ISSN 1210-5422.
- [58] HARTYCH, Jaromír. Simulace ferorezonance transformátoru vn. Liberec, 2013. Diplomová práce. Technická univerzita Liberec, Fakulta mechatroniky, informatiky a mezioborových studií, Ústav mechatroniky a technické informatiky.
- [59] *Malá vodní elektrárna Brno Kníničky.* [online]. ČEZ, a.s.. [cit. 29. 4. 2023]. Dostupné z: <u>cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/obnovitelne-zdroje/voda/vodni-elektrarny/ceska-republika/brno-kninicky-58169</u>

SEZNAM ZKRATEK

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ASRU	Automatická sekundární regulace napětí
AVO	Automaticky vytvářený ostrovní provoz
ČEPS	Česká elektroenergetická přenosová soustava
DS	Distribuční soustava
EDU	Jaderná elektrárna Dukovany
ES	Elektrizační soustava
FCR	Frequency Containment Reserve
ETE	Jaderná elektrárna Temelín
FM	Frekvenční měnič
LFC	Load Frequency Control
MaR	Měření a regulace
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
OP	Ostrovní provoz
PI	Provozní instrukce
PpS	Podpůrné služby
PS	Přenosová soustava
PŠ	Provoz Špitálka
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
RE	Regulační energie
RR	Restoration Reserve
SBO	Station Blackout
SSSC	Static Synchronous Series Capacitor
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
SVR	Služby výkonové rovnováhy
TE	Tepelná elektrárna
VE	Vodní elektrárna
VM	Výrobní modul
VS	Vlastní spotřeba
VTE	Větrná elektrárna

PŘÍLOHA A: PARAMETRY ZDROJŮ

Součástí přílohy jsou parametry zdrojů HG1 a TG1 z programu MODES.

A.1 Parametry zdroje HG1

<i>T</i> _a (s)	U _{bmin} (-)	U _{bmax} (-)	Ka (-)	Кс (-)	<i>K</i> _d (-)	A _{ss} (-)	<i>B</i> s (-)
1	-6	6	1	0	0	0	0

Tab. A-1	Parametry	budiče DC	$L_{1V}(v)$	lastní tvo	rba)
	<i>,</i>		- (,

<i>U</i> _{zmin} (-)	U _{zmax} (-)	U _{nec} (-)	K _{stat} (-)	Кр (-)	K _{se} (-)	<i>T</i> ₁ (s)	<i>T</i> _s (s)	<i>T</i> ₁ (s)	<i>T</i> ₃ (s)
0	1,1	0,002	0,05	54	0,21	0,33	1	0	0
(0) ()		>				T ()			
v(%/s)	U _{rmax} (-)	U _{rmin} (-)	U _{Imin} (-)	U _{Imax} (-)	<i>T</i> ₂ (s)	T ₄ (S)	<i>K</i> IA (-)	<i>K</i> _{IR} (-)	K _F (-)

Tab. A-2 Parametry regulátoru buzení DC_1BS (vlastní tvorba)

U _n (kV)	<i>cosφ</i> (-)	S _{ng} (MVA)	<i>X</i> _d (-)	<i>X</i> q (-)	<i>X</i> _{d1} (-)	X _{d2} (-)	X _t (-)	<i>T</i> _{d01} (s)
6,3	0,8	7,5	1,44	1	0,27	0,2	0	4,44
<i>T</i> _{d02} (s)	Tq02 (s)	<i>T</i> _m (s)	<i>X</i> q1 (-)	T _{q01} (-)	R _{stat} (s)	R _{rot} (s)	d P0 (-)	E _{rem} (-)
0,055	1,2	7,8	0,62	4,44	0	0	0	0

Tab. A-3 Parametry generátoru VE_Vír (vlastní tvorba)

k _N (-)	<i>T</i> _V (s)	<i>T</i> _{HP} (s)	<i>T</i> _R (s)	<i>V</i> _{min} (-/s)	<i>V</i> _{max} (-/s)	<i>G</i> _{min} (-)	G _{max} (-)	<i>К</i> _{LP} (-)	К _{НР} (-)
1,25	0,2	0,11	1,08	-0,2	0,015	0,01	1	-1	-1

Tab. A-4 Parametry turbíny VE_Vír (vlastní tvorba)

A1(-)	A ₂ (-)	<i>T</i> _{IT} (s)	<i>T</i> _{IB} (s)	<i>T</i> _N (s)	T _{EHP} (s)	k т (-)	k _в (-)	ksp (-)	k _{Fr} (-)	<i>к</i> _{сок} (-)
1	0	20	20	0,3	0,2	3	1	0	0	20
<i>k</i> _{Pres} (-)	k _{For} (-)	GEN (-)	ν _N (%/min)	step _N (%)	d Fr (%)	d sp (%)	d _{Pres} (%)	d _P (%)	N _{Fmax} (%)	N _{Fmin} (%)
0	0	0	80	0	0	0	0	0	0	0

Tab. A-5 Parametry regulátoru turbíny HYDR (vlastní tvorba)

A.2 Parametry zdroje TG1

<i>T</i> _a (s)	U _{bmin} (-)	U _{bmax} (-)	Ka (-)	Кс (-)	<i>K</i> _d (-)	A _{ss} (-)	<i>B</i> s (-)
0,3	0,063	5,86	1	0	0	0	0

Tab. A-6 Parametry budiče DC_1 (vlastní tvorba)

Uzmin (-)	U _{zmax} (-)	U _{nec} (-)	K _{stat} (-)	Кр (-)	K _{se} (-)	<i>T</i> _I (s)	<i>T</i> _s (s)	<i>T</i> ₁ (s)	<i>T</i> ₃ (s)
0,9	1,2	0,002	0,05	30	0,1	0,23	0,96	0	0
v (%/s)	<i>U</i> _{rmax} (-)	U _{rmin} (-)	U _{Imin} (-)	U _{Imax} (-)	<i>T</i> ₂ (s)	T4 (s)	<i>K</i> IA (-)	K _{IR} (-)	<i>K</i> _F (-)
10	9,9	-9,9	-9,9	9,9	0	0	0	0	0

Tab. A-7 Parametry regulátoru buzení DC_1 (vlastní tvorba)

U _n (kV)	<i>cosφ</i> (-)	S _{ng} (MVA)	<i>X</i> _d (-)	<i>X</i> q (-)	X _{d1} (-)	X _{d2} (-)	X _t (-)	<i>T</i> _{d01} (s)
10,5	0,8	34	2,16	2,03	0,272	0,168	0	7,9
<i>T</i> _{d02} (s)	T _{q02} (s)	<i>T</i> _m (s)	X _{q1} (-)	T _{q01} (-)	R _{stat} (s)	R _{rot} (s)	d _{P0} (-)	E _{rem} (-)
0,032	0,029	8,29	0,37	2,7	0	0,0012	0,02	0

Tab. A-8 Parametry generátoru P55 (vlastní tvorba)

k _N (-)	<i>T</i> _V (s)	<i>T</i> _{HP} (s)	<i>T</i> _R (s)	<i>V</i> _{min} (-/s)	<i>V</i> _{max} (-/s)	G _{min} (-)	G _{max} (-)	<i>К</i> _{LP} (-)	<i>К</i> _{НР} (-)
1,25	0,2	0,34	0,4	-1	0,2	0	1	0	1

Tab. A-9 Parametry turbíny P_50C (vlastní tvorba)

A1(-)	A2 (-)	<i>T</i> _{IT} (s)	<i>T</i> _{IB} (s)	<i>T</i> _N (s)	T _{EHP} (s)	k _т (-)	k _в (-)	ksp (-)	k _{Fr} (-)	<i>к</i> сок (-)
1	0	10	400	0,3	0,2	1	1	0	0	0
<i>k</i> _{Pres} (-)	k _{For} (-)	GEN (-)	ν _N (%/min)	step _N (%)	d Fr (%)	d sp (%)	d _{Pres} (%)	d _P (%)	N _{Fmax} (%)	N _{Fmin} (%)
1	0,5	1	2	0	0	0	0	0	0	0

Tab. A-10 Parametry regulátoru turbíny CoCF0 (vlastní tvorba)